



**“INTERPRETACIÓN SÍSMICA, ESTRUCTURAL Y MODELAMIENTO
GEOQUÍMICO DE LA FORMACIÓN BARCO – CUERVOS Y ANALISIS DEL
POTENCIAL DE GAS ASOCIADO A CARBON EN NORESTE DE COLOMBIA”.**

MAURICIO ANDRES VASQUEZ PINTO.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FISICO QUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
2008.**



**“INTERPRETACIÓN SÍSMICA, ESTRUCTURAL Y MODELAMIENTO
GEOQUÍMICO DE LA FORMACIÓN BARCO – CUERVOS Y ANALISIS DEL
POTENCIAL DE GAS ASOCIADO A CARBON EN NORESTE DE COLOMBIA”.**

MAURICIO ANDRES VASQUEZ PINTO.

Trabajo de grado para optar el título de geólogo.

Director

Mario García González, Ph.D.

Profesor Titular.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE FISICO QUIMICAS

ESCUELA DE GEOLOGÍA

2008.



AGRADECIMIENTOS

Al profesor Mario García González, director de este proyecto, por su tiempo, apoyo, amistad y enseñanzas.

A los profesores de la Escuela de Geología que me dictaron clases, por haber impartido su conocimiento y haber aportando tanto en mi formación como profesional.

A todos mis amigos y en especial a los miembros del Grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones por todo su apoyo y ayuda prestada.

Al Grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones por la financiación prestada para la elaboración de este proyecto.

A mi familia por su apoyo incondicional a través de toda mi carrera, en especial a mi madre y mi hermano por su paciencia y comprensión.



CONTENIDO

	Pág.
1. INTRODUCCIÓN	11.
2. OBJETIVOS	12.
2.1 OBJETIVO GENERAL	
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	
3. MARCO GEOLÓGICO	13.
3.1 Localización del área de estudio	13.
3.2 Geología Regional	15.
3.3 Geología Estructural	16.
3.4 Estratigrafía	21.
3.4.1 Unidades estratigráficas presentes	23.
4. METODOLOGÍA	24.
4.1 Secciones Cronoestratigráficas	24.
4.2 Interpretación Sísmica	28.
4.3 Interpretación Estructural	29.
4.3.1 Marco teórico - Pliegues por propagación de falla con espesores constantes	29.
4.3.2 Marco teórico - Pliegues por propagación de falla con eje fijo	32.
4.4 Modelamiento Geoquímico	34.
4.4.1 Diagramas de Tiempo – Temperatura	36.



5. RESULTADOS	38.
5.1 Interpretación Sísmica	38.
5.2 Marco Teórico – Gas asociado a Carbón	49.
5.3 Interpretación Estructural	51.
5.3.1 Pliegues por Propagación de Falla	51.
5.4 Modelamiento Geoquímico	56.
5.4.1 Historia de Subsistencia	56.
5.4.2 Modelamiento geoquímico 2D	64.
6. CONCLUSIONES	68.
7. REFERENCIAS CITADAS	69.



TABLA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización geográfica de la Cuenca Cesar – Ranchería	13.
Figura 2. Mapa general de la Cuenca Cesar - Ranchería	15.
Figura 3. Bloque 3D, geometría tridimensional y cinemática de subducción actual.	16.
Figura 4. Evolución Estructural Cuenca Cesar – Ranchería.	20.
Figura 5. Columna Estratigráfica de la Sub Cuenca Cesar	23.
Figura 6. Mapa de ubicación de las secciones Cronoestratigráficas en la subcuenca Cesar.	26.
Figura 7. Sección Cronoestratigrafica sección sísmica A-A’.	27.
Figura 8. Diagrama de flujo de la metodología aplicada al uso del software GeoGraphix	28.
Figura 9. Modelo cinemático de un pliegue por propagación de falla.	30.
Figura 10. Terminología de los elementos en los pliegues por propagación de falla.	30.
Figura 11. Diagramas de relación entre los ángulos interlimbos y el ángulo θ_2 .	31.
Figura 12. Modelo cinemático de los pliegues por propagación de falla con eje fijo.	32.
Figura 13. Diagramas de relación entre el ángulo interlimbos y el ángulo θ	33.
Figura 14. Variación de la porosidad (ϕ) en función de la profundidad (m), tabla de valores estándar para porosidades iniciales de cada litología.	35.
Figura 15. Esquemización de las líneas sísmicas interpretadas.	38.
Figura 16. Interpretación sísmica de la línea XX-SAP3_01	41.
Figura 17. Interpretación sísmica de la línea XX-SAP3_02	42.
Figura 18. Interpretación sísmica de la línea XX-SAP3_03	43.
Figura 19. Interpretación sísmica de la línea XX-SAP3_04	44.
Figura 20. Interpretación sísmica de la línea XX-SAP3_05	45.
Figura 21. Interpretación sísmica de la línea XX-SAP3_06	46.
Figura 22. Interpretación sísmica de la línea XX-SAP3_07	47.



Figura 23. Interpretación sísmica de la línea XX-SAP3_08	48.
Figura 24. Recuperación del CBM.	50.
Figura 25. Interpretación estructural de la línea XX-SAP3_08	53.
Figura 26. Mapa estructural de profundidad del horizonte BC1	54.
Figura 27. Mapa estructural de profundidad del horizonte BC2	55.
Figura 28. Diagrama de subsidencia de la cuenca.	57.
Figura 29. Diagrama de profundidad (m) vs. temperatura (°C). La línea roja indica la temperatura.	59.
Figura 30. Diagrama de profundidad (m) vs. Reflectancia de Vitrinita (%Ro).	60.
Figura 31. Diagrama de subsidencia con variación de la temperatura (°C) con respecto a la profundidad y a la edad (Ma).	61.
Figura 32. Diagrama de subsidencia con variación de la porosidad con respecto al tiempo (Ma).	62.
Figura 33. Diagrama de subsidencia con variación de reflectancia de Vitrinita (%Ro) con respecto al tiempo (Ma).	63.
Figura 34. Sección de la línea sísmica utilizada para el modelamiento geoquímico 2D.	64.
Figura 35. Diagrama de pregrilla de los horizontes usados en el modelamiento geoquímico 2D.	65.
Figura 36. Modelamiento geoquímico 2D donde se ilustran las rutas de migración de hidrocarburos y gas.	66.
Figura 37. Modelamiento geoquímico 2D donde se ilustra las rutas de migración de los hidrocarburos en la actualidad.	67.



RESUMEN

TÍTULO: INTERPRETACIÓN SÍSMICA, ESTRUCTURAL Y MODELAMIENTO GEOQUÍMICO DE LA FORMACIÓN BARCO – CUERVOS Y ANALISIS DEL POTENCIAL DE GAS ASOCIADO A CARBON EN NORESTE DE COLOMBIA¹

Autor: MAURICIO ANDRES VASQUEZ PINTO**

Palabras clave: Formación Barco – Cuervos, Cuenca Cesar – Ranchería, Gas asociado a carbón, anticlinal, pliegue por propagación de falla.

La interpretación sísmica es un aspecto sumamente importante a la hora de determinar si los mantos de carbón presentes en un área puedan o no estar saturados con gas. Por esta razón una interpretación a detalle y con líneas sísmicas de alta calidad es clave para el buen desarrollo de actividades exploratorias.

Los mantos de carbón en la Formación Barco – Cuervos en la Cuenca Cesar – Ranchería poseen características especiales las cuales permiten su fácil identificación en líneas sísmicas, por esta razón cuando los carbonos presentan una mala señal en la sísmica esto indica que los carbonos pueden estar saturados con gas (GAC), debido a que el gas interfiere con la señal sísmica, los carbonos saturados con gas presentan un fenómeno de difusión de la imagen sísmica. Este parámetro es usado para la determinación de áreas potenciales para la exploración y explotación de hidrocarburos.

Se realizó la interpretación estructural de la sección sísmica XX-SAP3_08, en donde se propone la presencia de un pliegue anticlinal por propagación de falla, este pliegue tiene en flanco frontal de alto ángulo, esta clase de estructuras son idóneas para la generación de trampas para gas.

El modelo geoquímico 1D muestra la historia de subsidencia de la cuenca y los eventos erosivos que la afectaron, también mostró que la Formación Barco – Cuervos se encuentra en estado de inmadurez termal. El modelo geoquímico 2D revela que la formación entró en ventana de generación de gas hace 15 m.a.

¹Trabajo de grado modalidad investigación

**Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela de Geología, Universidad Industrial de Santander. Director: Mario García González.



ABSTRACT

TITLE: SEISMIC AND STRUCTURAL INTERPRETATION AND GEOCHEMICAL MODELING OF THE BARCO – CUERVOS FORMATION AND ANALYSIS OF THE POTENTIAL OF COAL BED METHANE IN NORTHEAST COLOMBIA¹

Author: MAURICIO ANDRES VASQUEZ PINTO**

Key words: Barco – Cuervos Formation, Cesar – Ranchería Basin, Coal bed Methane, anticline, fault propagation fold.

The seismic interpretation is a very important aspect to determine if the coal beds in an area could or not be saturated with gas. Because of this a detailed interpretation with high quality seismic sections is key to the development of exploratory activities.

The coal bed in the Barco – Cuervos Formation in the Cesar – Ranchería Basin show special characteristics which allow their easy identification in seismic sections, because of this, when the coals present bad seismic image we could attribute this to gas saturation. The gas generates interference with the seismic waves, so the coal beds saturated with gas show an interesting phenomenon of loss of seismic image. This parameter is used in the determination of potential areas for exploration and exploitation of hydrocarbons.

In the structural interpretation of the seismic section XX-SAP3_08, I propose the presence of an anticline fault propagation fold, this kind of folds present a very steep frontal limb, which are ideal to the formation of hydrocarbon traps.

The 1D geochemical model shows the subsidence history of the basin and the erosion events that affect it, the model also shows that the Barco – Cuervos Formation is in a immature state. The 2D geochemical model reveals that the formation started to generate gas 15 million years ago.

¹Undergraduate Thesis. Research work

**Physical Chemistry Engineering School, Department of Geology, Universidad Industrial de Santander. Thesis Director: Mario García González



1. INTRODUCCIÓN

En este estudio se realizó gracias a la información adquirida por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y el Grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones (GIGHC), con esto se pudo realizar la interpretación sísmica, análisis estructural y modelamiento geoquímico 1D y 2D de la zona de estudio.

La interpretación sísmica, tiene como objetivo desarrollar una idea del comportamiento estructural, para el cual se evalúan todos los posibles escenarios propicios para la generación, migración, acumulación y preservación de los hidrocarburos. Actualmente la interpretación sísmica también tiene un papel sumamente importante en la identificación de zonas las cuales se encuentran saturadas de gas asociado a carbón.

Este trabajo de investigación tiene como propósito ampliar el conocimiento geológico del área de estudio haciendo uso de teorías estructurales de actualidad y así de esta forma servir de base para futuros estudios los cuales refuercen aún más el conocimiento geológico de Colombia.

La localización exacta de las líneas sísmicas e información de los pozos no puede ser suministrada por acuerdo de confidencialidad.



2. OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GENERAL

Evaluar la información sísmica y geoquímica de la zona de estudio para determinar el potencial de gas asociado a carbón realizando un modelo estructural y un modelo geoquímico 1D y 2D.

2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Interpretar y evaluar la información sísmica del área de estudio.
- Elaborar la Historia de Subsistencia del área de estudio.
- Realizar y Analizar el modelamiento geoquímico 1D y 2D de una línea sísmica del área de estudio.
- Evaluar de forma general el potencial de gas asociado a carbón en la Fm. Barco – Cuervos.



3. MARCO GEOLOGICO

3.1. Localización del Área de Estudio,

El área de estudio corresponde al área indicada en la figura 1 de la Cuenca Cesar-Ranchería la cual se encuentra localizada en la región Noroeste de Colombia, cubre un área de 11,630 km², es una cuenca que está limitada por las siguientes fallas regionales: el Norte está limitado por la Falla de Oca. El límite Este son las fallas de cabalgamiento del Cerrejón y Perijá, las cuales presentan un buzamiento hacia el Este. El límite Suroeste es la falla tipo transcurrente Bucaramanga-Santa Marta. El límite Noroeste es el borde de la Sierra Nevada de Santa Marta.

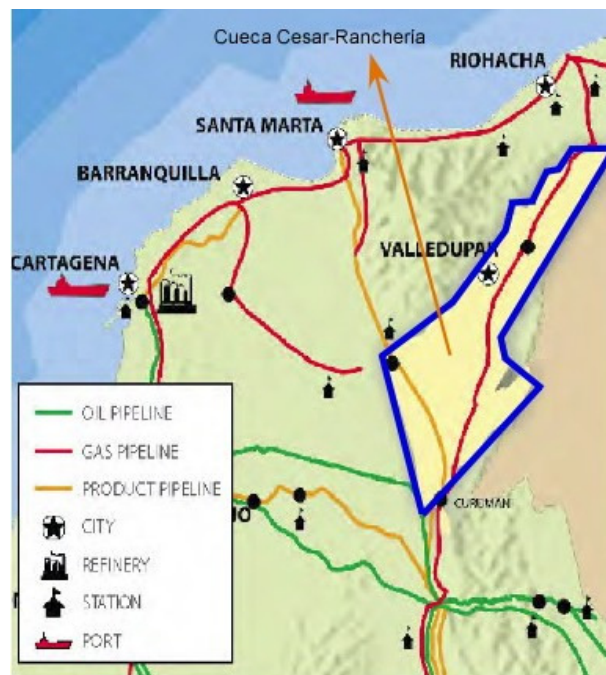


Figura 1. Localización geográfica de la Cuenca Cesar – Ranchería, Tomado de la pagina de la ANH, 2007



La Subcuenca Cesar pertenece a la Cuenca Cesar – Ranchería. Tiene un área aproximada de 6800 Km² y es una cuenca de tipo foreland intramontaña. Limita geológicamente al NW con la Sierra Nevada de Santa Marta, al SW con la Falla Santa Marta, al SE con la Serranía de Perijá y se extiende hacia el NE hasta el Alto de Verdesía (Alto de Valledupar). Posee una dirección SW–NE (FIGURA 1). Por tanto, basados en la forma general de la subcuenca se puede considerar que existen dos áreas diferentes con algo de transición, traslape, entre ellas, estas son: área del NW y área del SE.



3.3 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

Según el trabajo titulado Potencial Petrolífero de la cuenca Cesar – Ranchería elaborado por la Gerencia de Estudios Regionales de ECOPETROL, (1998). La subducción y *underthrusting* de la placa del Caribe bajo el continente Suramericano generó un esfuerzo compresivo hacia el Sureste, mientras la colisión y *underthrusting* del Borde Norte del Macizo de Santander por el movimiento andino hacia el Noreste; sumado al efecto de barrera ejercido por el Escudo de Guyana ubicado al Sureste, generaron un esfuerzo compresivo en dirección Norte.

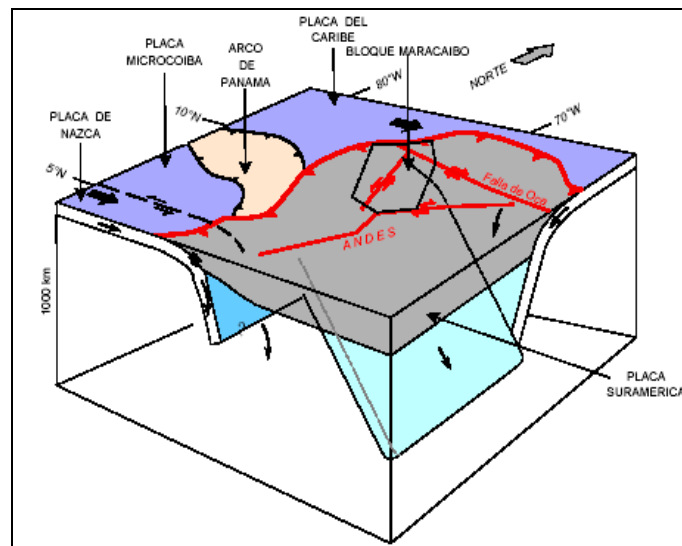


Figura 3. Bloque 3D, geometría tridimensional y cinemática de subducción actual. Modificado de Taboada et, al 2000.

De acuerdo al trabajo de Prospectividad de la Cuenca Cesar – Rancheria realizado por García, M., Mier, R., et. Al, 2008, la formación de las subcuencas Cesar y Ranchería incluye factores provenientes del Caribe hacia el Norte, el Macizo de Santander hacia el Sur, el área del Magdalena hacia el Occidente y el levantamiento de la Serranía de Perijá hacia el Oriente.



La subducción y *underthrusting* de la placa del Caribe bajo las Cuencas de Cesar y Ranchería y Sur América generan una compresión en sentido suroriente. El máximo esfuerzo se presenta con el levantamiento de la Sierra Nevada de Santa Marta, que como respuesta se ha movido y aún se está moviendo hacia el Oriente. Por lo tanto uno de los mayores esfuerzos compresivos esta dirigido hacia el suroriente.

La colisión y *underthrusting* que afecta al Macizo de Santander en combinación con el efecto de barrera ejercido por el Cratón de Guyana al Sur y Oriente, producen movimiento y compresión en dirección Norte que afecta la cuenca Cesar – Ranchería, especialmente sobre el sector sur de la subcuenca del Cesar.

Además se considera un proceso de subsidencia del área del valle inferior del magdalena, debido al movimiento y rotación de los bloques regionales y en especial de la Sierra Nevada de Santa Marta. Este movimiento conlleva un esfuerzo con componente tensional, que se manifiesta en la deformación del sector occidental de la subcuenca del Cesar. Esta situación creó depósitos de mayores espesores en la cuenca limítrofe del valle inferior del magdalena.

El levantamiento de la Serranía del Perijá, originó la división del bloque de Maracaibo, la cual presenta en su margen occidental un patrón de *overthrusting*, indicando que la compresión ha sido el factor predominante, durante y su posterior a la formación.

