

**ANÁLISIS ESTRUCTURAL DEL CAMPO COLORADO EN LA CUENCA DEL
VALLE DEL MAGDALENA MEDIO, COLOMBIA**

HENRY OCHOA SUÁREZ

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

2010

**ANALISIS ESTRUCTURAL DEL CAMPO COLORADO EN LA CUENCA DEL
VALLE DEL MAGDALENA MEDIO, COLOMBIA**

HENRY OCHOA SUÁREZ

**Trabajo de grado presentando como requisito Para optar por el título de
GEÓLOGO**

Director del Proyecto

**Ph. D. William Mauricio Agudelo Zambrano.
ECOPETROL, ICP.**

Co-Director

**Geólogo, M.Sc. Jorge Eduardo Pinto Valderrama
ESCUELA DE GEOLOGÍA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2010

DEDICATORIA

A mis padres Bárbara e Isaac, quienes con gran esfuerzo, sacrificio y dedicación han sido la base fundamental para alcanzar mis metas.

A mis hermanas quienes han estado a mi lado durante todo este tiempo apoyándome tanto en mis aciertos como en los desaciertos, gracias por su orientación.

A mi hermano Jorge Andrés a quien quiero mucho, quien con su carácter recio de santandereano me ha aportado mucho como persona.

A mis sobrinitos Carolina, Julián y Gabriel, quienes llegaron a mi vida sólo hace unos años, pero que se convirtieron en uno de los mayores motivos de alegría.

Al profesor Manuel Barrera mi profesor de primaria a quien prometí hace muchos años que me iba a convertir en profesional, he aquí cumplí mi promesa.

A todos mis amigos a quienes aprecio mucho y con quienes seguiré compartiendo en el largo camino de la vida, Vladimir, Diego, Jimmy, Crispín, Reynaldo, José Domingo, Nikolay.

A todos y cada una de las personas que me han dado el privilegio de conocerlas y que de una u otra forma han hecho de mi una mejor persona

AGRADECIMIENTOS

Expreso mis más sentidos agradecimientos a:

La Universidad Industrial de Santander, por haberme recibido cuando sólo era un adolescente inquieto y haberme transformado en un profesional.

A los docentes de la Universidad de quienes recibí los conocimientos y la madurez intelectual que hoy me acompaña y que estará conmigo por siempre.

Al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), que por medio de su grupo PETROSÍSMICA, me facilitaron medios y recursos para sacar adelante este proyecto de tesis.

A mi director de tesis Ph.D William Agudelo, por su acompañamiento y asesoría durante la ejecución del proyecto.

A mi co-director MSc. Jorge Eduardo Pinto, por todo el apoyo que me brindo a lo largo del tiempo que duro el proyecto y por haberme brindando su amistad franca e incondicional.

Al Campo Escuela Colorado, por haberme permitido participar de ese excelente convenio.

A Schlumberger por facilitar el uso de licencias académicas de PETREL, paquete de software con el cual pude desarrollar mi tesis de grado.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. ASPECTOS GENERALES	21
1.1 OBJETIVO GENERAL	21
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	21
1.3 JUSTIFICACIÓN	21
1.4 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	22
1.5 ANTECEDENTES	22
2. MARCO TEÓRICO	24
2.1 INTERPRETACIÓN SÍSMICA	24
2.2 SCAT, TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE CURVAS ESTADÍSTICAS	28
2.2.1 Relación entre las gráficas producidas por el análisis SCAT y los rasgos estructurales	30
2.2.2 Identificación y Orientación de Fallas.	40
2.2.3 Aplicación del análisis Scat a los datos recopilados de los pozos de Campo Colorado.	42
3. GEOLOGÍA REGIONAL	45
3.1 ESTRATIGRAFÍA	45
3.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	51
4. INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL PREVIA	60
5. INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL	64
5.1 BASE DE DATOS Y METODOLOGÍA	64
5.2 DATOS SÍSMICOS 2D Y DATOS DE POZO	71

5.3 AMARRE SÍSMICA-POZO	72
5.4 INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL DE DIPMETER	75
5.5 INTERPRETACIÓN SÍSMICA	83
5.6. MODELO DE VELOCIDADES	90
5.7 CONVERSIÓN TIEMPO PROFUNDIDAD	93
5.8 SECCIONES ESTRUCTURALES	97
6. MODELO ESTRUCTURAL 3D	100
7. RESULTADOS	130
8. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y PROPUESTAS	134
9. CONCLUSIONES	136
BIBLIOGRAFÍA	138

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización Campo Colorado.	22
Figura 2. Efecto de entonación	26
Figura 3. Convolución de la serie de reflectividad y de la ondícula.	27
Figura 4. Orientación de la dirección longitudinal y transversal que se tienen en cuenta para la realización de un SCAT análisis, muestran la menor variación en los datos de buzamientos de las capas y la mayor variación de los mismos respectivamente. Ambas direcciones son mutuamente perpendiculares.	29
Figura 5 Representación de un pliegue sin cabeceo (izquierda) y con cabeceo (derecha). El cabeceo se presenta cuando la cresta o la línea de charnela del pliegue forma un ángulo con un plano horizontal. El cabeceo en inglés es conocido como <i>Plunge</i> .	32
Figura 6. Mapa de contornos con estratos doblemente pegados,	32
Figura 7. Gráficos del SCAT Análisis para zonas con estructuras planares, no buzantes. Izquierda, vista en planta y en sección de las unidades estratigráficas. Se resalta la no presencia de una dirección longitudinal y transversal ya que no existe una variación de la inclinación de los estratos. Derecha, gráficos del SCAT. Las componentes longitudinal y transversal del buzamiento son el mismo, Se presenta una gran dispersión del acimut	35
Figura 8. SCAT Análisis para estratos con buzamientos bajos. Izquierda, vista en planta y sección de lo datos mapeados. Derecha, diagramas producidos en el SCAT, para los datos de acimut se puede evidenciar una tendencia preferencial de los mismos y los datos de buzamientos se alejan en mayor medida de un valor de cero.	36
Figura 9. Gráficos del análisis SCAT para pliegues con cabeceo. Izquierda, diagrama de contornos y sección para el pliegue representado. Derecha, diagrama de buzamientos versus acimut de buzamientos en el cual se puede identificar el plano axial del eje. Derecha abajo, diagramas de acimut, y	

componentes de buzamiento versus profundidad. En ellos se identifican los diferentes planos asociados al pliegue.	38
Figura 10. Gráficos del análisis SCAT para pliegues con cabeceo. Izquierda, diagrama de contornos y sección para el pliegue representado. Derecha, diagrama de buzamientos versus acimut de buzamientos en el cual se puede identificar el plano axial del eje. Derecha abajo, diagramas de acimut, y componentes de buzamiento versus profundidad. En ellos se identifican los diferentes planos asociados al pliegue.	39
Figura 11. Izquierda, buzamiento versus dirección de buzamiento. Se presentan dos direcciones de cabeceo, norte y sur. Derecha, diagrama de componente longitudinal del buzamiento versus profundidad. El cambio en la tendencia de los datos evidencia la inversión en la estructura.	40
Figura 12. Componente transversal del buzamiento. La cúspide positiva indica la dirección en la cual está buzando la falla. Y las zonas donde comienza a cambiar la tendencia de los datos indican la zona de arrastre de la falla en cuestión.	42
Figura 13. Bloque diagrama indicando la relación entre los diferentes elementos para el cálculo del buzamiento aparente por medio de técnicas trigonométricas.	43
Figura 14. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	45
Figura 15. Elementos tectónicos mayores del Noroeste de Suramérica, Placas Nazca y Caribe con el istmo de Panamá.	52
Figura 16. Mapa de las provincias tectónicas mayores de Colombia y la actual configuración de Cuencas Sedimentarias mostrada en blanco.	53
Figura 17. Modelo de secuencia esquemática del desarrollo tectónico regional para la Cordillera Oriental, Valle del Magdalena y Cuenca de Los Llanos.	55
Figura 18. Mapa Geológico y Campos productores de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Ecopetrol (2003)	57
Figura 19. Línea Sísmica DM-1989-1440, Sentido NW-SE.	60

Figura 20. Línea Sísmica PMS-98-0370 (De rumbo), en ella es posible observar el set de fallas satélite que atraviesa el campo y como la falla colorado entra y sale del plano de la sección sísmica.	61
Figura 21. Línea Sísmica DM-1987-1470 E. Sentido NW-SE.	62
Figura 22. Línea Sísmica PMS-1998-1700. Sentido SW-NE.	62
Figura 23. Mapa base de la zona de estudio. (Modificado de Ecopetrol 2003).	65
Figura 24. Mapa Base utilizado en el Modelamiento en Petrel, mostrando los datos disponibles, sísmica y pozos.	66
Figura 25. Líneas sísmicas en tiempo sin interpretar e interpretada del campo colorado. Ellas muestran la complejidad de la estructura, nótese la falla de colorado junto con sus fallas satélites a la derecha de la figura.	67
Figura 26. Flujo resumiendo la metodología seguida en este estudio para el desarrollo del modelo estructural 3-D utilizando la interpretación sísmica y los datos de pozo.	68
Figura 27. Muestra la división en subzonas para la Formación Mugrosa en los pozos C27 y C28 del Campo Colorado, con base en ella se construyeron las diferentes superficies que hacen parte del modelo 3D	73
Figura 28. Correlación entre los topes de los topes de la Formación Mugrosa en el Campo Colorado entre los pozos C22, C19, C23 y C77	74
Figura 29. Estereonet Dipmeter donde se pueden ver los dos flancos del anticlinal por la mayor densidad de puntos que existen en dos lados	75
Figura 30. Interpretación de los datos de Dipmeter del Pozo Colorado 18.	76
Figura 31. Interpretación de los datos de Dipmeter del Pozo Colorado 26.	77
Figura 32. Interpretación de los datos de Dipmeter del Pozo Colorado 34.	78
Figura 33. Interpretación de los datos de Dipmeter del Pozo Colorado 3:	79
Figura 34. Interpretación de los datos de Dipmeter del Pozo Colorado 36:	80
Figura 35. Interpretación de los datos de Dipmeter del Pozo Colorado 38	81
Figura 36. Interpretación de los datos de Dipmeter del Pozo Colorado 54	82

- Figura 37. Mapa base (Proyecto Spring), con líneas sísmicas superpuestas al anterior modelo estructural con el fin de tener una mejor idea de los rasgos estructurales que posiblemente serán identificados en cada línea. 84
- Figura 38. Perfil sísmico en dirección NW-SE. Mostrando la relación entre los datos de pozo, los reflectores sísmicos y los horizontes clave interpretados. Se pudo interpretar la presencia de la falla Colorado y 4 de las fallas satélites, además también se identifica la característica inversa de las fallas satélite. La localización de la línea sísmica se observa en el mapa base. 85
- Figura 39. Perfil sísmico. Mostrando la relación entre los datos de pozo y los reflectores sísmicos y los horizontes clave interpretados, se idéntico la falla colorado junto a 5 de las fallas satélite del campo. La localización de la línea sísmica se observa en el mapa base. 86
- Figura 40. Perfil sísmico de rumbo (N-S). Muestra la relación existente entre la falla principal colorado y las fallas satélites interpretadas, el es posible observar los diferentes bloques que componen el campo colorado, limitados estos por las fallas satélite del campo se identifican 8 bloques estructurales tomando como límite el pozo que se encuentra más al sur del campo (Colorado 22) aunque la totalidad de los bloques identificados estructurales identificados en la línea sísmica son 10. La localización de la línea sísmica se observa en el mapa base. 87
- Figura 41. Perfil sísmico ubicado al sur de la estructura de campo colorado mostrando una geometría más desarrollada para el anticlinal de colorado con lo cual se puede comprobar la vergencia norte de la estructura. La localización de la línea sísmica se observa en el mapa base. 88
- Figura 42. Perfil sísmico en dirección NE-SW mostrando la relación entre los datos de pozo y los reflectores sísmicos y los horizontes clave interpretados. La localización de la línea sísmica se observa en el mapa base. 89
- Figura 43. Modulo “*Make Velocity Model*” de Petrel, con el que fue elaborado el modelo de velocidades y los respectivos datos de entrada que fueron utilizados para su elaboración. 91

