

POTENCIAL HIDROCARBURIFERO DE LA CUENCA RANCHERIA, COLOMBIA

JUAN DAVID BADILLO REQUENA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICO – QUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA**

2011

POTENCIAL HIDROCARBURIFERO DE LA CUENCA RANCHERIA, COLOMBIA

JUAN DAVID BADILLO REQUENA

**Trabajo de grado como requisito para optar el título de
GEÓLOGO**

**Director:
Mario García González, Ph.D.
Profesor Titular.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICO – QUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2011

AGRADECIMIENTOS

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

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

Al profesor Ricardo Mier Umaña, por su apoyo y amistad, siempre con buen sentido del humor a pesar de las adversidades.

Jessica Leal por tener siempre un buen apunte para todo.

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

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	13
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	14
1.1 LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	14
2. OBJETIVOS	16
2.1 OBJETIVO GENERAL	16
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	16
3. JUSTIFICACIÓN	17
4. MARCO GEOLÓGICO	18
4.1 CUENCA RANCHERÍA	18
4.2 EVOLUCIÓN GEODINÁMICA	19
4.2.1 Falla de Oca	20
4.2.2 Falla Cerrejón	21
4.3 ESTRATIGRAFÍA REGIONAL	21
4.3.1 Triásico – jurásico	22
4.3.2 Cretácico	22
4.3.3. Terciario	24
5. MARCO TEÓRICO	27
5.1 GAS ASOCIADO A CARBÓN	27
5.2 SHALE GAS	29
6. MARCO METODOLÓGICO	31
6.1 ELABORACIÓN DE BASE DE DATOS	31
6.1.1 Control de calidad de los datos de entrada	33
6.2 INTERPRETACIÓN SÍSMICA	34

6.2.1 Selección de líneas sísmicas	34
6.2.2 Ajuste de desfase entre líneas sísmicas	39
6.3 INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL 2D	40
6.3.1 Interpretación de fallas	40
6.3.2 Interpretación de horizontes	42
6.3.3 Determinación de las áreas de interés para gas asociado a carbón	47
6.4 MAPAS EN TIEMPO	49
6.5 SECCIÓN BALANCEADA	49
6.6 MODELO GEOQUÍMICO 2D	50
7. RESULTADOS	51
7.1 HORIZONTES CARTOGRAFIADOS	51
7.2 MAPAS DE SUPERFICIES EN TIEMPO	54
7.3 SECCIÓN BALANCEADA	59
7.4 MODELAMIENTO GEOQUÍMICO 2D	61
8. ANÁLISIS RESULTADOS	63
8.1 HORIZONTES SÍSMICOS	63
8.2 RANGO DE PROFUNDIDADES	70
8.3 FALLAS	70
8.4 DETERMINACIÓN DE LAS ÁREAS DE INTERÉS PARA GAS ASOCIADO A CARBÓN	73
8.5 MAPAS EN TIEMPO	76
8.6 MODELAMIENTO 2D	76
8.7 SISTEMAS PETROLÍFEROS	77
CONCLUSIONES	79
RECOMENDACIONES	80
BIBLIOGRAFÍA	81

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Inventario de Pozos de interés	32
Tabla 2. Inventario de Líneas y Pozos asociados	32

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Mapa general de la Cuenca Cesar - Ranchería, modificado del Marco Tectónico Regional, INGEOMINAS, 1999.	15
Figura 2. Ubicación detallada de la cuenca Ranchería	18
Figura 3. Bloque 3D, geometría tridimensional y cinemática de subducción actual. Modificado de Taboada et, al 2000.	19
Figura 5. Recuperación del CBM.	28
Figura 7. Mapa base. transectos regionales para el amarre de la sísmica	35
Figura 8. Transecto N-S ,corte con dos líneas sísmicas E-O	36
Figura 9. Correlación estratigráfica entre los Pozos EL MOLINO-1 y EL MOLINO-1X	37
Figura 10. Resistividad Profundo VS Sónico, para modelar un registro Sónico completo	38
Figura 11. Shift en uno de los transectos N-S para una línea E-W, para el amarre sísmico con desfase en tiempo.	39
Figura 12. Línea N-S, muestra criterios tenidos en cuenta para la interpretación de fallas	41
Figura 13. Utilización de la herramienta <i>Crossing Points</i>	43
Figura 14. Visualización de registros SP en el pozo EL MOLINO-1 sobre la línea CR-1979-08_1990_23592	45
Figura 15. Visualización de registros SP en el pozo EL MOLINO-1X sobre la línea CR-1979-08_1990_23592	46
Figura 16. Mantos saturados en gas	48
Figura 17. Fm Cerrejón (Verde), Fm Molino (Amarillo), Fm La Luna (Negro) y Gr. Cogollo (Azul claro). En una línea N-S.	52

Figura 18. Fm Cerrejón (Verde), Fm Molino (Amarillo), Fm La Luna (Negro) y Gr Cogollo (Azul claro). En una línea E-O.	53
Figura 19. Mapa al tope de la Fm Cerrejón, en dominio de Tiempo	55
Figura 20. Mapa al tope de la Fm Molino, en dominio de Tiempo	56
Figura 21. Mapa al tope de la Fm la luna, en dominio de Tiempo	57
Figura 22. Mapa al tope de la Fm Aguas Blancas perteneciente al Gr Cogollo, en dominio de Tiempo.	58
Figura 23. Sección balanceada con base a la línea CV-1989-1140	60
Figura 24. Modelamiento geoquímico 2D para la línea CR-89-1100, se ilustra las rutas de migración y acumulación de hidrocarburos.	62
Figura 25. Terminaciones tipo “toplap” en la Fm Cerrejón hacia el sur de la Cuenca	64
Figura 26. Discordancia entre la Base de la Fm Cerrejón y Tope de la Fm Molino	65
Figura 27. Alta reflectividad en los reflectores de la Luna y Gr Cogollo, indiferenciados	66
Figura 28. Line E-W interpretada. Tope Fm cerrejón color verde, Fm Molino color blanco, Fm La Luna color amarillo. Gr Cogollo color naranja.	68
Figura 29. Line E-W interpretada. Fallas de cabalgamiento de bajo ángulo.	69
Figura 30. Modelo estructural generado en tiempo.	72
Figura 31. Line línea CV-1988-1400_MIG_O-OMIG_export_1 E-W zona de interés en verde	74
Figura 32. Tres líneas sísmicas del proyecto CV-88 en dirección E-O mostrando la misma zona de interés en color rojo.	75

RESUMEN

TITULO: POTENCIAL HIDROCARBURIFERO DE LA CUENCA RANCHERIA, COLOMBIA*

Autor: JUAN DAVID BADILLO REQUENA**

Palabras Claves: Formación Cerrejón, Formación Molino, Formación La Luna, Grupo Cogollo, Gas asociado a carbón, estratigrafía sísmica, sección balanceada, modelamiento geoquímico 2D.

DESCRIPCIÓN

El objetivo principal de este proyecto es producir un modelo geológico, que permita evaluar el potencial hidrocarburiífero relacionado con yacimientos no convencionales, tipo gas asociado a carbón, en la Cuenca Ranchería, a partir de la interpretación de líneas sísmicas 2D, elaboración de una sección balanceada y modelamiento geoquímico 2D de una línea sísmica. Se estructuró la base de datos, se evaluó su confiabilidad y fue usado en el presente trabajo de investigación, para su carga en las diferentes plataformas computacionales. Se procedió a ajustar el desfase de las líneas sísmicas, se interpretaron las fallas geológicas, su distribución espacial y saltos, seguidamente se realizó la interpretación de los horizontes sísmicos en tiempo y su posterior escalado a profundidad. Los saltos de fallas se estimaron mediante la interpretación. Se calibraron 3 pozos mediante la elaboración de su sismograma sintético para el amarre con la sísmica. Los mapas en profundidad generados presentan alto control estructural de las fallas interpretadas, las cuales presentan saltos de 30 a 90 pies aproximadamente según se calculó en la interpretación. Se aplicaron atributos sísmicos para evaluar la presencia de gas asociado a carbón, identificándose así una franja de gran interés en la Formación cerrejón. De acuerdo al modelo geoquímico se determinó que la Cuenca Ranchería se encuentra en ventanas de generación de gas y petróleo, los resultados indican que de acuerdo a la posición estructural la Formación La Luna se puede encontrar en ventana de gas localmente en las trampas más profundas o en ventana de petróleo así mismo la Formación Cerrejón se encuentra en la zona inmadura.

* Proyecto de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología. Director: Mario García González, Ph.D. Profesor Titular

ABSTRACT

TITLE: HYDROCARBON POTENTIAL OF THE RANCHERIA BASIN, COLOMBIA*

AUTHOR: JUAN DAVID BADILLO REQUENA**

KEY WORDS: Formation Cerrejon, Formation Mill, Formation The Moon, Group Heart, Gas associated to coal, seismic stratigraphy, balanced section, geo-chemical modelament 2D

DESCRIPTION

The main goal of this project is the construction of a geological model that allows to evaluate the non conventional hydrocarbon potential in the Rancheria Basin, such as coalbed methane. This model maily rely on 2D seismic lines, 2d geochemical model and a balanced cross section.

The methodoly used is a follows:1) Seismic line loading into Petrel and seismic line quality screaning, 2) Seismic horizon adjusting to a common ground elavation throught the basin, 3) Horizon and fault delineation, 4) Depth convection using sintetic sismograms as well top formation data.

The geological model obtained indicates a east-west thrust faulting tectonic style, where the east block overrides toward the west creating thrust fold structures that involve the Cerrejon and La Luna Formations.

Sesimic attributes were used to identifiy gas-saturated areas in the Cerrejon Formation reults allowed to identify a gas saturated north-south trend along the basin. The 2D geochemical model indicates that the Cerrejon Formation is at the threshold of the oil window, and the La Luna Formation is both in the oil window and in the gas window depending on its depth of burial.

The geological model obtained indicates that the Rancheria Basin presrnt a large gas potential in unconventional gas reservoirs for the Cerrejon and La Luna formatios.

* Project of Grade

** Ability of Physical-chemical Engineerings. School of Geology. Director: Director: Mario García González, Ph.D. Regular professor

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, sección balanceada y modelamiento geoquímico 2D de la zona de estudio.

La interpretación sísmica, tiene como objetivo desarrollar una idea del comportamiento estructural y continuidad lateral 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 software de actualidad y así de esta forma servir de base para futuros estudios los cuales refuercen aún más el conocimiento geológico de Colombia.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Durante los últimos años el mundo ha visto la caída de los yacimientos convencionales y el surgimiento de los yacimientos no convencionales como alternativas para satisfacer las necesidades del mercado de los hidrocarburos, debido a que estos poseen una cantidad de reservas considerables que pueden producir por un tiempo más prolongado que un yacimiento convencional. La explotación de este tipo de yacimientos requiere una serie de estudios geológicos previos que demuestren la viabilidad del proyecto, estimando así los tratamientos y la tecnología necesaria para la exploración y explotación de la roca reservorio.

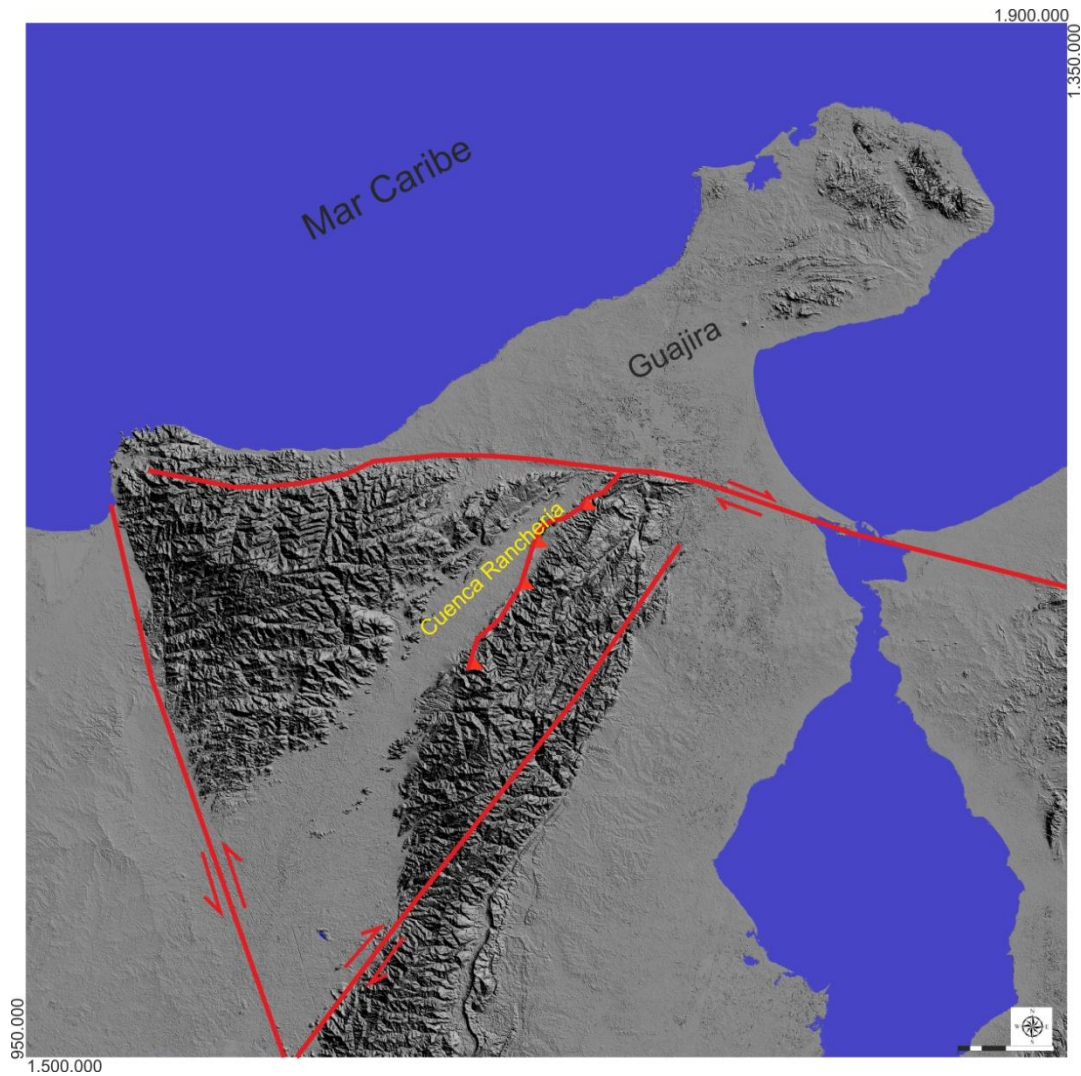
En Colombia, específicamente en la región norte son muy pocos los modelos geológicos que permitan evaluar el potencial de los yacimientos no convencionales tipo gas asociado al carbón.

Por esta razón se ha escogido la Cuenca Ranchería para evaluar el potencial hidrocarburífero relacionado con yacimientos no convencionales tipo gas asociado a carbón.

1.1 LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

La Cuenca Ranchería se encuentra ubicada en el extremo noreste de la república de Colombia, a lo largo de la frontera con Venezuela. Geográficamente forma parte de los departamentos del Cesar y de la Guajira y tiene un área aproximada de 5.322 *Km*². Ver figura 1.

Figura 1. Mapa general de la Cuenca Cesar - Ranchería, modificado del Marco Tectónico Regional, INGEOMINAS, 1999.



Fuente: Autor del proyecto

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Producir un modelo geológico, que permita evaluar el potencial hidrocarburífero relacionado con yacimientos no convencionales, tipo gas asociado a carbón, en la cuenca Ranchería.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar el control de calidad de los datos sísmicos de la zona de estudio.
- Corregir los desfases en tiempo (shift) de las líneas sísmicas que se cruzan.
- Calibrar las secciones sísmicas con los datos de pozo.
- Elaborar mapas al tope de: Grupo Cogollo, Formación La luna, Formación Molino y Formación Cerrejón.
- Elaboración de una sección balanceada.
- Elaboración de un modelamiento geoquímico 2D.

3. JUSTIFICACIÓN

La realización de este estudio contribuye a un mejor entendimiento y evaluación del potencial hidrocarburífero de yacimientos tipo de la Cuenca Ranchería. Pues el país aun no cuenta con los suficientes estudios de estos tipos de yacimientos que permitan desarrollar exitosamente proyectos de explotación comercial de estos yacimientos.

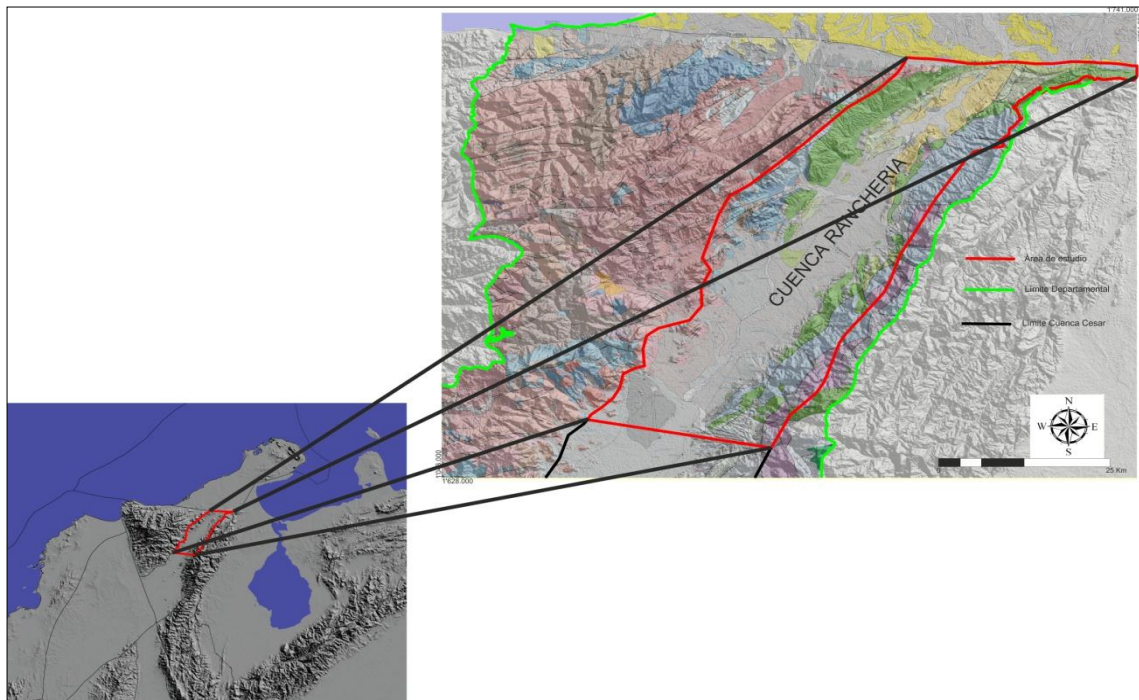
Finalmente, tendrá un valioso aporte informativo a nivel de estudios integrados de yacimientos, y servirá como fuente de información metodológica para los futuros trabajos en interpretación sísmica 2D.

4. MARCO GEOLÓGICO

4.1 CUENCA RANCHERÍA

El área estudio corresponde al área indicada en la figura 2 de la Cuenca Ranchería, la cual se encuentra localizada en la región Noroeste de Colombia, cubre un área de 5.322 Km^2 aproximadamente; es una cuenca de tipo foreland intramontaña, está limitada al Norte por la Falla de Oca, al Este por la fallas de cabalgamiento del Cerrejón y Perijá; las cuales buzcan hacia el este, al Noroeste con el borde de la Sierra Nevada de Santa Marta, y al Sur Alto de Verdesía, Alto de Valledupar).