Esta serranía sirvió de barrera a la compresión en dirección suroriente, generada por la placa del Caribe y el movimiento de la Sierra Nevada de Santa Marta a través de la Falla de Oca.

Las principales fallas que limitan el Bloque de Maracaibo, o sea, la falla de Oca, Boconó y Santa Marta, tienen movimiento de rumbo y fueron activadas durante el



Paleógeno, siendo determinantes en la deformación de este bloque incluyendo la cuenca de Cesar – Ranchería.

La Falla de Oca es de tipo wrench – transcurrente, dextro lateral y marca el límite norte de la subcuenca de Ranchería, se considera una falla de gran actividad con un desplazamiento de 180 kilómetros. Su movimiento está relacionado con el empuje de la placa Caribe que subduce al continente.

Los esfuerzos de la Falla de Oca y la Placa Caribe han originado una rotación dextral de la región occidental del bloque de Maracaibo, incluyendo la Sierra Nevada de Santa Marta y la Cuenca Cesar – Ranchería.

La Falla de Santa Marta, que sirve de límite sur – occidental a la Cuenca de Cesar – Ranchería, es de tipo wrench, sinistral, con un desplazamiento de 40 kilómetros y se relaciona hacia el oriente con la Falla de Boconó.

El Bloque Maracaibo, internamente presenta un fallamiento regional, responsable de su división en; la Cuenca de Cesar – Ranchería, la Serranía del Perijá y la Cuenca de Maracaibo. Este fallamiento está representado por las fallas de Cerrejón y de Perijá o Villanueva.

La Falla de Cerrejón sirve de límite a la subcuenca de Ranchería y se considera el elemento estructural que permitió el levantamiento de la Serranía del Perijá. En términos generales se considera un pliegue propagado por una falla, que afloró y se convirtió en un thrust con vergencia al oeste.

La Falla de Perijá, es de tipo wrench y dextral y limita a la subcuenca del Cesar. Su origen se plantea como la acción de un esfuerzo derivado del empuje de la Falla de Oca al oriente y del Macizo de Santander al norte, cuyo resultado es un



callamiento tipo under thrusting en la subcuenca de Ranchería y de tipo wrench en la subcuenca del Cesar.

Sinclinal de la Jagua. Tiene una dirección NE- SW y se puede seguir en superficie por más de 25 Km.

Alto de Verdesia. Es una estructura anticlinal asociada a la rampa frontal del sistema de fallas de Verdesia.

Sistema de Fallas de Verdesia. Es caracterizado por ser un sistema imbricado con propagación hacia el Oeste, constituido por dos estructuras imbricadas con apretados cierres estructurales que involucran la secuencia Cretácica

Sistema de Fallas de Bosconia. Este sistema de fallas tiene convergencia hacia el Este, con desplazamiento corto, e involucran el basamento pre- Jurásico.

Anticlinal de Becerril. Es un pliegue anticlinal con vergencia hacia el Este, desarrollado por propagación de falla. Expone en superficie los depósitos de las Formaciones Aguas Blancas y la Luna.

Sinclinal de los Venados. Forma parte del flanco occidental del Alto de Verdesia y tiene vergencia hacia el Este. El flanco occidental de esta estructura es cortado por el sistema de fallas de Verdesia.

Falla Espíritu Santo. Es una falla de cabalgamiento con una dirección regional N 25° E y se extiende 300 km.

Se considera que la interacción de estos elementos tectónicos, ha generado la configuración actual de la cuenca Cesar – Ranchería.

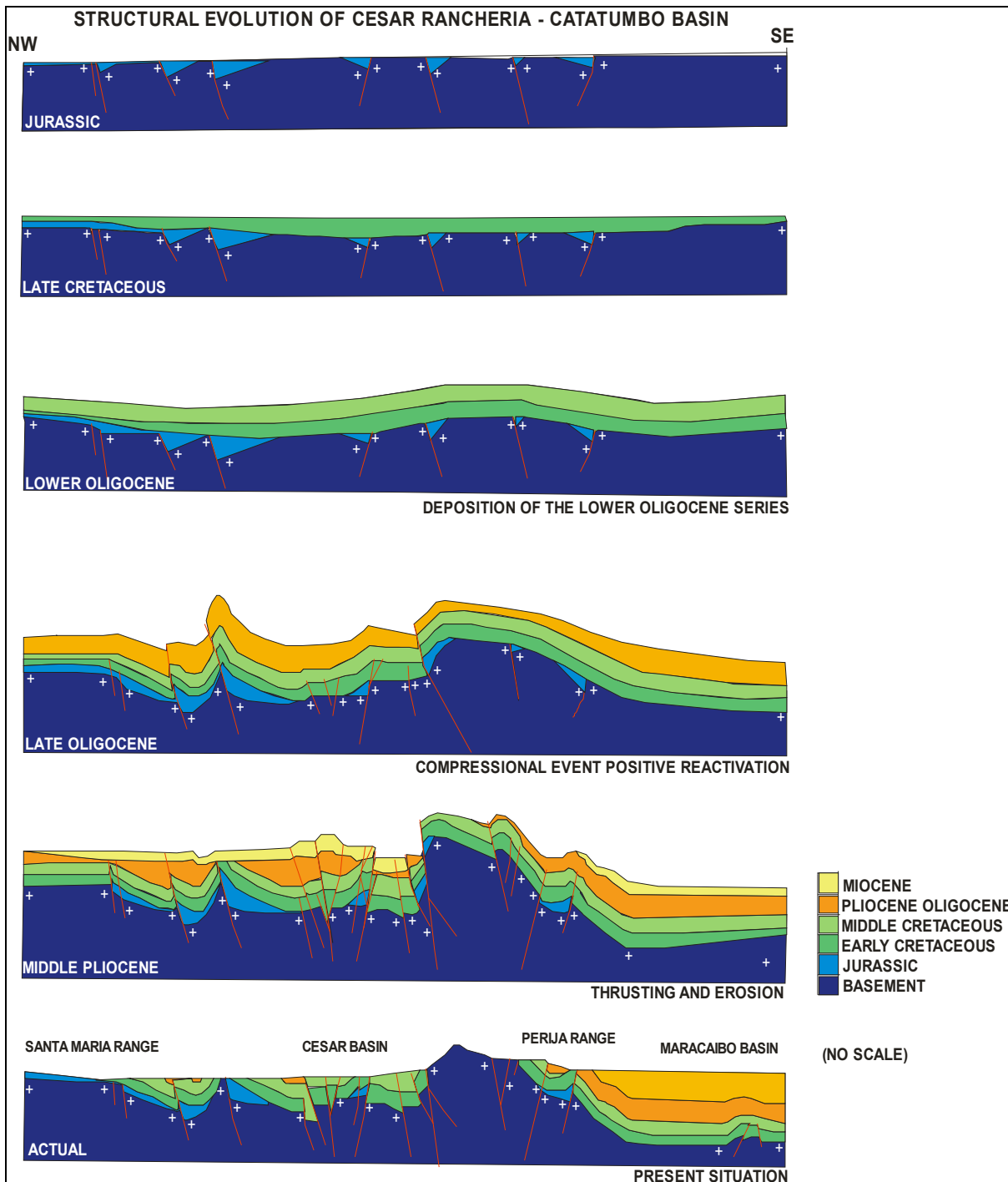


Figura 4. Evolución Estructural Cuenca Cesar – Ranchería. Tomado del informe cuencas Catatumbo, Cesar – Ranchería 1990.



3.4 ESTRATIGRAFIA

Según el trabajo de Prospectividad de la Cuenca Cesar – Ranchería realizado por García, M., Mier, R., et. Al, 2008, neises y granitos precámbricos, rocas metamórficas e ígneas, rocas vulcanosedimentarios paleozoicos y sedimentos marinos y continentales del Paleozoico superior conforman la mayor parte de la Serranía de Perijá y Sierra Nevada de Santa Marta y constituyen el basamento tectónico de la cuenca de Cesar-Ranchería.

La historia deposicional post-Paleozoica de la cuenca esta representada por una gruesa columna sedimentaria que sobrepasa los 6000 metros de espesor.

El Devónico está representado por los sedimentos que conforman el Grupo Río Cachiri y la formación Manaure, de edad Pérmico. (Trumpy, 1943), depositados en un ambiente marino transgresivo.

Las rocas del Triásico y Jurásico corresponden a depósitos acumulados en grandes fosas, formadas dentro de un marco tectónico extensional en ambientes continentales, donde se depositaron las formaciones La Quinta, Girón, Motema.

En el Cretácico Temprano, se inicia un proceso generalizado de transgresión marina, que alcanza su mayor extensión en el Cenomaniano-Santoniano (Zambrano, 1972).

La base de la secuencia cretácica en el área está representada por la Formación Río Negro, la cual es suprayacida por una gruesa sucesión de calizas, lutitas carbonosas y en menores proporciones areniscas, correspondientes a las Formaciones Lagunitas, Aguas Blancas y La Luna.



Luego de la depositación de la formación La Luna se presenta un periodo de “no – depósito”, que está definido por una inconformidad existente entre la formación La Luna y las rocas suprayacentes.

La depositación de lutitas negras en un ambiente marino de poca profundidad, durante el Campaniano – Daniano, está representado por la Formación Molino, que alcanza espesores de 1500 a 3000 pies en la cuenca Cesar Ranchería.

A partir de la Formación Molino, se presentan características estratigráficas diferentes en cada una de las subcuencas (Cesar y Ranchería).

En la subcuenca de Ranchería, se presentan las formaciones Hato Nuevo y Manantial, las cuales son depósitos detríticos intercalados con sedimentos finos, como las calizas lumaquéticas, areniscas arcillosas y lutitas. Mientras que la intercalación de arcillolitas, lutitas, capas de carbón y areniscas definen la unida Barco y los Cuervos pertenecientes a la subcuenca del Cesar.

Es importante anotar que en la cuenca Cesar – Ranchería no se han encontrado depósitos del Eoceno Mientras que en la actual cuenca de Maracaibo si existe un buen registro de este periodo.

Estructuralmente se ha podido definir un primer levantamiento durante el eoceno, lo que explicaría la ausencia de rocas de esta edad en la cuenca Cesar. Durante el Oligoceno temprano se define un segundo levantamiento de la serranía de Perijá, que daría continuación a los procesos iniciados durante el Eoceno.

De igual forma, se plantea el desarrollo de una fase compresional en el Oligoceno Superior, que causó la inversión de las fallas generadas durante las fases extensionales, así como procesos de plegamiento posteriores evitaron que se tuviera un registro litológico importante de este periodo en la cuenca Cesar



Ranchería, este proceso de levantamiento de la serranía culminó durante el Neógeno.

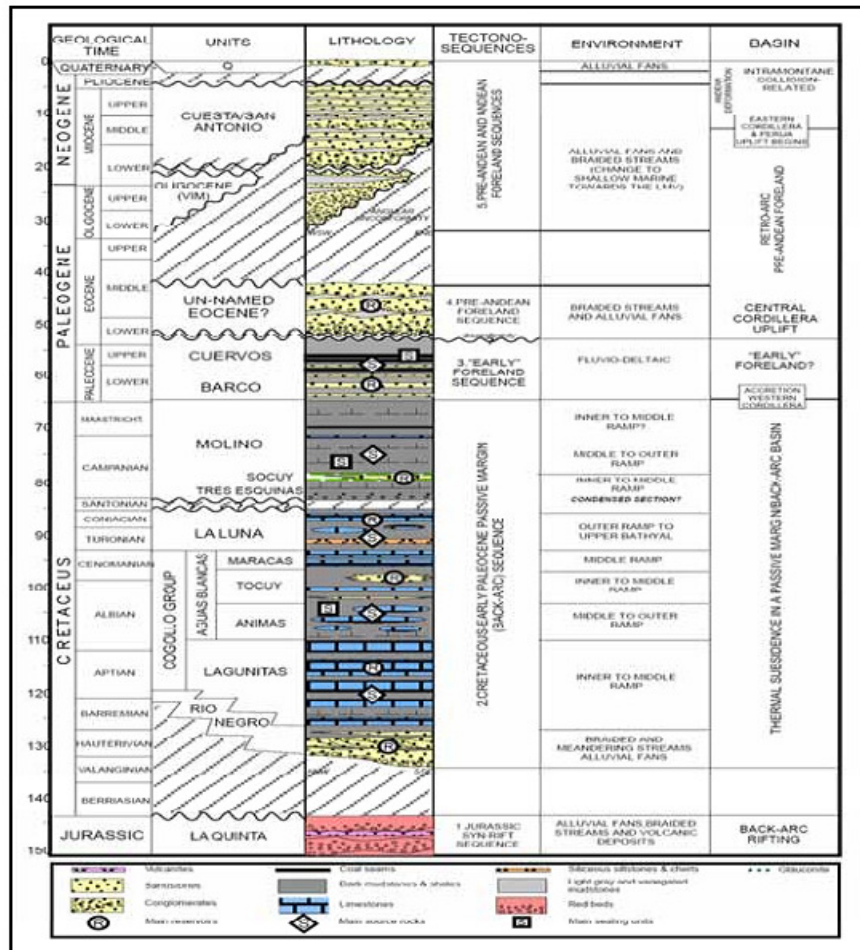


Figura 5. Columna Estratigráfica de la Sub Cuenca Cesar, Tomada de Drummond (2005).

3.4.1 Unidades Estratigráficas Presentes

A continuación se menciona con más detalle la estratigrafía de las formaciones Barco – Cuervos y Molino debido a la importancia que tienen éstas en el trabajo realizado.

Formación Barco – Cuervos: Definida por Notestein et al. (1944). De edad Paleoceno – Eoceno Inferior, está constituida por una alternancia de areniscas de grano medio interestratificadas con arcillositas grises a negras, carbonosas y



mantos de carbón. Suprayace en forma concordante y transicional con la Formación Molino y en forma discordante con la Formación Cuesta.

Formación Molino: Definida por Tschanz (1969). De edad Campaniano – Maastrichtiano tardío, corresponde a una sucesión monótona de shales grises azulosos y gris oliva a negros, calcáreos, con abundantes microfósiles. Presenta delgadas intercalaciones de areniscas de grano fino, limolitas y calizas grises a negras en capas delgadas.

Aparece en contacto paraconforme debido al hiato estratigráfico, con la infrayacente Formación La Luna, y en contacto concordante, transicional con la Formación Barco – Cuervos.

4. METODOLOGÍA

4.1 Secciones Cronoestratigráficas

Se tomaron las secciones Cronoestratigráficas elaboradas por Chajín y Martínez (2007), quienes siguieron la metodología propuesta por Cooper et. al. (1995), y se denominan cronoestratigráficas, porque en ellas se observa la relación de la columna estratigráfica de un grupo de pozos mostrando la posición correcta de las unidades litoestratigráficas y su respectiva localización en la escala temporal, clasificándolas por facies y en consecuencia por el ambiente de depositación. El objeto de estas secciones es determinar el comportamiento de las principales inconformidades, el sello regional, las rocas generadoras y las rocas reservorio, de la Subcuenca del Cesar.

La ubicación del corte se define en la figura 6. En la que se muestra la orientación de la sección dentro de la subcuenca. La sección A-A', se encuentra con orientación N25E, en el sentido del eje de la Subcuenca del Cesar.



Posterior a la escogencia de las orientaciones de los cortes, se proyectaron los 15 pozos de forma perpendicular sobre la línea A-A'; y se dibujó para cada pozo la columna estratigráfica detallada, de tal manera que coincidiera con el tiempo de depositación de la misma (Figura 7). Luego, se asociaron las litologías entre pozos vecinos, notando así, los cambios de facies laterales, y asociando estos al ambiente de depositación.

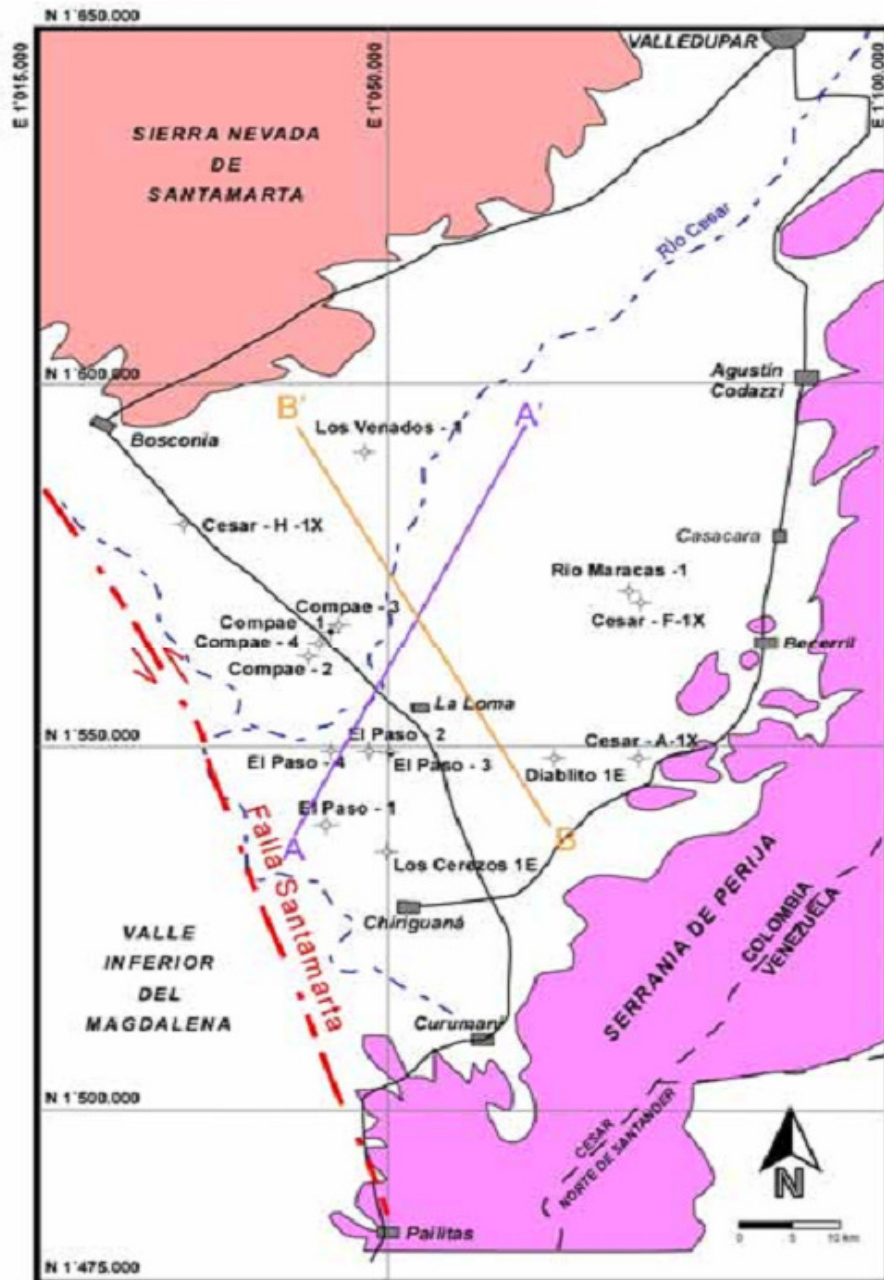


Figura 6. Mapa de ubicación de las secciones Cronoestratigráficas en la subcuenca Cesar. La sección A-A', está orientada N25E, y la sección B-B', está orientada N30W. Tomado de Chajín y Martínez. 2007.