Figura 44. Cubo de Velocidades elaborado con base en las tablas t-d de los pozos y las superficies formacionales elaboradas con los topes de cada pozo, como se puede observar, en cada formación el valor de la velocidad tiende a ser constante.	92
Figura 45 Elaboración del modelo de fallas en tiempo, se puede observar la inserción de pilares a lo largo de los planos de falla.	94
Figura 46 La relación entre la sísmica en tiempo y el modelo de fallas en tiempo, con los pilares insertados, pero a los cuales aún les hace falta edición.	95
Figura 47 Modelo de fallas en tiempo, completamente editado	96
Figura 48. Sección Estructural ubicada al norte del Campo Colorado, que permite ver el cabeceo de la estructura, debido a que anticlinal de colorado en esta zona está muy poco desarrollado.	99
Figura 49. Interpretación estructural realizada sobre las líneas sísmicas en tiempo en una vista en 3D, en la que además es posible observar, el polígono limite propuesto para el Modelo Estructural 3D.	101
Figura 51. Planos de falla extrapolados usando las interpretaciones estructurales realizadas sobre las líneas sísmicas, el polígono en color violeta corresponde el área de estudio.	102
Figura 52 (a), A partir de la extrapolación de los planos de falla trazados en la sísmica, se generaron superficies de falla, consistentes con la interpretación.	104
Figura 52 (b) Vista superior de las superficies de falla generadas	105
Figura 53. Modelo de velocidad visto en dos planos de intersección junto con los pozos y las dos superficies formacionales (tope de mugrosa y esmeralda), utilizadas para su construcción.	106
Figura 54. Modelo de velocidades visto como dos planos de intersección.	107
Figura 55. Cubo de Velocidades utilizado para la conversión de las superficies de falla en tiempo a profundidad.	108
Figura 56. Superficies de falla en profundidad obtenidas a partir de la conversión de las superficies de falla en tiempo, utilizando el modelo de	

velocidades elaborado para el campo, en la esquina superior derecha se puede observar la escala en profundidad utilizada.	109
Figura 57. Modelo de la falla de Colorado elaborado en Petrel, que exhibe en color gris luminoso, los pilares correspondientes a las intersecciones entre las fallas satélite y el plano de la falla colorado, los pilares de color rojo, pertenecen a la falla colorado.	110
Figura 58 (a) Construcción del modelo de fallas en profundidad utilizando pilares de falla.	111
Figura 58 (b).Ubicación de las fallas satélite, sobre el plano de la falla de Colorado, en la imagen se aprecian las fallas satélite VIII y VII.	112
Figura 59. Modelo de fallas completo, con su correspondientes planos tanto de la falla colorado, como de las fallas satélite	113
Figura 60. Modelo de fallas que muestra todas las fallas consideradas e interpretadas para el campo colorado, junto con los pozos del campo.	114
Se generaron superficies usando los siguientes topes	114
Figura 61. Topes formacionales para cada pozo.	115
Figuras 62 Son las superficies construidas a partir de los topes formacionales e intraformacionales identificados por Fonseca y Garcia	116
Figura 62 (a) Superficie correspondiente al Tope de la Formación Mugrosa.	116
Figura 62 (b) Superficie correspondiente al Tope intraformacional B1, definido por Fonseca y García 2009.	117
Figura 62 (c) Superficie correspondiente al Tope intraformacional B2, definido por Fonseca y García 2009.	118
Figura 62 (d) Superficie correspondiente al Tope intraformacional B3, definido por Fonseca y García 2009.	119
Figura 62 (e) Superficie correspondiente al Tope intraformacional Mugrosa Zona C (MZC).	120
Figura 62 (F) Superficie correspondiente al Tope intraformacional C2, definido por Fonseca y García 2009.	121

Figura 62 (g) Superficie correspondiente al Tope intraformacional C3, definido por Fonseca y García 2009.	122
Figura 62 (h) Superficie correspondiente al Tope de la Formación Esmeraldas de Esmeraldas.	123
Figura 63. Grid construido para definir el Modelo Estructural 3D de Campo Colorado.	124
Figura 64. Para la construcción del modelo se definen unas celdas ó segmentos, limitadas por cada falla y por las superficies que van a entrar a hacer parte del modelo, en esta imagen se aprecian los diferentes bloques del campo colorado, creados a partir del Modelamiento de las fallas.	125
Figura 65. Vista de la superficie de Mugrosa con el modelo de fallas aplicado.	126
Figura 66 (a). Modelo Estructural 3D finalizado, donde se observan las diferentes estructuras que forman el campo y los respectivos saltos de falla de dicha estructuras en profundidad	127
Figura 66 (b) Modelo Estructural 3D finalizado visto de oeste.	128
Figura 66 (c) Modelo Estructural 3D del Campo Colorado.	129
Figura 67. Mapa Estructural al Tope de la Formación Mugrosa.	130
Figura 68. Mapa Estructural al tope de la Zona C.	131
Figura 69. Mapa Estructural al tope de la formación Esmeraldas	132

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.Tabla T-d (Tiempo vs profundidad), para los pozos del Campo Colorado	72

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS ESTRUCTURAL DEL CAMPO COLORADO, EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA, COLOMBIA.*

AUTOR: Henry Ochoa Suárez**

PALABRAS CLAVE: Formación Mugrosa, SCAT, Modelo Estructural 3D.

DESCRIPCION

El Campo Colorado está localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, sobre un anticlinal asimétrico con cabeceo en dirección norte. La producción de la estructura es primariamente de arenas fluviales de edad Eoceno, específicamente de la Formación Mugrosa. Estudios previos definieron un sistema de fallas inversas conformado por una falla principal denominada falla de Colorado y 7 fallas satélite siendo una de ellas de tipo normal.

Las estructuras de Colorado fueron reinterpretadas a través del análisis estadístico SCAT de datos dipmeter de 7 pozos, interpretación de 6 secciones sísmicas en tiempo asistida durante el proceso por vistas 3D, esta reinterpretación fue integrada en un modelo estructural 3D del Campo.

A partir de la reinterpretación sísmica, se obtuvieron 9 fallas satélites inversas y 10 bloques estructurales, esta interpretación es consistente con el análisis SCAT realizado sobre los datos dipmeter de los pozos de Campo Colorado.

El Modelamiento estructural 3D, permite entender mejor la relación geométrica existente entre las fallas satélite presentes en el Campo y la falla Colorado, además permite observar un ascenso topográfico de la estructura anticlinal cuanto más hacia el sur del campo nos encontramos, lo cual permite postular que el eje anticlinal debe hacerse superficial en esa dirección, combinado eso al cabeceo y al mejor desarrollo que muestra el anticlinal hacia el sur de la estructura, se postula que la zona de interés a explorar y perforar, debe ser la zona límite sur del Campo, se confirma esta hipótesis con los informes del campo, que muestran que el único pozo productor, está en esa área.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímica, Escuela de Geología Directo. Ph. D. William Mauricio Agudelo Zambrano. Co-Director. Geólogo, M.Sc. Jorge Eduardo Pinto Valderrama

ABSTRACT

TITLE: STRUCTURAL ANALYSIS OF COLORADO COUNTRY IN THE MIDDLE BASIN OF MAGDALENA VALLEY COLOMBIA*

AUTHOR: Henry Ochoa Suarez**

KEY WORDS: Mugrosa Formation, SCAT, 3D Structural Model.

DESCRIPTION

Camp Colorado is located in the basin of Middle Magdalena Valley, on an asymmetric anticline northward pitch. The production of the structure is primarily of Eocene river sand, specifically the Mugrosa formation. Previous studies defined a reverse fault system consists of a main fault failure called Colorado and 7 satellite failures one of which is normal type.

The red structures were reinterpreted through statistical analysis of data SCAT dipmeter of 7 wells, interpretation of seismic sections 6 assisted in the process time for 3D view, this reinterpretation was integrated into a 3D structural model of the Field.

From reinterpreting seismic faults were obtained 9 and 10 satellites reverse structural blocks, this interpretation is consistent with the SCAT analysis performed on data from wells dipmeter Colorado Country.

The 3D structural modeling, can help to understand the geometric relationship between the present satellite failures and the failure of Camp Colorado, also allows to observe a topographic rise of the more anticline south of the country we are, which allows us to postulate that anticlinal axis must be superficial in that direction, that combined to pitch and the best development that shows the south anticlinal structure is postulated that the area of interest to explore and drill, must be the southern limit of the Countryside area, confirms this hypothesis with field reports, which show that the only producing well, is in that area.

*Graduation Project

** Physicochemical faculty of Engineerings, School of Geology t Director. Ph. D. William Agudelo Mauricio Zambrano. Co-Director. Geologist, M.Sc. Jorge Eduardo Pinto Valderrama

INTRODUCCIÓN

La exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia, han sido temas desarrollados en su gran mayoría a través de la industria petrolera, la academia ha participado en una pequeña porción por medio de los diferentes grupos de investigación presentes en la UIS, establecidos en convenio con el Instituto Colombiano del Petróleo.

Debido a la presión que el consumo de hidrocarburos está generando sobre las reservas, ha tomado urgencia el aumentar su cantidad y/o realizar recuperación secundaria de las ya existentes por tal motivo Ecopetrol S.A tomo la decisión de ceder el Campo Colorado a la UIS con el fin de maximizar la cantidad de investigaciones que se realizan en el Campo Petrolero, tanto en ingeniería como en Geología

Gracias a la visión de parte de los funcionarios de Ecopetrol S.A y de las directivas de la Universidad Industrial de Santander, El Campo Colorado se ha venido convirtiendo en una fuente de conocimientos importante al aplicar las nuevas metodologías que son desarrolladas a través de la investigación académica.

Desde la escuela de Geología se han realizado importantes aportes al Campo, siendo la presente una de las tesis desarrollada dentro del Convenio ICP/UIS Campo Colorado, la cual trata del desarrollo del Modelo Estructural del Campo, con el fin de entender mejor las geometría estructural y la evolución de esta a través del tiempo geológico, con el fin de delimitar mejor las áreas prospectos de perforación y entender que es lo que ha venido afectando la producción del campo, ¿ésta ello asociado sólo a factores físico-químicos como la parafinación de

las tuberías en Campo Colorado?, ó también es posible relacionarlo con la geología estructural presente en el mismo.

Para ello se ha entendido que geología estructural juega un papel fundamental en el conocimiento del yacimiento. Por tal razón a pesar de existir interpretaciones estructurales de este campo, nuevas interpretaciones son necesarias. Con el fin de producir interpretaciones coherentes con todos los datos disponibles del campo y usando las herramientas computacionales de las cuales por fortuna se cuenta ahora.

En la presente tesis de grado, se obtendrán, caracterizaran y validaran los rasgos estructurales presentes en el Campo, luego se generara un Modelo Estructural en 3-D, utilizando la información disponible del campo, tal como líneas sísmicas en tiempo, datos de pozo e informes anteriores.

1. ASPECTOS GENERALES

1.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar el Modelamiento estructural 3D de Campo Escuela Colorado.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Reinterpretar las estructuras del Campo Colorado.
- Caracterizar las estructuras que lo componen.
- Obtener un modelo 3D de la geometría estructural del Campo.