Figura 2. Ubicación detallada de la cuenca Ranchería

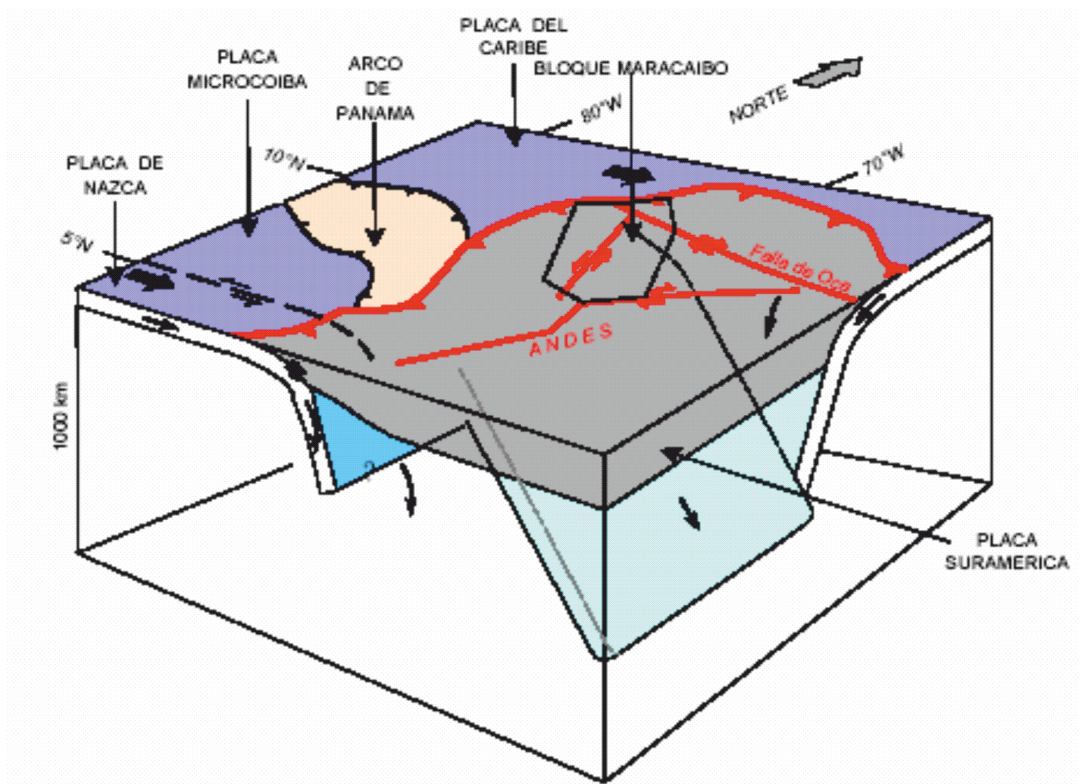


Fuente: Autor del proyecto

4.2 EVOLUCIÓN GEODINÁMICA

Según el trabajo Potencial Petrolífero de la cuenca Cesar – Ranchería elaborado por la Gerencia de Estudios Regionales de ECOPETROL, (1998). Ver figura 3. La subducción y cabalgamiento de la placa del Caribe bajo el continente Suramericano generó un esfuerzo compresivo hacia el Sureste, mientras la colisión y cabalgamiento 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.



Fuente: Autor del proyecto

Las estructuras que definen el arreglo característico de la cuenca Ranchería son fallas de rumbo dextrales y fallas de cabalgamiento con vergencia al oeste y planos de falla inclinados al este que originan bloques de cabalgamiento y estructuras secundarias como cabalgamientos de bajo ángulo, muy fácilmente reconocibles. Cabe anotar la presencia de estructuras en flor y que definen un arreglo característico, de igual forma es primordial resaltar la importancia de la interacción de las placas Caribe y Suramericana, las fallas de rumbo presentes en el área son en su mayoría de carácter lateral derecho, coincidentes con el movimiento de la placa Caribe (Arango, 1988). Estas interacciones generaron movimientos compresivos que pudieron dar lugar al levantamiento de grandes macizos como la Sierra Nevada de Santa Marta (SNSM), y la Serranía del Perijá (Kellog & Bonini, 1982).

La dirección de los esfuerzos máximos registrada en la Cuenca Cesar-Ranchería es comparable (N130° y 140° E) a las observaciones efectuadas en la Sierra Nevada de Santa Marta (N135° y 140° E) y en la Serranía de Perijá (N 125° E) mostrando una historia tectónica similar. La dirección particular N160° registrada al norte de la cuenca Ranchería representa típicamente la influencia de una falla transcurrente regional (la falla de Oca) sobre la orientación de la red de fallas locales.

En la Cuenca Ranchería hubo cuatro episodios tectónicos pre-Cenozoicos importantes en la Serranía del Perijá, sin evidencias de eventos tectónicos relevantes durante el Cretáceo y en la transición Cretáceo – Terciario; solamente hasta el Eoceno inferior se tienen los primeros indicios de orogénias Cenozoicas en esta área (Kellog, 1984).

4.2.1 Falla de Oca. Es una falla de tipo “wrench”, que separa provincias geológicas diferentes, conformando el límite norte de la cuenca Ranchería; su

movimiento conjugado con el de la Sierra Nevada de Santa Marta (SNSM) le han dado una rotación diestra a las cuencas Cesar y Ranchería.

4.2.2 Falla Cerrejón. Esta falla puede considerarse como una expresión en superficie del callamiento profundo y del cabalgamiento de la Serranía del Perijá sobre la cuenca Ranchería, también es una falla influenciada por el levantamiento de la Sierra Nevada de Santa Marta (SNSM). Todos estos cabalgamientos obedecen a una tectónica compresional relacionada con la subducción de la placa Caribe y al movimiento de la falla de Oca.

4.3 ESTRATIGRAFÍA REGIONAL

Dentro de la Cuenca Ranchería se encuentran rocas ígneas y metamórficas precretácicas y una sucesión estratigráfica que abarca rocas que van desde el Paleozoico hasta el Terciario; las rocas Precámbricas hacen parte del complejo metamórfico de la Sierra Nevada de Santa Marta (SNSM); las rocas Paleozoicas afloran en algunas partes de la Sierra Nevada de Santa Marta (SNSM) y de la Serranía de Perijá, haciendo parte de la Serie de Perijá (Cámbrico - Ordovícico), el Grupo Cachiri (Carbonífero) y la Formación Manaure (Pérmico), el Triásico – Jurásico comprende el complejo ígneo de la Sierra Nevada de Santa Marta (SNSM) y la Formación la Quinta (denominada secuencia JT, ICP 1990), hay ausencia de sedimentos del Cetáceo Inferior en esta cuenca y el Cretáceo medio - superior está representado por el Grupo Cogollo (Apiano - Albaino), la Formación la Luna (Turoniano – Coniaciano, denominada secuencia K2), y la Formación Molino (Maestrichtiano, secuencia K3), el Terciario está conformado en el Paleoceno por las formaciones Manantiales, Hato Nuevo y Cerrejón (secuencia T1), el Eoceno está representado por la Formación Tabaco, el Oligoceno por el Conjunto Calcáreo y el Mioceno por el Conjunto Conglomerático; estos tres

últimos conforman la secuencia T2. (Potencial Petrolífero Cuenca Cesar Ranchería, Tomo I, Informe general. GEOPETROCOL Ltda. Diciembre 1998)

En la siguiente sección se hace una descripción general de las formaciones de interés correspondientes a la columna estratigráfica integrada de la cuenca Ranchería, iniciando esta descripción de base a tope y separándola por edades (ver figura 4).

4.3.1 Triásico – jurásico. Esta considera como Formación la Quinta a los depósitos clásticos no marinos asociados con rocas vulcanoclásticas, areniscas arcósicas, lutitas, limonitas abigarradas y conglomerados rojos con clastos de vulcanitas, granitos y rocas metamórficas con cenizas félsicas, flujos andesíticos, basaltitos, brechas y tufas. El Grupo Cogollo suprayace discordantemente sedimentitas rojas del tope de la formación la Quinta en la Cuenca Ranchería y a la base se cree existente un contacto discordante o fallado sobre rocas Paleozoicas, (Potencial Petrolífero Cuenca Cesar Ranchería, Tomo I, Informe general. GEOPETROCOL Ltda. Diciembre 1998)

4.3.2 Cretácico:

- **Grupo Cogollo**

Comprende caliza básales del cretácico, corresponde a la secuencia K2 inferior (ICP 1990), y está constituido por wackestone, packestone, mudstone, grainstone y calizas arenosas grises con espesor variable; las calizas son olorosas pero sin rezumadero de petróleo en el área, el Grupo Cogollo puede alcanzar en la Cuenca Ranchería un espesor aproximado de 400 m.

El Grupo Cogollo esta suprayaciendo discordantemente a la formación la Quinta e infrayace concordantemente a la formación la Luna; cabe anotar que localmente este grupo se reconocen dos formaciones como son: Lagunitas (a la base) y Aguas Blancas (al tope).

- **Formación la Luna**

Secuencia alternante de lutitas negras carbonosas calcáreas, calizas bituminosas carbonáceas, capas de chert, concreciones, nódulos elipsoidales; esta secuencia es característica de ambientes de depositación anoxico y profundo, típico de la secuencia K2 (ECOPETROL, 1990); el espesor de esta secuencia puede variar entre 250 y 300 m; sus contactos inferior y superior son concordantes siendo neto con el Grupo Cogollo y transicional con la Formación Molino respectivamente. Se asigna una edad de acuerdo a su contenido fósil del Coniaciano superior – Santoniano; y su gran contenido de materia orgánica la hace roca generadora de hidrocarburos.

- **Formación Molino**

Aparecen como una secuencia de shales grises a negros con delgadas intercalaciones de areniscas gris oscura corresponde a la secuencia K3 y representan condiciones anóxicas de depositación del Cretácico Superior; es una roca potencialmente generadora de hidrocarburos; el espesor de esta formación dentro de la Cuenca Ranchería puede variar entre 513 y 559 m; sus contactos tanto inferior como superior son de tipo transicionales con las formaciones La Luna y Hato Nuevo – Manatiales respectivamente. La edad asignada corresponde al Coniaciano Superior- Santoniano. (Potencial Petrolífero Cuenca Cesar Ranchería, Tomo I, Informe general. GEOPETROCOL Ltda. Diciembre 1998)

4.3.3. Terciario:

- **Formación Hato - Nuevo**

Compuesta a la base por una sucesión alternante de calizas lumaquéticas oxidadas y lutitas arenosas micáceas calcáreas, grada al tope a areniscas de grano fino gris verdosas, micáceas, calcáreas, con estratificación cruzada e intercalaciones de lutitas. Las rocas clásticas son areniscas de grano fino, con cuarzo, feldspatos y calcita. (Potencial Petrolífero Cuenca Cesar Ranchería, Tomo I, Informe general. GEOPETROCOL Ltda. Diciembre 1998). Se le asigna una edad Paleoceno (Durham, 1946), el espesor varía entre 128 y 252 m. (Proyecto Cesar Ranchería, informe final geología, 1990).

- **Formación Cerrejón**

Esta formación corresponde a una sucesión alternante de arcillolitas, shales, limolitas, areniscas y abundantes mantos de carbón, hace parte de la secuencia T1. El espesor varía entre 337 y 807 m. además han determinado un espesor de unos 900 m aproximadamente (Potencial Petrolífero Cuenca Cesar Ranchería, Tomo I, Informe general. GEOPETROCOL Ltda. Diciembre 1998); el contacto inferior con la Formación Hato Nuevo - Manantiales es de tipo transicional mientras que la parte superior esta truncada por una discordancia encontrándose en contacto con rocas más jóvenes.

- **Formación Tabaco**

Este conformado por arcillositas limosas, areniscas cuarzosas que se intercalan con niveles conglomeraticos y delgados niveles de arcillolitas grises, azules y blancas. (ECOPETROL. 1990), hace parte de la secuencia T2. Se le asigna una edad de acuerdo con Morales & Taborda (1974) de Paleoceno Superior - Eoceno.

Un espesor aproximado de 100 m. y está limitado por discordancia tanto en la base como en tope.

- **Conjunto Calcáreo y Conjunto Conglomerático**

Fueron definidas con base en las perforaciones de los pozos Molino-1 (1980) y Molino-1X (1981), donde se identificaron rocas que no correspondían a ninguna de las unidades definidas previamente en la cuenca Ranchería, ambos conjuntos hacen parte de la secuencia T2 superior (ECOPETROL. 1990). El Conjunto Calcáreo comprende un conglomerado basal polimicritico suprayacido por banco de calizas, grises a pardas con fosiles, intercaladas con niveles de arcillolitas y areniscas conglomeraticas. El Conjunto Conglomerático se compone de clastos y fragmentos de rocas ígneas, chert, cuarzo y calizas dentro de una matriz arcillosa.

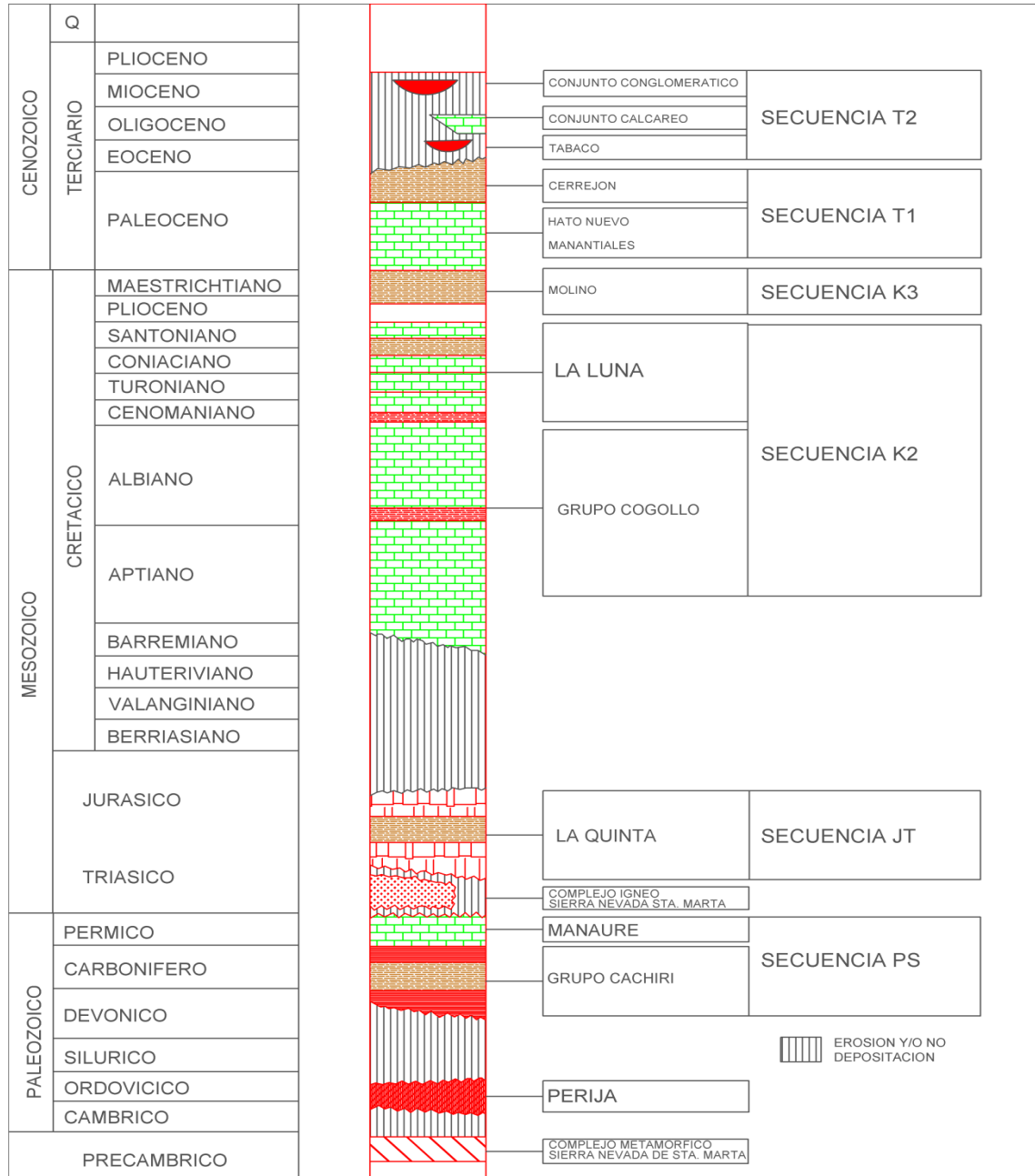
Para el Conjunto Calcáreo el espesor puede variar entre 207 y 305 m. para perforaciones hechas en los pozos Molino 1 y Molino 1x respectivamente (Proyecto Cesar Ranchería, informe final geología, 1990); aun cuando no existen evidencias bioestratigráficas de estos conjuntos, dada su posición estratigráfica se les ha asignado una edad Mioceno Inferior a Superior. (Proyecto Cesar Ranchería, informe final geología, 1990); el tipo de contacto es discordante con rocas inferiores de diferentes unidades como Molino, Hato Nuevo y Cerrejón. (Potencial Petrolífero Cuenca Cesar Ranchería, Tomo I, Informe general. GEOPETROCOL Ltda. Diciembre 1998)

- **Cuaternario**

Los depósitos recientes corresponden a abanicos aluviales y depósitos de material de derrubio (aluviales); están constituidos, normalmente, por bloques, cantos, guijos y guijarros de rocas de las diferentes formaciones, con una matriz areno

arcillosa, en algunos casos calcárea. (Cartografía Geológica Cesar Ranchería, Geoestudios, 2006).

Figura 4. Columna estratigráfica generalizada, cuenca Ranchería



Fuente: informe final. ECOPETROL. 1990

5. MARCO TEÓRICO

5.1 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 (ft³/ton). La capacidad de absorber depende de la calidad y rango del carbón.

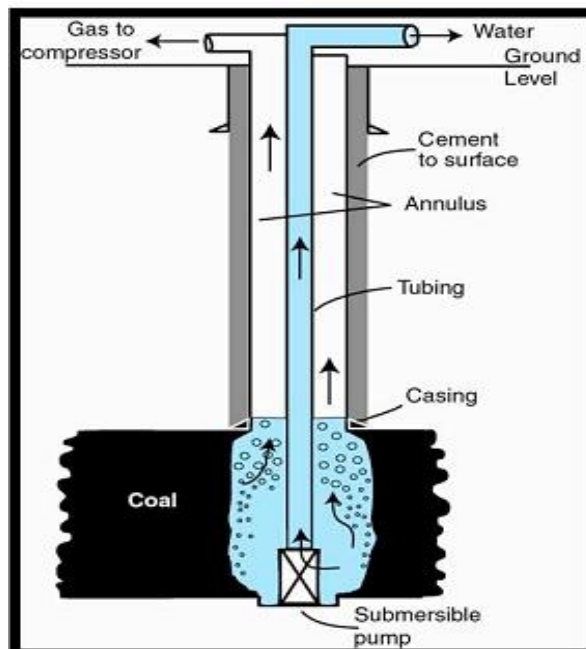
- Permeabilidad por fracturas

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 5)

Figura 5. Recuperación del CBM.



Fuente: Akitunde, O., 2004

5.2 SHALE GAS

El shale, una abundante roca sedimentaria de permeabilidad extremadamente baja, a menudo se considera una barrera natural para la migración del petróleo y el gas. En las lutitas gasíferas, el gas es generado localmente; la lutita actúa a la vez como roca generadora (roca madre) y como yacimiento. Este gas puede almacenarse intersticialmente en los espacios porosos, entre los granos de rocas o las fracturas del shale, o ser adsorbido en la superficie de los componentes orgánicos contenidos en él. Esto contrasta con los yacimientos de gas convencionales, en los que el gas migra desde su roca generadora hacia una arenisca o carbonato donde se acumula en una trampa estructural o estratigráfica, a la que a menudo subyace un contacto gas-agua. No debe sorprender, por ende, que los shale gas se consideren yacimientos no convencionales. (Charles Boyer et al. 2008)

La lutita comprende partículas del tamaño de la arcilla y el limo, que han sido consolidadas para formar capas rocosas de permeabilidad ultra baja. Claramente, esta descripción ofrece pocos elementos con que destacar a la lutita como objetivo de exploración y desarrollo. No obstante, se sabe que algunas lutitas contienen suficiente materia orgánica y no se requiere mucha para generar hidrocarburos. Si estas lutitas poseen efectivamente la capacidad de generar hidrocarburos, y si generan petróleo o gas, depende en gran medida de la cantidad y tipo de material orgánico que contienen; de la presencia de oligoelementos que podrían mejorar la quimiogénesis; y de la magnitud y duración del proceso de calentamiento al que han sido sometidas.

La materia orgánica los restos de animales o plantas puede ser alterada por efectos de la temperatura para producir petróleo o gas. Sin embargo, antes de que se produzca esta transformación, esos restos deben estar preservados en cierta

medida. El grado de preservación tendrá un efecto sobre el tipo de hidrocarburos que la materia orgánica producirá finalmente.

La mayor parte del material animal o vegetal es consumido por otros animales, bacterias o procesos de descomposición, de manera que la preservación usualmente requiere un proceso de sepultamiento rápido en un ambiente anóxico que inhiba a la mayoría de los secuestradores biológicos o químicos. Este requisito se satisface en ambientes lacustres u oceánicos con circulación de agua restringida, donde la demanda biológica de oxígeno excede el suministro, lo que tiene lugar en aguas que contienen menos de 0.5 mililitros de oxígeno por litro de agua. No obstante, aún en estos ambientes, los microorganismos anaeróbicos pueden alimentarse de la materia orgánica sepultada, produciendo metano biogénico en el proceso.