4.2 Interpretación Sísmica

Se utilizó el software GeoGraphix Discovery de Halliburton, con este programa se introdujeron las líneas sísmicas con el fin de analizarlas e interpretarlas de forma eficiente y con un alto grado de confiabilidad.

La versión del programa usado es la versión V2007.1 y se utilizaron las siguientes herramientas:

- a) Project Explorer
- b) SeisVision
- c) Coordinate System Manager
- d) Wellbase
- e) GeoAtlas

El siguiente diagrama de flujo explica de forma resumida la metodología que se aplico para el uso del software.

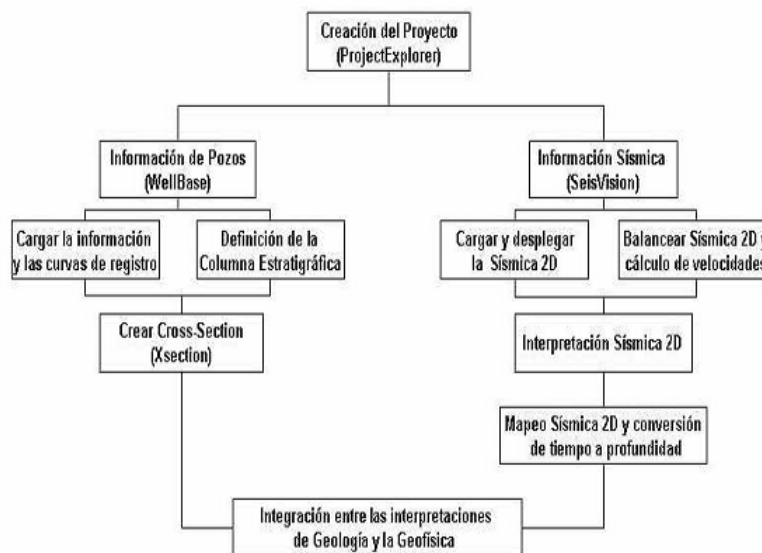


Figura 8. Diagrama de flujo de la metodología aplicada al uso del software GeoGraphix



4.3 Interpretación Estructural

La interpretación estructural en este trabajo se realizó con la metodología propuesta por Shaw et. Al, 2005, en su trabajo titulado Seismic Interpretation of Contractional Fault-Related Folds publicado en el AAPG Seismic Atlas #53.

4.3.1 Marco teórico - Pliegues por propagación de falla con espesores constantes

Suppe y Medwedeff (1990) en Shaw et. Al, 2005, presentan una relación general entre la forma del pliegue y la forma de la falla para pliegues por propagación de falla para espesores constantes.

Los pliegues por propagación de falla con espesores constantes se desarrollan a medida que una falla se propaga verticalmente desde un pliegue. Una superficie axial sinclinal activa está unida a la terminación de la falla. A medida que los estratos pasan a través de esta superficie axial, son plegados hacia el flanco frontal del pliegue. Dependiendo de la geometría de la falla, los estratos también pueden pasar a través de la superficie axial anticlinal hacia el flanco frontal ó desde el flanco frontal hacia la cresta del pliegue.

Los pliegues por propagación de falla tienen varias relaciones geométricas que son útiles para construir modelos e interpretar estructuras.

- 1) La distancia entre el pliegue de la falla y el punto donde la superficie axial anticlinal se encuentra con la falla es igual al acortamiento del pliegue.
- 2) El punto de bifurcación de la superficie axial anticlinal se encuentra a lo largo del mismo horizonte en el que se ubica el fin de la propagación de la falla.



Kinematic Model

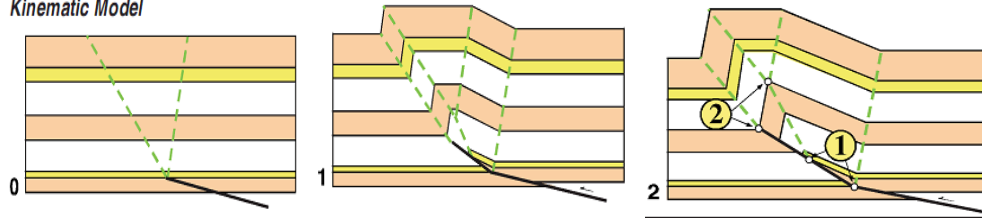
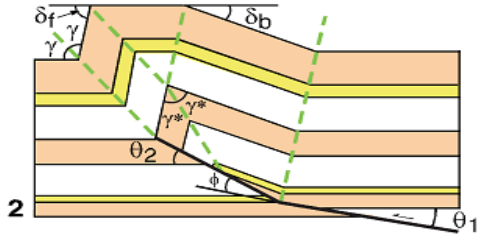


Figura 9. Modelo cinemático de un pliegue por propagación de falla. Tomado de Shaw et. Al, 2005.



Terminología de los PPF

- . θ_1 = ángulo entre la falla y los estratos del bloque colgante.
- . θ_2 = ángulo entre la falla y los estratos del bloque yacente.
- . ϕ = inclinación de la falla
- . γ = ángulo interlimbos del sinclinal
- . γ^* = ángulo interlimbos del anticlinal

Figura 10. Terminología de los elementos en los pliegues por propagación de falla. Tomado de Shaw et. Al, 2005.

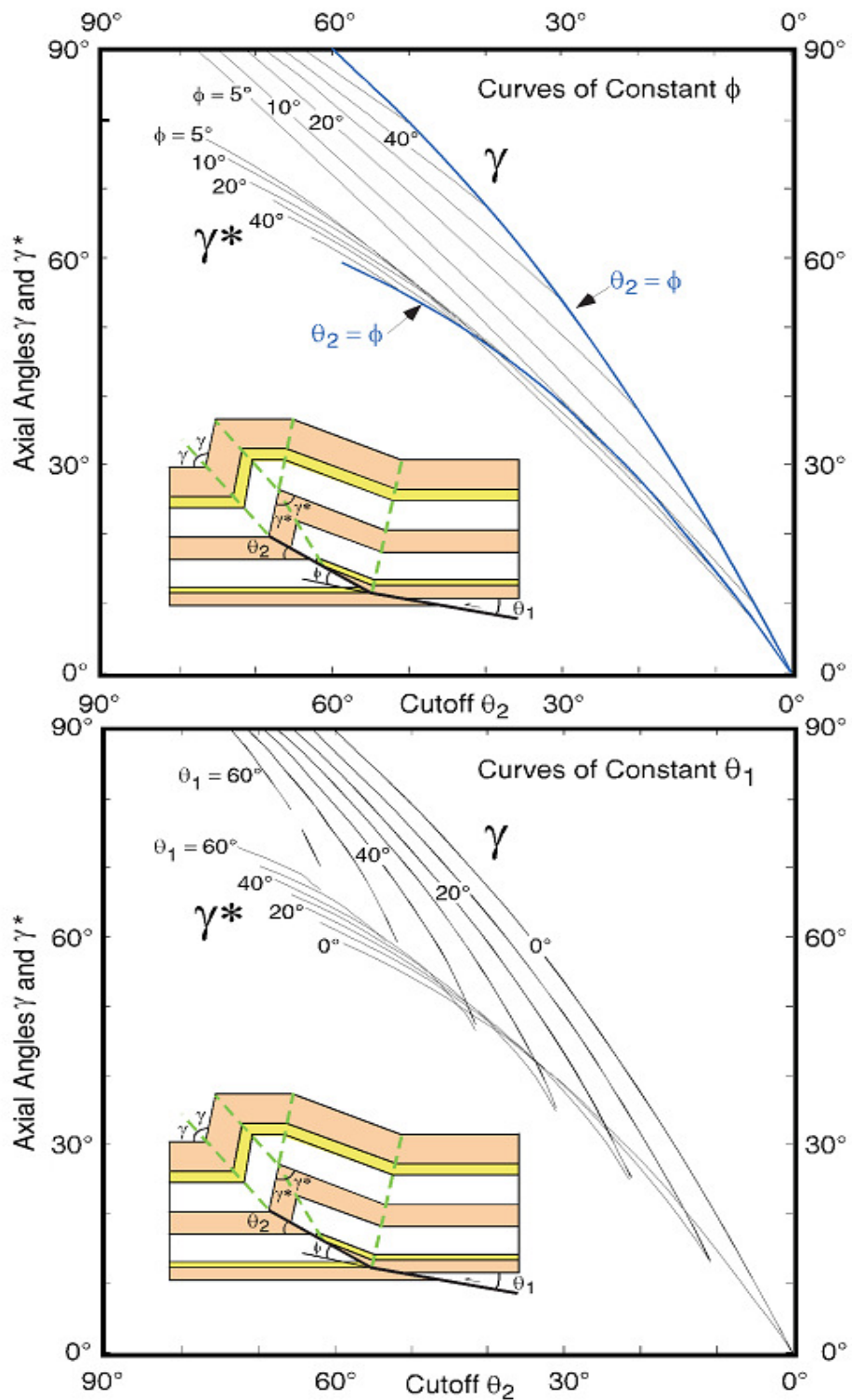


Figura 11. Diagramas de relación entre los ángulos interlimbos y el ángulo θ_2 . Tomado de Shaw et. Al, 2005.



4.3.2 Marco teórico - Pliegues por propagación de falla con eje fijo

Suppe y Medwedeff (1990) en Shaw et. Al, 2005, presentan una segunda relación general entre la forma del pliegue y la forma de la falla denominada la teoría de los pliegues por propagación de falla con eje fijo.

Esta teoría es similar a la teoría de espesores constantes con la excepción de que esta permite el adelgazamiento o engrosamiento de los estratos en el flanco frontal. Estos cambios en el espesor son inducidos debido a que la superficie axial anticlinal está fija, lo que significa que el material no pasa a través de esta. El estilo y magnitud de los cambios en el espesor de las capas están regidos por la forma inicial de la falla y los ángulos θ .

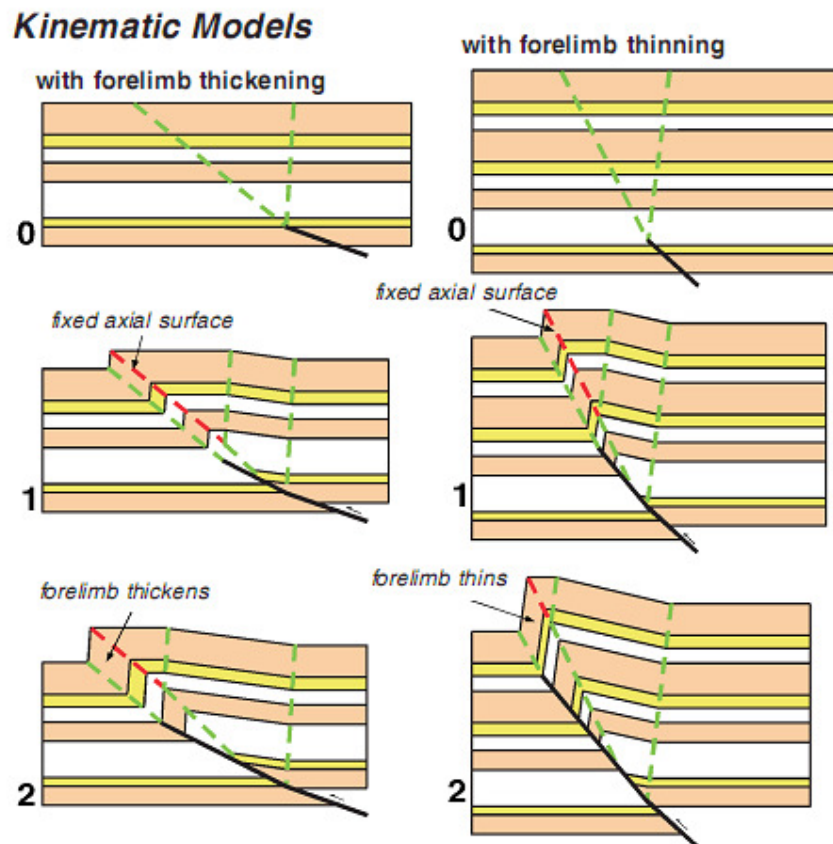


Figura 12. Modelo cinemático de los pliegues por propagación de falla con eje fijo. Tomado de Shaw et al, 2005.

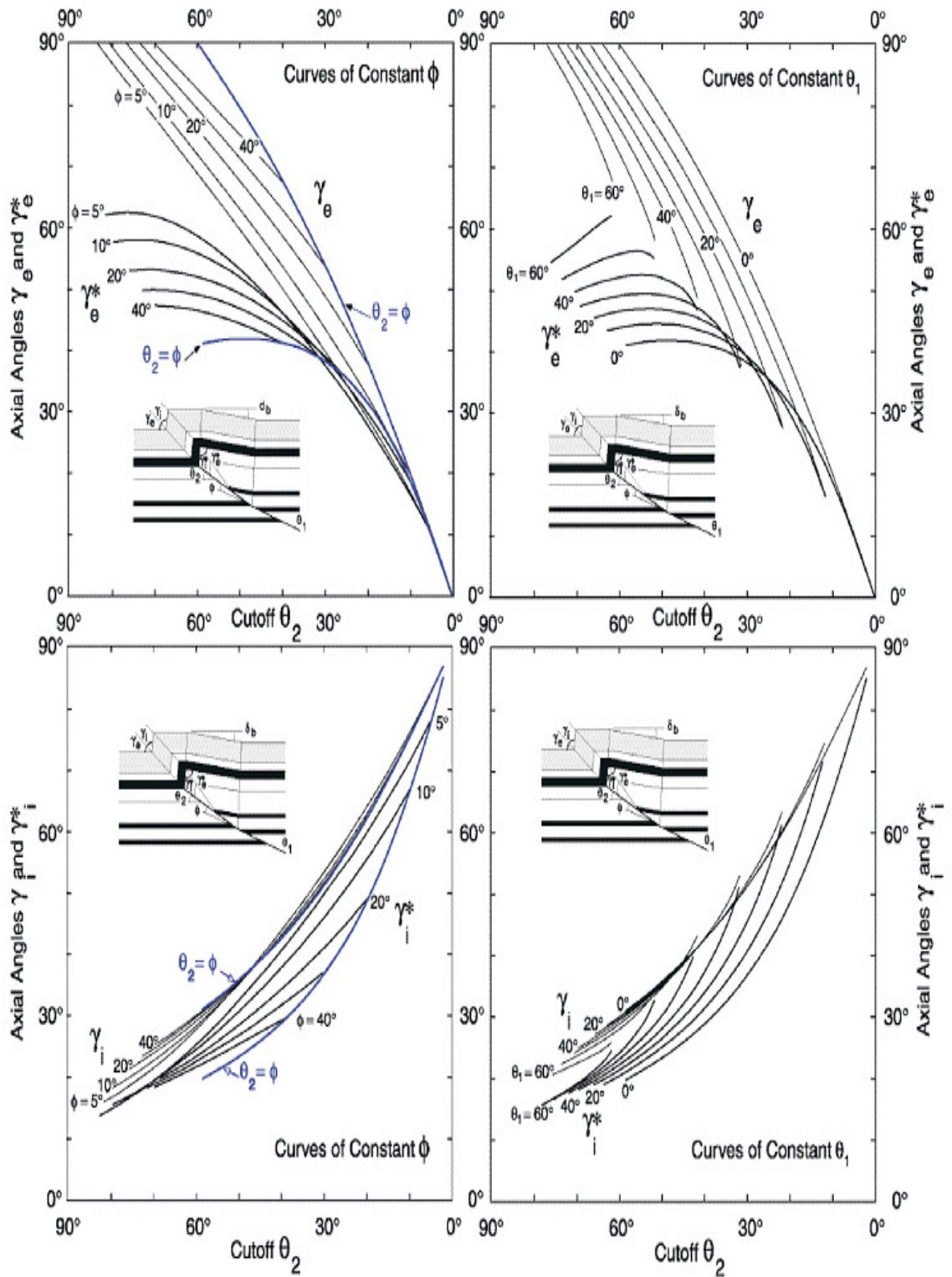


Figura 13. Diagramas de relación entre el ángulo interlimbos y el ángulo θ , Tomado de Shaw et al, 2005.



4.4 Marco teórico - Modelamiento Geoquímico

Los diagramas de subsidencia otorgan información inicial de las profundidades que existían en la cuenca a lo largo del tiempo de depositación, para construir estos diagramas se tienen en cuenta las siguientes variables: las unidades con su respectiva edad que presenta cada cuenca, las discordancias presentes, hiatos deposicionales, cálculo de compactación, sedimento erosionado, paleo batimetría, entre otros.