1.3 JUSTIFICACIÓN

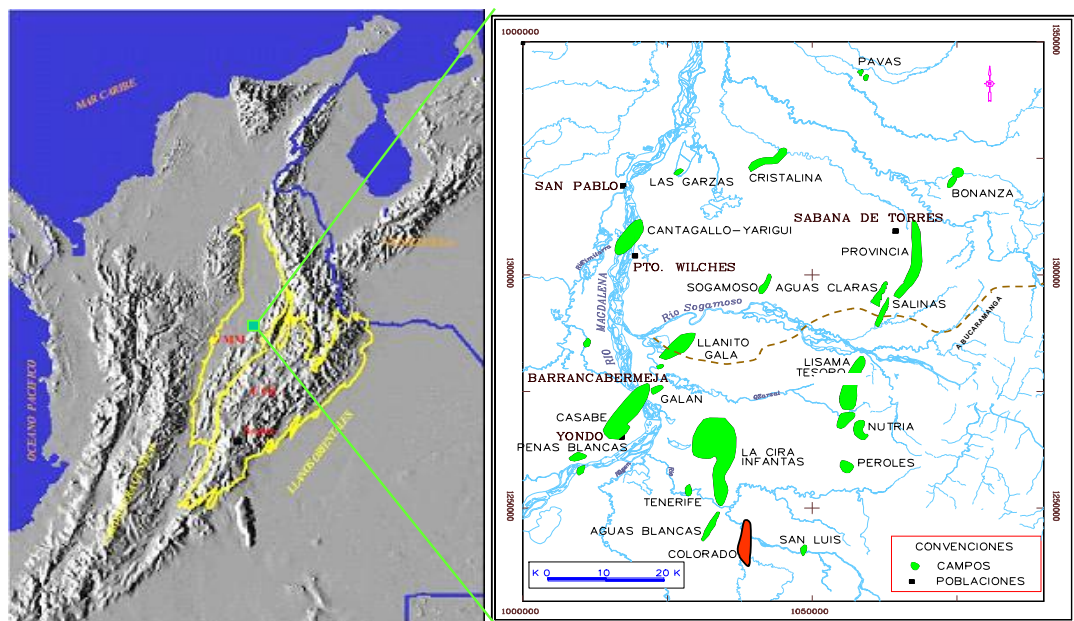
El correcto conocimiento de la geometría estructural de un Campo Petrolífero, asociado al entendimiento de las propiedades petrofísicas y sedimentológicas del mismo son la base para proponer un modelo estático del campo, el cual a su vez es una herramienta fundamental para la delimitación de áreas prospecto para perforación de pozos.

En ese sentido “Campo Escuela Colorado”, carece de un modelo estructural 3D que sea soporte para la elaboración del modelo estático.

1.4 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

Campo Colorado se encuentra localizado en el Valle Medio del Magdalena, en la provincia estructural del Piedemonte Occidental de la cordillera oriental, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del campo La Cira-Infantas, en el área de la antigua concesión de mares.

Figura 1. Localización Campo Colorado.



Cuenca VMM – CO.
COLOMBIA

CAMPO COLORADO

Fuente: Tomado de Ecopetrol, 2003.

1.5 ANTECEDENTES

Entre los años 1923 a 1932 se inicio la exploración del Campo Colorado, perforando 7 pozos, siendo todos ellos abandonados por problemas mecánicos, excepto el pozo N°7. En Febrero 11 de 1932 y con el abandono del pozo C-6 se finalizó la primera fase exploratoria. Posteriormente se realizaron estudios

superficiales; se hicieron levantamientos gravimétricos. El 3 de Septiembre de 1945 se empezó a perforar el pozo C-9 al cual se le realizaron pruebas adecuadas que trajeron resultados satisfactorios, estos alentaron a la Compañía Troco (Encargada de realizar el desarrollo del Campo en ese entonces), a programar perforaciones para el lapso (1945-1946) perforando un total de 8 pozos.

Entre los años de 1953 a 1964 Ecopetrol desarrolló completamente el campo, mediante la perforación de 60 pozos para un total de 75 pozos perforados en la estructura. En el año 1961 alcanzó la máxima producción, con un caudal de 1771 BOPD, declinando rápidamente, hasta llegar a un valor de 467 BOPD en 1966/04, caracterizándose este periodo por la pérdida de pozos productores debido a diferentes problemas mecánico como el taponamiento de las líneas por parafinas. En máximo número de pozos activos se alcanzó en 1963 con un total de 44 pozos. A partir de 1966 y hasta el año 1976 se mantuvo con una producción promedio de 670 BOPD. Desde 1976 se empezó a notar un aumento en la declinación, pasando de 692 BOPD en 1976/06 a 47 en 1989/06. Se han realizado campañas de "Workover" recuperando la producción del área, pero la declinación es igualmente fuerte perdiéndose rápidamente los resultados de los trabajos realizados.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 INTERPRETACIÓN SÍSMICA

La interpretación sísmica, implica la determinación del significado geológico de los datos sísmicos (Sheriff, 1991), usualmente es común encontrar incertidumbres en la validez ó precisión de una interpretación geológica, ya que en muy pocas ocasiones se llega a conocer la geología real con el detalle adecuado, la prueba de una buena interpretación es la congruencia y no la precisión (Sheriff, 1991).

La interpretación sísmica se basa en dos principios fundamentales, la continuidad y la correlación (Regueiro, 1997).

La continuidad hace referencia a la propiedad por medio de la cual un evento ó pulso sísmico puede ser reconocido en trazas sucesivas, creando alineaciones que dan características de continuidad a lo largo de secciones (Regueiro, 1997).

La correlación es simplemente un proceso de reconocimiento de patrones que se utiliza principalmente para relacionar eventos a través de zonas de discontinuidad ó reflexiones de una línea a otra; el patrón puede ser un pulso simple, el cual se distingue por su amplitud y frecuencia, ó un grupo de reflexiones que conformen la secuencia (Regueiro, 1997).

Un concepto que se debe tener en cuenta para realizar una buena interpretación, es el concepto de resolución sísmica, ya que los datos presentan muchas limitaciones en cuanto a resolución vertical, pero es la única herramienta que nos permite inferir cambios laterales de continuidad en profundidad (Regueiro, 1997).

La resolución sísmica es la propiedad que permitirá distinguir estructuras separadas, de modo que se encontraran dos limitantes, tanto en sentido vertical como horizontal.

Si se considera una onda plana infinita que incide perpendicularmente en una capa de impedancia acústica ligeramente menor, en un medio infinito, la velocidad será igual a la longitud de onda dividida por el período (o longitud de onda multiplicada por frecuencia). Para capas gruesas se obtienen respuestas distintivas para el tope y la base de la capa. El espesor de la capa más delgada que se pueda distinguir va a ser $\lambda / 2$, siendo λ la longitud de onda.

En este caso la respuesta de la base llega directamente después de la respuesta del tope, con ningún desfasaje en tiempo.

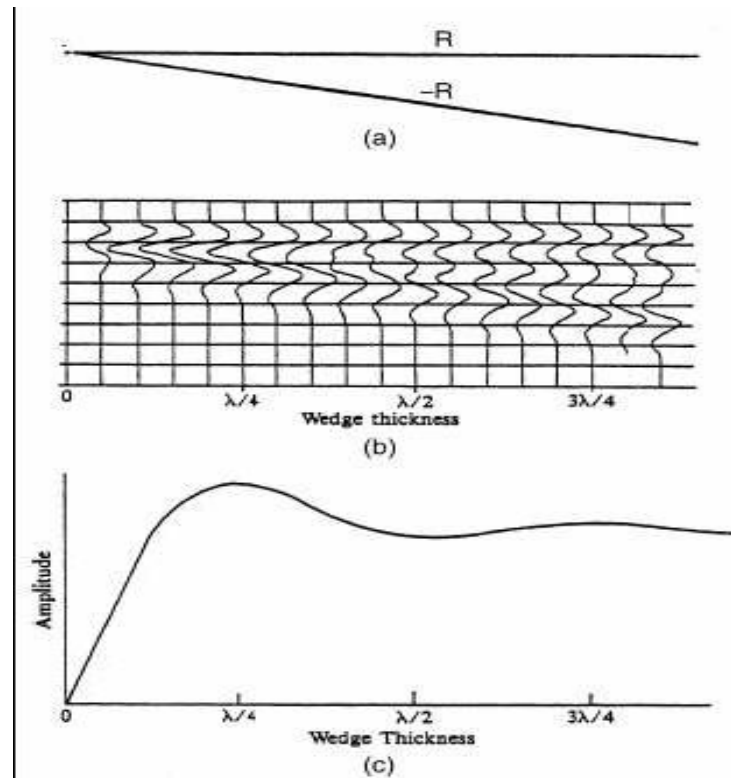
Para capas cuyos espesor sea menor a $\lambda / 2$ las reflexiones del tope y la base se solapan en tiempo y no pueden ser separadas individualmente.

Entonces no se puede determinar el espesor de la capa en función del tiempo de llegada. Para un espesor de $\lambda / 4$ la última mitad de la reflexión del tope se solapa con la primera mitad de la reflexión de la base. Esto es lo que se conoce como espesor de entonación (Figura 2), y lleva a una reflexión muy pronunciada, con el doble de la amplitud de una reflexión normal. A medida que las capas se hacen más delgadas que $\lambda / 4$, la forma de la onda se mantiene más o menos igual pero la amplitud disminuye.

Para un espesor cero se obtienen interferencia destructiva completa y no hay respuesta alguna. La resolución vertical de un registro sísmico puede definirse como la menor distancia vertical entre dos interfases litológicas que produce dos reflexiones discretas, las cuales pueden separarse visualmente. Los dos parámetros más importantes que controlan el poder de resolución son: ancho de

banda de la señal sísmica y la velocidad interválica de la secuencia estratigráfica o estrato. Esto implica que para capas de poco espesor, con velocidades interválicas grandes, es necesario una señal sísmica (ondícula) lo más corta en tiempo posible para obtener la resolución vertical apropiada (Regueiro, 1997).

Figura 2. Efecto de entonación



Fuente: Tomado de Regueiro, 1997

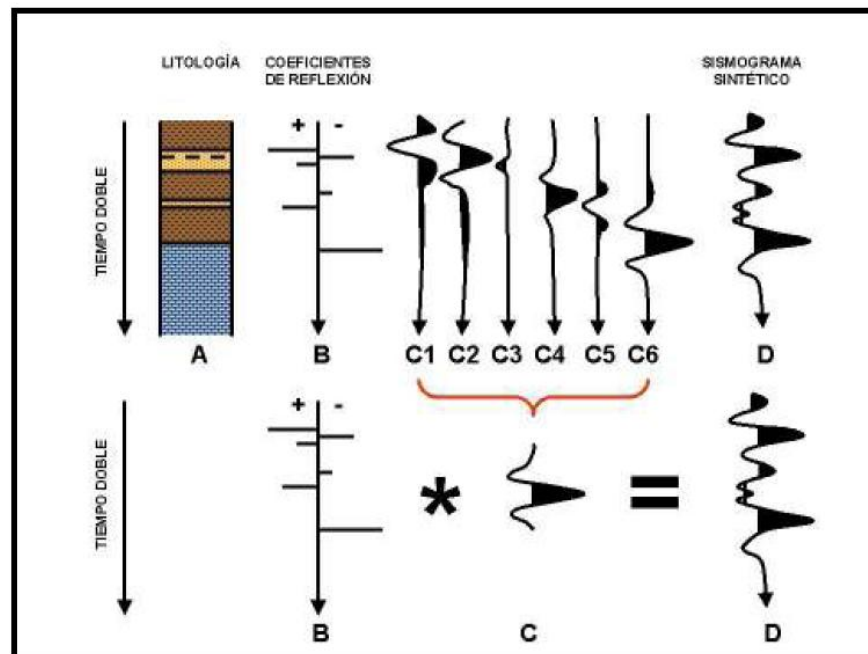
Una limitación natural en la resolución de los datos sísmicos es la causada por el fenómeno de absorción, así como la relación señal-ruido (relación entre la energía de los eventos deseados, señal, y la energía restante, ruido).