La sedimentación ulterior incrementa la profundidad de sepultamiento con el tiempo. La materia orgánica se cuece lentamente a medida que aumentan la presión y la temperatura, en concordancia con el incremento de las profundidades de sepultamiento. Con ese calentamiento, la materia orgánica fundamentalmente lípidos del tejido animal y materia vegetal, o lignina, de las células vegetales se transforma en kerógeno.

Dependiendo del tipo de kerógeno producido, los incrementos adicionales de temperatura, presión y tiempo podrán generar petróleo, gas húmedo o gas seco. El kerógeno, un material insoluble formado por la descomposición de la materia orgánica, es el ingrediente principal en la generación de hidrocarburos.

6. MARCO METODOLÓGICO

El presente trabajo se desarrolló la base metodológica para ejecutar la secuencia de interpretación sísmica siguiendo los pasos recomendados por Bally (1987) y Liner (2004).

6.1 ELABORACIÓN DE BASE DE DATOS

Se recopiló toda la información disponible del área, con la finalidad de evaluar la confiabilidad y calidad de los datos de entrada al proceso de interpretación suministrado por GIGHC, ya que el resultado final es directamente proporcional a la calidad y confiabilidad estos.

Se realizó el inventario de un total de 9 pozos dentro y fuera del área de estudio, desglosados de la siguiente manera: 1 pozos en la parte Norte de la cuenca, 5 en la parte central y 3 en la parte inferior.

Los pozos fueron agrupados inicialmente en base a los que tenían registros de tiros de verificación de sísmica y los que no. Todos los pozos seleccionados poseen interpretación geológica por secuencias y sus respectivos registros asociados en formato “.las”, lo que facilitó la correlación sísmica-pozos (Tabla 1).

De igual manera se realizó el inventario de un total de 26 líneas sísmicas 2D dentro el área de estudio.

Las líneas sísmicas fueron agrupadas según su formato, su versión (migrada post-apilamiento con post-procesos) y los pozos asociados a ellas (Tabla 2)

Tabla 1. Inventario de Pozos de interés

Pozos	Año	Registros asociados	TVS
SORPRESA-1	1991	CALI, DRHO, DT, GR, ILD	SI
PATILLA-2	1996	CALI, DRHO,	NO
PAPAYAL-1	1947	DRHO	NO
PATILLA-5	1986	ZDEN, DRHO	NO
PATILLA-6	1988	CALI	NO
APA-1	1995	GR, ILD	NO
EL MOLINO-1X	1980	CALI, DRHO, DT, GR, ILD	SI
MOCHILA-1	2000	CALI, GR	NO
EL MOLINO-1	1980	CALI, DRHO, DT, GR, ILD	SI

Fuente: Autor del proyecto.

Tabla 2. Inventario de Líneas y Pozos asociados

Tipo de Archivo	Proyecto Sismico	Versión	Nombre	Pozo Asociado
SGY	CP-88	Migrada T	CP-1988-1190_1988_21742Mig_export_1.sgy	NA
SGY	CP-88	Migrada T	CP-1988-1400_1988_21745Mig_export_1.sgy	NA
SGY	CP-88	Migrada T	CP-1988-1460_1995_21751Mig_export_1.sgy	NA
SGY	CP-88	Migrada T	CP-1988-1820_1995_21755Mig_export_1.sgy	NA
SGY	CR-79	Migrada T	CR-1979-02_1990_23589Mig_export_1.sgy	EL MOLINO-1X
SGY	CR-79	Migrada T	CR-1979-04_1990_23590Mig_export_1.sgy	NA
SGY	CR-79	Migrada T	CR-1979-06_1990_23591Mig_export_1.sgy	NA
SGY	CR-79	Migrada T	CR-1979-08_1990_23592Mig_export_1.sgy	EL MOLINO-1
SGY	CV-88	Migrada T	CV-1988-1100_MIG_O-OMIG_export_1.sgy	NA
SGY	CV-88	Migrada T	CV-1988-1190EXT_MIG_O-OMIG_export_1.sgy	NA
SGY	CV-88	Migrada T	CV-1988-1200_MIG_O-OMIG_export_1.sgy	NA

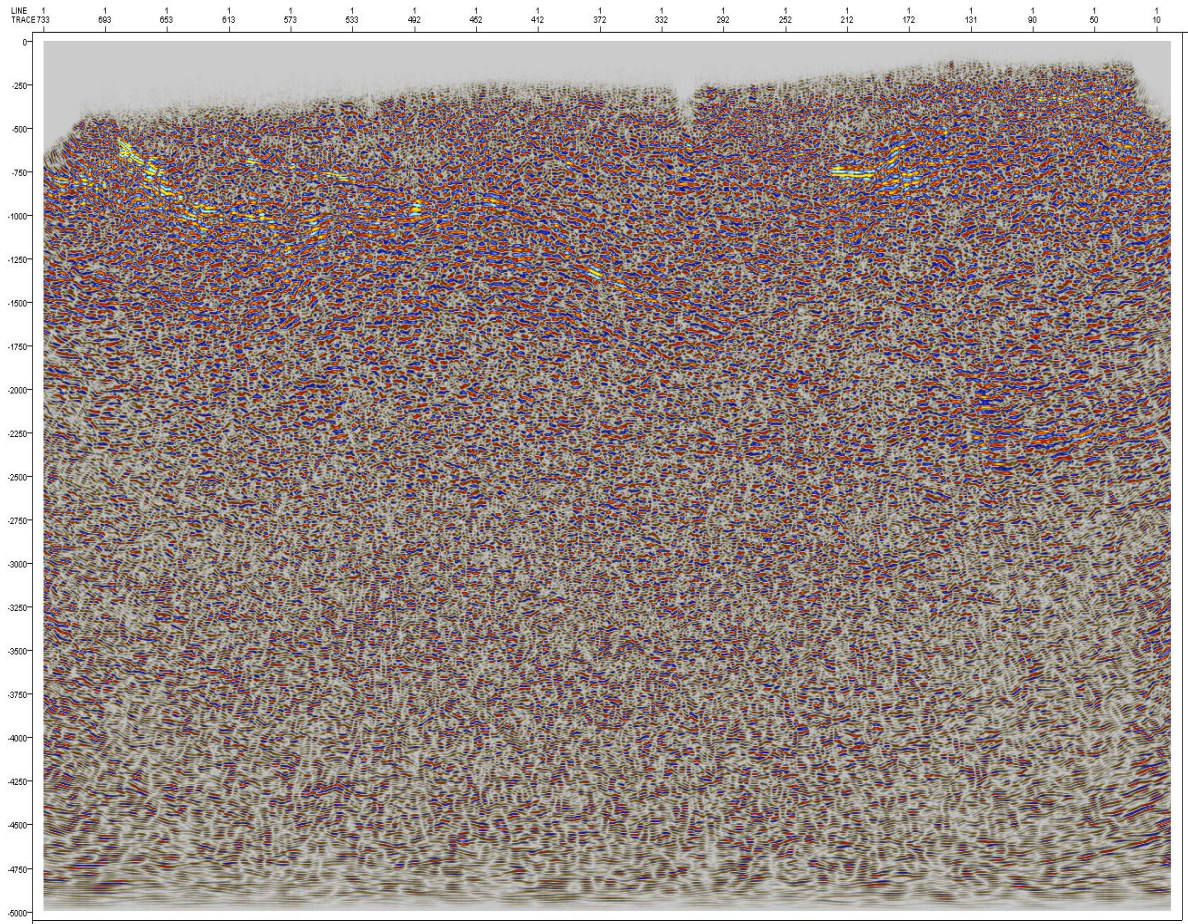
Continúa Tabla 2....

SGY	CV-88	Migrada T	CV-1988-1260_MIG_O-OMIG_export_1.sgy	NA
SGY	CV-88	Migrada T	CV-1988-1400_MIG_O-OMIG_export_1.sgy	NA
SGY	CV-88	Migrada T	CV-1988-1670_MIG_O-OMIG_export_1.sgy	NA
SGY	CV-88	Migrada T	CV-1988-1825MIG_O-OMIG_export_1.sgy	NA
SGY	CV-89	Migrada T	CV-1989-1100_MIG_I-I_export_1.sgy	NA
SGY	CV-89	Migrada T	CV-1989-1140_MIG_I-I_export_1.sgy	NA
SGY	CV-89	Migrada T	CV-1989-1885_MIG_I-I_export_1.sgy	NA
SGY	CV-89	Migrada T	CV-1989-2220_MIG_I-I_export_1.sgy	NA
SGY	CV-89	Migrada T	CV-1989-2280_MIG_I-I_export_1.sgy	NA
SGY	CV-89	Migrada T	CV-1989-2490_MIG_I-I_export_1.sgy	NA
SGY	CV-89	Migrada T	CV-1989-2680_MIG_I-I_export_1.sgy	NA
SGY	VNN-88	Migrada T	CV-1988-1300_MIG_I-IMigrada_export_1.sgy	SORPRESA-1
SGY	VNN-88	Migrada T	CV-1988-1350_1989_MIG_O- OMigrada_export_1.sgy	NA
SGY	VNN-88	Migrada T	CV-1988-8000_1989_MIG_O- OMigrada_export_1.sgy	NA
SGY	VNN-88	Migrada T	CV-1988-8030_MIG_O-OMigrada_export_1.sgy	NA

6.1.1 Control de calidad de los datos de entrada. La calidad de la sísmica adquirida en los proyectos CP-88 y CR-79 es considerada de regular a pobre, ya que no permite determinar con claridad los eventos sísmicos ni la geometría estructural (figura 6).

Por otro lado, la calidad de las líneas sísmica 2D de la campaña de adquisición VNN-88 tiene problemas de cobertura, ya que se ve afectada por la presencia de gran cantidad de parches en la zona, generando una serie de zonas sin información en la mayoría de las líneas.

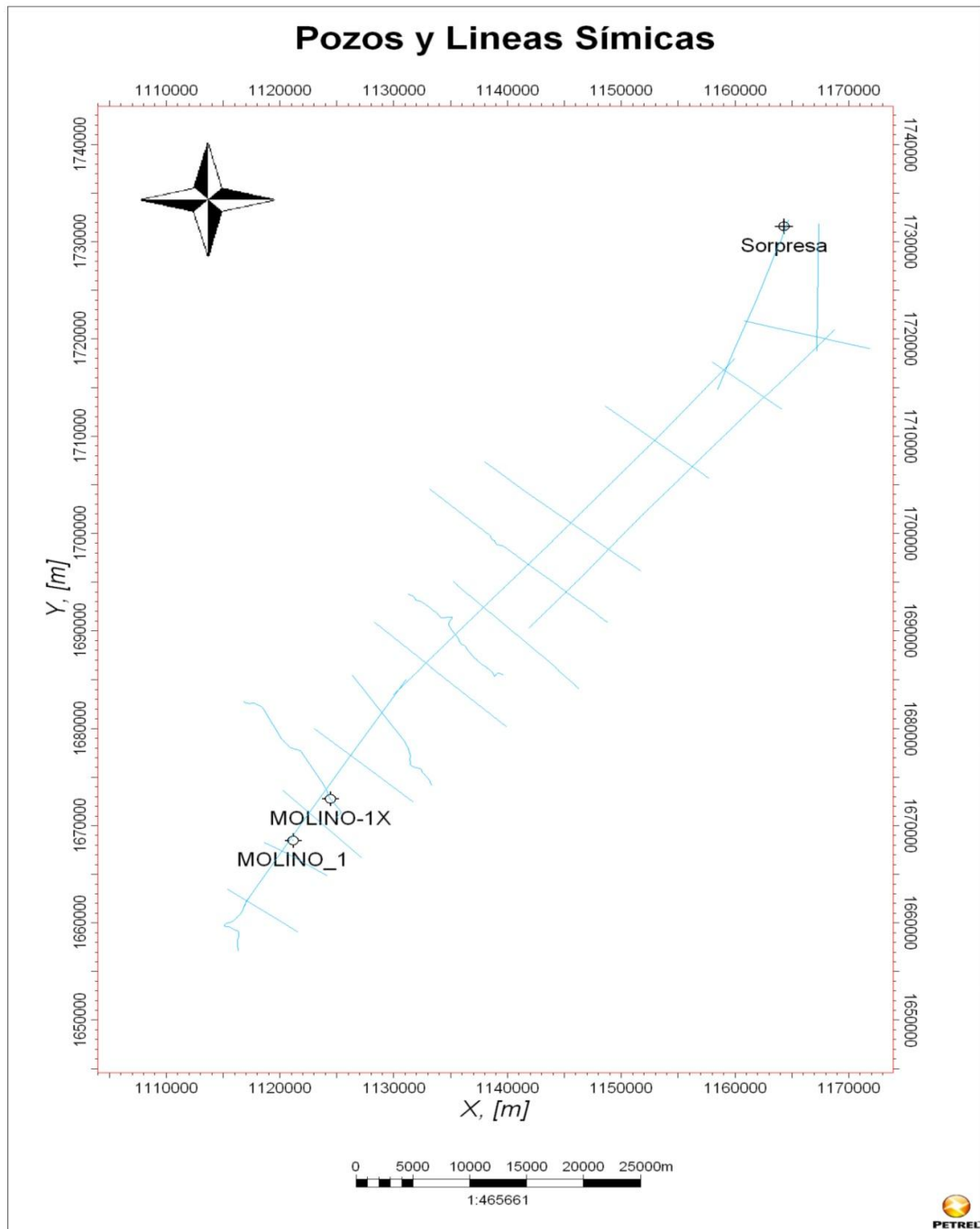
Figura 6. Línea sísmica N-S perteneciente al proyecto sísmico CP-88



6.2 INTERPRETACIÓN SÍSMICA

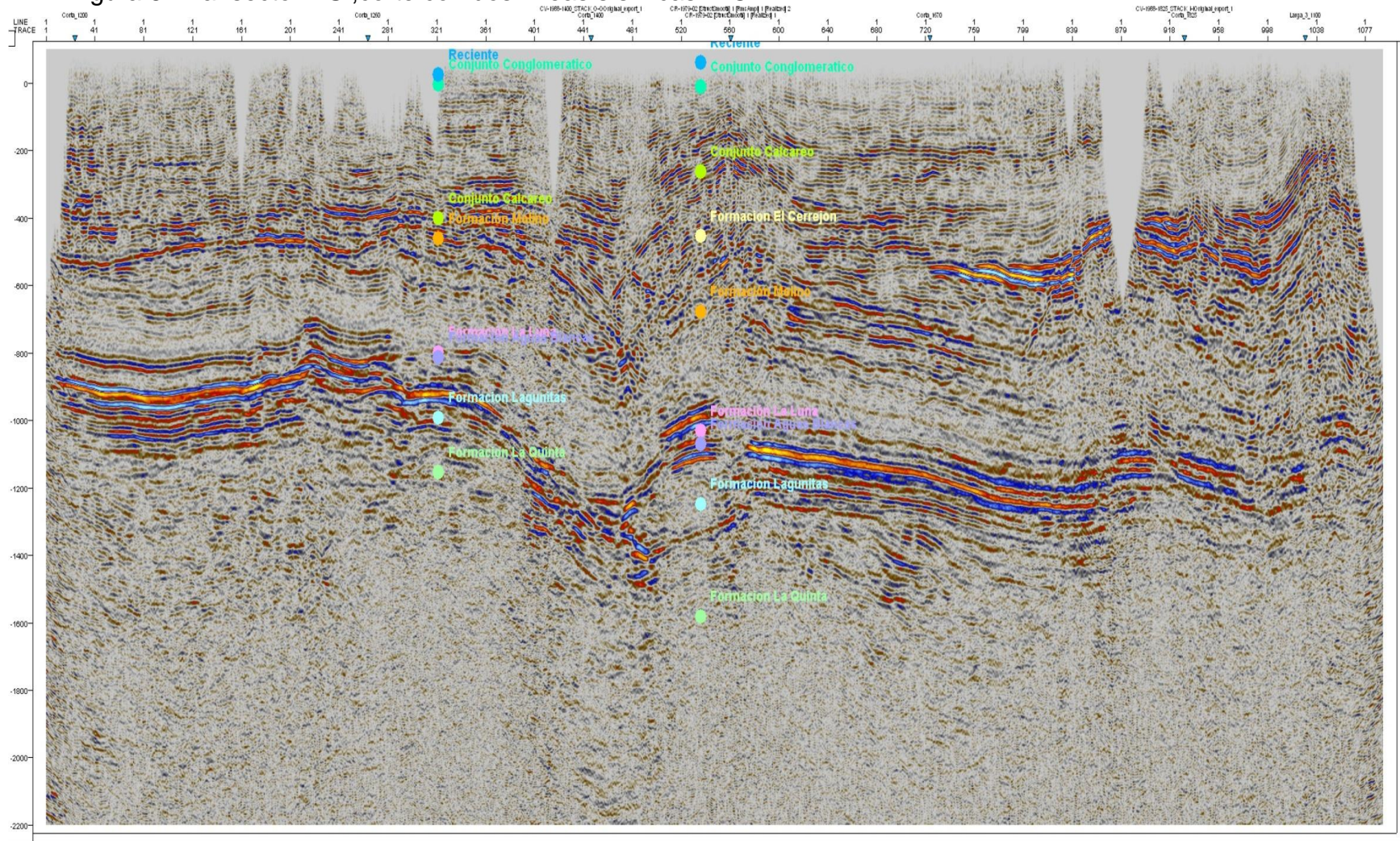
6.2.1 Selección de líneas sísmicas. Se seleccionó los transectos más regionales sobre el área de estudio con mayor cantidad de pozos coincidentes sobre las líneas sísmicas como se observa en el mapa base (figura 7 y 8).

Figura 7. Mapa base. transectos regionales para el amarre de la sísmica



Fuente: Autor del proyecto.

Figura 8. Transecto N-S ,corte con dos líneas sísmicas E-O

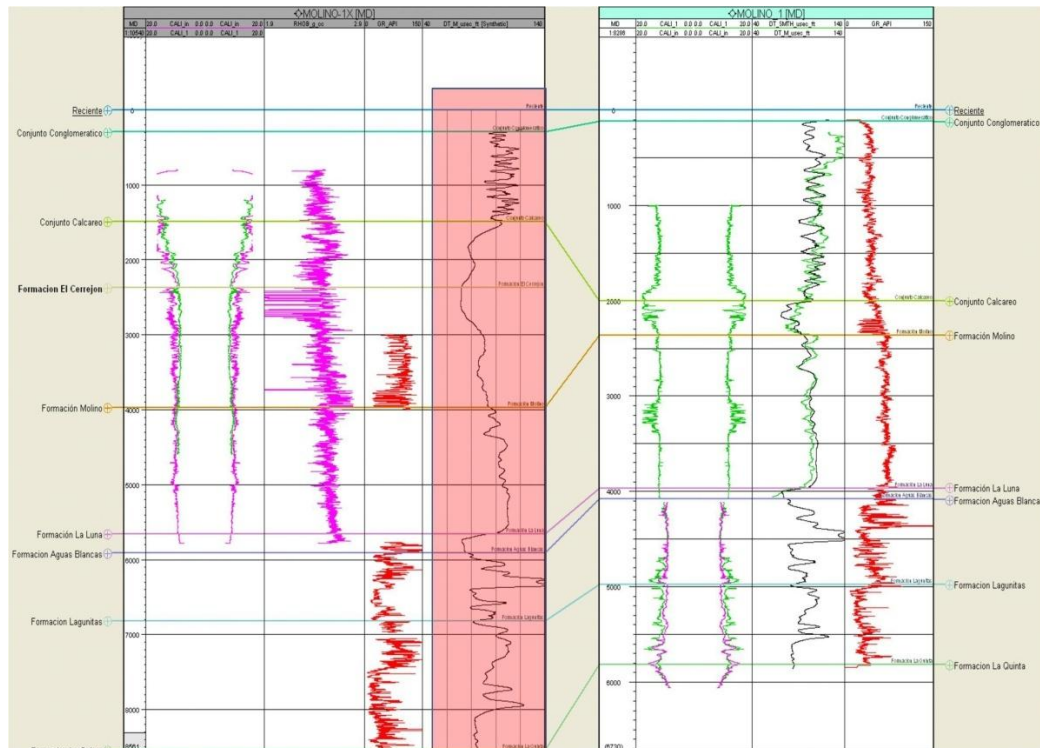


Fuente: Autor del proyecto

Los pozos que se lograron asociar a una línea fueron ploteados en el software petrel 2009.2 (licencia académica) para tener una mejor visualización y así poder identificar patrones de reflexión característicos para cada horizonte a interpretar, (figura 9) en especial, para definir bien el tope de las formaciones de interés, y amarrar adecuadamente la sísmica mediante la corrección del tiempo de desfase entre líneas sísmicas que se crucen.