Se utilizó el corte balanceado de la línea sísmica CV79-08 de la zona de estudio con el fin de determinar los espesores de cada unidad en la zona, no se tomó en cuenta espesores dados por otros autores debido a la falta de continuidad lateral de las formaciones, posteriormente se ubicó en un diagrama donde el eje x corresponde al tiempo y el eje y corresponde al espesor (espesor actual), y se procedió a determinar el espesor inicial de cada unidad, para calcular el espesor inicial se calculó la compactación, esto se realizó teniendo en cuenta cálculos de porosidad establecidos en tablas para cada litología, para esto se tuvo en cuenta el diagrama de Van Hinte (1978), donde muestra la variación del espesor de las unidades a través del tiempo de enterramiento teniendo en cuenta la porosidad. (Ver figura 15).

La rata de decrecimiento de la porosidad durante enterramiento puede ser determinada empíricamente, a continuación se da una simple relación exponencial para el cambio de porosidad en las unidades:

$$T_o \equiv \frac{(1 - \phi_N) T_N}{1 - \phi_o}$$

$$\phi_N = \phi_o \exp(- CZ)$$



Donde (T_0) es el espesor inicial de una unidad, T_n corresponde al espesor final, ϕ_n es actual, ϕ_0 corresponde a la porosidad inicial, C es el coeficiente de compactación y Z es la profundidad.

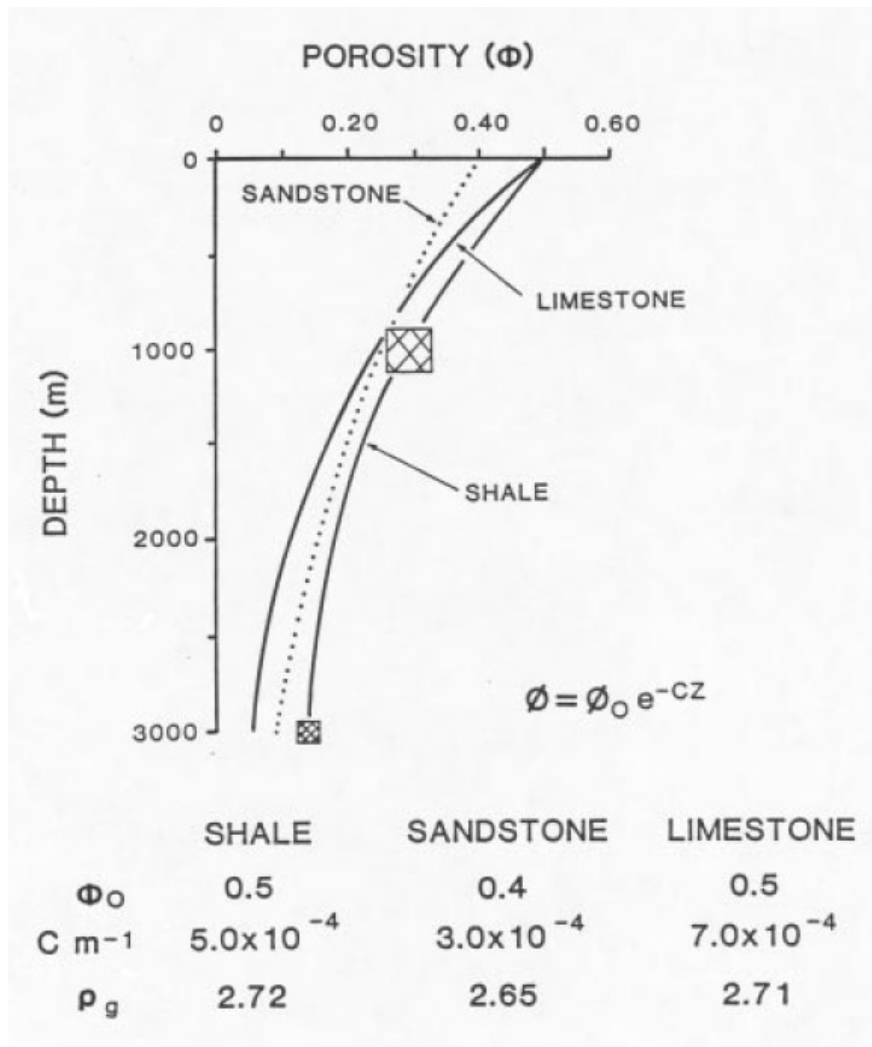


Figura 14. Variación de la porosidad (ϕ) en función de la profundidad (m), tabla de valores estándar para porosidades iniciales (ϕ_0), constante de compactación (C_{m-1}) y la densidad (ρ_g) de cada litología. Tomado de Van Hinte (1978).



4.4.1 Diagramas de Tiempo - Temperatura

Para medir la temperatura en función del tiempo se usan dos métodos, uno teniendo en cuenta el gradiente geotérmico y el otro se basa en el flujo de calor, este último es el que se va a usar para la construcción del diagrama ya que tiene en cuenta más variables, por lo tanto es más preciso.

Tabla 1. Tabla de datos donde K es conductividad térmica, ρ_c corresponde a la densidad. Tomado de Van Hinte (1978)

	K[mW/m-K]	ρ_c [g/cm ³]	ϕ_o	σ_c [bars]	A_T [nW/kg]
sand	4.4	2.76	0.39	1745	0.63
shale	1.5	2.76	0.35	1629	0.73
carbonate sand	2.9	2.72	0.47	814	0.15
carbonate mud	4.8	2.72	0.43	786	0.15
salt	5.4	2.16	0	10^8	0

Los diagramas de Tiempo – Temperatura son graficados a partir de los datos obtenidos con la ecuación de Fourier con base a las historias de subsidencia decompactadas, la ecuación de Fourier es:

$$T_z \equiv T_0 + q \sum \frac{x}{\lambda}$$

En donde:

T_z es la temperatura del horizonte a calcular.



T_0 es la temperatura superficial, la cual se estimó en 24.4 °C.

X corresponde al espesor para cada formación, este se toma a partir de los espesores decompactados.

Λ Es la conductividad térmica para cada litología la cual es posible obtener a partir de la ecuación de Brigaud y otros (1990), $\lambda_{roca} = (\lambda_{matriz})^{1-\varphi} + (\lambda_{fluido})^{\varphi}$
Donde λ_{matriz} corresponde a la conductividad que presenta cada formación dependiendo de la litología encontrada en ella. λ_{fluido} es la conductividad del agua equivalente a $0.56 \approx 0.6$ W/m/k; y φ es la porosidad calculada durante la decompactación.



5. RESULTADOS

5.1 Interpretación sísmica

Las líneas sísmicas que se interpretaron hacen parte de la información que la ANH facilitó para la elaboración de este proyecto, se realizó la interpretación de las 11 líneas disponibles con el fin de realizar un amarre de los horizontes con mantos de carbón y comprobar su continuidad lateral. Todas las líneas fueron migradas a profundidad. Empleando la función “Crear sísmicas en profundidad” del software GeoGraphix.

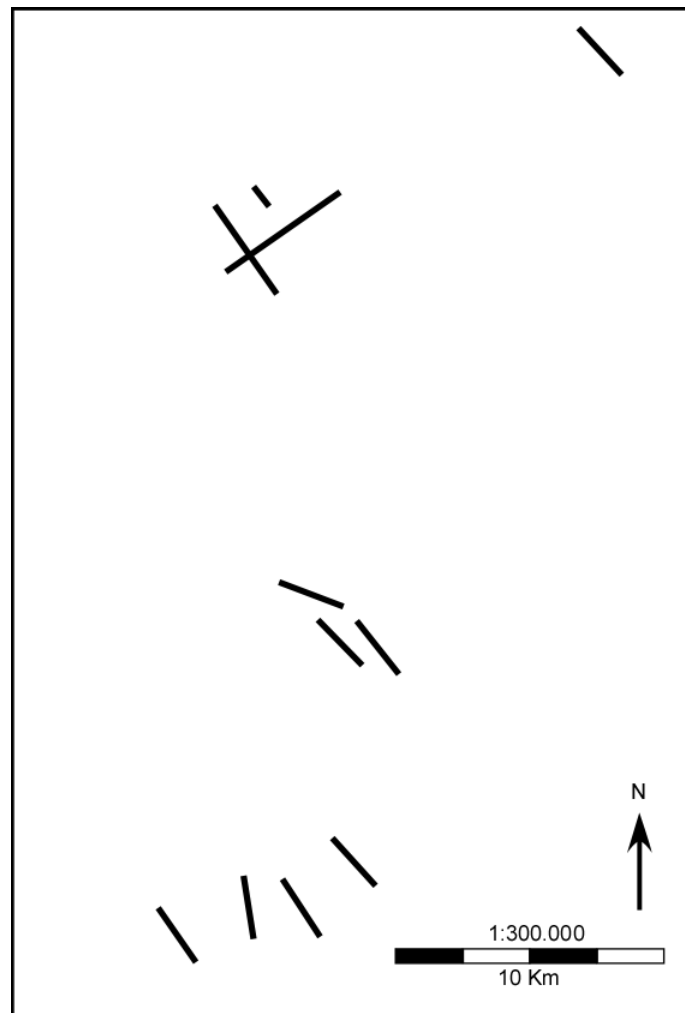


Figura 15. Líneas sísmicas interpretadas en la Cuenca Cesar – Ranchería.



La interpretación de estas líneas se basó en la columna estratigráfica ilustrada en la figura 5. Debido a que las líneas sísmicas son muy someras la interpretación se centró en la Formación Barco – Cuervos, la cual posee los mantos de carbón con posibles acumulaciones de gas.

Se reconocieron 4 mantos principales de carbón que varían en espesor entre 1 a 6 metros, estos mantos se encuentran entre los horizontes BC1 y BC2, en diferentes zonas los mantos son afectados por estructuras como pliegues y fallas, las cuales generan posibles trampas para la acumulación de gas.

La interpretación permitió el reconocimiento de varias zonas en las cuales posiblemente se encuentran acumulaciones de gas. Para la determinación de las áreas de interés para gas asociado a carbón se tomó como referencia los estudios realizados por Akitunde, O., 2004. Estos estudios muestran que a medida que los mantos de carbón se saturan con gas esto genera que la velocidad de las ondas sísmicas disminuya, lo cual causa que los mantos saturados no tengan reflexiones tan fuertes como los mantos no saturados.

En la línea XX-SAP3_01 se encuentran 2 posibles zonas de interés, a medida que se profundizan los mantos de carbón se generan áreas en las cuales la reflexión sísmica se pierde, lo cual indicaría saturación de gas en los carbones (ver Figura 16).

La línea XX-SAP3_02 presenta una estructura sinclinal local en la cual sucede el mismo efecto de pérdida de la reflexión sísmica hacia el centro de la estructura, la saturación de gas de los carbones en esta zona puede generar este fenómeno (ver Figura 17).



En la línea XX-SAP3_03 se observa una falla inversa que corta los mantos de carbón, hacia el extremo izquierdo de la línea se propone un área de interés para la prospección de gas, debido al fenómeno de difusión de la información sísmica debido a la saturación de gas en los mantos de carbón (ver Figura 18).

En la línea XX-SAP3_04 se observan 3 áreas prospecto para acumulaciones de gas, estas saturaciones pueden ser identificadas por los fenómenos de pérdida de la reflexión sísmica, estos fenómenos principalmente se dan cerca de la falla que corta los mantos de carbón (ver Figura 19).

La línea XX-SAP3_05 posee una estructura sinclinal que afecta los mantos de carbón que se ubican entre los horizontes BC1 y BC2, esta estructura hace que los mantos afloren en superficie, lo cual sería de mucha ayuda para la comprobación de espesores (ver Figura 20).

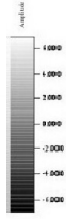
En la línea XX-SAP3_06 se observa de nuevo el fenómeno de pérdida de la reflexión sísmica, aunque no es muy evidente como en las líneas anteriores, viendo en detalle y comparando la intensidad de los reflectores adyacentes se puede tomar esta área como una zona de interés (ver Figura 21).

La línea XX-SAP3_07 presenta una zona en la cual se presenta un fenómeno de pérdida de la reflexión sísmica, aunque posiblemente sea ruido de la sísmica, esta área se podría considerar de interés (ver Figura 22).

La línea XX-SAP3_08 presenta una estructura que se interpretó como un pliegue por propagación de falla (ver Figura 23), esta línea es interpretada a mayor detalle en la sección ***Interpretación Estructural***.



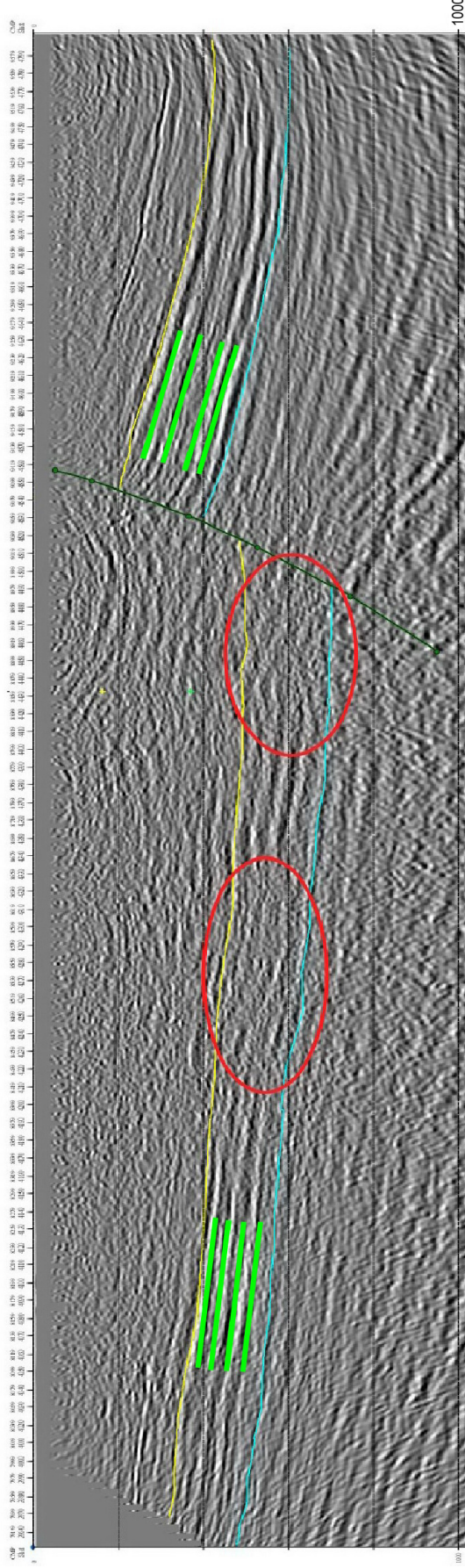
Universidad Industrial de Santander



INTERPRETACION SISMICA LINEA SISMICA XX-SAP3_01

NW

SE



Horizonte BC1

Horizonte BC2

Area prospecto de gas

Falla

Manto de carbon

Figura 16. Interpretación sísmica de la línea XX-SAP3_01, la profundidad está dada en pies (ft).