En cuanto a la resolución lateral en una sección sísmica está controlada principalmente por dos factores: el espaciamiento entre trazas y las dimensiones de la zona de Fresnel. Esta resolución se refiere a que tan cerca dos puntos en el subsuelo se pueden separar horizontalmente (Regueiro, 1997).

Otro concepto importante para la interpretación, es el de calibración. El principio de calibración consiste básicamente en ajustar un sismograma sintético con la sísmica de superficie e identificar los marcadores. Una buena correlación entre los datos sísmicos y la información de pozos (sismogramas sintéticos) es imprescindible para hablar de descripción sísmica de yacimientos.

El sismograma sintético es producto de la Convolución de una ondícula con la serie de los coeficientes de reflexión, ésta última es derivada del registro sónico y densidad (figura 3).

Figura 3. Convolución de la serie de reflectividad y de la ondícula.



Fuente: Tomado de Regueiro, 1997

La utilización de los pozos con datos completos, es decir, pozos con “*check shot*”, registro sónico y densidad, es fundamental para obtener una buena calibración entre éstos y la información sísmica, a manera de poder realizar una buena interpretación.

2.2 SCAT, TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE CURVAS ESTADÍSTICAS

Los datos producto de un registro DIPMETER pueden ser interpretados geológicamente a través de 4 metodologías básicas: como lo son el método express, método cuantitativo, proyección estereográfica y análisis microgeométrico, debido a la facilidad de la que ofrece el método SCAT, se utilizara interpretación cuantitativa ya que es en este donde se encuentra incluido el SCAT.

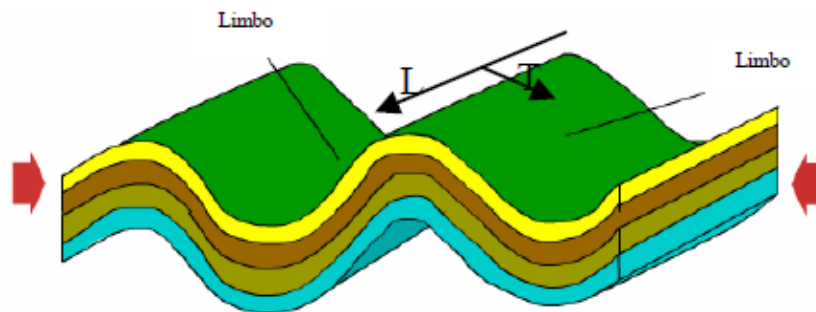
El método utiliza curvas estadísticas, buzamientos residuales y manejo de buzamientos sintéticos para análisis de desviación. La técnica utiliza gráficas acimutales, angulares y vectoriales, las componentes longitudinales y transversales del buzamiento, la intersección de planos a cualquier acimut o a lo largo de la trayectoria del pozo, gráficas cilíndricas y polares, gráficas de buzamientos versus acimut del buzamiento, entre otros. Este método incluye los efectos del buzamiento estructural y adicionalmente permite el cálculo de los buzamientos reales las estructuras y la determinación de sus componentes.

El SCAT es una técnica estadística que es muy útil en la interpretación estructural de los datos provenientes de registros DIPMETER. El SCAT está basado en cuatro conceptos geométricos: curvatura estructural, direcciones estructurales transversales y longitudinales, superficies estructurales y perfil de buzamiento de puntos especiales e isógonos de buzamiento.

De manera general el SCAT maneja los datos en dos direcciones mutuamente perpendiculares: una componente longitudinal y otra transversal (o direcciones T o L). Para ambos casos los datos de buzamiento son graficados contra la profundidad (MD, Measured Depth). La componente transversal (Dirección T) es definida como la vista perpendicular (a través del pozo) que muestra el más alto cambio estructural, es decir, va en dirección del buzamiento; mientras que la

componente longitudinal (Dirección L) es la dirección del perfil que muestra el más bajo cambio estructural, es decir, va en la dirección del rumbo de la estructura analizada (Figura 4). Uno de los propósitos del SCAT es el de calcular estas direcciones directamente de los datos provenientes del registro DIPMETER, adicionalmente gráficos en direcciones de interés pueden ser realizados.

Figura 4. Orientación de la dirección longitudinal y transversal que se tienen en cuenta para la realización de un SCAT análisis, muestran la menor variación en los datos de buzamientos de las capas y la mayor variación de los mismos respectivamente. Ambas direcciones son mutuamente perpendiculares.



Fuente: Tomado de Kare, 2003.

Por medio de la representación de los datos de aptitud de capas provenientes del DIPMETER en las componentes longitudinales y transversales se pueden reconocer patrones que ayudan a identificar el tipo de estructura presenta en el subsuelo, ya que las morfologías de estas gráficas para ciertos rasgos estructurales ya han sido empíricamente determinadas. Los rasgos estructurales anteriormente mencionados son los siguientes:

a. La componente longitudinal del buzamiento versus la profundidad muestra la menor variación en buzamientos. En esta dirección se puede identificar la presencia de cabeceo en los pliegues o inversión en los mismos.

b. La componente transversal del buzamiento versus la profundidad muestra la mayor variación en buzamientos que cualquier otra dirección. La forma de la línea de tendencia estadística en este gráfico posee una relación uno a uno con la curvatura de los estratos en una sección transversal de la zona bajo estudio. Dentro de esta curvatura se puede identificar la ubicación de superficies estructurales como lo son planos axiales, planos *kink*, planos de inflexión, planos de inflexión secundaria, planos de mínima curvatura y límites de cero deformaciones. En esta línea de tendencia adicionalmente se puede reconocer la presencia de fallas. Todos los rasgos anteriormente mencionados son reconocibles siempre y cuando éstos intercepten la trayectoria del pozo en cuestión.

Por último el SCAT tiene la capacidad de determinar la aptitud de los rasgos anteriormente mencionados, su rumbo y buzamiento. Adicionalmente a las gráficas anteriores se emplean gráficas donde se relaciona buzamiento versus dirección de buzamiento, las cuales ayudan a determinar las estructuras presentes.

2.2.1 Relación entre las gráficas producidas por el análisis SCAT y los rasgos estructurales. El término "*Structural Bulk Curvature*" que hace referencia a la relación que tiene la curvatura de los diferentes estratos en una estructura dada. Este término implica que cada estrato de la estructura comparte ciertas propiedades de curvatura o regularidades con otros estratos en la misma estructura. Estas regularidades pueden ser clasificadas acorde a como el ángulo de buzamiento varía en función del acimut de buzamiento, a pesar de la ubicación de la estructura. Tres métodos diferentes están disponibles para determinar esta relación: el primero es introducir los datos básicos en un stereonet en forma de un gráfico de polos; otro método es graficar los datos en un diagrama polar tangente. Sin embargo el mejor método para la interpretación de datos dipmeter es el de

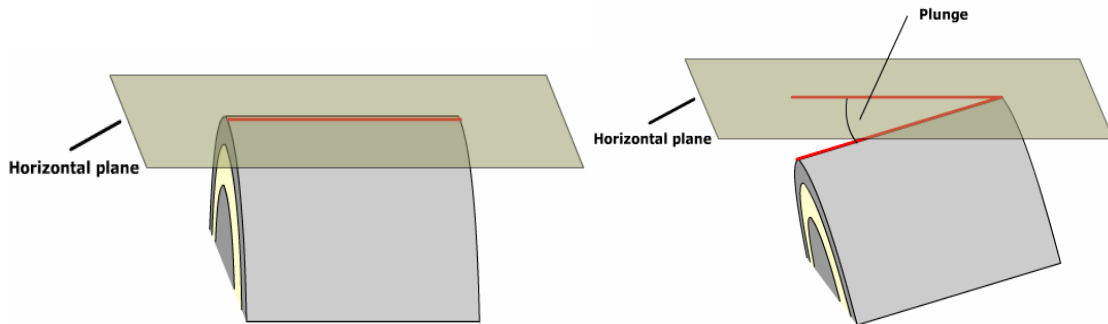
graficar los datos es en una representación DVA, que por sus siglas en inglés significa *Dip Versus Acimut Display* (gráfico de acimut versus buzamiento).

Dentro de los casos de estructuras que se pueden reconocer en el SCAT, se tiene que, los estratos pueden ser planares, plegados o falladas. Si un grupo de estratos es planar o plegado se puede tener que: si es planar las capas son horizontales, con un buzamiento bajo o con un buzamiento más pronunciado.

Un buzamiento de cero muestra que no existe un cambio en dichos datos en cualquier dirección, por ende, no existe una componente longitudinal y una transversal. Para los casos donde se presenta algún valor de buzamiento, la componente transversal es paralela al buzamiento y la longitudinal al rumbo. Si en lugar de planares, los estratos están plegados, se pueden presentar curvatura doble o única. Si se presenta una curvatura única la cresta del pliegue será horizontal o estará cabeceando en un ángulo constante (Figura 5).

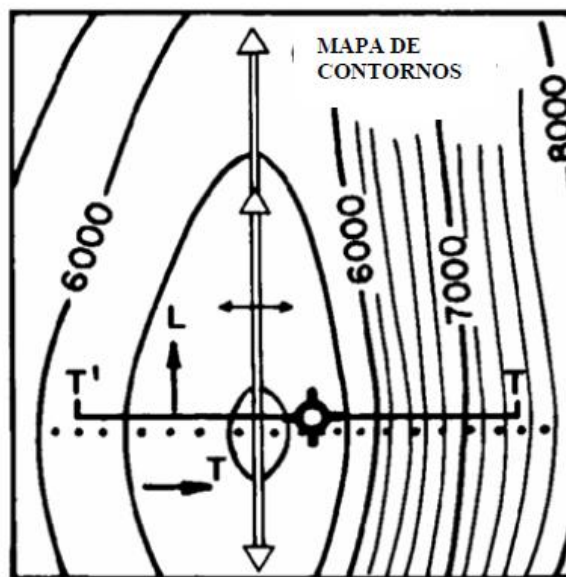
En cualquiera de las dos situaciones, la dirección transversal será perpendicular a la cresta o línea de charnela y la dirección longitudinal será paralela a la misma. Si los estratos están doblemente curvados, el contorno de la estructura será elíptico o circular en planta (Figura 6). Si es elíptica, la geometría puede ser aproximada por dos curvaturas con cabeceos unidos por un punto central donde no hay cabeceo, en cuyo caso la dirección transversal será paralela a la dimensión más corta y la longitudinal paralela a la más larga. Si el contorno de la estructura es circular, la dirección transversal convergerá radialmente hacia el centro y la longitudinal estará dispuesta circunferencialmente alrededor del centro.

Figura 5 Representación de un pliegue sin cabeceo (izquierda) y con cabeceo (derecha). El cabeceo se presenta cuando la cresta o la línea de charnela del pliegue forma un ángulo con un plano horizontal. El cabeceo en inglés es conocido como *Plunge*.



Fuente: Tomado de Kare, 2003.

Figura 6. Mapa de contornos con estratos doblemente pegados,



Fuente: Tomado de Bengston, 1981

Cuando un grupo de datos es representado en un gráfico DVA, se pueden presentar patrones que ya han sido identificados empíricamente y que identifican las estructuras antes mencionadas, ya sea solas o una mezcla de las mismas.

- **Escenarios Planares.** Los escenarios planares corresponden a estratos que se encuentran totalmente horizontales, es decir, no presentan buzamiento o inclinación respecto a un plano horizontal. Este es el único escenario que no presenta componente longitudinal y transversal por lo anteriormente mencionado. Para este escenario se tiene que el gráfico de buzamiento versus dirección de buzamiento (DVA) los datos se encuentran distribuidos en la base del mismo, asemejando un buzamiento de cero (en el SCAT Análisis buzamientos de cero en ocasiones son representados por ángulos entre 5° y 10°).