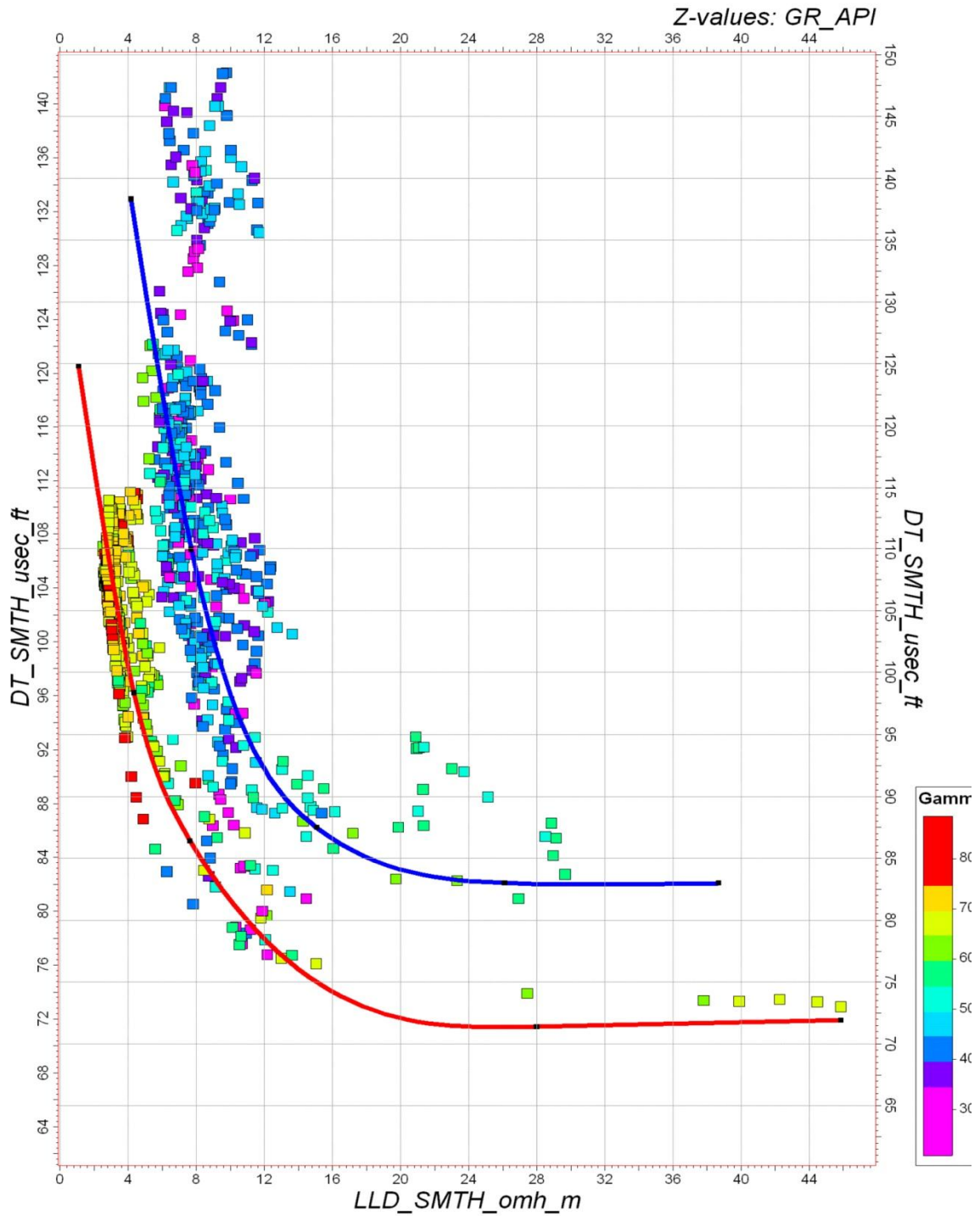
Para hacer el amarre de las líneas con los pozos fue necesario modelar en un registro sísmico completo, a partir de un resistivo del pozo EL MOLINO-1 y un sísmico incompleto del pozo EL MOLINO-1X, en la figura 9 se ilustra el crossplot.

Figura 9. Correlación estratigráfica entre los Pozos EL MOLINO-1 y EL MOLINO-1X



Fuente: Autor del proyecto

Figura 10. Resistividad Profundo VS Sónico, para modelar un registro Sónico completo

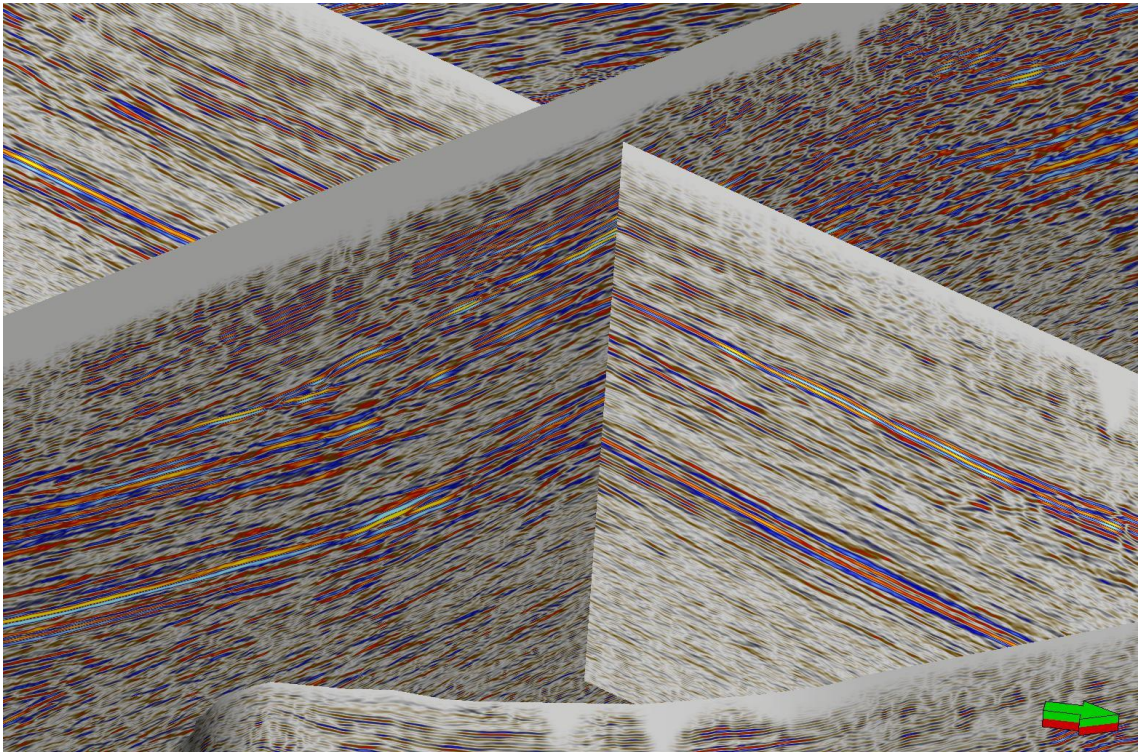


Fuente: Autor del proyecto

Una vez finalizado éste análisis se transfirió la información a al módulo Seismic Interpretation del software para iniciar el proceso de interpretación.

6.2.2 Ajuste de desfase entre líneas sísmicas. Los transectos seleccionados previamente sirvieron de base para la identificación de reflectores, teniendo especial interés la delimitación del horizonte correspondiente a la Formación Aguas Blancas de mayor contraste de impedancia acústica (visualmente el más iluminado), el cual sirvió de marcador para corregir y ajustar el resto de las líneas sísmicas del proyecto (figura 11)

Figura 11. Desfase en uno de los transectos N-S para una línea E-W, para el amarre sísmico con desfase en tiempo.



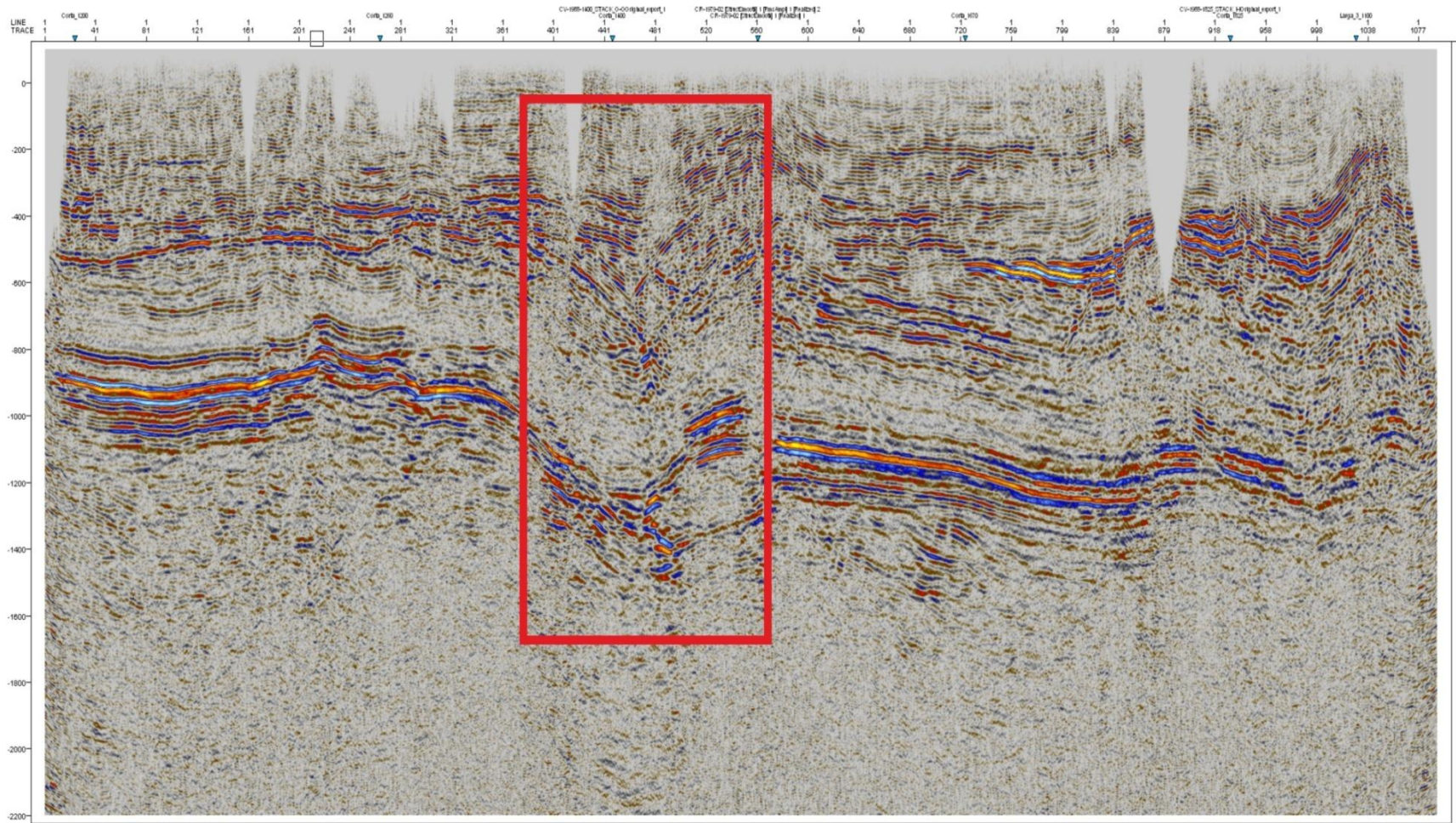
Fuente: Autor del proyecto

6.3 INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL 2D

6.3.1 Interpretación de fallas. Al momento de interpretar fallas se consideró el desplazamiento de un conjunto de reflectores subyacentes como se observa en la figura 12. Luego de analizar las diferentes secciones sísmicas, se observó la distribución espacial de las estructuras en las secciones sísmicas con orientación Norte-Sur; Noreste-Suroeste y Noroeste-Sureste, esto se debió a que la orientación de las fallas principales que atraviesan la zona son S20E y las secundarias asociadas a estas presentan orientación S35E.

A cada una de estas fallas identificadas, se les asoció características o propiedades similares como tipo de desplazamiento, ubicación espacial, buzamiento y salto aparente, para correlacionarlas debidamente en las diferentes secciones sísmicas paralelas o subparalelas a ellas.

Figura 12. Línea N-S, muestra criterios tenidos en cuenta para la interpretación de fallas



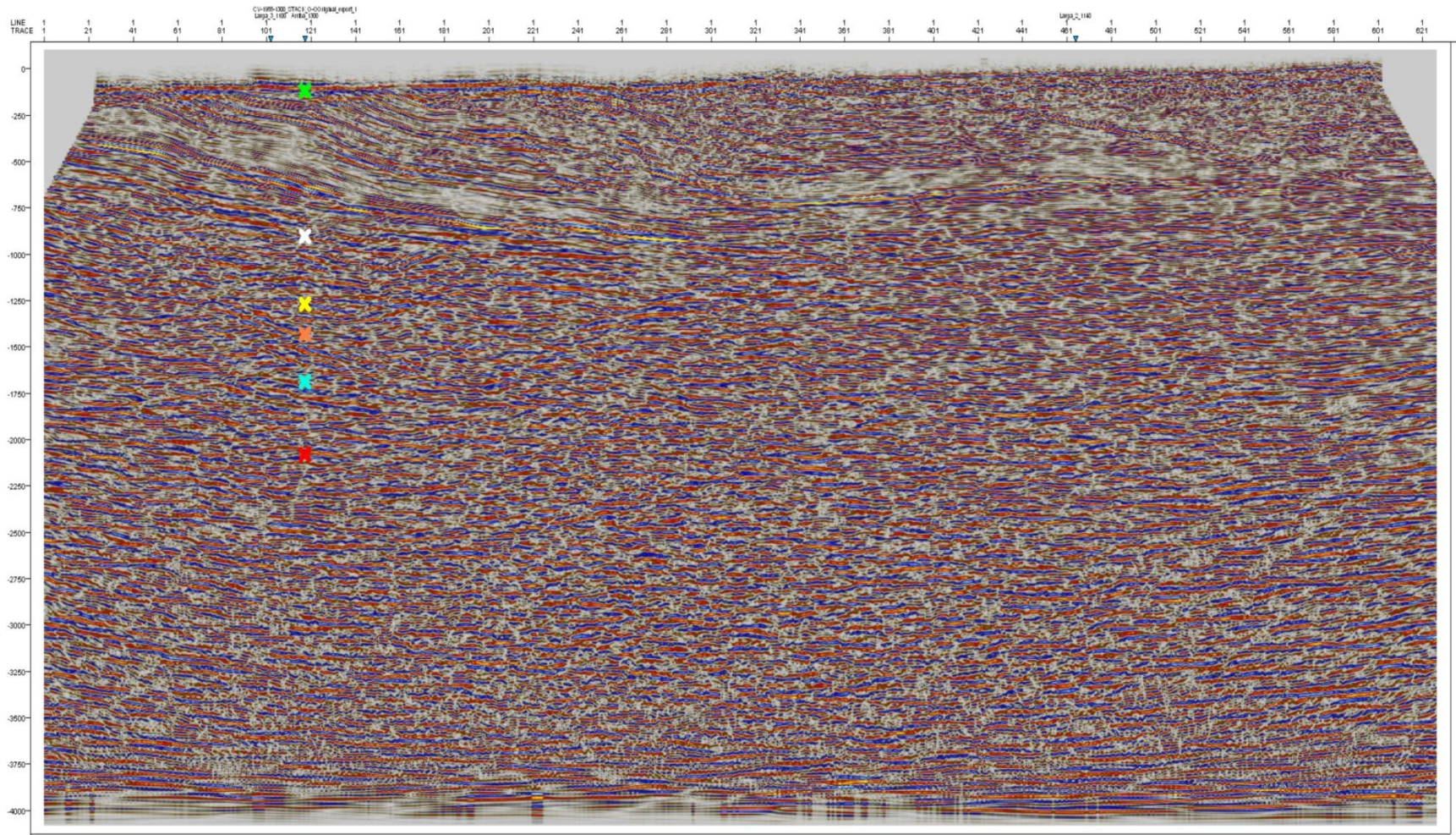
Fuente: Autor del proyecto.

En el caso de las fallas no identificadas en las secciones o transectos base para la interpretación, pero apreciables en otras secciones sísmicas del proyecto bastó con identificar características similares en al menos dos secciones paralelas o subparalelas para poder identificarla y trazarla

6.3.2 Interpretación de horizontes. Para comenzar la interpretación, se tomaron los reflectores que coincidieron con las secuencias de tope correlacionadas, mostrados en las secciones estratigráficas anteriormente mencionadas los cuales corresponderían con los Topes de la Fm Cerrejón, Tope de la Fm Molino, Tope de la Fm La Luna, y finalmente Tope del Grupo Cogollo.

Cada uno de los horizontes identificados en las secciones sísmicas, presenta propiedades sísmicas características e inherentes a cada uno de ellos, lo cual permite identificarlos claramente en el resto de las secciones sísmicas. Para garantizar una interpretación coherente, se utilizó la herramienta “*Crossing Points*” la cual muestra el corte de un horizonte interpretado en una línea inline y en una línea crossline, como se observa en la figura 13.

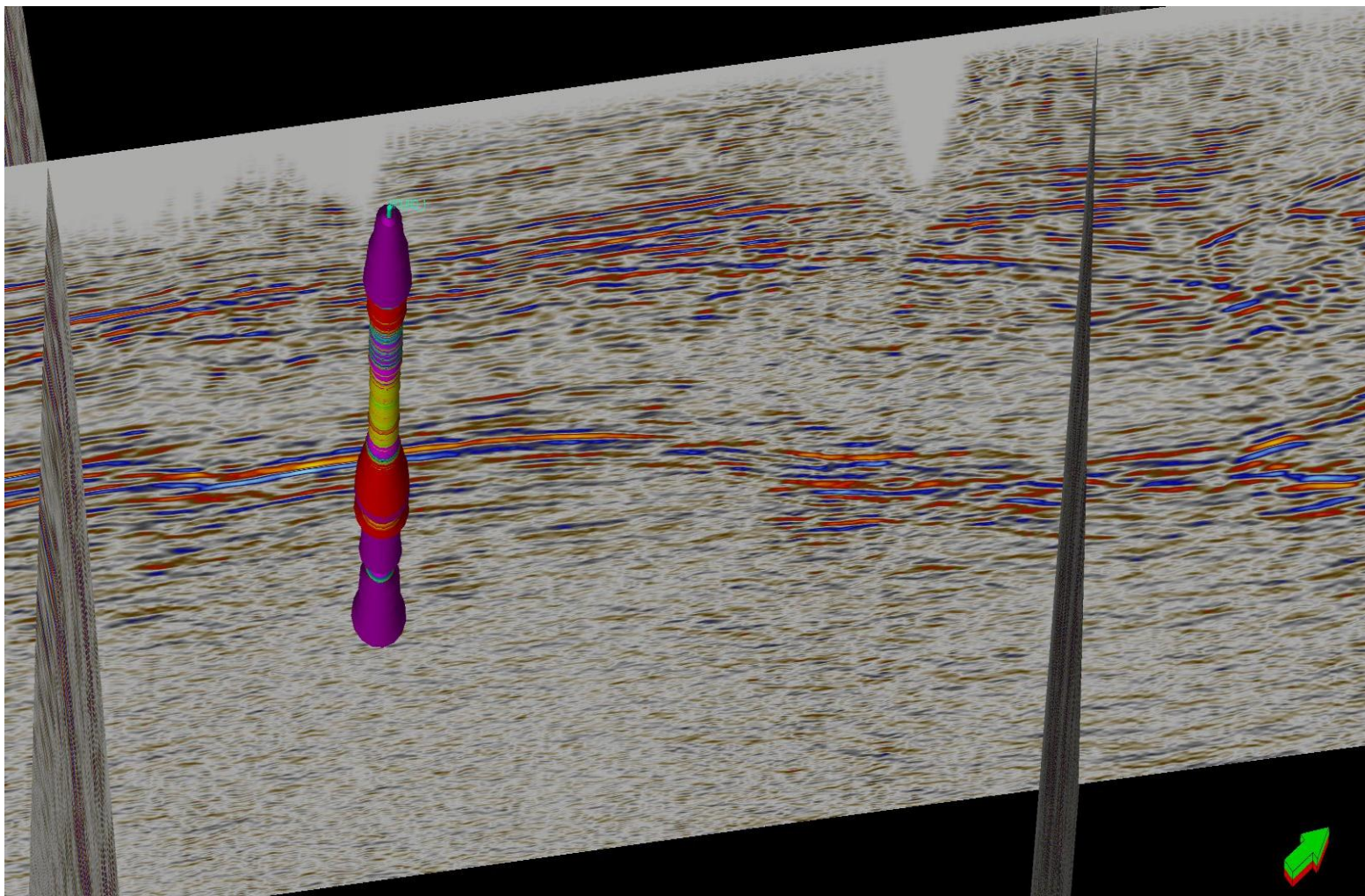
Figura 13. Utilización de la herramienta *Crossing Points*



Fuente: Autor del proyecto.