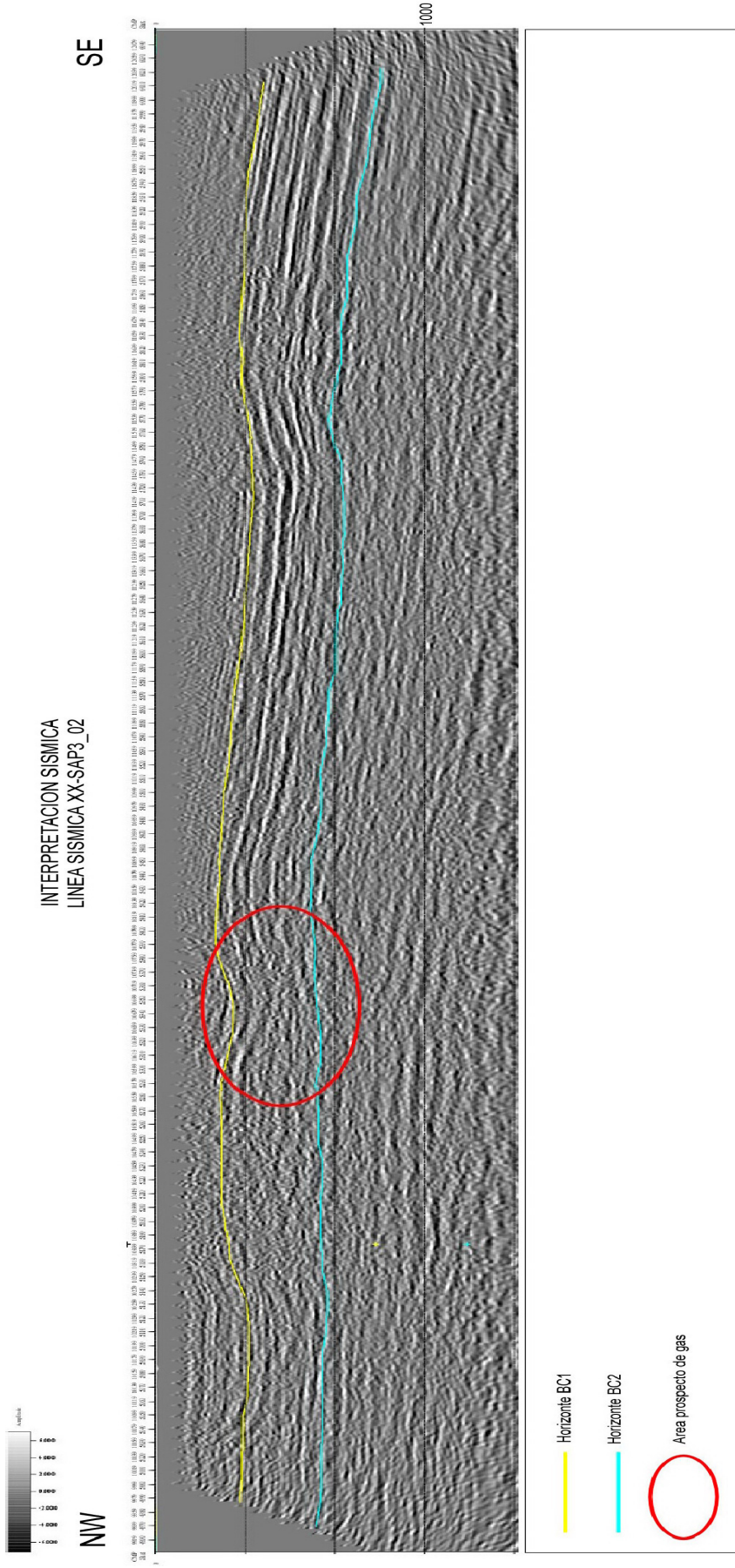


Figura 17. Interpretación sísmica de la línea XX-SAP3_02



INTERPRETACION SISMICA LINEA SISMICA XX-SAP3_03

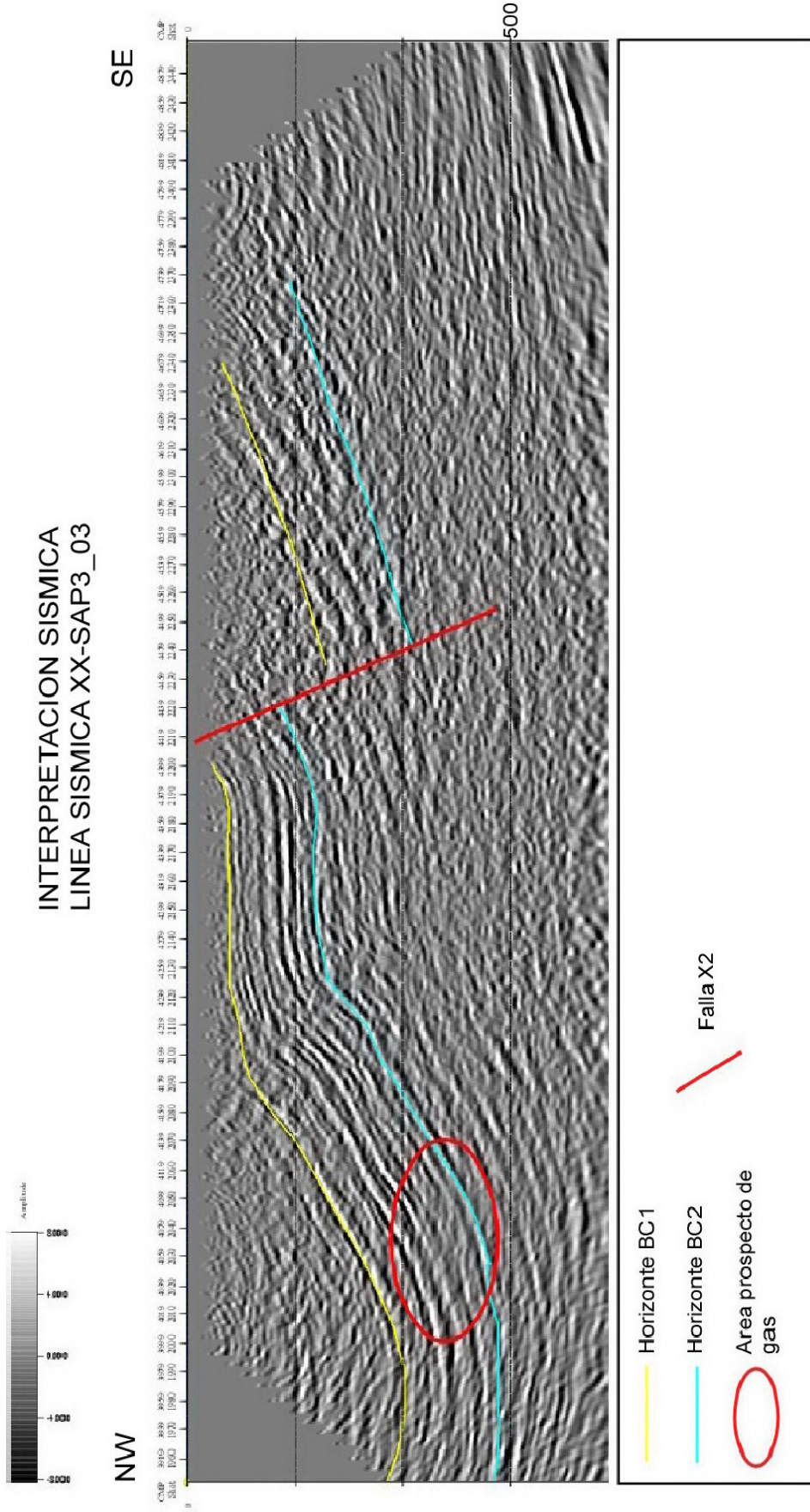
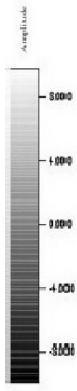


Figura 18. Interpretación sísmica de la línea XX-SAP3_03



INTERPRETACION SISMICA LINEA SISMICA XX-SAP3_04



NW

SE

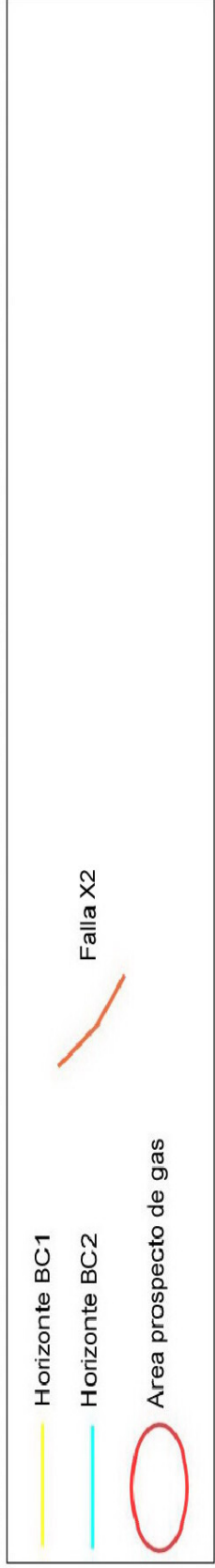
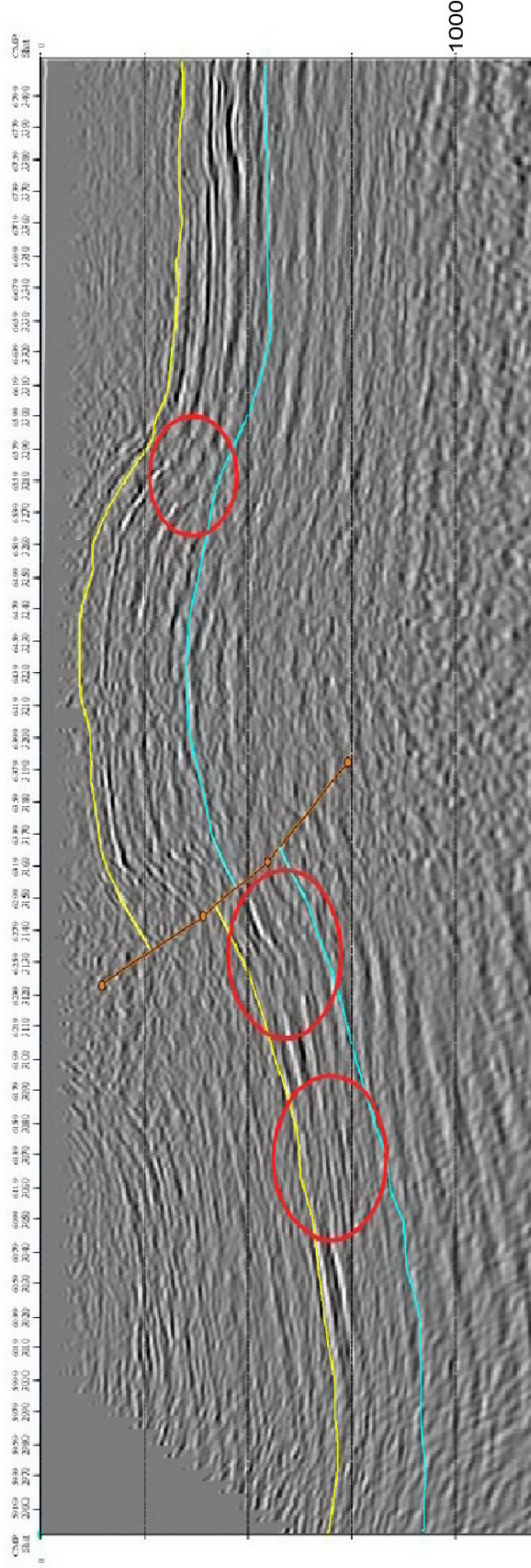


Figura 19. Interpretación sísmica de la línea XX-SAP3_04



INTERPRETACION SISMICA LINEA SISMICA XX-SAP3_06

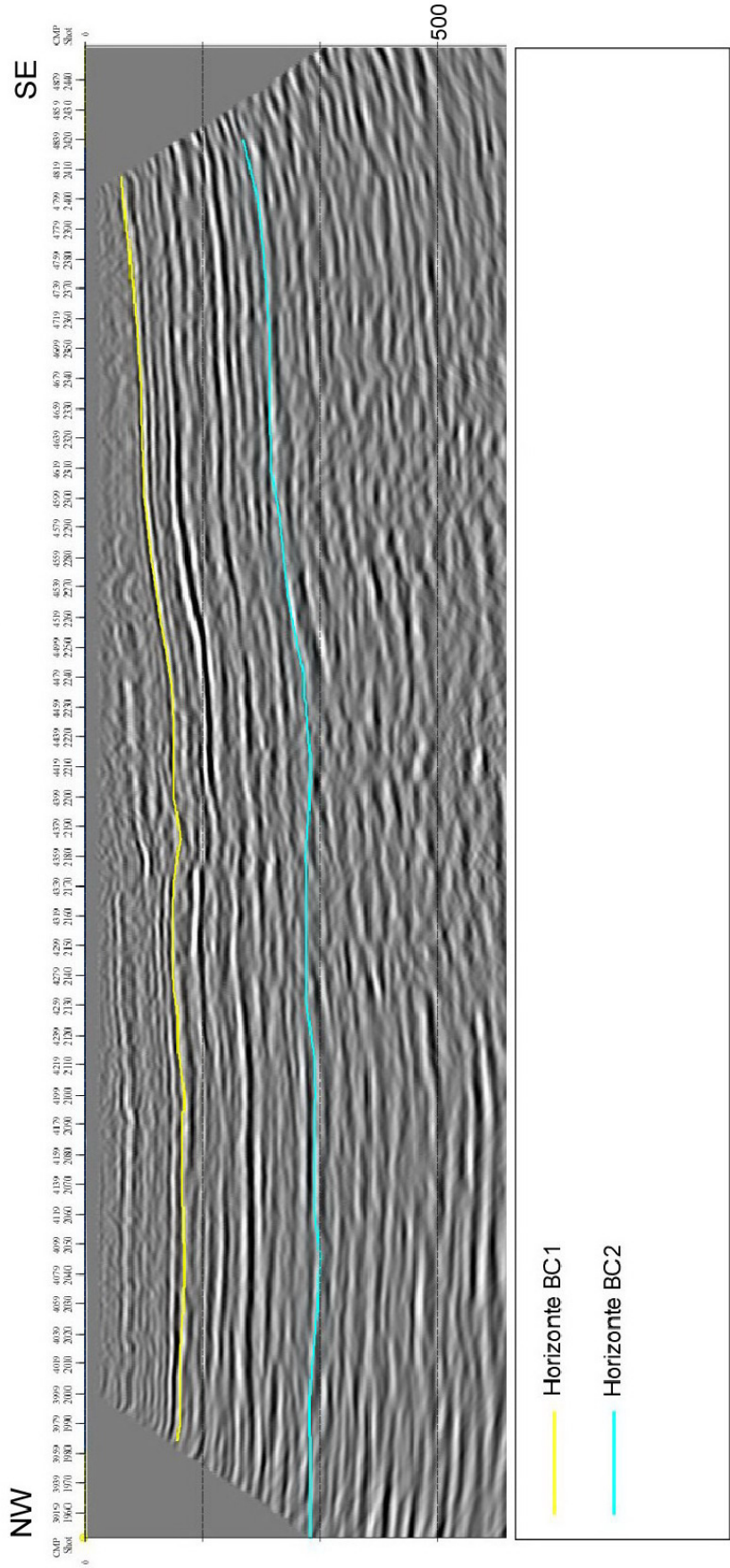
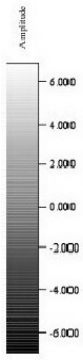


Figura 21. Interpretación sísmica de la línea XX-SAP3_06

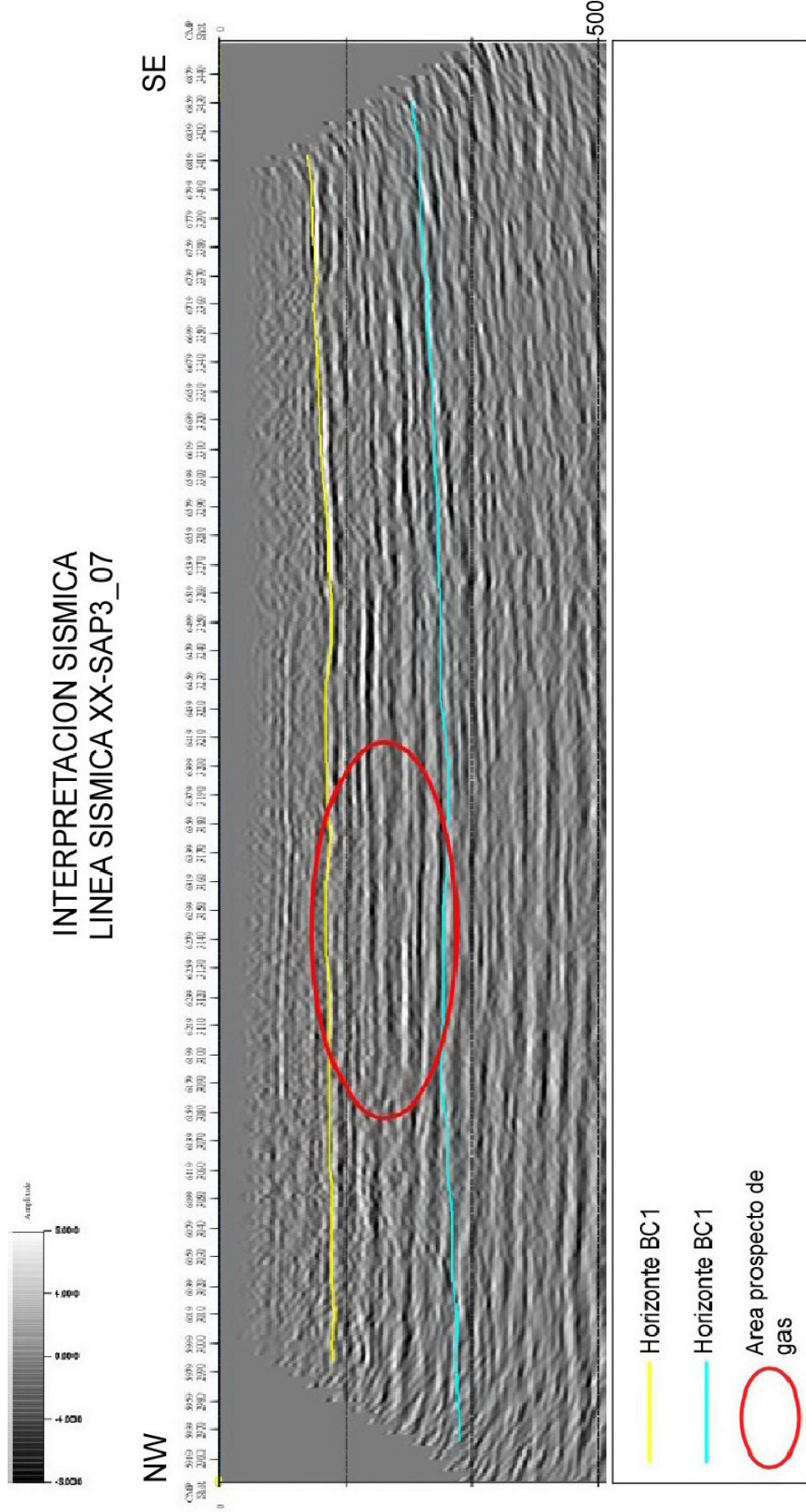


Figura 22. Interpretación sísmica de la línea XX-SAP3_07



INTERPRETACION SISMICA LINEA SISMICA XX-SAP3_08



NW

SE

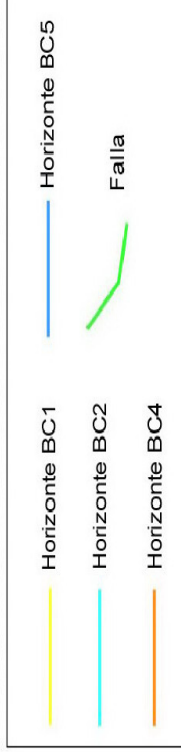
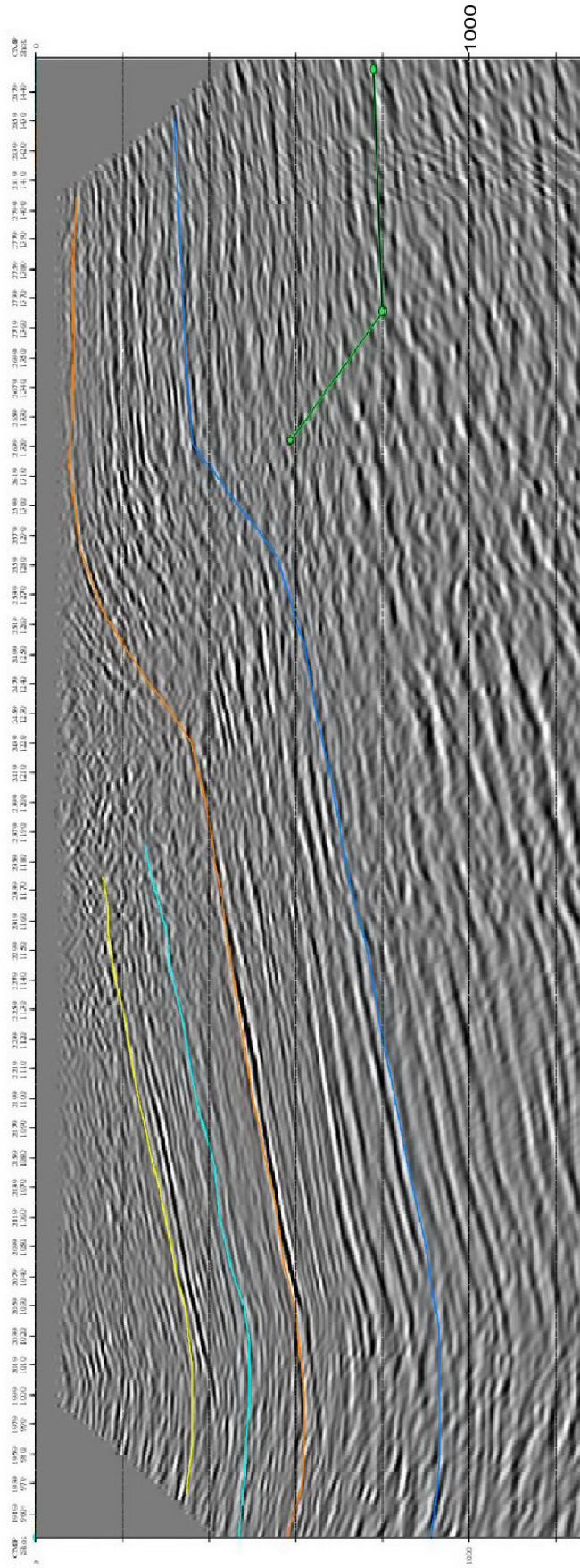


Figura 23. Interpretación sísmica de la línea XX-SAP3_08



5.2 Marco Teórico – Gas asociado a Carbón

Según Keith et al. 2003, el gas asociado a carbón o coalbed methane (CBM), es principalmente gas que se encuentra atrapado en los mantos de carbón, cuando la materia orgánica vegetal se transforma en carbón, se crea gas metano. Este gas está unido a la superficie del carbón por la presión de las rocas suprayacentes o por la presión de la tabla de agua.