Para gráficos que relacionan el acimut del buzamiento con la profundidad se tiene que existe una gran dispersión de los datos; el gráfico de buzamiento versus profundidad muestra todos los datos muy cerca de un ángulo de cero, pero para este gráfico erróneamente se presenta un promedio de buzamientos de aproximadamente cinco grados, por las razones anteriormente expuestas. Los gráficos de componente transversal y longitudinal versus profundidad muestran un buzamiento promedio de aproximadamente cero grados cada uno, esto ratificando las características planares y horizontales de los estratos (Figura 7).

Para estructuras planares con un buzamiento de bajo a alto, se tiene que los gráficos realizados en análisis SCAT, son muy parecidos, con la diferencia que para el segundo los datos tienen una tendencia más definida. Para el caso de un gráfico DVA, se tiene que todavía existe bastante dispersión, pero a diferencia del caso anterior, hay una preponderancia de datos en una zona determinada del mismo, lo que indica que existe una medida de buzamiento en los estratos y que adicionalmente estos tienen una orientación particular y común para todos.

Para el diagrama de acimut versus profundidad puede existir una dispersión pero adicionalmente una tendencia, cuyo promedio será la dirección de acimut preferencial para dicha estructura. Por último, para la relación de componente transversal y longitudinal del buzamiento versus la profundidad, se tiene que para

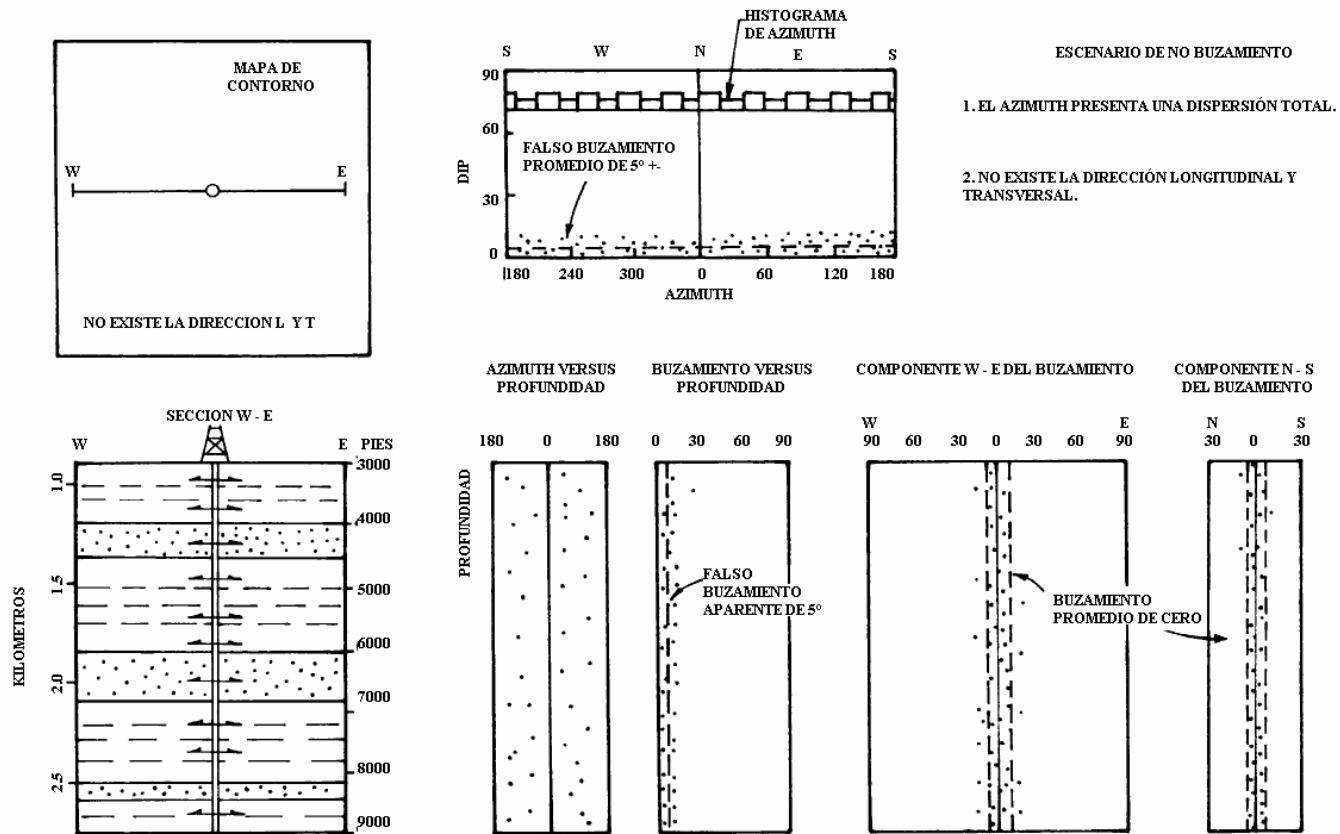
la primera existirá una tendencia de los datos, cuyo promedio será el buzamiento promedio de los estratos y para el segundo caso el promedio será cero, es decir, se tiene la menor variación de los buzamientos, se está a lo largo del rumbo de la estructura en cuestión (Figura 8).

- **Escenario de Pliegues sin Cabeceo.** Estos escenarios son caracterizados por rumbos constantes pero buzamientos variables. Para estas estructuras se pueden reconocer elementos estructurales como lo son los planos axiales de los pliegues, planos *kink* o planos de inflexión; cada uno de estos rasgos posee una forma de representación diferente en las diferentes gráficas que se realizan cuando se hace un SCAT Análisis.

Cuando la trayectoria de un pozo pasa de un flanco a otro de la estructura, esto se ve representado por dos tendencias o modas en los gráficos que involucran dirección de buzamiento. Para el gráfico de buzamiento versus dirección de buzamiento, se tendrán dos grupos de datos de acimut constante que representarán cada uno de los flancos de la estructura en cuestión. Estos datos estarán separados en dicho gráfico una distancia equivalente a 180° .

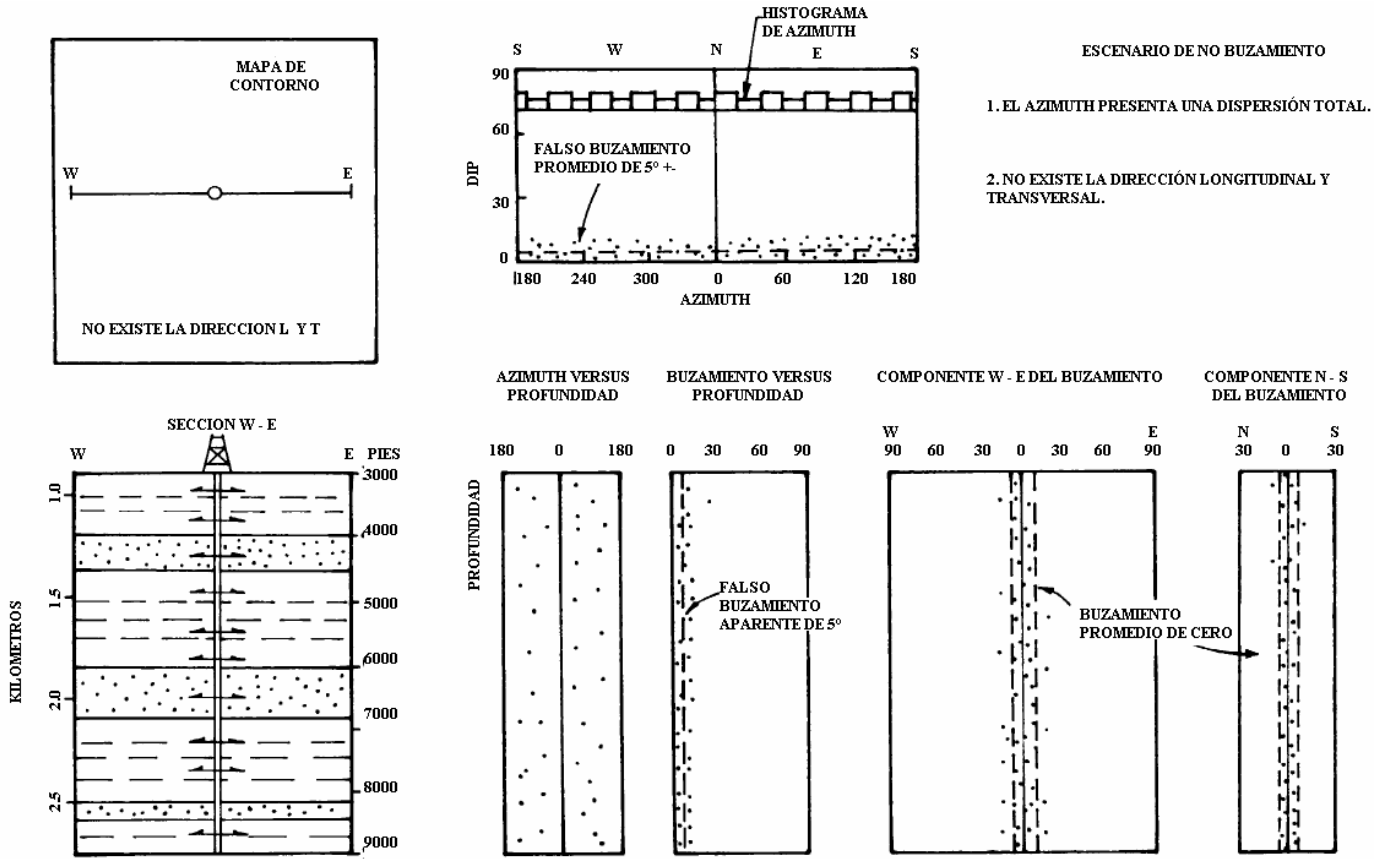
En el gráfico de acimut versus profundidad el paso a través del plano axial se verá evidenciado por un cambio abrupto en la tendencia de los datos, es decir, atraviesan el eje de 0° de derecha a izquierda o viceversa.

Figura 7. Gráficos del SCAT Análisis para zonas con estructuras planares, no buzantes. Izquierda, vista en planta y en sección de las unidades estratigráficas. Se resalta la no presencia de una dirección longitudinal y transversal ya que no existe una variación de la inclinación de los estratos. Derecha, gráficos del SCAT. Las componentes longitudinal y transversal del buzamiento son el mismo, Se presenta una gran dispersión del acimut



Fuente: Tomado de Bengtson, 1981.

Figura 8. SCAT Análisis para estratos con buzamientos bajos. Izquierda, vista en planta y sección de los datos mapeados. Derecha, diagramas producidos en el SCAT, para los datos de acimut se puede evidenciar una tendencia preferencial de los mismos y los datos de buzamientos se alejan en mayor medida de un valor de cero.



Fuente: Tomado de Bengtson, 1981.