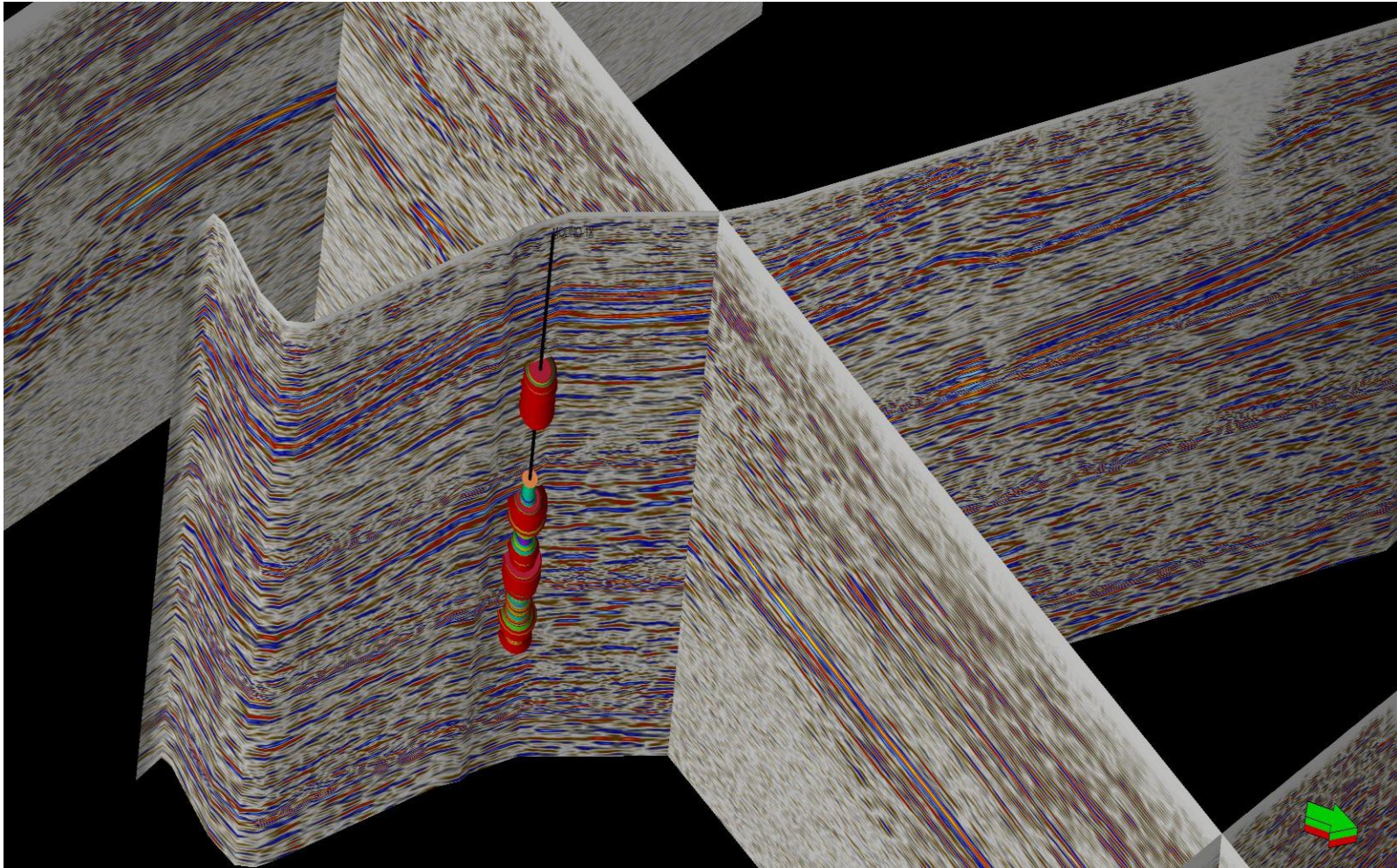
Cabe destacar que también se emplearon pozos relativamente cercanos a las diferentes líneas sísmicas que fueron proyectados sobre ella como una referencia adicional (figura 14 y 15), aunque su confiabilidad dependió de la distancia relativa entre el pozo y la línea sísmica.

Figura 14. Visualización de registros SP en el pozo EL MOLINO-1 sobre la línea CR-1979-08_1990_23592



Fuente: Autor del proyecto.

Figura 15. Visualización de registros SP en el pozo EL MOLINO-1X sobre la línea CR-1979-08_1990_23592

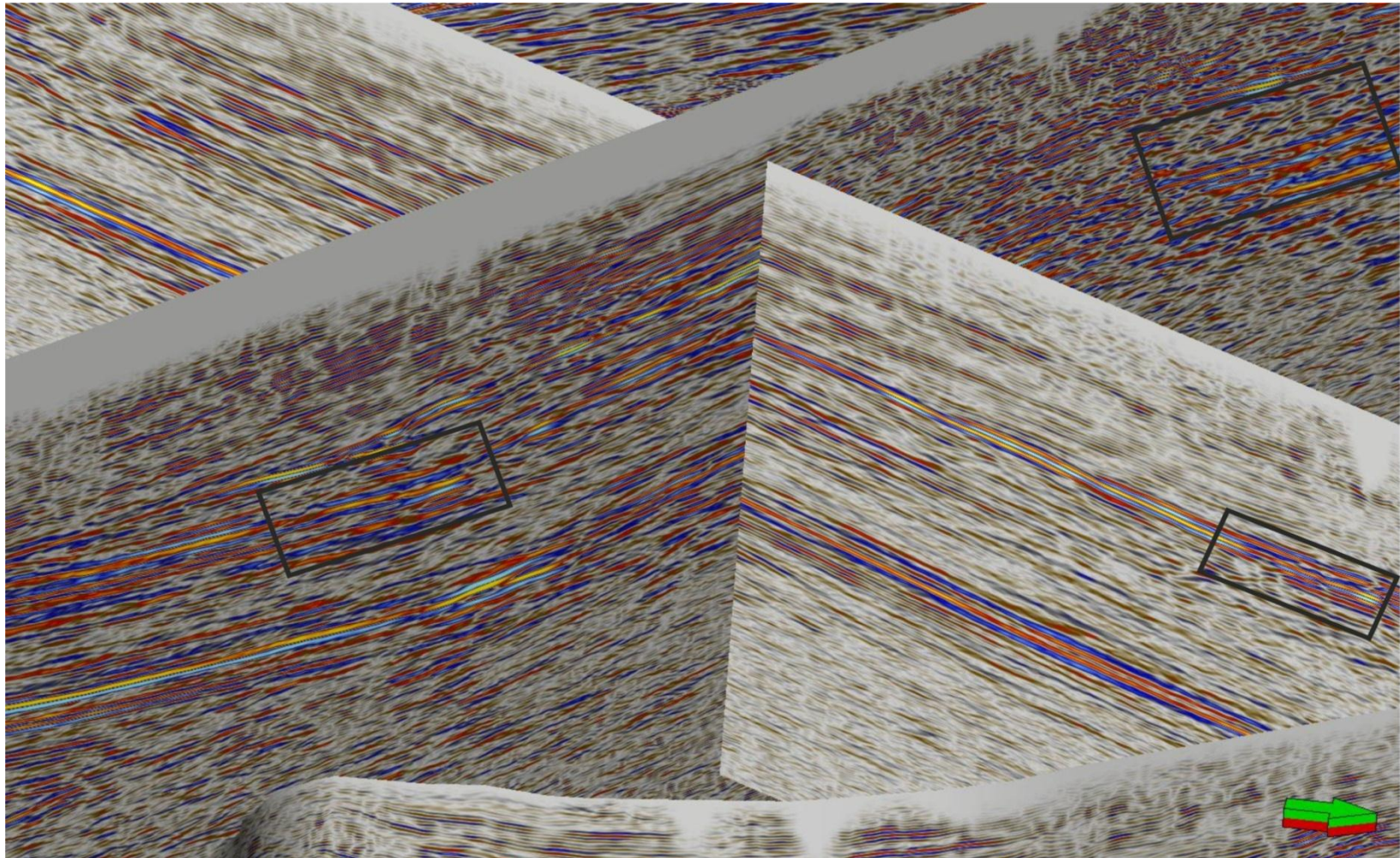


Fuente: Autor del proyecto

6.3.3 Determinación de las áreas de interés para gas asociado a carbón.

Después de realizar la interpretación de los horizontes se tuvo en cuenta la metodología planteada por Akitunde, O., 2004, la cual plantea 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 como se ve en la figura 16.

Figura 16. Mantos saturados en gas



Fuente; Autor del proyecto.

6.4 MAPAS EN TIEMPO

Al finalizar la interpretación de horizontes y fallas, se exportaron los horizontes, los registros de pozos, líneas sísmicas del área y los polígonos representativos del área de estudio al programa que permitió el escalamiento de tiempo a profundidad en la interpretación.

Una vez cargada la información, se realizó un control de calidad a los datos de los horizontes en tiempo exportados, para verificar la correcta interpretación; garantizando la continua interpretación de los horizontes y evitando así, posibles interrupciones o saltos en los horizontes entre las líneas sísmicas que se cruzan, ya que esto podría generar puntos aislados mal interpolados en los mapas en tiempo.

Luego de verificar esto, se construyó a partir de los horizontes exportados las superficies en tiempo para cada uno de los horizontes exportados: Tope Calcáreo, Tope Fm Cerrejón, Tope Fm Molino, Tope Fm La Luna, Tope Gr Cogollo (apéndice A, B, C, D y F).

6.5 SECCIÓN BALANCEADA

Con el fin de determinar el comportamiento estructural de la cuenca se realizará una sección balanceada, utilizando el software 2D Move, con licencia netamente académica, en la elaboración de la sección se utiliza la metodología planteada en el Manual del Software.

6.6 MODELO GEOQUÍMICO 2D

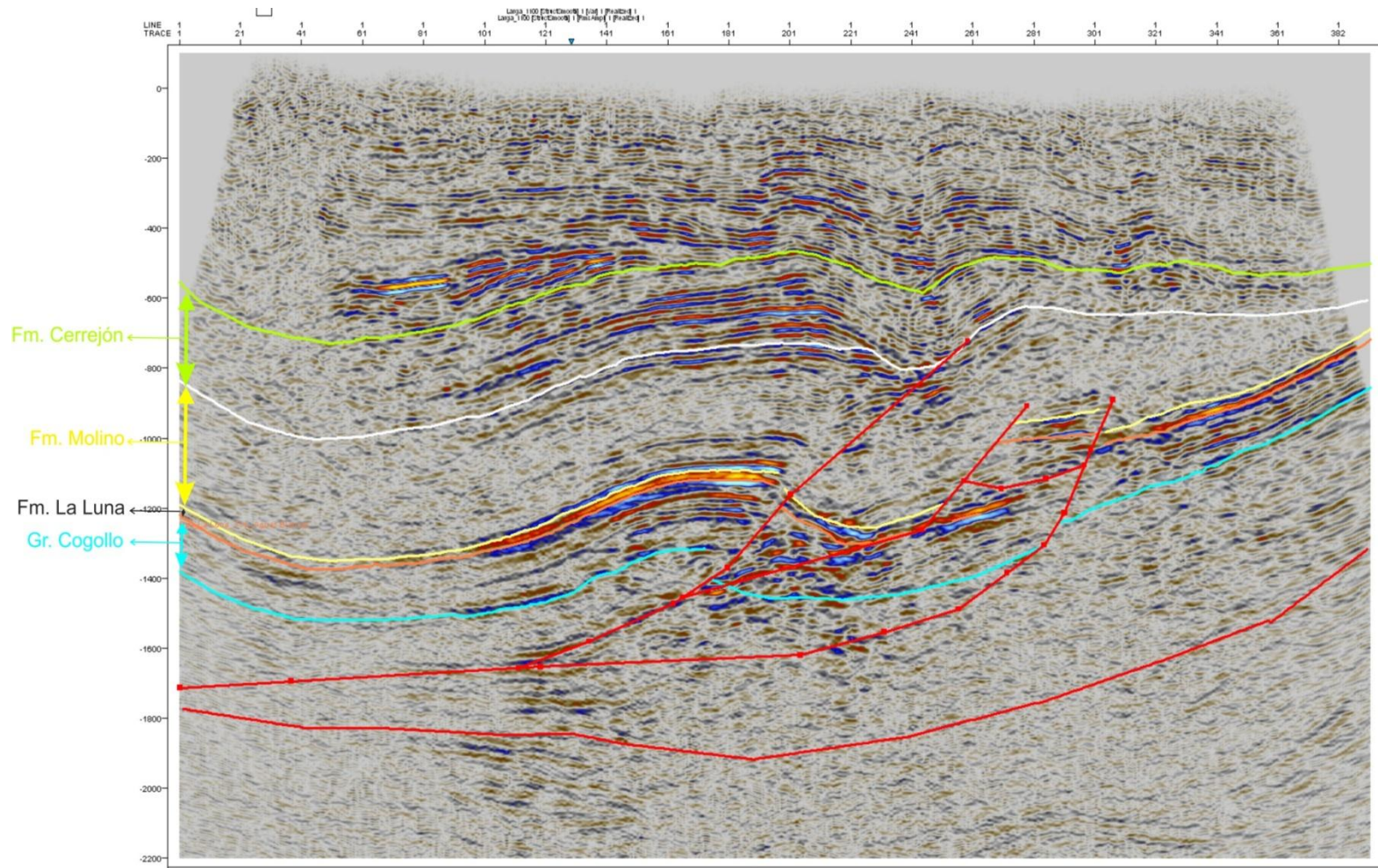
Utilizando el software Petromod 10, se hará un modelo geoquímico, con el fin de estudiar más a detalles los yacimientos no convencionales presentes en la cuenca.

7. RESULTADOS

7.1 HORIZONTES CARTOGRAFIADOS

Cada uno de los horizontes identificados en las secciones sísmicas, presenta propiedades sísmicas características e inherentes a cada uno de ellos, lo cual permite identificarlos claramente en el resto de las secciones sísmicas. Los horizontes cartografiados corresponden Fm Cerrejón, Fm Molino, Fm La Luna y Gr Cogollo (ver figuras 17 y 18)

Figura 18. Fm Cerrejón (Verde), Fm Molino (Amarillo), Fm La Luna (Negro) y Gr Cogollo (Azul claro). En una línea E-O.

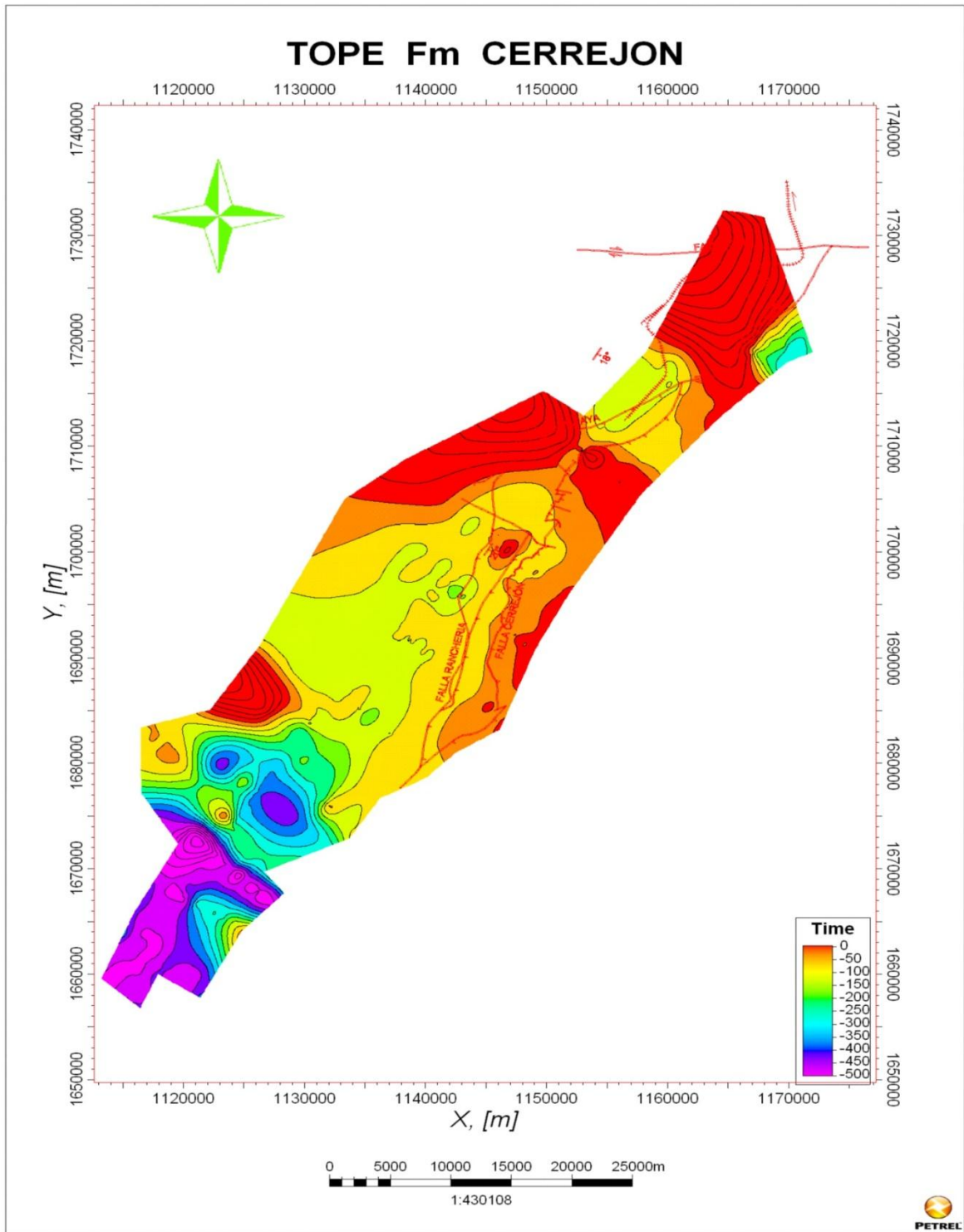


Fuente: Autor del proyecto

7.2 MAPAS DE SUPERFICIES EN TIEMPO

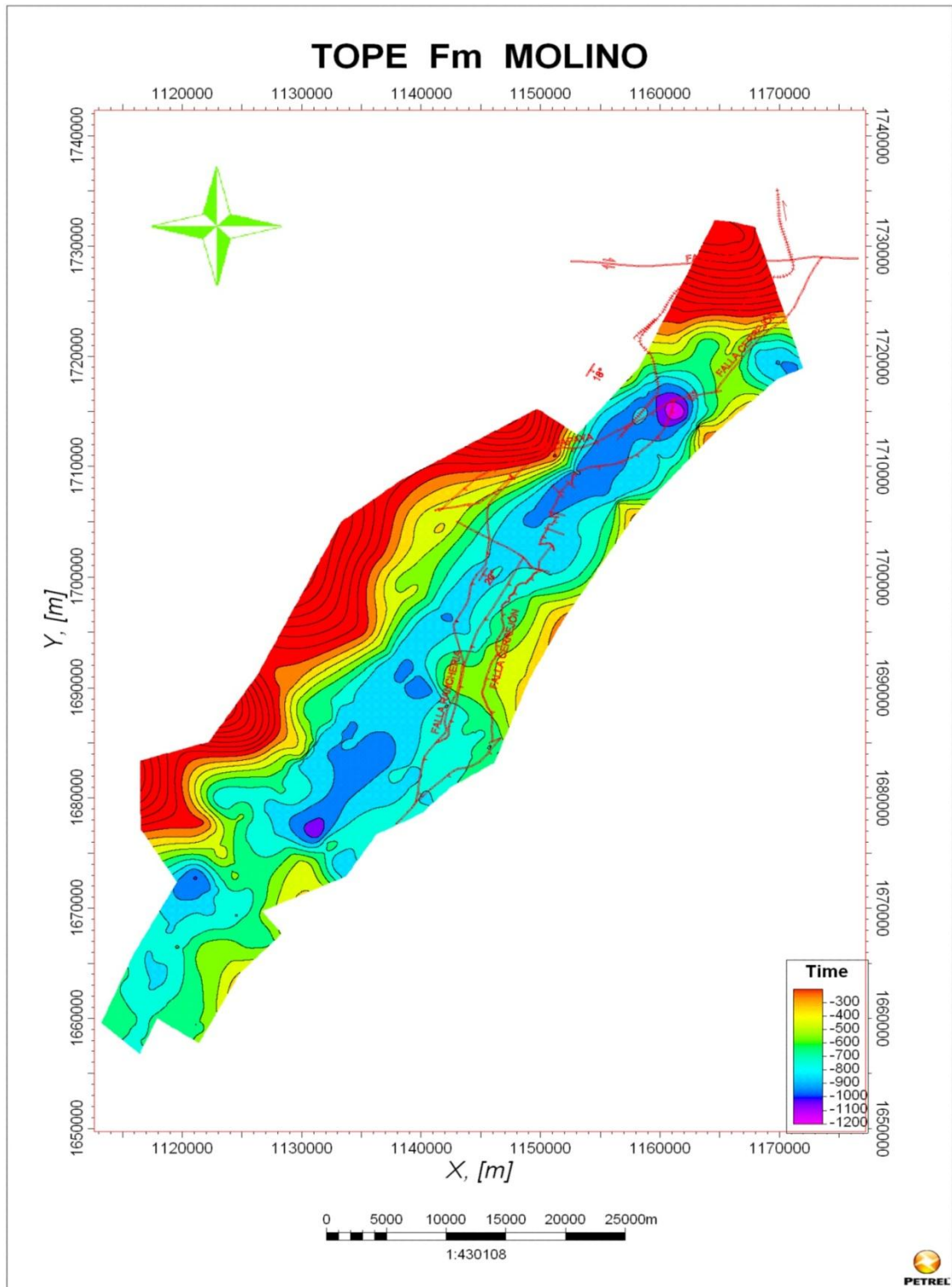
Después de haber interpretado los horizontes se procedió a generar mapas al Tope de: Fm Cerrejón, Fm Molino, Fm La Luna y del Gr Cogollo (ver figuras 19, 20, 21 y 22). Esto se hizo utilizando el módulo de “*Utilities*” del software Petrel 2009.1, es necesario aclarar que la interpolación se realizó utilizando el método estadístico de mínima curvatura.