El contenido de gas generalmente aumenta con el rango del carbón, con la profundidad del manto y con la presión del reservorio. Para que el gas sea expulsado del carbón, la presión parcial del manto debe ser reducida y esto se logra removiendo el agua del manto.

El gas contenido en los mantos de carbón es principalmente metano y trazas de etano, nitrógeno, dióxido de carbono y otros gases. Las propiedades físicas del carbón determinan la cantidad de gas que puede ser recuperado.

Porosidad

La porosidad de los reservorios de GAC usualmente es muy baja, variando desde 0.1 a 10%.

Capacidad de absorción

La capacidad de absorción del carbón se define como el volumen de gas absorbido por unidad de masa de carbón, se expresa en pies cúbicos por tonelada de carbón (ft^3/ton). La capacidad de absorber depende de la calidad y rango del carbón.

Permeabilidad por fracturas

La permeabilidad por fracturas son el principal camino por el cual el gas fluye, a mayor la permeabilidad, mayor es la producción de gas.



La cantidad mundial estimada para el recurso de CMB es de 7500 trillones de pies cúbicos (Tpc), pero este número es incierto debido a la escasez de datos acerca de los recursos de carbón y su contenido de gas.

La siguiente grafica muestra como el CBM es recuperado de los mantos de carbón (ver figura 25).

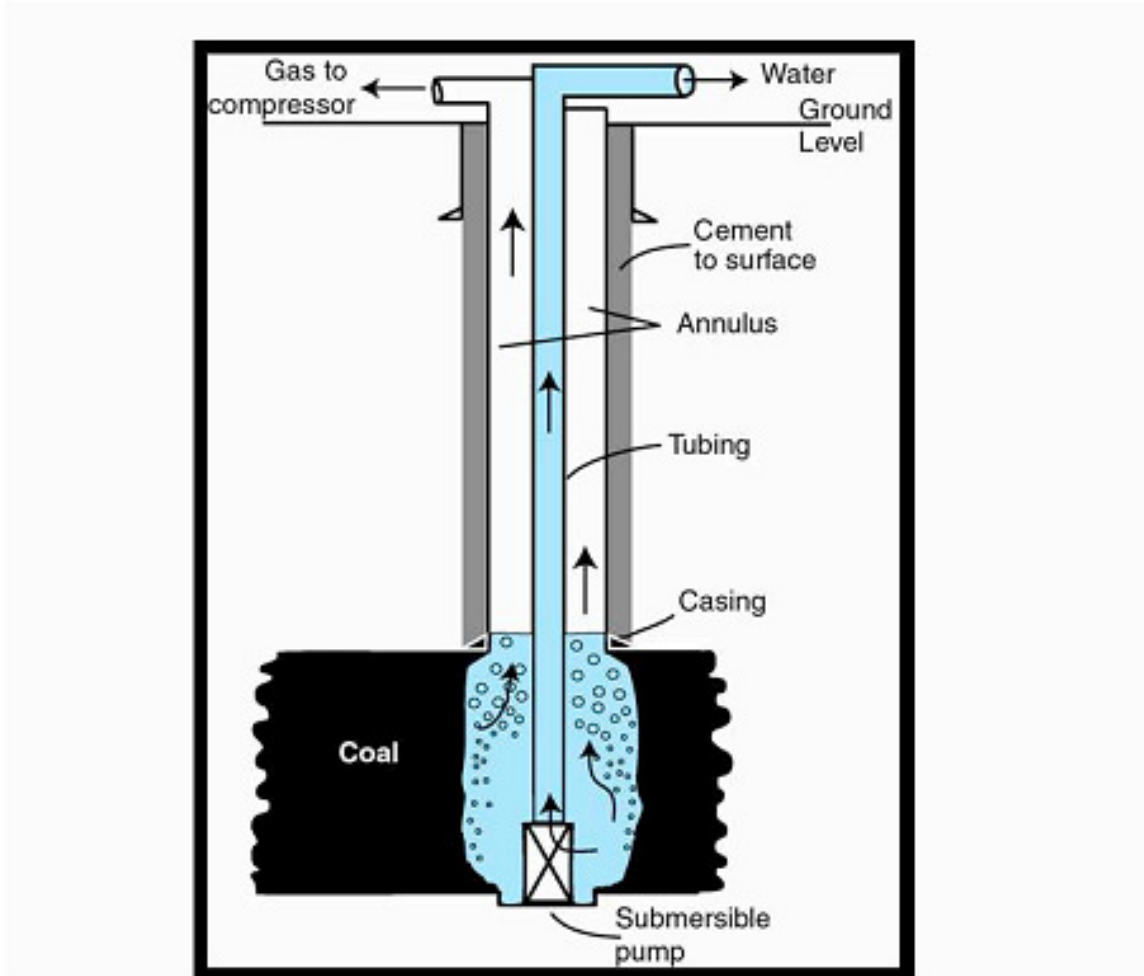


Figura 24. Recuperación del CBM. Tomado Akitunde, O., 2004



5.3 Interpretación Estructural

Se realizó la interpretación estructural de la línea XX-SAP3_08, en esta interpretación se propone la existencia de un pliegue por propagación de falla, se aplicó la teoría propuesta por Shaw et al, 2005.

5.3.1 Pliegues por Propagación de Falla

Esta estructura propuesta explicaría la pérdida de la reflexión sísmica en la línea, ya que en este tipo de pliegues el flanco frontal es de alto ángulo. La estructura no se encuentra cartografiada y tampoco se encuentra cartografiada ninguna estructura en la zona por donde pasa la línea (ver figura 25).

Aplicando la teoría se calcularon los siguientes ángulos:

Ángulo interlimbos $\gamma = 151.92^\circ$

Ángulo entre la estratigrafía y la falla en el flanco frontal $\theta_2 = 54.45^\circ$

Se calculó por medio de la teoría el ángulo de flexión de la falla (Φ) el cual dio 20°

Con estos resultados se construyó la falla que genera el pliegue encontrado en la sísmica, también la teoría asegura que esta sección se encuentra balanceada.

Se realizaron 2 mapas estructurales de profundidad para los horizontes BC1 y BC2 (ver figuras 26 y 27).



En los mapas se observan en colores azules los depocentros y en colores amarillos y naranjas las zonas elevadas, al sur occidente se observan unas depresiones importantes las cuales serían unas zonas de interés para el prospecto de hidrocarburos.

En estas zonas se encuentran las líneas sísmicas que presentan las estructuras adecuadas para favorecer el entrapamiento de gas asociado a carbón.

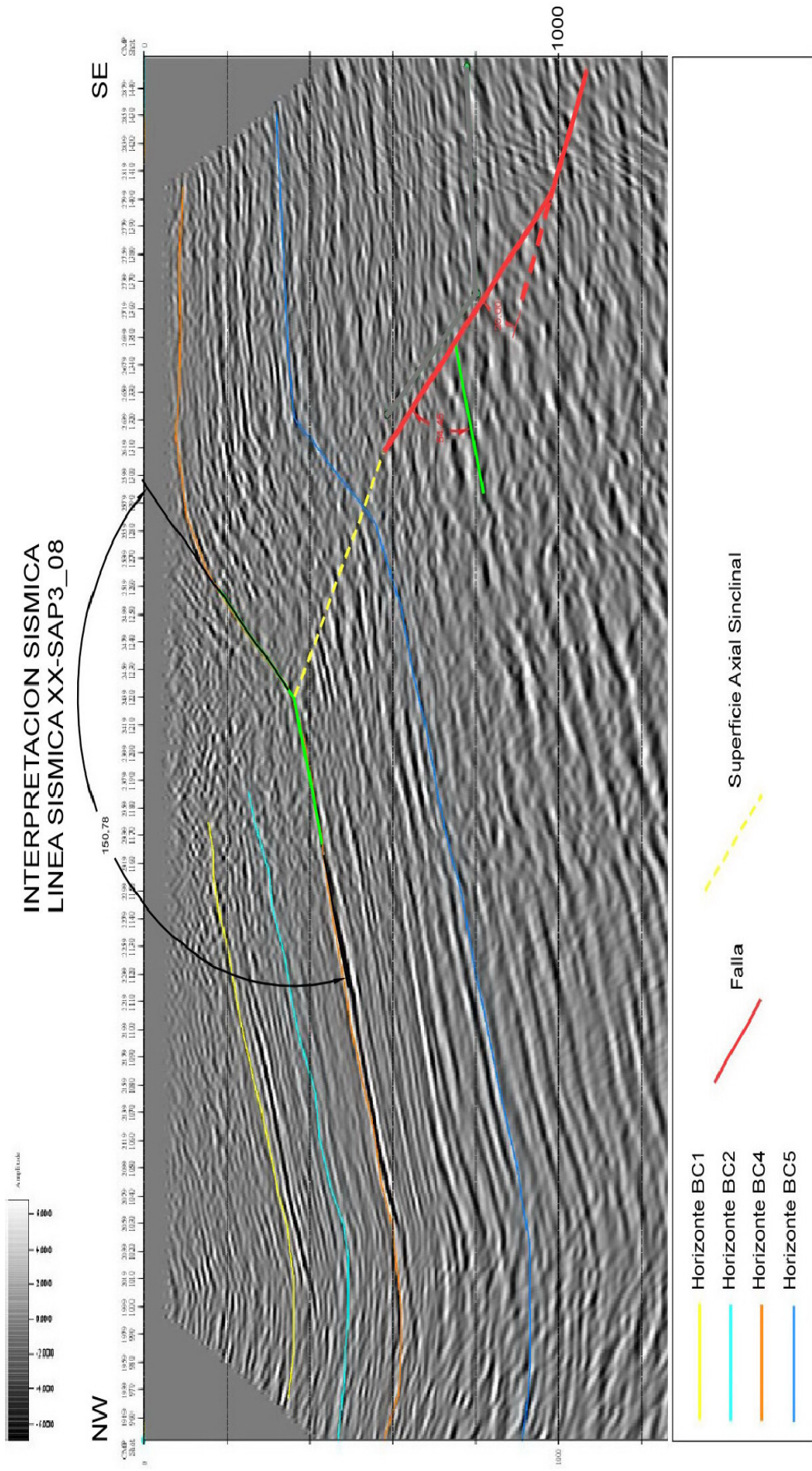


Figura 25. Interpretación estructural de la línea XX-SAP3_08

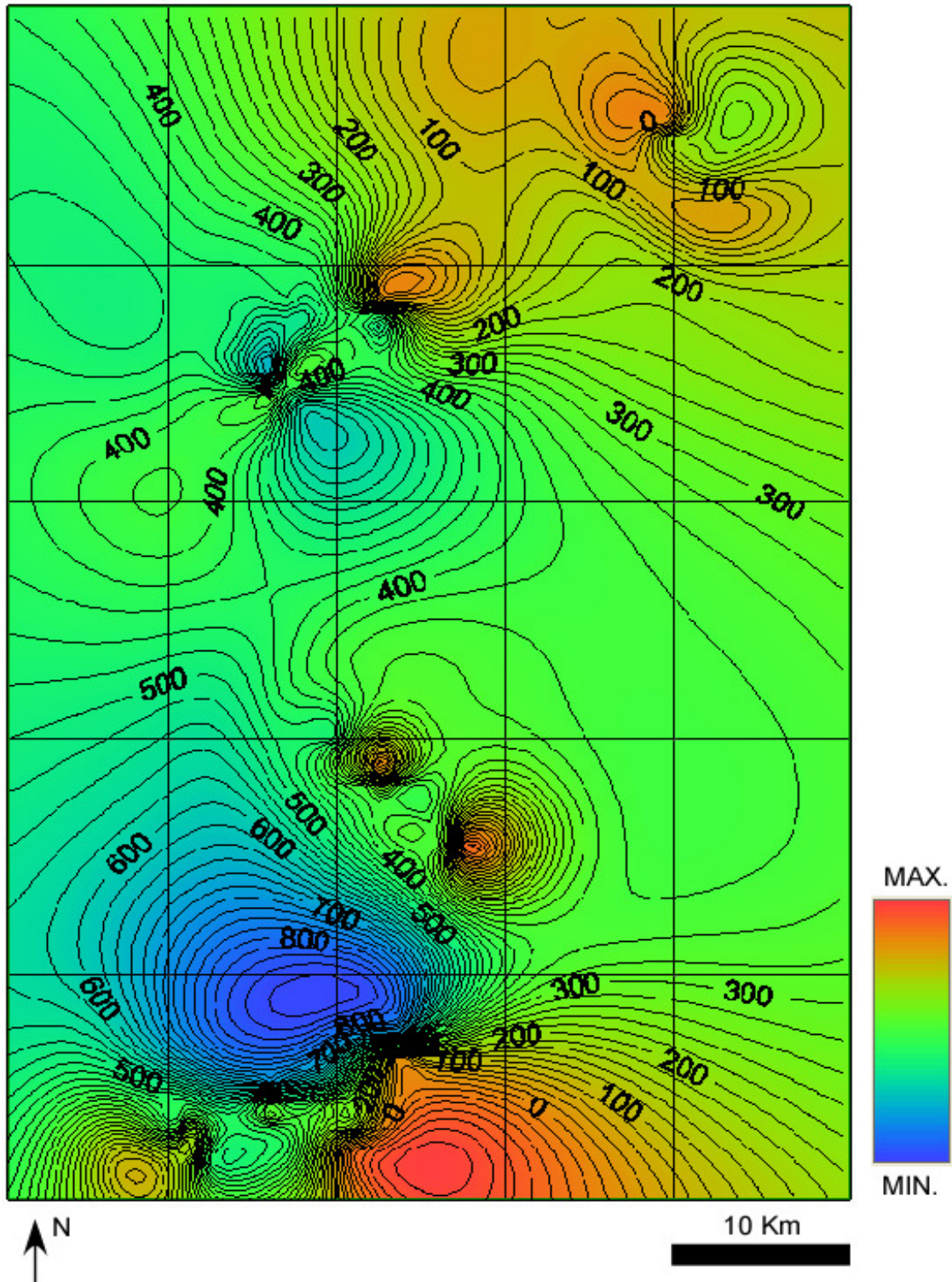


Figura 27. Mapa estructural de profundidad del horizonte BC2, elaborado a partir de las líneas sísmicas interpretadas



5.4 Modelamiento Geoquímico

5.4.1 Historia de Subsistencia

La historia de subsidencia de la cuenca se ilustra en la figura 28. El área de estudio alcanzó su máxima profundidad en el Cenozoico aproximadamente hace 20 – 25 m.a. Se presentaron 5 eventos erosivos a través de la historia geológica del área, estos eventos están representados por saltos en la grafica marcados con un círculo rojo. De estos 5 eventos erosivos, los 2 primeros ocurrieron en el Mesozoico y los últimos 3 en el Cenozoico.