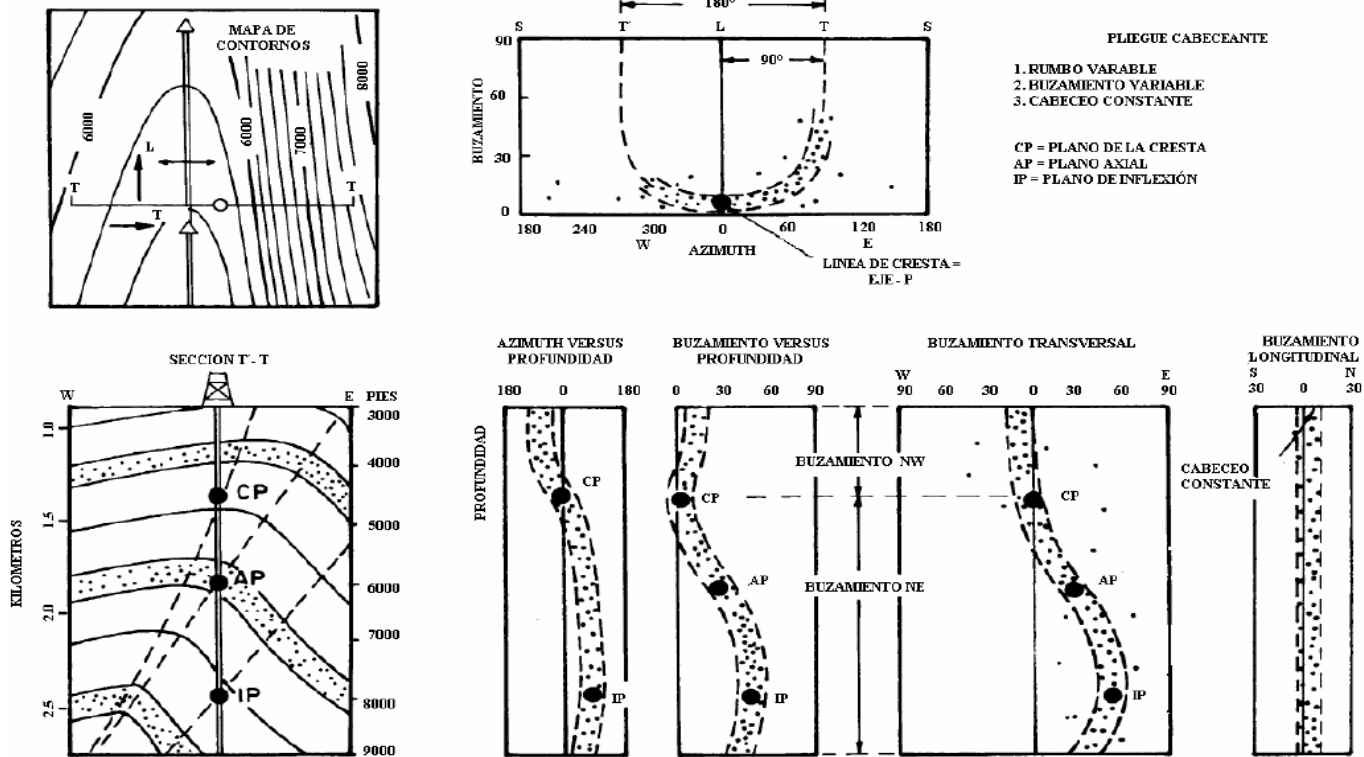
Los planos estructurales como lo son planos axiales, ejes de pliegues y planos de inflexión pueden ser reconocidos por el paso de los datos de izquierda a derecha o viceversa; la mayor rata de cambio en los datos graficados; y una cambio de tendencia en los datos, es decir, de aumentar pasan a disminuir o viceversa, respectivamente. Todo lo anterior en la gráfica de componente transversal del buzamiento versus profundidad (Figura 9).

- **Escenario de Pliegues con Cabeceo** Los pliegues con cabeceo son aquellos cuyo eje axial forma un ángulo con la horizontal. En un análisis SCAT estos pliegues son representados por una forma de “Herradura” en el gráfico de buzamientos versus acimut de buzamiento, donde los datos de rumbo cero representan la cresta del pliegue, su acimut y cabeceo (Figura 10). Para estos escenarios los criterios de identificación son los mismos mostrados para pliegues sin cabeceo.

- **Escenario de Pliegues con Cabeceo e Inversión.** Para estos escenarios, donde se presenta un doble cabeceo de la estructura en cuestión, los mapas de contorno evidencian esta situación, así como la gráfica que relaciona buzamiento con dirección de buzamiento. Para esta última, la distribución de los datos muestra dos parciales “herraduras” donde cada una de ellas representa un cabeceo de la estructura. Estos dos cabeceos se encuentran unidos por una zona de limbos verticales que indican un cabeceo de cero. Los diagramas del análisis SCAT para este tipo de estructuras son muy similares a los del caso anterior “Escenario de Pliegues con Cabeceo”, excepto por el diagrama de componente longitudinal del buzamiento versus profundidad.

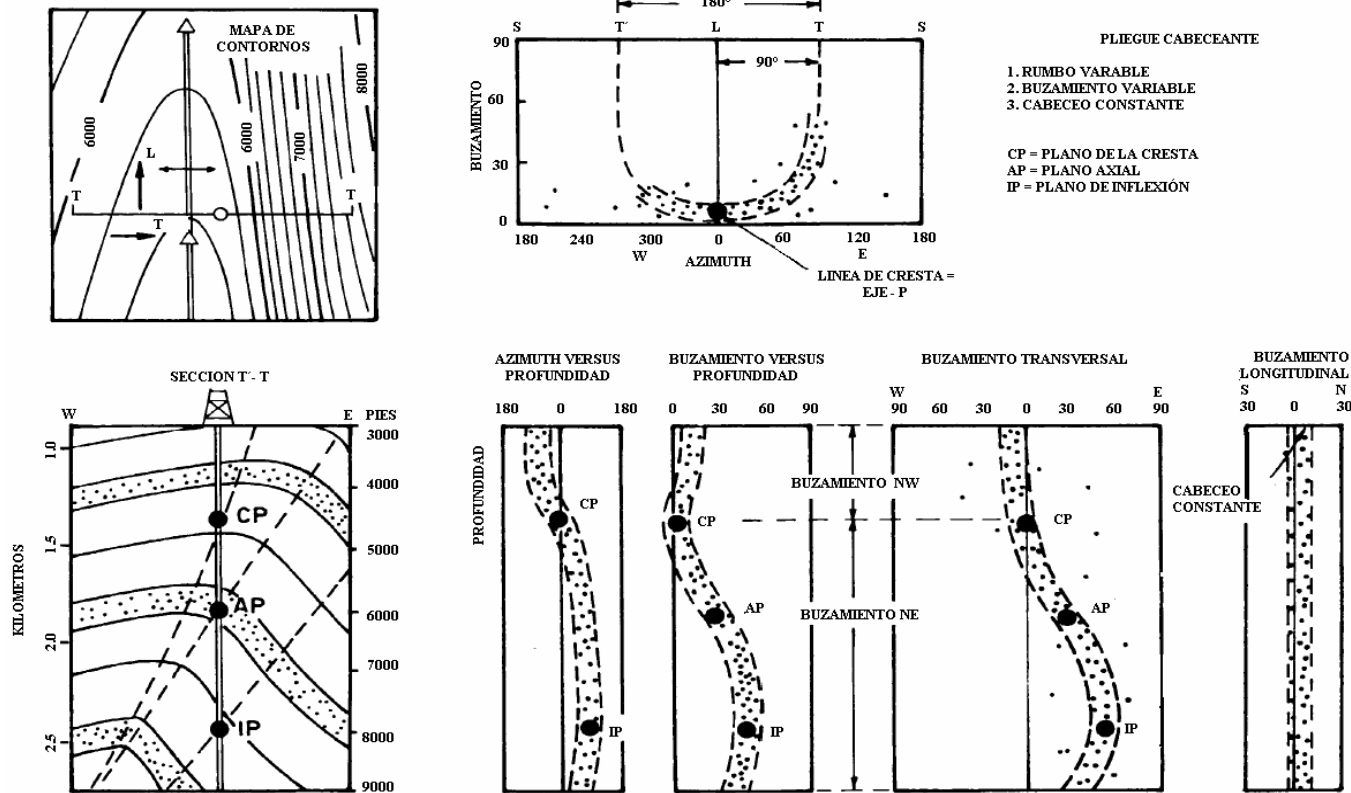
En este gráfico la inversión de los estratos se evidencia por una tendencia de datos uniformes hacia el norte o hacia el sur que traspasan el eje de cero grados hacia la dirección contraria (Figura 11).

Figura 9. Gráficos del análisis SCAT para pliegues con cabeceo. Izquierda, diagrama de contornos y sección para el pliegue representado. Derecha, diagrama de buzamientos versus acimut de buzamientos en el cual se puede identificar el plano axial del eje. Derecha abajo, diagramas de acimut, y componentes de buzamiento versus profundidad. En ellos se identifican los diferentes planos asociados al pliegue.



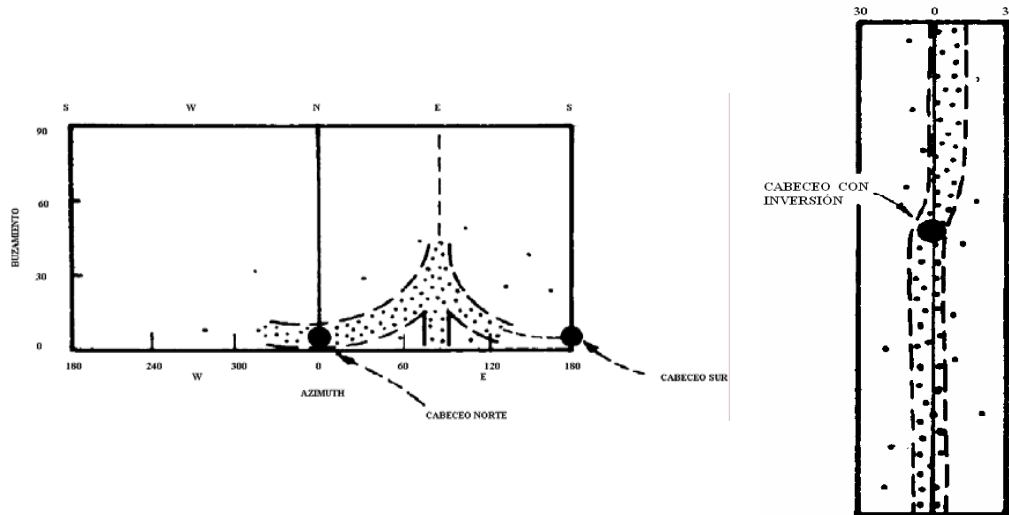
Fuente: Tomado de Bengtson, 1981

Figura 10. Gráficos del análisis SCAT para pliegues con cabeceo. Izquierda, diagrama de contornos y sección para el pliegue representado. Derecha, diagrama de buzamientos versus acimut de buzamientos en el cual se puede identificar el plano axial del eje. Derecha abajo, diagramas de acimut, y componentes de buzamiento versus profundidad. En ellos se identifican los diferentes planos asociados al pliegue.



Fuente: Tomado de Bengtson, 1981.

Figura 11. Izquierda, buzamiento versus dirección de buzamiento. Se presentan dos direcciones de cabeceo, norte y sur. Derecha, diagrama de componente longitudinal del buzamiento versus profundidad. El cambio en la tendencia de los datos evidencia le inversión en la estructura.



Fuente: Tomado de Bengtson, 1981

2.2.2 Identificación y Orientación de Fallas. Para la identificación de fallas normales, el análisis SCAT crea nuevas tendencias de las gráficas ya conocidas, las cuales nos ayudan a identificar la presencia y aptitud de una falla cuyo plano de falla intersecta la trayectoria del pozo. Para la identificación de las fallas se debe tener en cuenta las siguientes características en las gráficas producto del análisis SCAT:

- a. Los pliegues de arrastre están caracterizados por una curvatura anticlinal en el bloque yacente y otra sinclinal en el colgante.
- b. El gráfico de la componente transversal del buzamiento versus la profundidad muestra una anomalía en la cual los datos de buzamiento se mueven en dirección del buzamiento de la falla si la falla es normal, y en la dirección opuesta si es inversa. Sin embargo no hay forma de diferenciar fallas normales de inversas únicamente utilizando los datos de DIPMETER (Figura 12).

c. Una excepción a las anotaciones anteriores ocurre en las fallas lístricas, para las cuales la anomalía de los datos se presenta al lado opuesto de la dirección de buzamiento real de la falla.

d. Las zonas de los pliegues de arrastre son caracterizadas por que las direcciones T y L son mutuamente perpendiculares; pero estas direcciones pueden diferir de las direcciones T y L (transversal y longitudinal) de la estructura regional, es decir, es zonas falladas pueden existir direcciones longitudinales y transversales en la vecindad de la falla y también direcciones longitudinales y transversales regionales.

e. La máxima expresión de los pliegues de arrastre se ve evidenciado en la componente transversal del buzamiento, mientras que es imperceptible en la componente longitudinal del buzamiento (Figura 12).