Figura 19. Mapa al tope de la Fm Cerrejón, en dominio de Tiempo



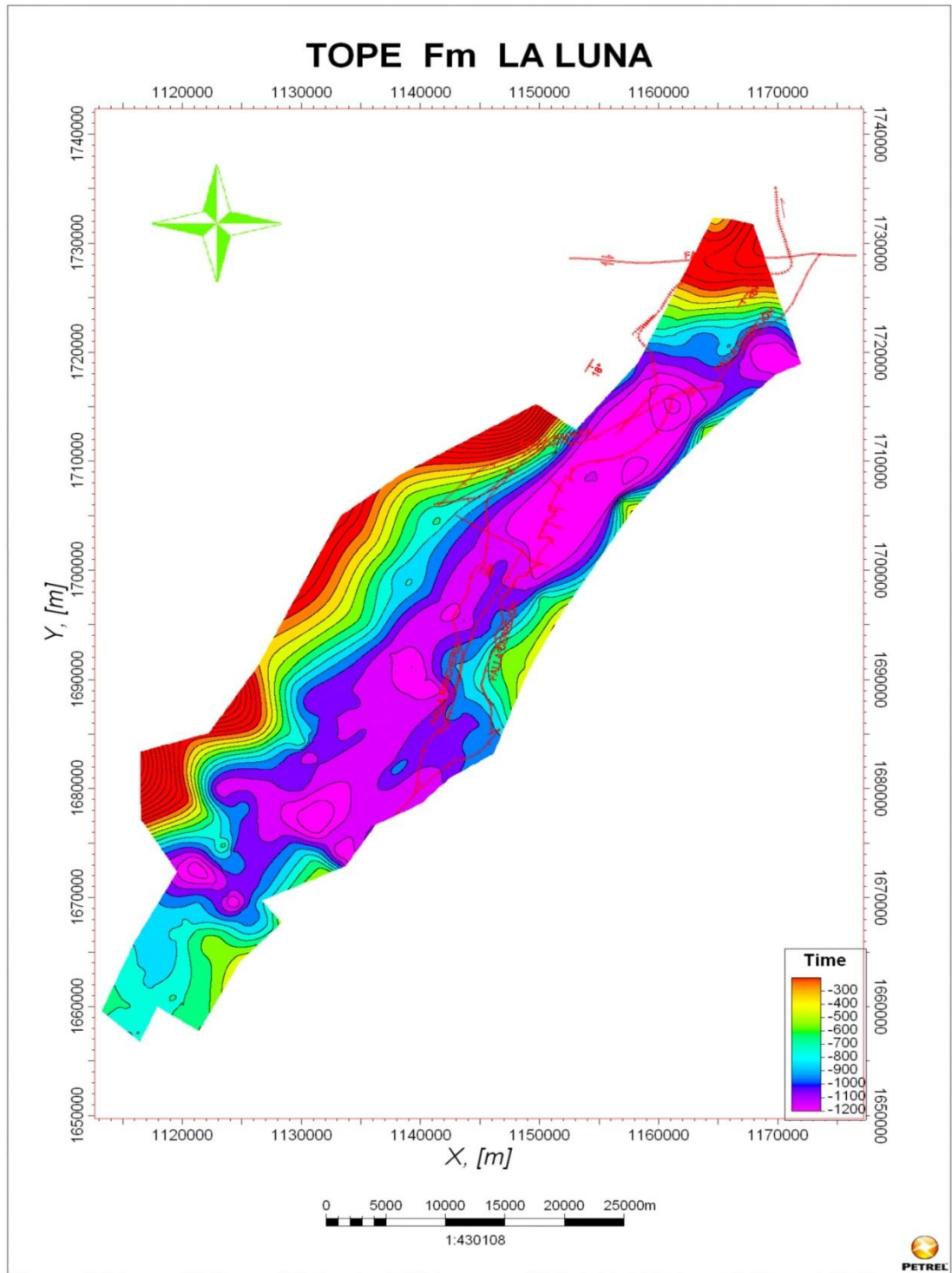
Fuente: Autor del proyecto

Figura 20. Mapa al tope de la Fm Molino, en dominio de Tiempo



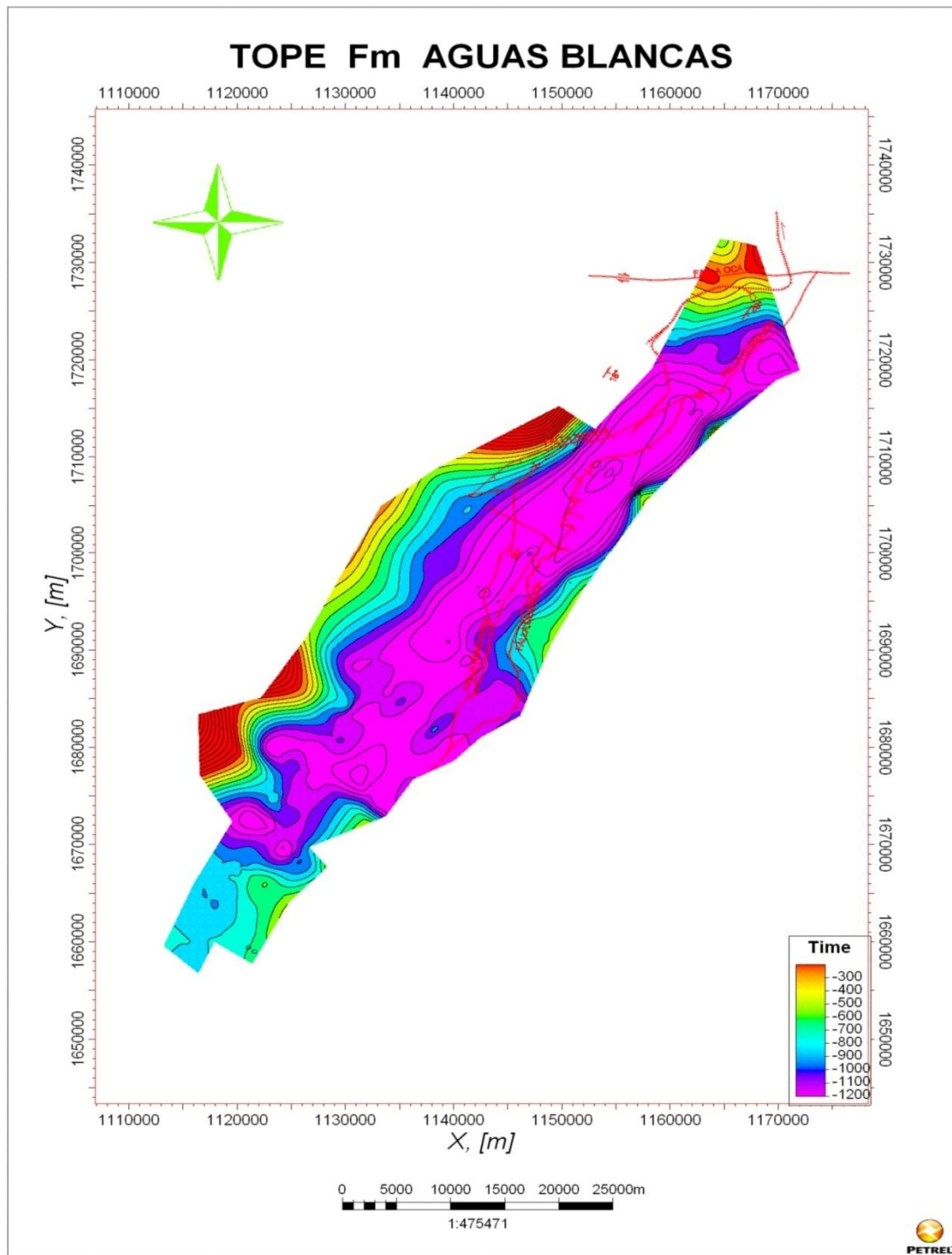
Fuente: Autor del proyecto

Figura 21. Mapa al tope de la Fm la luna, en dominio de Tiempo



Fuente: Autor del proyecto

Figura 22. Mapa al tope de la Fm Aguas Blancas perteneciente al Gr Cogollo, en dominio de Tiempo.

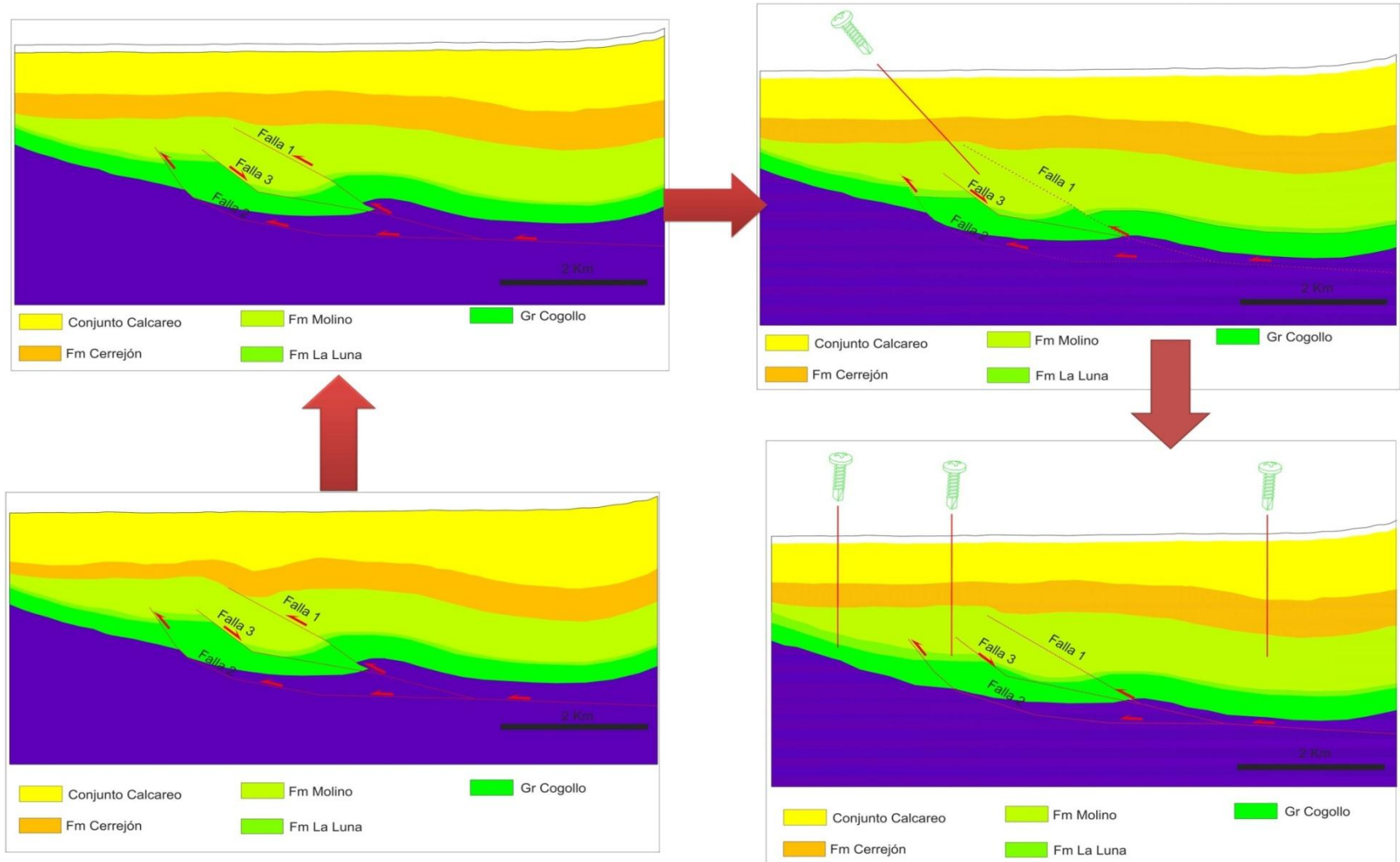


Fuente: Autor del proyecto

7.3 SECCIÓN BALANCEADA

Se escogió una línea con orientación E-O hacia la parte sur de la cuenca, la línea responde al ID CV-1989-1140, esta línea fue seleccionada debido a su representatividad de la cuenca en estudio. Esta sección fue modelada en el software 2D Move, aplicando el concepto de conservación de masas. Figura 23

Figura 23. Sección balanceada con base a la línea CV-1989-1140

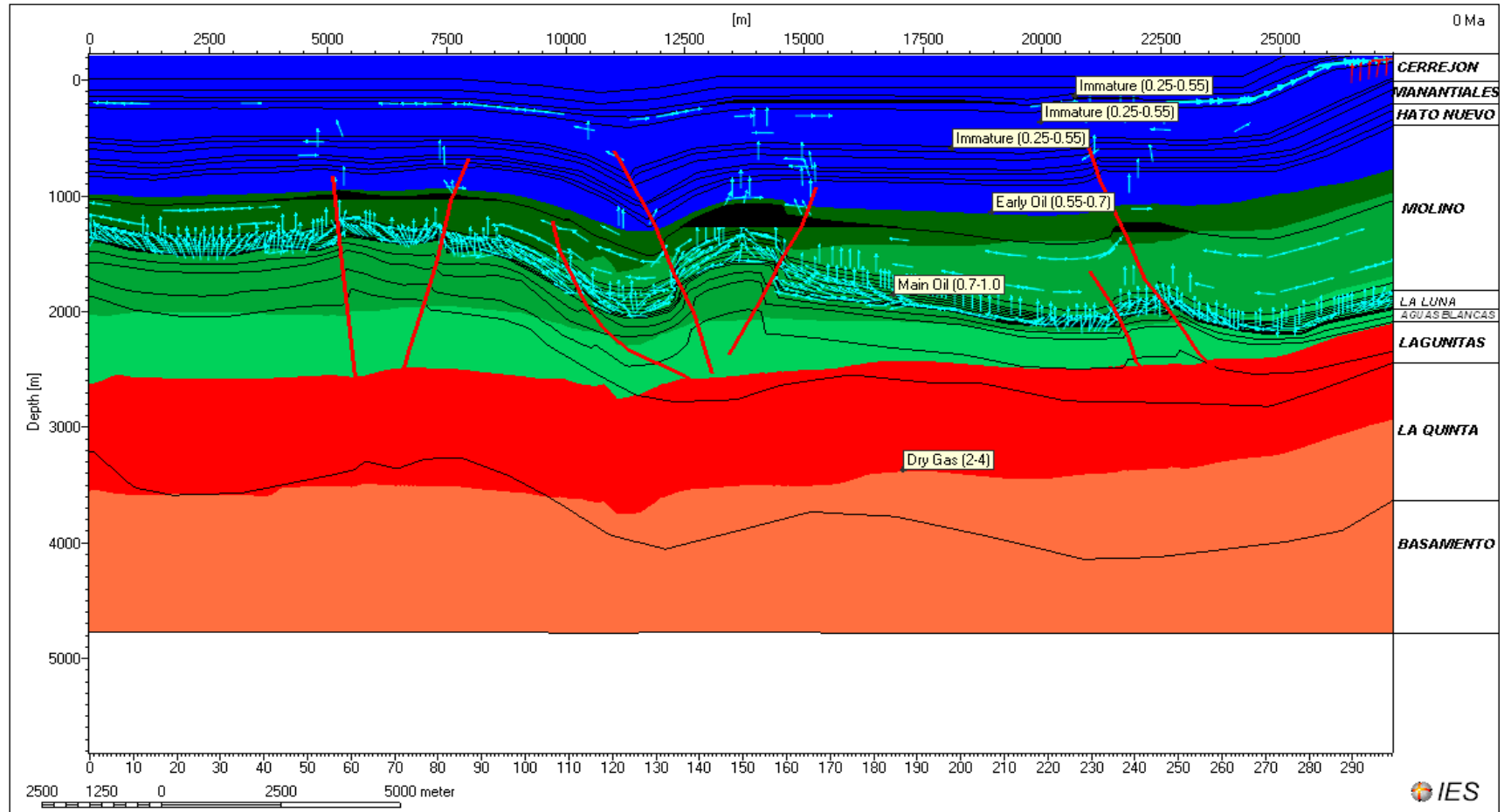


Fuente: Autor del Proyecto

7.4 MODELAMIENTO GEOQUÍMICO 2D

Debido a que el software a utilizar para el modelamiento geoquímico 2D no permite modelar zonas estructuralmente complejas, y la falta de líneas que cumplieran esta condición, nos llevó a tomar un el modelo geoquímico ya planteado. Ver figura 24

Figura 24. Modelamiento geoquímico 2D para la línea CR-89-1100, se ilustra las rutas de migración y acumulación de hidrocarburos.



Fuente: García, M., Mier, R., 2008.

8. ANÁLISIS RESULTADOS

8.1 HORIZONTES SÍSMICOS

La interpretación sísmica correspondió en gran medida con los registros litológicos de cada pozo, especialmente con el registro de rayos gamma.