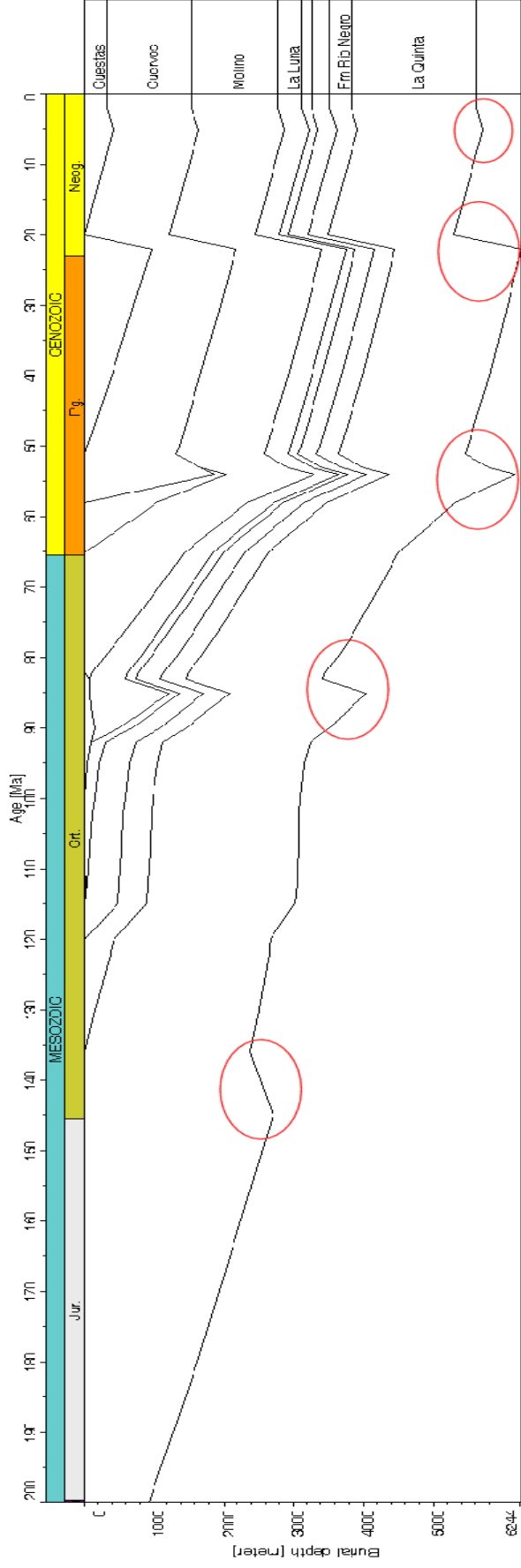


Figura 28. Diagrama de subsidencia de la cuenca. Los círculos en rojo indican los eventos erosivos.



Tabla 2. Eventos erosivos de la cuenca.

Eventos erosivos	
Formación	Edad de levantamiento
Cuestas	5-1,8
Eoceno- Oligoceno	22-20
Barco-Cuervos	58-51
La Luna	85-83
La Quinta	145-136

Se emplearon las estimaciones de paleopropundidad (PWD - Paleo Water Depth) basadas en los ambientes de cada una de las Formaciones, paleotemperatura (SWIT - Sedimentary Water Interface temperatura) y flujo de calor (HF - Heat Flow) del trabajo elaborado por García, M., Mier, R., et. Al, 2008. El flujo de calor empleado fue de 60 mW/m^2 (Contrato interadministrativo No. 027 "Prospectividad de la Cuenca Cesar – Ranchería").

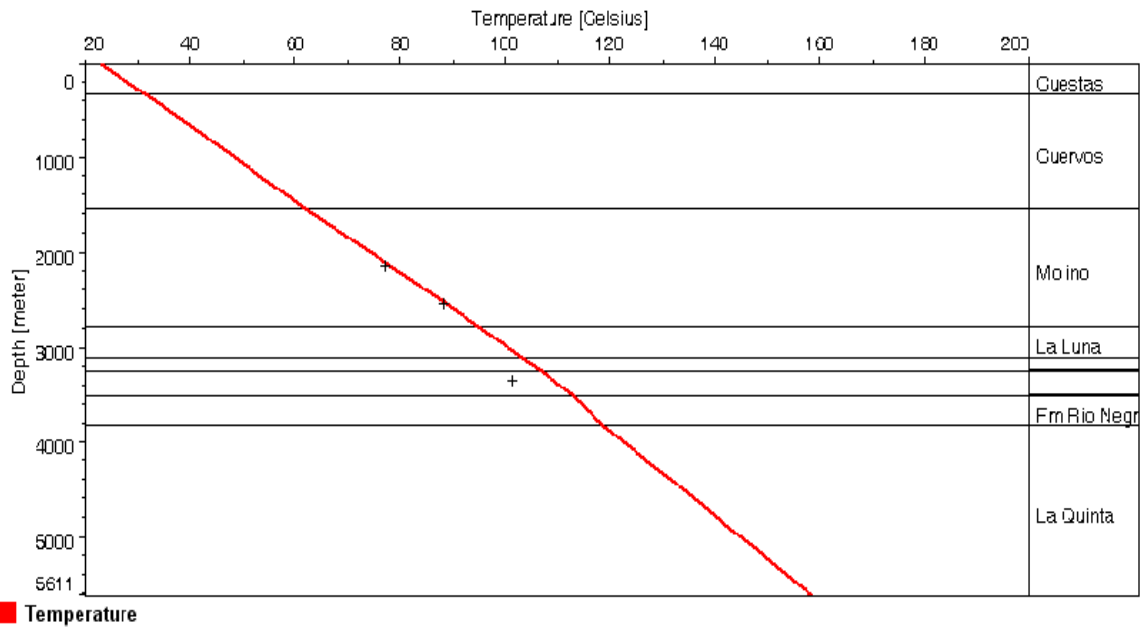


Figura 29. Diagrama de profundidad (m) vs. temperatura (°C). La línea roja indica la temperatura.

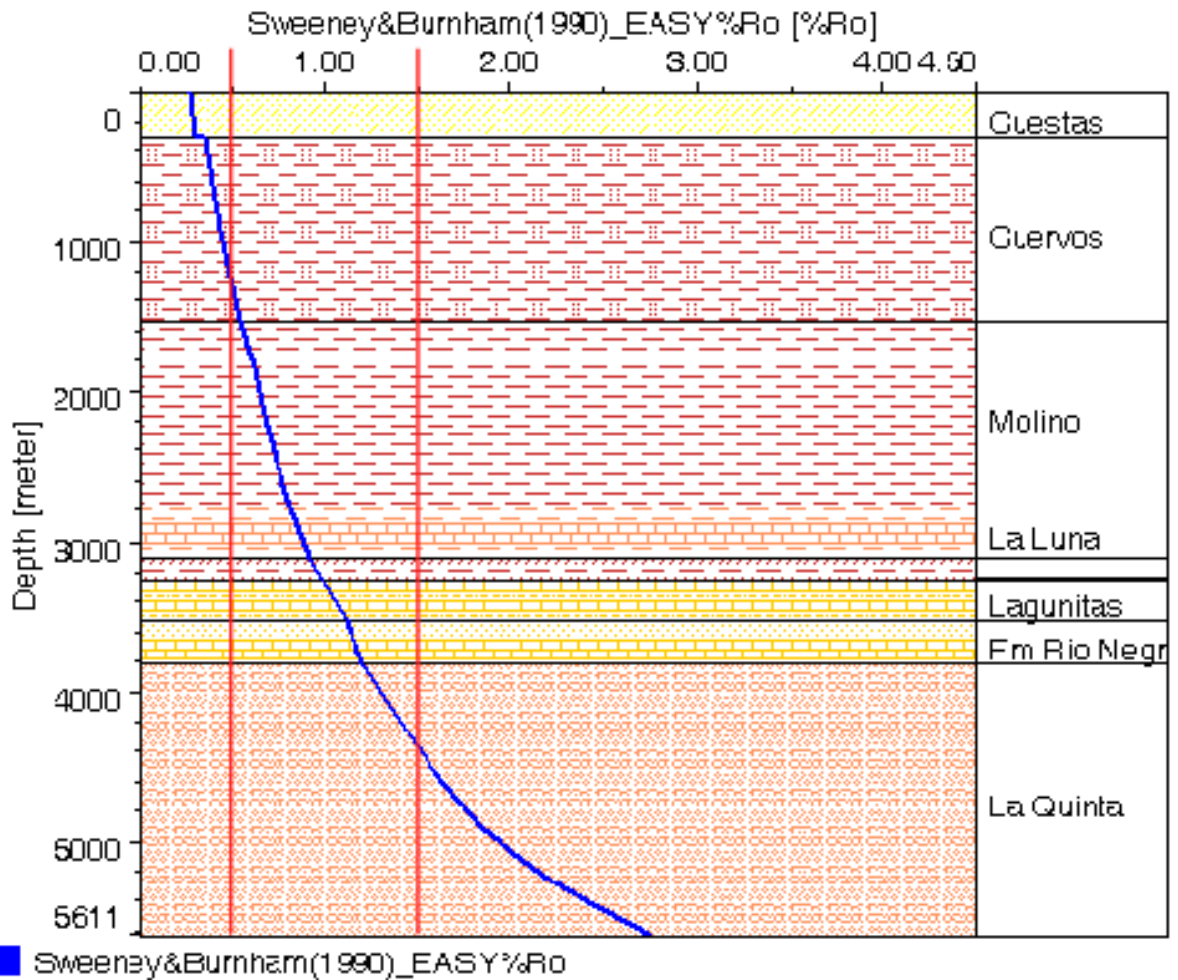


Figura 30. Diagrama de profundidad (m) vs. Reflectancia de Vitrinita (%Ro). La línea azul representa los valores de %Ro. Las líneas rojas marcan la ventana de madurez termal la cual se encuentra en el rango de 0.55 a 1.55. La Fm. Cuervos presenta un %Ro en el rango de 0.25 a 0.55 aproximadamente. Esto indica que la formación se encuentra en etapa submadura.

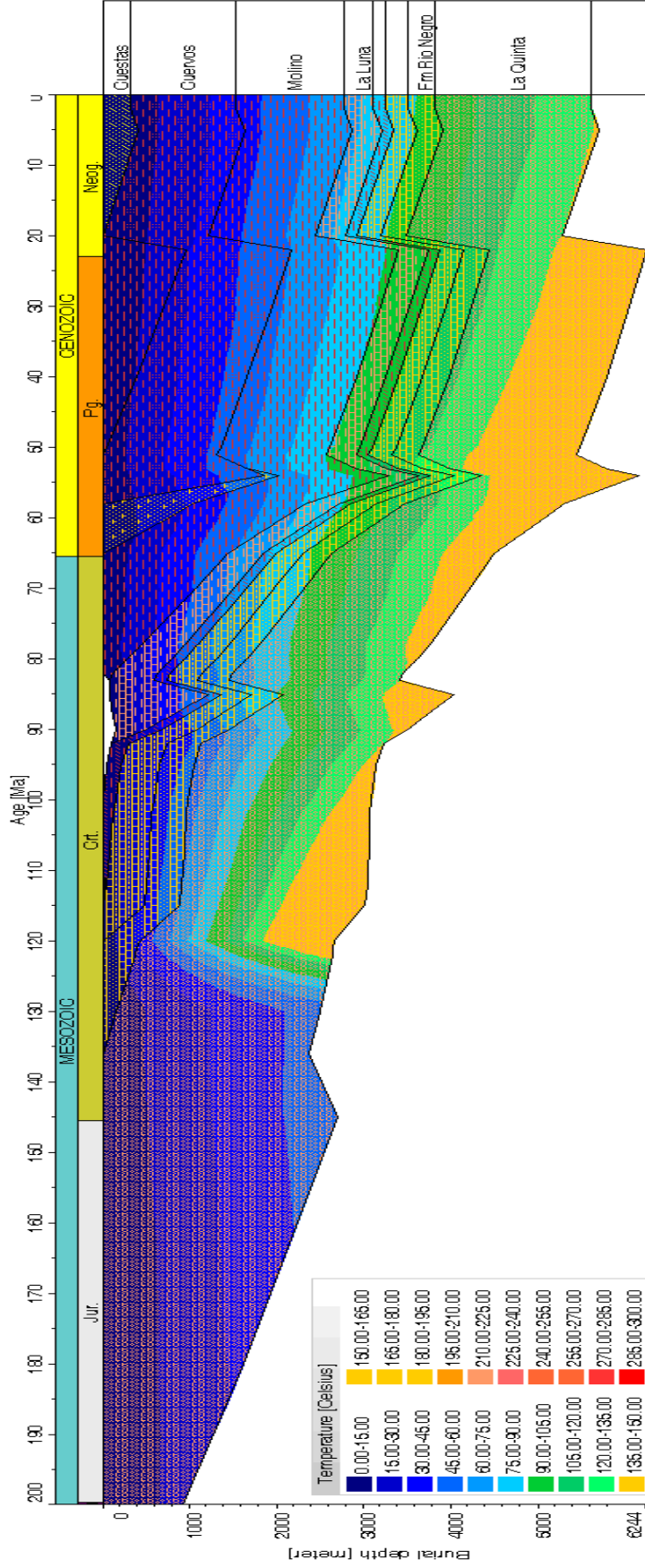


Figura 31. Diagrama de subsidencia con variación de la temperatura (°C) con respecto a la profundidad y a la edad (Ma).

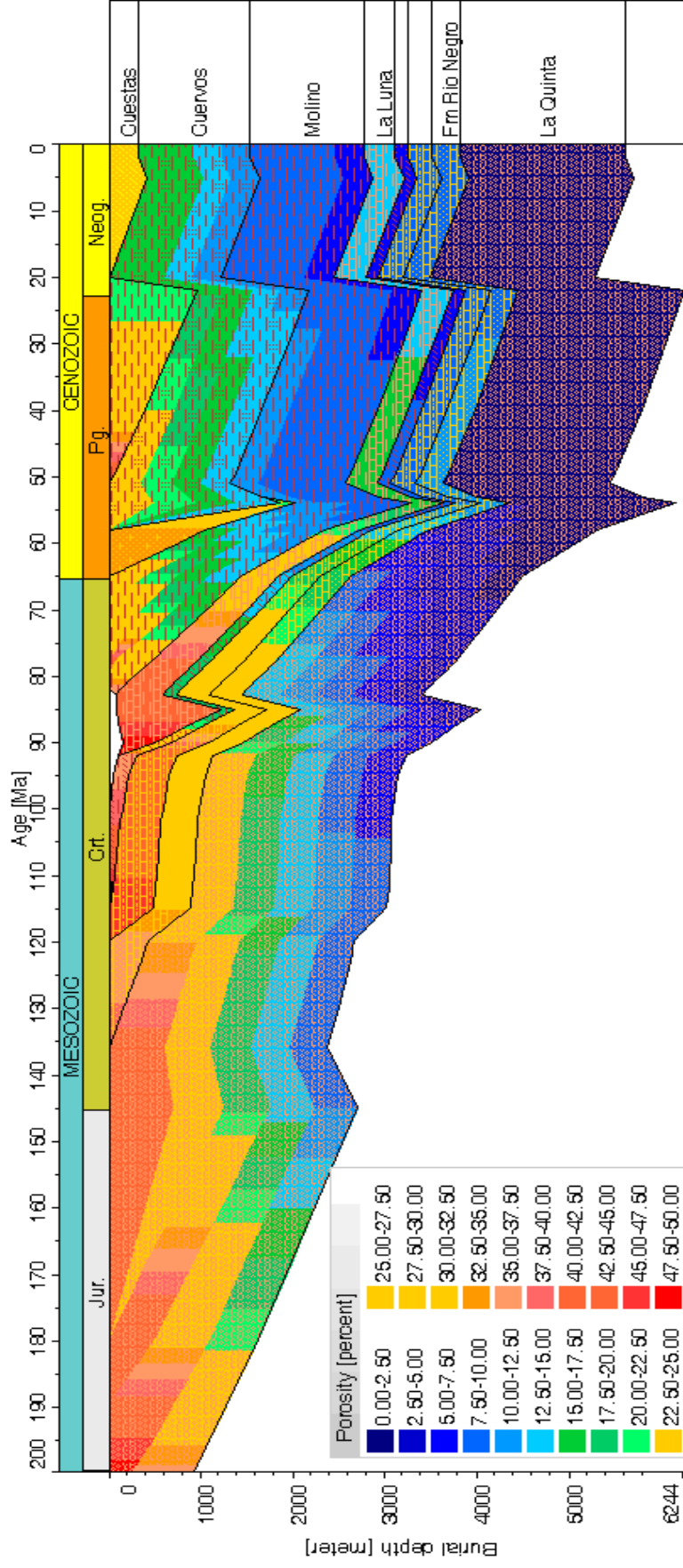


Figura 32. Diagrama de subsidencia con variación de la porosidad con respecto al tiempo (Ma).

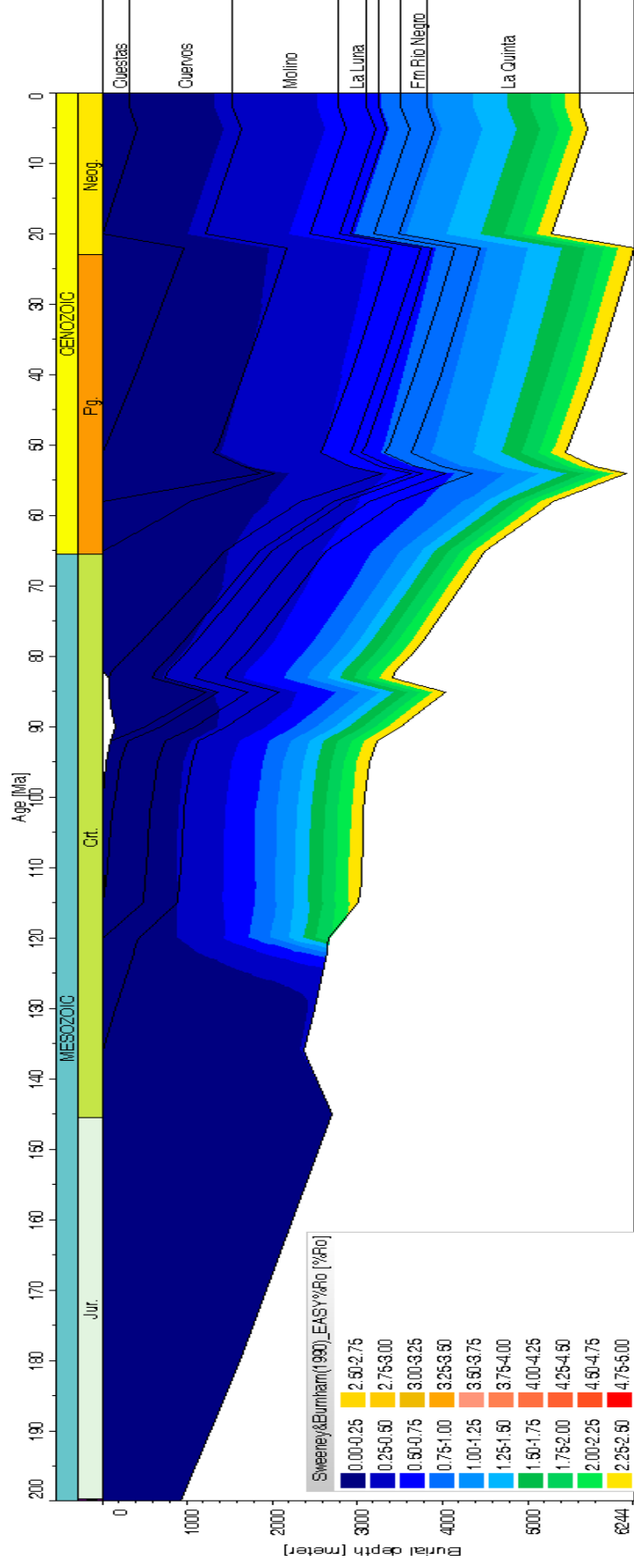


Figura 33. Diagrama de subsidencia con variación de reflectancia de Vitirinita (%Ro) con respecto al tiempo (Ma).



5.4.2 Modelamiento Geoquímico 2D

Para el modelamiento geoquímico 2D se tomó la una parte de la línea sísmica SAP_08 interpretada por Torres (2008), debido a que el software de modelamiento presenta problemas en zonas de alta complejidad (ver Figura 35).

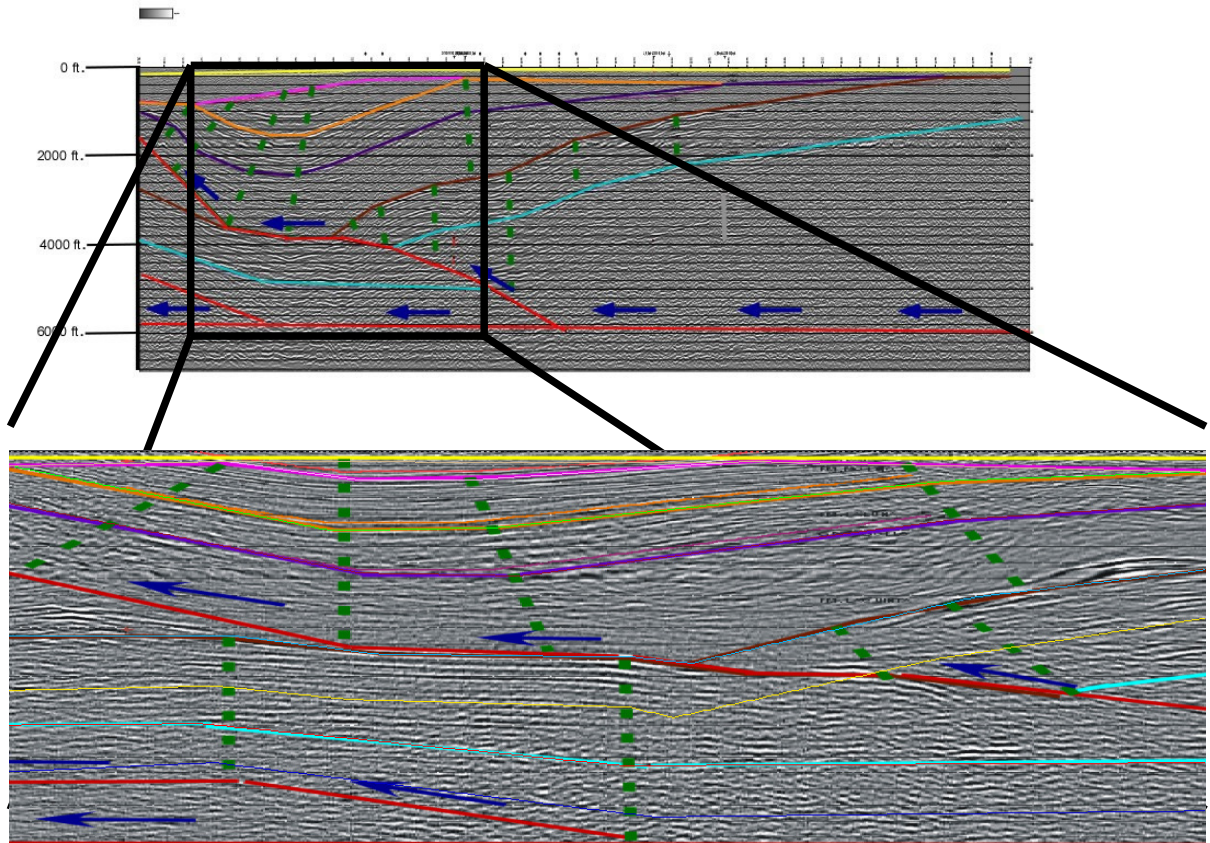


Figura 34. Sección de la línea sísmica utilizada para el modelamiento geoquímico 2D.

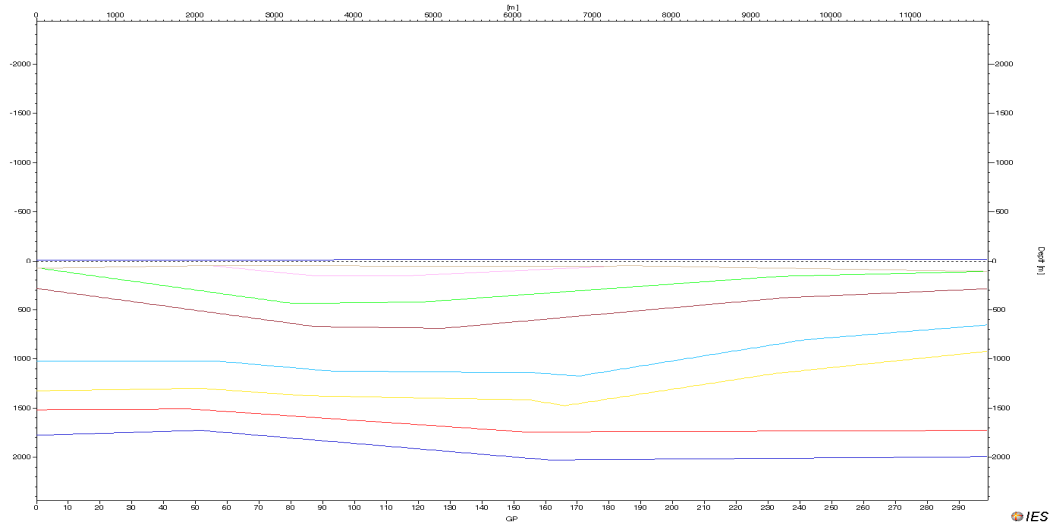


Figura 35. Diagrama de pregrilla de los horizontes usados en el modelamiento geoquímico 2D.

La figura 37 y 38 ilustran unos perfiles donde se muestran las ventanas de generación de petróleo y gas para las formaciones del área de estudio. Los resultados muestran que la Fm. Barco - Cuervos generó petróleo y gas hace 15 Ma, para este tiempo las estructuras que pueden generar trampas ya se han creado, entonces es posible que existan trampas actuales de GAC (ver Figura 37), pero en la actualidad el modelo muestra que la Fm. Barco – Cuervos solo genera petróleo (Figura 38).

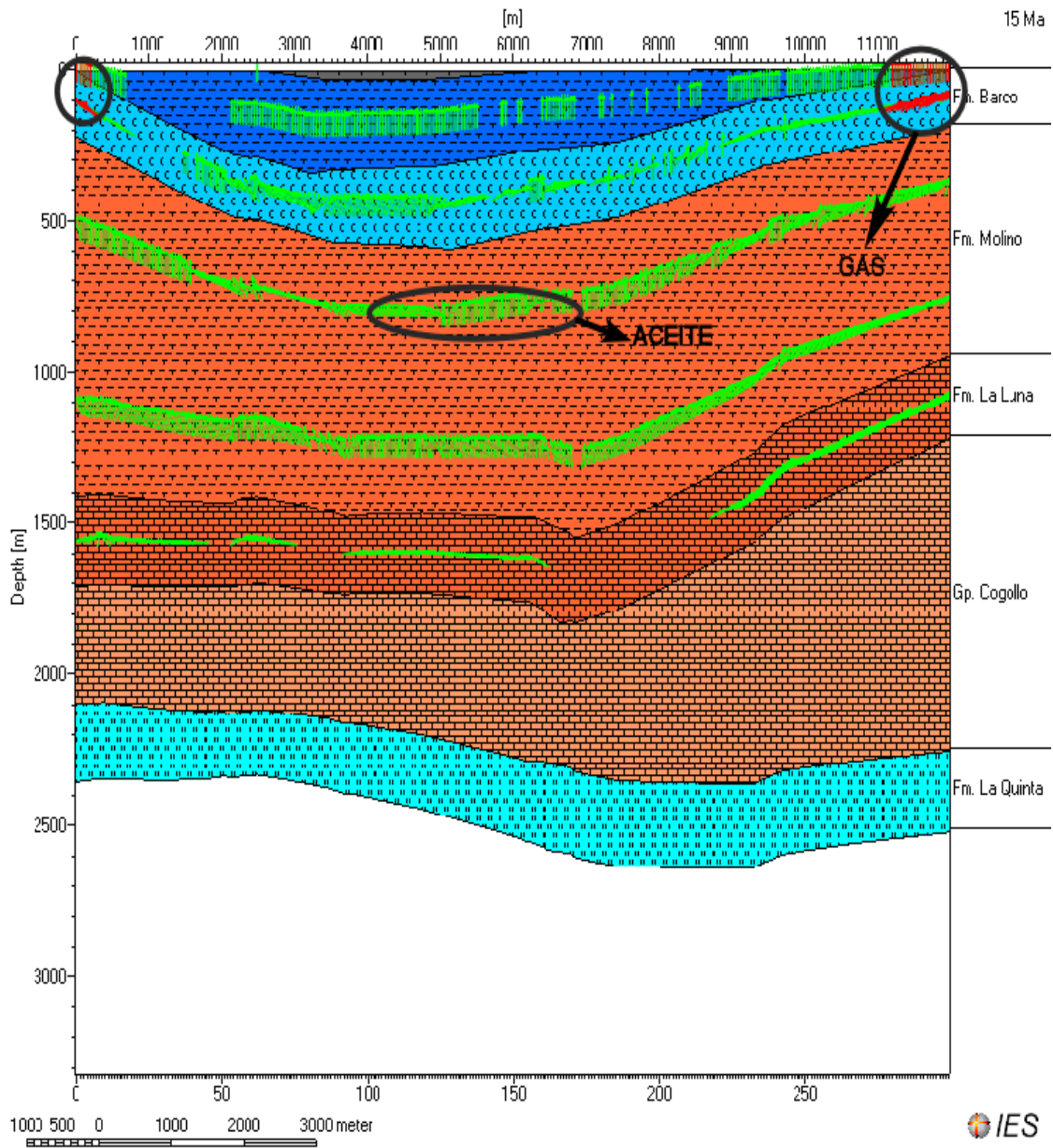


Figura 36. Modelamiento geoquímico 2D donde se ilustran las rutas de migración de hidrocarburos y gas.

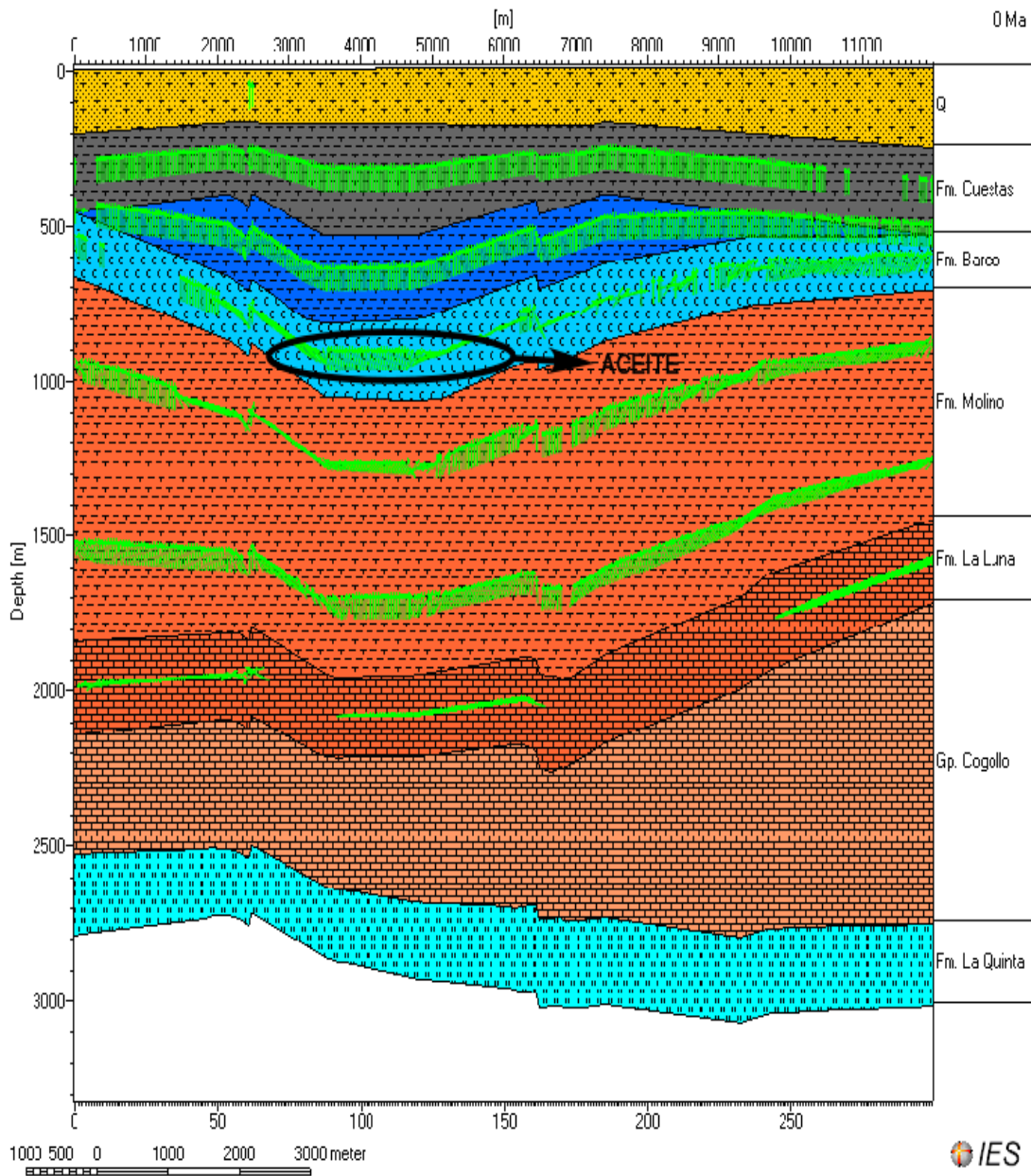


Figura 37. Modelamiento geoquímico 2D donde se ilustra las rutas de migración de los hidrocarburos en la actualidad.



6. CONCLUSIONES

En base a la interpretación sísmica realizada la Fm. Barco – Cuervos en el área estudiada presenta varias zonas que presentan un fenómeno de pérdida de la señal sísmica, se propone que estas áreas pueden tener acumulaciones de gas asociado a carbón de carácter importante.

Se propone una estructura de pliegue por propagación de falla interpretada en la línea XX-SAP3_08, la cual no se encuentra documentada en informes actuales, este tipo de pliegues pueden generar zonas de entrapamiento tanto de gas asociado a carbón como para hidrocarburos.

El modelamiento geoquímico 2D señala que la Fm. Barco – Cuervos en el área estudiada se encuentra en estado inmaduro, y esta empezó a generar gas hace 15 m.a.

Los mapas de profundidad de los horizontes BC1 y BC2 que contienen los mantos de carbón, muestran zonas con bajos estructurales importantes los cuales generan zonas de entrapamiento para gas asociado a carbón y para hidrocarburos.



7. REFERENCIAS CITADAS

Akitunde, O., 2004, Monitoring Coal Bed Methane Production: A Case Study from the Powder River Basin, Wyoming, United States of America, SEG International Meeting, Paper

Brigaud, F., Chapman, D., Le Douaran, S., 1990, Estimating Thermal Conductivity in Sedimentary Basins Using Lithologic Data and Geophysical Well Logs, AAPG Bulletin 74 # 2

ECOPETROL, 1998, Potencial Petrolífero de la cuenca Cesar – Ranchería elaborado por la Gerencia de Estudios Regionales.

Chajin, P., Martínez, A., 2007 Interpretación Sísmica, Estructural y Modelamiento Geoquímico de dos Líneas Sísmicas en la Subcuenca Cesar (Cuenca Cesar – Ranchería), Tesis de Grado Universidad Industrial de Santander.

García, M., Mier, R., et. Al, 2008, Contrato interadministrativo No. 027 “Prospectividad de la Cuenca Cesar – Ranchería”, Informe interno.

Keith, K., Bauder, J., 2003, Coal Bed Methane, Artículo publicado en la pagina de la Universidad Montana State University Department of Land Resources and Enviromental Sciences.

Shaw, J., Connors, C., Suppe, J., 2005, Seismic Interpretation of Contractional Fault-Related Folds, AAPG Seismic Atlas, Studies in Geology, N° 53.

Tissot and Welte, 1984, Thermal History of Sedimentary Basins and Kinetics of Oil and Gas Generation, AAPG Bulletin, Volume 70.



Tisson, 1984, Recent Advances in Petroleum, Geochemistry Applied to Hydrocarbon Exploration. AAPG Bulletin Vol. 70

Van Hinte, J.E., 1978. Geohistory Analysis – Application in exploration Geology. AAPG Bulletin. Volume 92.