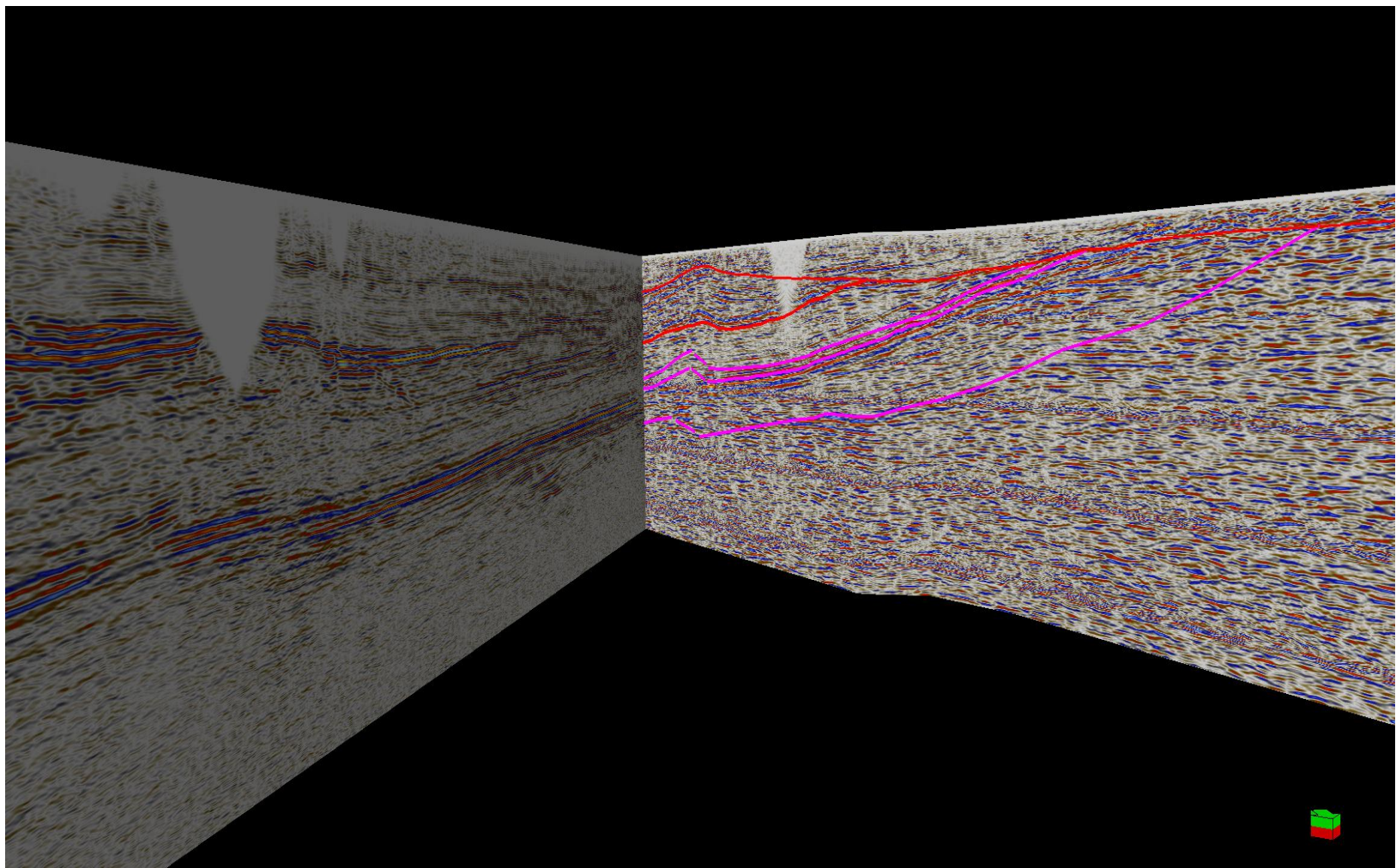
Los diferentes topes interpretados presentan patrones de reflexión diferentes entre sí.

En el Tope del Terciario Inferior, se observaron terminaciones de tope del tipo “toplap” que indican la presencia de la superficie erosiva, anterior a la transgresión del Cretácico, horizonte superior rojo (figura 25).

En el Tope Cretácico Sup, se observaron terminaciones de base tipo discordante mostrados por un reflector de gran amplitud (figura 26), que representan el proceso de transgresión de finales del Cretácico.

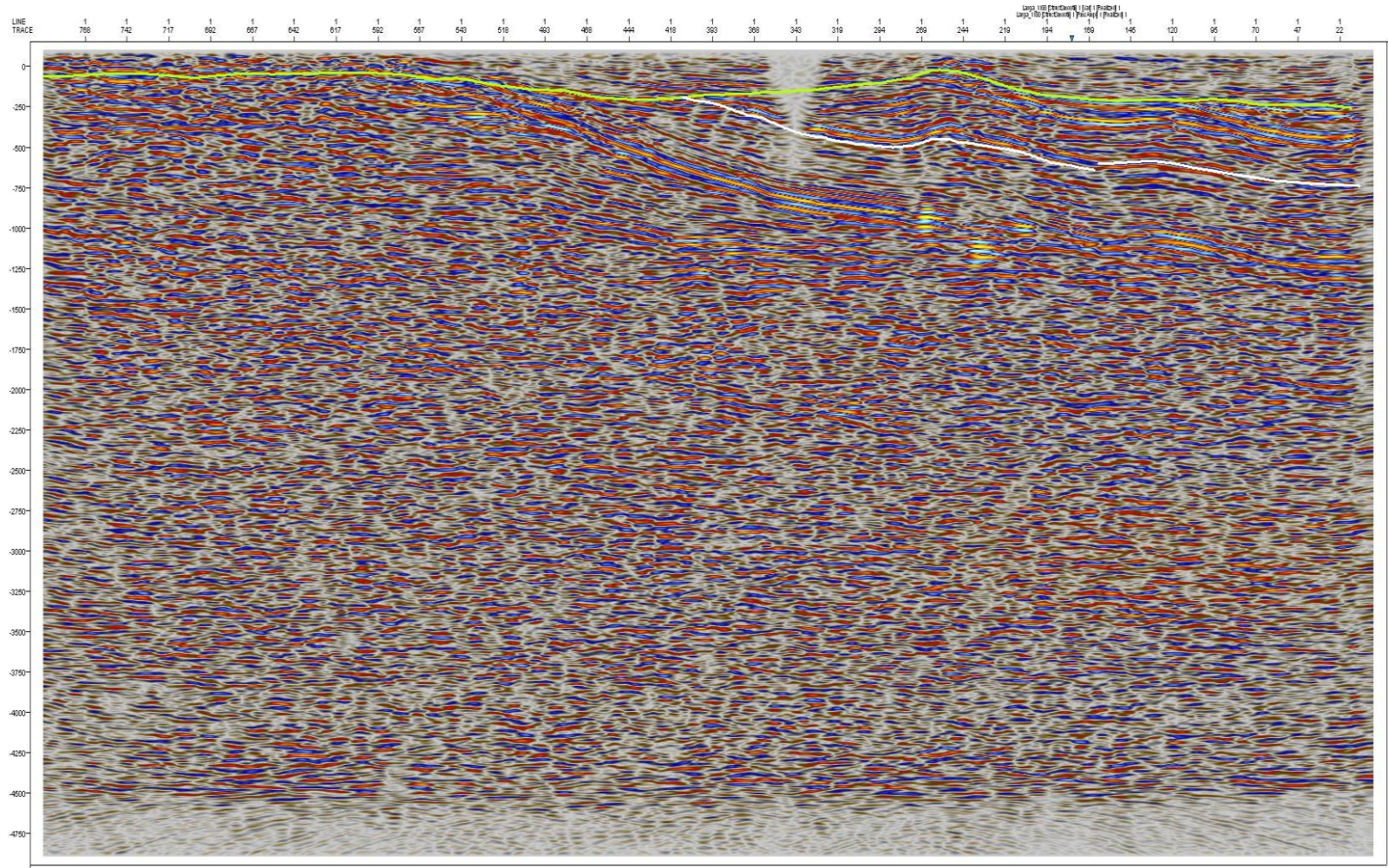
Para el Tope del Cretácico Medio a Sup, en la zona de estudio, resulta complicado distinguir patrones de reflexión, ya que hasta los 500 ms aproximadamente, la sísmica es de pobre calidad, aunque se logró observar el Tope de la formación La Luna con claridad fue difícil diferenciar las formaciones Aguas Blancas, Lagunitas., correspondientes al Grupo Cogollo. Figura 27.

Figura 25. Terminaciones tipo “toplap” en la Fm Cerrejón hacia el sur de la Cuenca



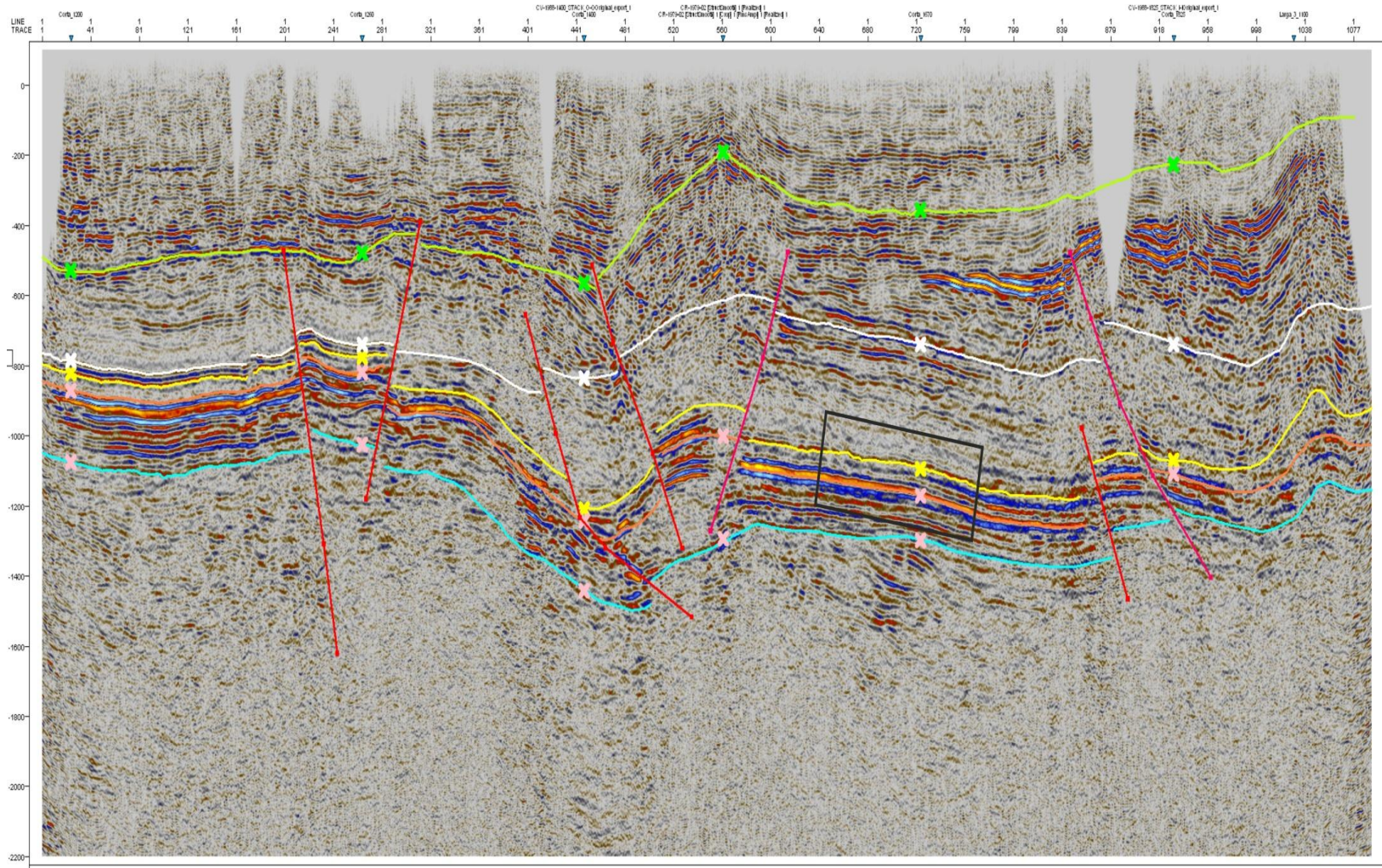
Fuente: Autor del proyecto

Figura 26. Discordancia entre la base de la Fm Cerrejón y tope de la Fm Molino



Fuente: Autor del proyecto.

Figura 27. Alta reflectividad en los reflectores de la Luna y Gr Cogollo, indiferenciados

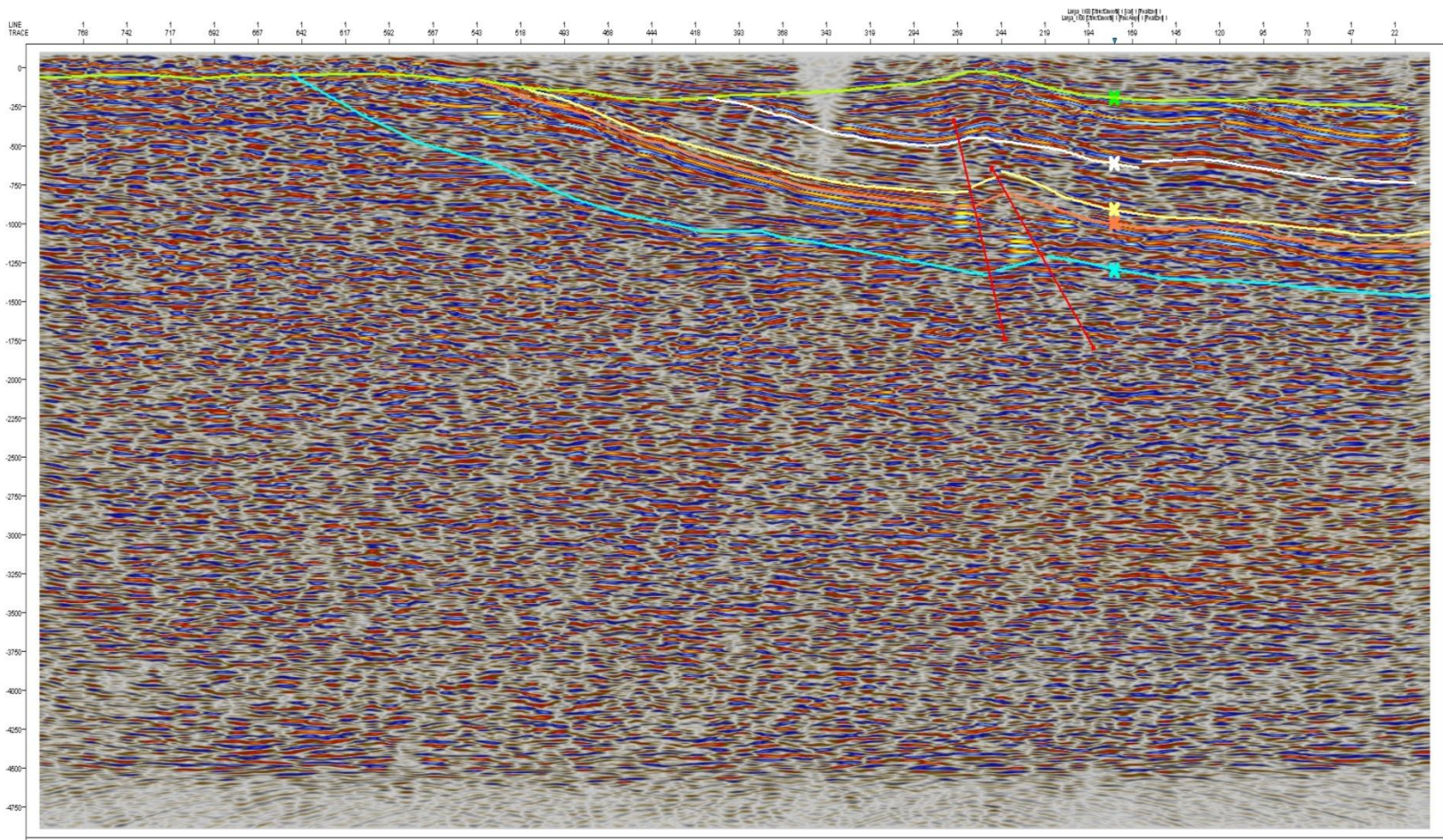


Fuente: Autor del proyecto

Se interpretaron cuatro horizontes de edades geológicas diferentes y correspondiente a la secuencia cretácico-terciario como son los Topes Fm Cerrejón, Tope Fm Molino, Tope Fm La Luna y Tope del Gr Cogollo (figura 28).

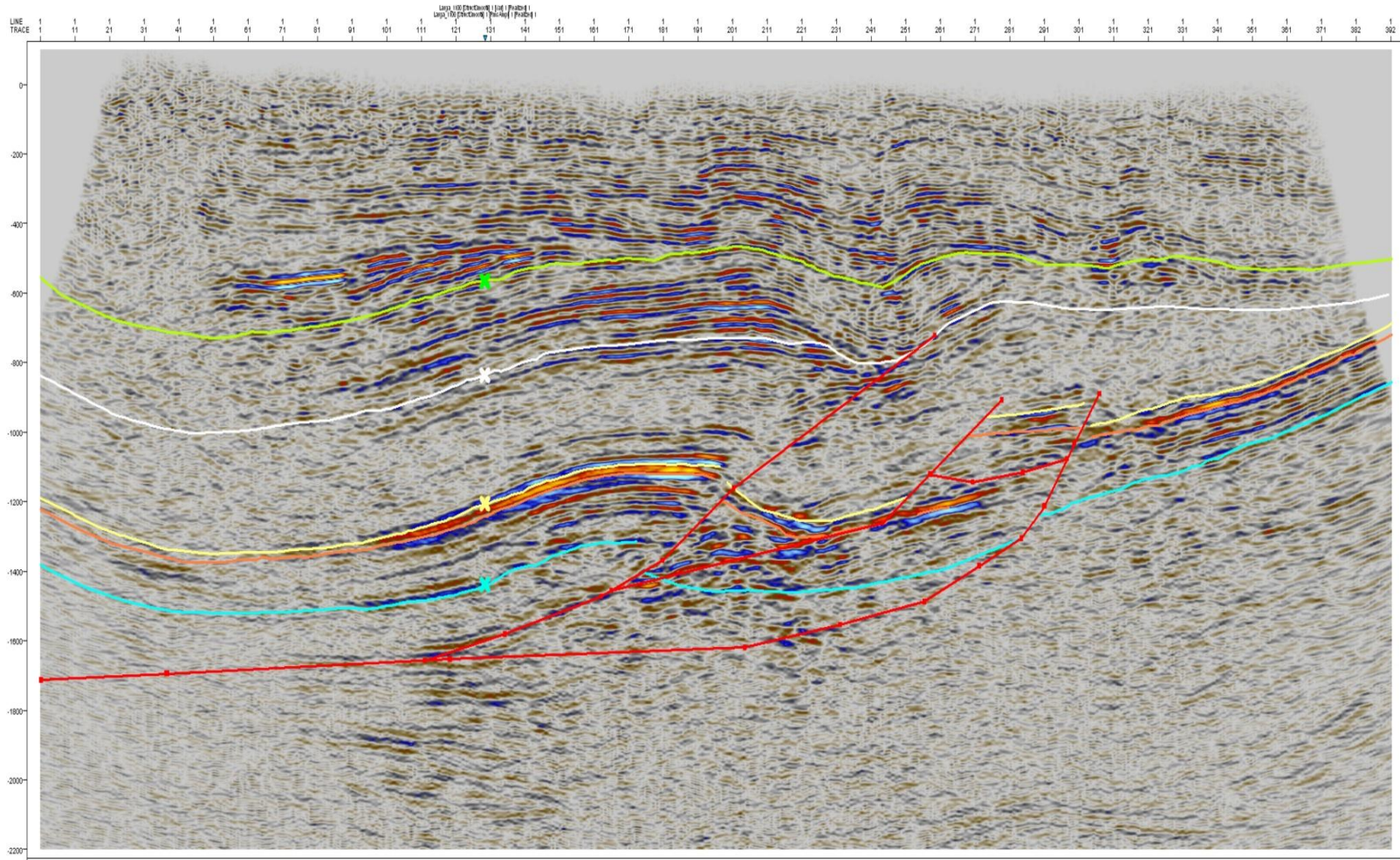
La línea interpretada muestra el acuñaamiento de los Topes de la Fm Molino, La Luna y Grupo Cogollo contra el Tope de la Fm Cerrejón. Esto ocurre hacia el Oeste de la cuenca (figura 29).

Figura 28. Line E-W interpretada. Tope Fm cerrejón color verde, Fm Molino color blanco, Fm La Luna color amarillo. Gr Cogollo color naranja.



Fuente: Autor del proyecto

Figura 29. Line E-W interpretada. Fallas de cabalgamiento de bajo ángulo.



Fuente: Autor del proyecto.

8.2 RANGO DE PROFUNDIDADES

De acuerdo a los resultados obtenidos a partir de los mapas al tope de cada una de las formaciones se tiene que: La Formación Cerrejón alcanza 1000 metros hacia la parte norte de la cuenca mientras que hacia el sur presenta acuñaientos, reflejándose en un adelgazamiento de hasta 600 metros.

La Formación Molino alcanza su máximo espesor hacia la parte de la Sierra Nevada de Santa marta correspondiente a unos 1686 metros aproximadamente, su adelgazamiento de ve en la parte central de la cuenca, donde su espesor es de 800 metros.

La Formación La Luna presenta un espeso e casi que constante a lo largo de la cuenca, su espesor es de unos 260 metros aproximadamente.

Para el Grupo Cogollo sin diferencial se calcula un espesor de 2630 metros el cual tiende a disminuir hacia los bordes de la cuenca.

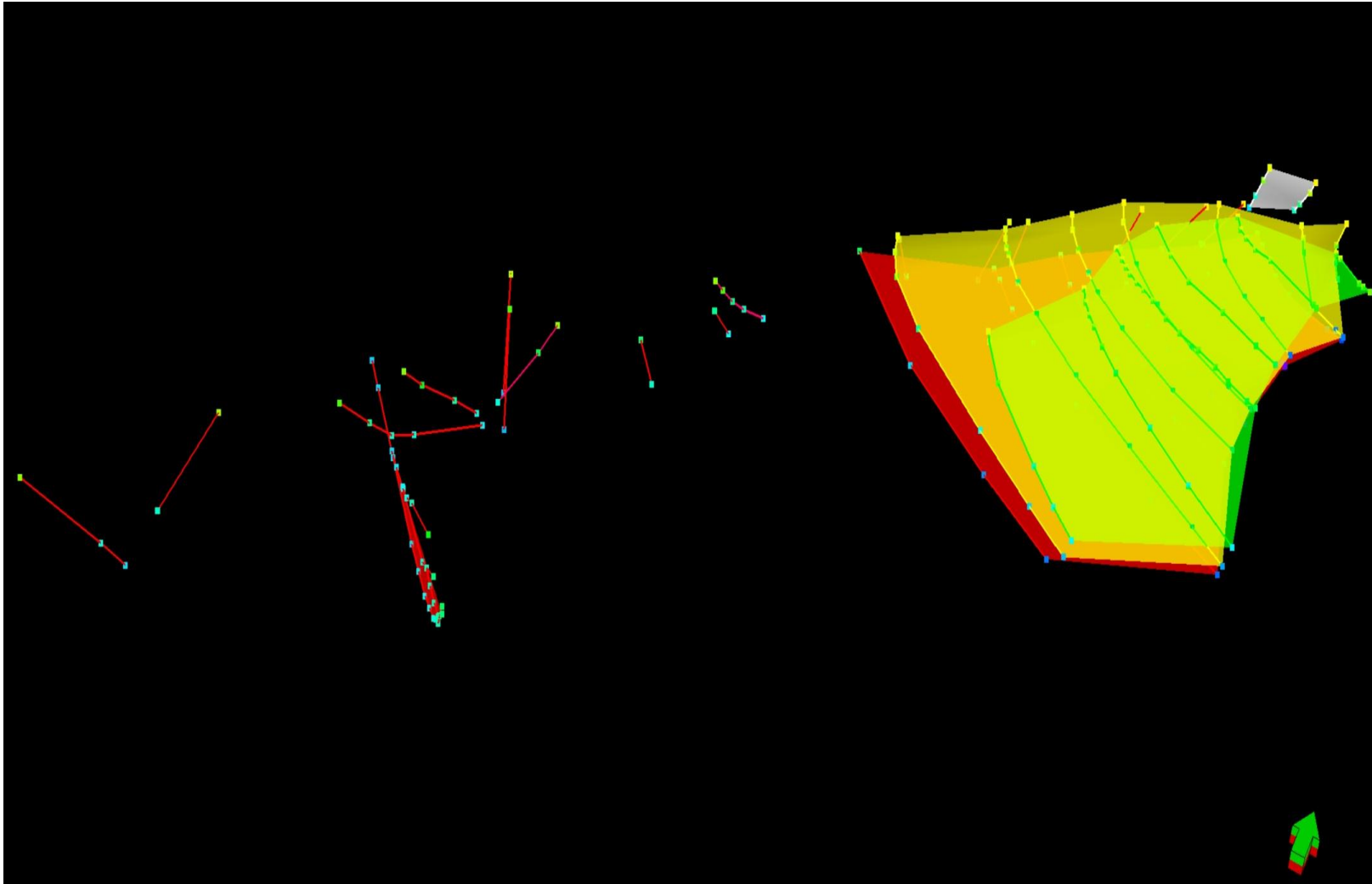
8.3 FALLAS

En el área de estudio se interpretó un total de 28 fallas, en su mayoría inversas, aunque hay algunas de cabalgamiento que empiezan desde el basamento, de esas alguna dejan de ser activas en Cretácico Sup y otras en el Terciario (figura 30). Un primer grupo predominante paralelo o subparalelo a las fallas inversas Cerrejón y Ranchería con orientación aproximada S20E. Estas fallas se encuentran asociados los principales prospectos del Terciario y del Cretáceo.

Los resultados de la sección balanceada muestran un estilo estructural de tipo thrusing, con fallas normales de bajo ángulo, de unos 45° , aunque también se ven algunas fallas inversas.

Se observa una inversión tectónica a finales del cretácico, correspondiente a la depositación de la Formación Molino.

Figura 30. Fallas modeladas en dominio de tiempo.

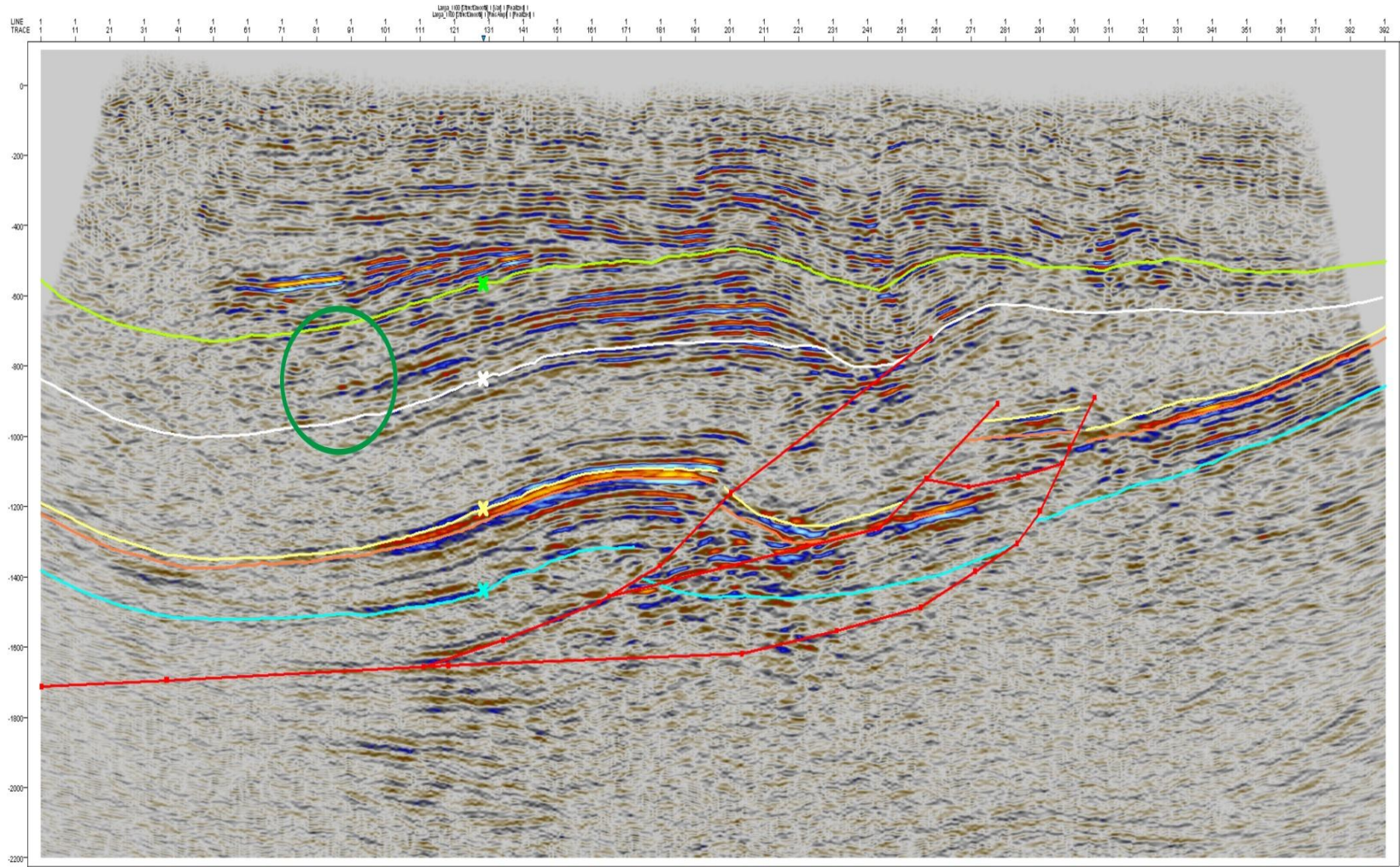


Fuente: Autor del proyecto

8.4 DETERMINACIÓN DE LAS ÁREAS DE INTERÉS PARA GAS ASOCIADO A CARBÓN

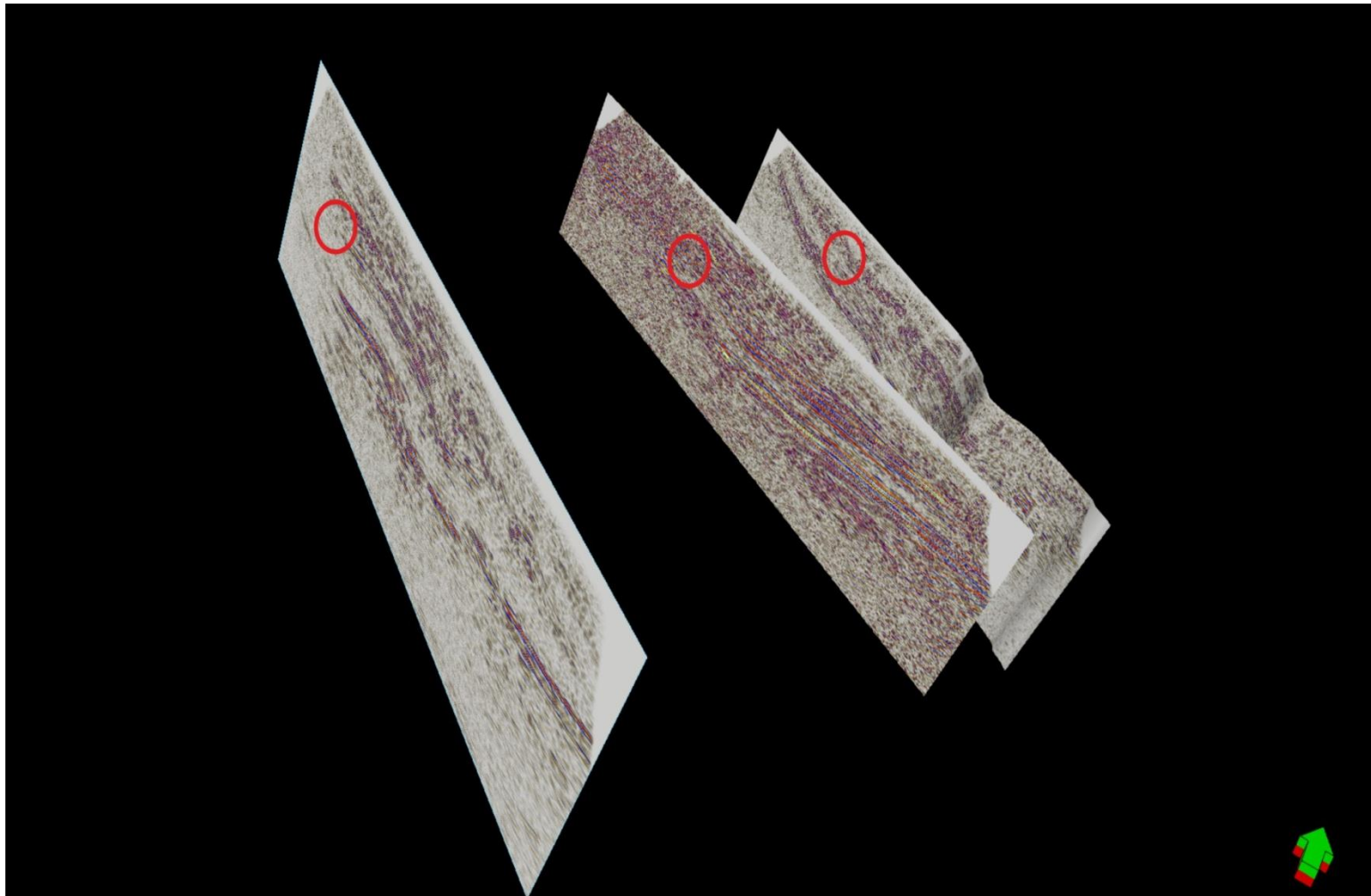
En la línea CV-1988-1400_MIG_O-OMIG_export_1, dirección E-W se encuentra una posibles zonas de interés, a medida que se profundizan los mantos de carbón se generan áreas en las cuales la reflexión sísmica se pierde, lo cual indicaría saturación de gas en los carbones, es interesante porque este fenómeno se observa en gran parte de las líneas con esta dirección (Figura 31 y 32).

Figura 31. Line línea CV-1988-1400_MIG_O-OMIG_export_1 E-W zona de interés en verde



Fuente: Autor del proyecto

Figura 32. Tres líneas sísmicas del proyecto CV-88 en dirección E-O mostrando la misma zona de interés en color rojo.



Fuente: Autor del proyecto

8.5 MAPAS EN TIEMPO

En la secuencia cretácico-terciario en estudio, se observó en el mapa en tiempo correspondiente al Tope del Grupo Cogollo (Apéndice “A”) que las curvas presentan una tendencia general Norte-Sur, buzando gradualmente hacia el Noroeste en el área de la zona en estudio, mientras que en el Sur del área las curvas muestran una tendencia de buzamiento Este-oeste. De igual manera se observó un aumento gradual del tiempo en sentido oeste. Las curvas tienen un gradiente aproximado de 15 ms/km. Se observa un alto respecto al tiempo hacia la Sierra Nevada de Santa marta.

Para el Tope de la Formación La Luna se observó la misma tendencia del Tope del Grupo Cogollo, pero hacia el norte se observa un aumento en el buzamiento. El gradiente en tiempo para este tope fue de 22 ms/Km. Apéndice “B”.

Con relación al Tope de la Formación Molino (Apendice “C”) que existe en el Centro y Norte de la cuenca zonas correspondientes a Sinclinales que se observan con menos detalles en los topes anteriores, el cambio en el buzamiento hacia la zona del Perijá es menos abrupto. El gradiente en tiempo para este tope es de 18 ms/Km.

Finalmente el Apéndice “D” hace referencia al Tope de la Formación Cerrejón en la que se observan tres sinclinales alineados hacia la parte sur de la cuenca, el buzamiento aumenta hacia el oeste de la cuenca y en cercanías a la falla de oca.

8.6 MODELAMIENTO 2D

De acuerdo a García, M., Mier, R., 2008, la Cuenca Ranchería se encuentra en ventanas de generación de gas y petróleo, los resultados indican que de acuerdo

a la posición estructural la Formación La Luna se puede encontrar en ventana de gas localmente en las trampas más profundas o en ventana de petróleo, así mismo la Formación Cerrejón se encuentra en la zona inmadura.

Igualmente los resultados indican que se presentan acumulaciones de petróleo en la Formación Molino en las trampas más someras, en este modelo no se tienen acumulaciones de gas en la Formación Cerrejón, pero no se descarta la existencia de gas en esta formación.

8.7 SISTEMAS PETROLÍFEROS

En el Sistema Cretáceo – Cretáceo de la Cuenca Ranchería, las rocas fuente están constituidas por la secuencia cretácica, que comprende el Grupo Cogollo, la Formación la Luna y la Formación Molino, de edades que van desde el Aptiano hasta el Maestrichtiano.

Los niveles que presentan altos contenidos de materia orgánica son: el miembro inferior de la Formación Lagunitas, Miembro Las Animas de la Formación Aguas Blancas, los miembros inferior y medio de la Formación La Luna y los shales del Miembro superior de la Formación Molino. Las rocas fuente consisten en calizas y shales de plataforma marina.

Las rocas reservorio de este sistema petrolífero son: las areniscas basales de la Formación Río Negro, las calizas fracturadas de la Formación Lagunitas, las areniscas del Miembro Tocuy, Formación Aguas Blancas, las calizas y los cherts fracturados de la Formación La Luna y las areniscas del Miembro Socuy, Formación Molino.

La roca sello regional de este sistema son los shales de la Formación Molino y las intercalaciones de shales que ocurren en la Formación La luna y el Grupo Cogollo.

En el sistema Terciario – Terciario en la cuenca Ranchería, las rocas fuente están constituidas por los carbones de la Formación Cerrejón, esta formación constituye la principal roca fuente para gas.

Las rocas reservorio de este sistema petrolífero, están constituidas principalmente por los mantos de carbón de la Formación Cerrejón, yacimientos que se conocen como no convencionales, de gas asociado al carbón.

La presencia de gas asociado a mantos de carbón se evidenció en la Formación Cerrejón aplicando atributos sísmicos.

Adicionalmente, los niveles arenosos de la Formación Molino y la secuencia arenosa de edad Eocena, han mostrado manifestaciones de gas en el Pozo Molino 1 X.

CONCLUSIONES

- Con base a la interpretación sísmica realizada en al área estudiada presenta una zona extensa con dirección Norte-Sur 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.
- En las secciones sísmicas en tiempo se observó; en el tope del Terciario Inferior terminaciones de tipo “toplap”. En el tope del Cretácico sup, se observaron terminaciones de tipo discordante.
- El Tope de la Formación La Luna se observa con claridad en las secciones sísmicas debido al fuerte contraste de impedancia acústica, pero es difícil diferenciarla del Gr. Cogollo.
- En la zona de estudio, resulta complicado distinguir patrones de reflexión, ya que hasta los 500 ms aproximadamente, la sísmica es de pobre calidad.
- El modelo sísmico corrobora la presencia de gas en la Formación Cerrejón, tal como lo había indicado el modelo geoquímico 2D elaborado para la cuenca y los reportes de los pozos El Molino-1X y El Molino 1.
- En el área de estudio se interpretó un total de 28 fallas, de las cuales existe un grupo predominante paralelo o subparalelo a la falla Cerrejón y Ranchería con orientación aproximada S20E.
- En la zona de estudio la sísmica muestra el acuñamiento de los Topes de la Fm Molino, La Luna y Grupo Cogollo contra el Tope de la Fm Cerrejón, hacia el Oeste de la cuenca. .

RECOMENDACIONES

- Realizar un modelo de velocidades para la línea cercana al pozo El Molino-1X, para mejorar la migración en tiempo de todo el proyecto sísmico.
- Migrar a tiempo y a profundidad las dos líneas restantes de dirección N-S, para generar un modelo geoquímico 2D.
- Hacer una sección balanceada que incluya varias líneas sísmicas en dirección E-O, para tener un mejor conocimiento de la evolución de la cuenca.
- Aplicar atributos sísmicos a la línea CR-88-02 en la cual se encuentra el pozo El Molino-1X, el cual reporta gas en las formaciones Cerrejón y La Luna.

BIBLIOGRAFÍA

1. 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
2. Bally, A. (1987). Atlas of seismic stratigraphy. AAPG, vol 1, pp 1-9.
3. Box, R. y P. Lowrey. (2003). Reconciling sonic logs with checkshot surveys: Stretching synthetics seismograms. *The Leading Edge*, 22, no. 6, 510-517 pp.
4. ECOPETROL, 1998, Potencial Petrolífero de la cuenca Cesar – Ranchería elaborado por la Gerencia de Estudios Regionales.
5. García, M., Mier, R., et. Al, 2008, Contrato interadministrativo No. 027 “Prospectividad de la Cuenca Cesar – Ranchería”, Informe interno
6. KELLOGG, J. 1984. Cenozoic Tectonic History of the Sierra de Perijá, Venezuela-Colombia, and adjacent basins. *Geol. Soc. Ame. Mem* 162.
7. KELLOGG, J., BONINI, W.E., 1982. Subduction of the Caribbean Plate and basement uplifts in the overriding South American plate. En: *Tectonics*. Vol 1; p. 251-276.
8. Liner, C. (2004). *Elements of 3D seismology*. Segunda edición, Editorial PennWell, 608pp.
9. Mitchum, R. (1977). *Seismic stratigraphy and global changes of sea level*. Part 11: glossary of terms used in seismic stratigraphy.

10. Pendrel, J. (2001). "Seismic Inversion: The best tool for Reservoir Characterization", CSEG Recorder, pp. 16-23.
11. Taner. M. T., Sheriff, E. "Application of Amplitude, Frequency, and Other Attributes to Atratigraphic and Hydrocarbon Determination". AAPG Memoir 26,
12. Seismic Stratigraphy – Aplications to Hydrocarbon Exploration, pp 301-327 (1977).