De los datos provenientes de los registros DIPMETER se puede conocer la orientación de una línea contenida en el plano de falla, donde el acimut del plano de falla es igual a la dirección longitudinal y el cabeceo es igual al promedio de la componente longitudinal del buzamiento; la dirección (pero no la cantidad) del buzamiento en la dirección transversal local.

Generalmente las direcciones locales longitudinales y transversales de las fallas y los pliegues de arrastre asociados a estas son usualmente las mismas que las regionales, razón por la cual los datos de buzamiento y la zona de pliegues de arrastre quedan incluidos dentro de la misma parte de la gráfica de buzamiento versus profundidad que los datos provenientes de zonas no falladas; el mismo fenómeno ocurre en la gráfica de la componente longitudinal del buzamiento.

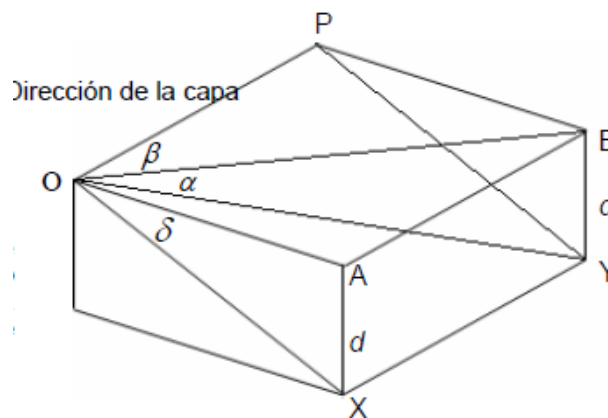
rectángulos. Debido a lo anterior por medio de relaciones trigonométricas pueden ser calculados los valores aparentes o reales de los datos. (Figura 13).

La relación entre el buzamiento real δ , el buzamiento aparente α y el ángulo β entre la dirección del estrato y la dirección del buzamiento aparente es: $Tg \alpha = Tg \delta \text{ Sen } \beta$

Análogamente, se puede calcular en buzamiento real y la dirección del estrato a partir de dos buzamientos aparentes mediante las siguientes ecuaciones:

Figura 13. Bloque diagrama indicando la relación entre los diferentes elementos para el cálculo del buzamiento aparente por medio de técnicas trigonométricas.

$$\angle BOY = \alpha; \angle POB = \beta; \angle AOX = \delta$$



Fuente: Tomado de Ragan, 1980.

$$Tg \phi = \left\{ (Tg \alpha_2 / Tg \alpha_1) - \text{Cos } \gamma \right\} / \text{Sen } \gamma$$

$$Tg \delta = Tg \alpha_1 / \text{Cos } \phi$$

Donde α y 2α son los ángulos de buzamiento aparente, γ es el ángulo entre los dos rumbos de buzamiento aparente, y ϕ es el ángulo entre el rumbo de α y la dirección de buzamiento real.

Los resultados del análisis SCAT y las interpretaciones de este y las secciones sísmicas serán mostrados más adelante con el fin de presentar unas interpretaciones que sean consistentes con todos los datos que se utilizaron del Campo Colorado.

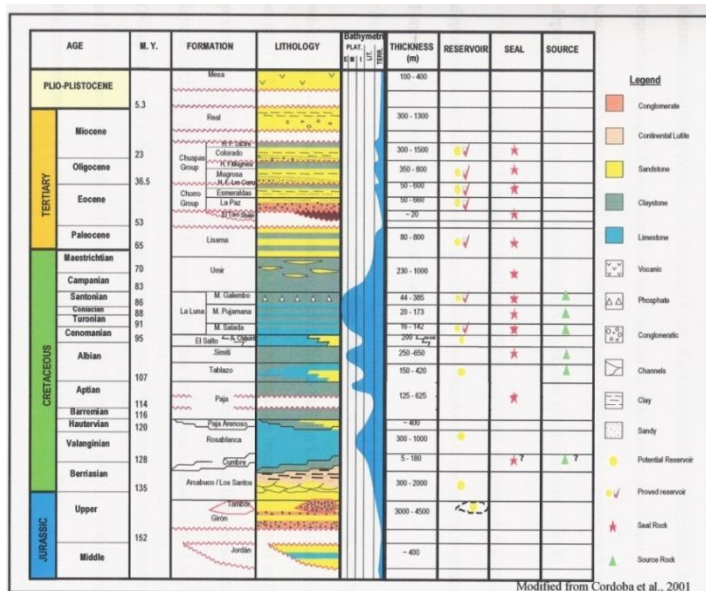
3. GEOLOGÍA REGIONAL

3.1 ESTRATIGRAFÍA

La nomenclatura litoestratigráfica del VMM fue compilada inicialmente por Morales et al. (1958). Abarca edades desde el Jurásico tardío hasta el Reciente (figura 14). Los alcances de este estudio son específicamente las unidades productoras correspondientes a la sección del Terciario.

BASAMENTO Las rocas más antiguas expuestas en la cordillera central y el macizo de Santander son del de edad Proterozoico tardío y consisten de gneiss polymetamorfoseado, anfíbolita y rocas metasedimentarias y rocas metasedimentarias del Cámbrico-Ordovícico (Etayo et al., 1983). Estas rocas representan el basamento cristalino en el valle del Magdalena medio (Figura 14).

Figura 14. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Tomado de Morales, 2006

JURÁSICO

- **Formación Girón.** La Formación Girón está constituida por una serie de cuarzoarenitas limpias de grano medio que gradan a cuarzoarenitas conglomeráticas y conglomerados finos con guijos de cuarzo lechoso y ocasionalmente con presencia de chert negro. Las areniscas presentan estratificación cruzada y capas lenticulares medias a gruesas, la selección es pobre, con granos subredondeados, matriz es arcillosa y cemento silíceo. El espesor de ésta formación oscila entre unos 0 a 4.500 metros, con un reporte de 2.600 metros en la sección del Río Lebrija. Se ha definido como una de las facies características de la "Molasa del Jurásico", con algunas intercalaciones más finas de capas rojas.

CRETÁCEO

Formaciones Los Santos–Tambor (Valanginiano – Hauteriviano) La secuencia comprendida por las Formaciones Los Santos – Tambor en algunas zonas reposa de manera discordante sobre rocas del Jurásico. En esta área se conocen afloramientos donde el tope de la Formación Girón corresponde a un conglomerado de 80 metros de espesor y está suprayacido discordantemente por la Formación Los Santos. En otros lugares como el Río Chucurí, el tope de la Formación Girón está conformado por unas arcillas rojas que presentan principalmente intercalaciones delgadas de areniscas hacia su base y donde el contacto con la Formación Tambor es concordante.

Hacia la base de la Formación Tambor se encuentra un conjunto rudítico, suprayacido por un intervalo lutítico arenoso seguido por un conjunto arenoso. Los ambientes de depositación corresponden a abanicos aluviales, ambientes estuarinos a mareales y ríos de baja sinuosidad en llanuras aluviales. Los análisis petrográficos y petrofísicos en muestras de superficie reportan porosidad del orden

de 2,0% y permeabilidad de 0,08 mD. El espesor medido en el área de estudio alcanza los 620 metros, sin determinar su contacto a la base.

- **Formación Rosablanca (Hauteriviano).** Esta constituida por micritas y esparitas, algunos niveles lumaquéllicos, lodolitas calcáreas, algunas arenitas lodosas calcáreas con gradación a niveles micríticos y niveles concreciónales. Fue depositada en una cuenca subsidente que originó transgresión hacia el Este. El contacto inferior con la Formación Santos–Tambor es concordante. El ambiente de depósito es inframareal a supramareal con alguna influencia de tormentas y algunas facies evaporíticas. El espesor promedio en el área de estudio es de 690 metros.

- **Formación Paja (Barremiano - Aptiano temprano).** La base de la Formación Paja presenta intercalaciones de micritas, calizas lumaquéllicas y lodolitas carbonosas. Hacia la parte media presenta intercalaciones de capas medias a gruesas de calizas arenosas a arenitas calcáreas de grano fino, ocasionales niveles muy gruesos y macizos de calizas lumaquéllicas. Hacia el tope presenta lodolitas carbonosas levemente limosas, algo calcáreas, silíceas, intercalaciones de micritas compactas macizas en capas gruesas a muy gruesas. Esta litología corresponde a ambientes marinos someros, intermareales a supramareales. Se encuentra reposando en contacto concordante sobre la Formación Rosablanca. Su espesor en el área varía entre 230 a 560 metros.

- **Formación Tablazo (Aptiano tardío – Albiano).** La Formación Tablazo está en contacto gradacional con la Formación Paja hacia la base, donde está constituida por micritas lodosas, en la parte media por calizas arenosas intercaladas con niveles muy gruesos de calizas lumaquéllicas. Hacia el tope se presentan intercalaciones de niveles macizos de micritas y shales negros calcáreos. En la parte media del área de estudio la sección es mas calcárea y hacia el Sur se torna más arenosa. Esta secuencia fue depositada en un

ambiente marino somero submareal a supramareal con oscilaciones intermareales bastante amplias. Presenta un espesor que varía entre 225 y 540 metros en el área de estudio

- **Formación Simití (Albiano temprano - Albiano medio).** La Formación Simití está caracterizada por una serie de shales negros carbonosos, lodolitas calcáreas ricas en materia orgánica, generalmente con concreciones las cuales son más abundantes hacia el tope; dentro de estas, algunas veces se presentan manifestaciones de hidrocarburo líquido. Se depositó en un ambiente marino somero. Se encuentra en contacto gradacional con la Formación Tablazo. El espesor puede variar entre 550 y 650 metros.
- **Formación La Luna (Cenomaniano – Santoniano).** La Formación La Luna está conformada por micritas, niveles concrecionales y de chert negro a marrón, en capas macizas, tabulares con laminación fina y contactos netos. La alternancia de facies laminadas y bioturbadas demuestra la existencia de condiciones anóxicas intermitentes. El contacto infrayacente con la Formación Simití es gradacional. El espesor en el área de estudio varía entre 450 y 595 metros, presentando mayor espesor hacia la parte media.
- **Formación Umir (Campaniano a Maestrichtiano – Daniano).** La Formación Umir presenta de base a techo cuarzoarenitas de grano fino de color grises, lodolitas limoarenosas de colores grises, mantos de carbón bituminoso a sub-bituminoso. Adicionalmente, se presentan intercalaciones de cuarzoarenitas de grano medio a grueso y lodolitas carbonosas. Esta formación descansa discordantemente sobre la Formación La Luna, aunque en otros sitios del Valle Medio del Magdalena se ha descrito el contacto como gradacional. Se considera que esta unidad fue depositada en un ambiente litoral–deltaico. Esta unidad puede alcanzar unos 1.300 metros de espesor en el área de estudio.

TERCIARIO

La secuencia sedimentaria del Terciario en el Campo Colorado corresponde al intervalo Paleoceno–Reciente. Las rocas sedimentarias son predominantemente de origen continental y fueron depositadas en una cuenca de antepaís. Posteriormente y hasta el Reciente la depositación se dio en una cuenca intermontana como parte de un cinturón deformado, producto del levantamiento de las Cordilleras Central y Oriental, como respuesta a las colisiones de la Cordillera Occidental y el Arco de Panamá con el Occidente y Noroccidente de Colombia

La secuencia terciaria del VMM ha sido subdividida desde el punto de vista regional y de producción en las unidades operacionales A, B, C, D y E. Suárez (1996) utiliza un esquema crono–estratigráfico en el cual las unidades deposicionales se encuentran limitadas por discordancias y son denominadas informalmente por dicho autor como Tectonosecuencias, debido a su relación con eventos tectónicos ocurridos durante esta época en la Cuenca del VMM. La estratigrafía de base a techo corresponde a las formaciones Lisama, La Paz (Zona E), Esmeraldas (Zona D), Mugrosa (Zonas B y C), Colorado (Zona A), además del Grupo Real y el Grupo Mesa. Las Zonas D y E corresponden a la Tectonosecuencia 1 del Eoceno Superior, la cual representa la primera depositación netamente continental en la cuenca posterior al predominio marino en el Cretáceo. Las Zonas B y C corresponden a la Tectonosecuencia 2 y la Zona A a la Tectonosecuencia 3.

Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades almacenadoras de hidrocarburos en el VMM, las cuales han sido probadas en diferentes campos a través de la cuenca.

- **Formación Lisama (Paleoceno).** Las rocas del Paleoceno en el VMM están representadas por la denominada Formación Lisama, la cual se depositó en

respuesta al cambio desde condiciones marinas (Formación Umir) a deltaicas, generando una secuencia regresiva de lodolitas y areniscas de grano fino a medio. Para Barrero en Etayo (1969) los sedimentos clásticos finogranulares del Cretáceo tardío al Paleoceno representados en el VMM por las Formaciones La Luna, Lisama y Umir, fueron acumulados durante un ciclo transgresivo–regresivo en una cuenca sometida a subsidencia térmica y levantada posteriormente por la acreción de la Cordillera Occidental. El límite superior de la Formación Lisama está marcado por la discordancia angular del Eoceno medio. Las unidades que descansan sobre esta discordancia son variables a través de todo el VMM.

- **Formación La Paz (Eoceno medio).** La Formación La Paz esta constituida por areniscas de grano grueso a conglomeráticas depositadas en sistemas fluviales trenzados a meándricos de baja sinuosidad. La edad de esta formación se estima Eoceno tardío y su espesor puede alcanzar hasta los 2.000 pies. Las áreas fuente de sedimentos para la Formación La Paz fueron la Cordillera Central, el Paleo-macizo de Santander y el Paleo-alto de Sogamoso.
- **Formación Esmeraldas (Eoceno tardío).** La Formación Esmeraldas se encuentra suprayaciendo la Formación La Paz y abarca la mayor parte del Eoceno tardío, con un espesor que puede alcanzar unos 1.500 pies. Litológicamente está compuesta de espesos intervalos de lodolitas y limolitas oscuras con delgados mantos de carbón depositados en ríos meándricos; el límite de la Formación Esmeraldas esta dado por un nivel rico en moluscos de agua dulce y palinomorfos denominado “Horizonte Fosilífero Los Corros”.
- **Formación Mugrosa (Oligoceno – Mioceno inferior).** La Formación Mugrosa tiene un espesor que varía desde 1.900 a 2.400 pies y está compuesta por intercalaciones de areniscas de grano fino y lodolitas varicoloreadas, acumuladas dentro de un ambiente de sistemas de ríos meándricos). Para Suárez (1996), ésta formación corresponde a la denominada tectonosecuencia 2 cuyo

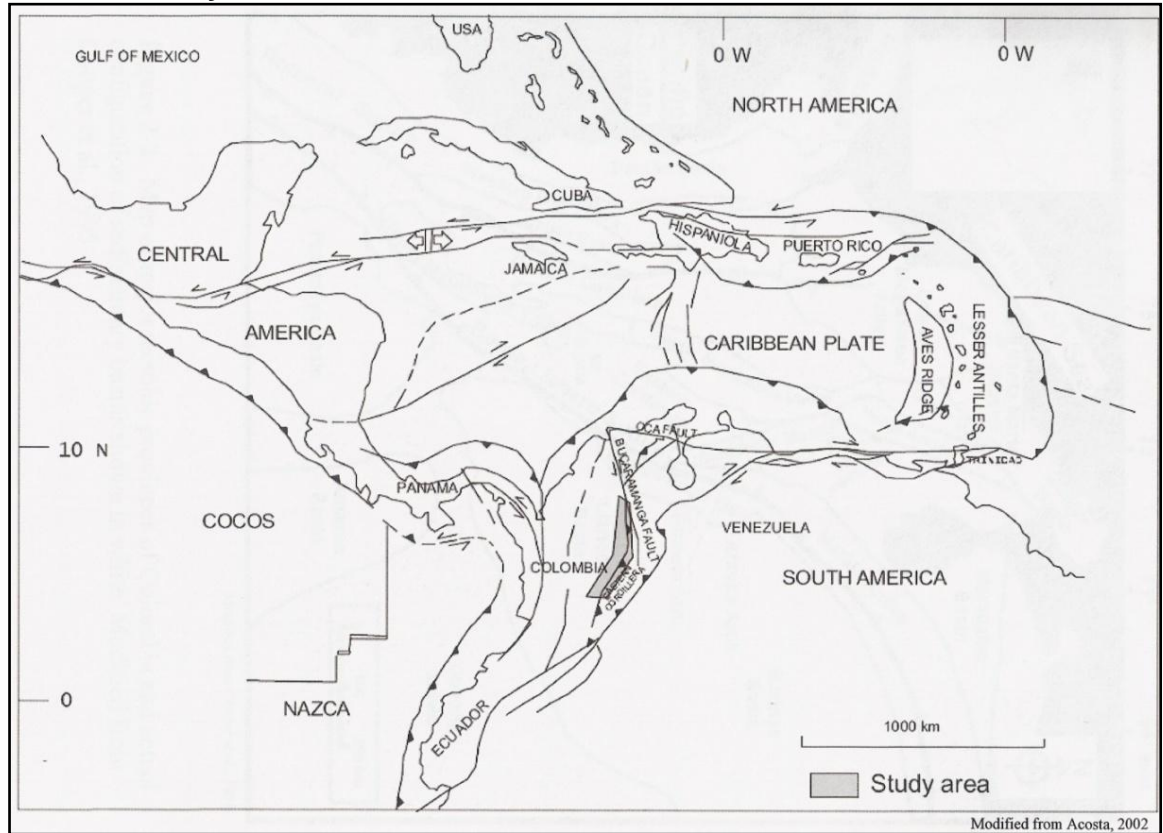
tope esta marcado por un nivel arcilloso rico en fósiles de agua dulce, restos de reptiles, peces y mamíferos que se conoce como el “Horizonte fosilífero de Mugrosa”.

- **Formación Colorado (Mioceno inferior a Mioceno medio).** La Formación Colorado presenta un espesor de hasta 3.200 pies en el sector de los pozos Sogamoso–1 y El Dorado–1 (Campo Sogamoso hacia el norte del Campo Colorado). Está conformada por una serie de lodolitas masivas con intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso de origen aparentemente fluvial, con presencia de barras puntuales y longitudinales (De La Cruz, 1988). Esta secuencia corresponde a la tectonosecuencia 3 de Suárez (1996), cuyo tope está marcado por la aparición de un nivel de lutitas carbonáceas y fosilíferas de edad Mioceno medio, conocido como “La Cira Shale”.
- **Formación Real (Mioceno medio – Mioceno superior).** La Formación Real está constituida principalmente por conglomerados y areniscas de grano grueso con intercalaciones de arcillolitas varicoloreadas depositadas en ambientes continentales.

3.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La evolución tectónica de el norte de los andes ha sido afectado por la convergencia de las placas suramericana, nazca y Caribe con el istmo de Panamá (Acosta, 2002). La subducción oblicua de la placas Nazca y Caribe debajo de la placa suramericana, genero un régimen tectónico transpresivo durante la formación de los andes (Figura 15).

Figura 15. Elementos tectónicos mayores del Noroeste de Suramérica, Placas Nazca y Caribe con el istmo de Panamá.



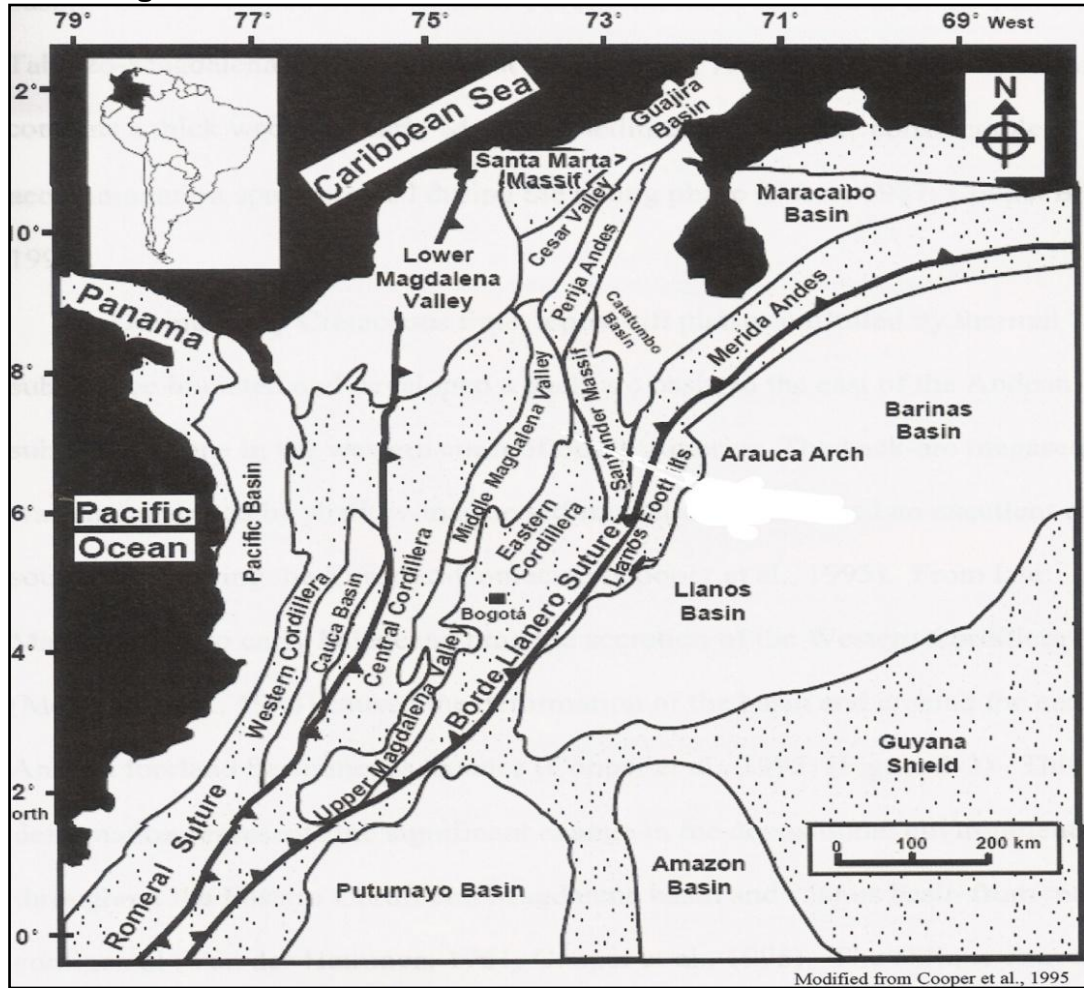
Fuente: Tomada de Morales, 2006.

Los andes colombianos consisten en tres cordilleras, occidental, central y oriental, que se unen hacia el sur de Colombia, en una sola cordillera (Figura 16). El valle del Magdalena medio separa a las cordilleras central y oriental. El valle del Magdalena medio, evoluciono a través de diferentes etapas estrechamente relacionadas a los eventos tectónicos de la margen noreste de Suramérica (Cooper et al, 1995).

Durante el Triásico, Jurásico y Cretácico temprano, el margen norte de Suramérica fue afectado por una extensión significativa. Durante el Jurásico temprano, la deformación extensional ha estado relacionada a la separación de la placa suramericana de la placa norteamericana, evento conocido como el break-up de

Pangea, resultando en el desarrollo de una megasecuencia Syn-Rift en el valle del Magdalena medio, la cordillera oriental y la cuenca de los llanos (Cooper et al., 1995)

Figura 16. Mapa de las provincias tectónicas mayores de Colombia y la actual configuración de Cuenas Sedimentarias mostrada en blanco.



Fuente: Tomado de Morales, 2006

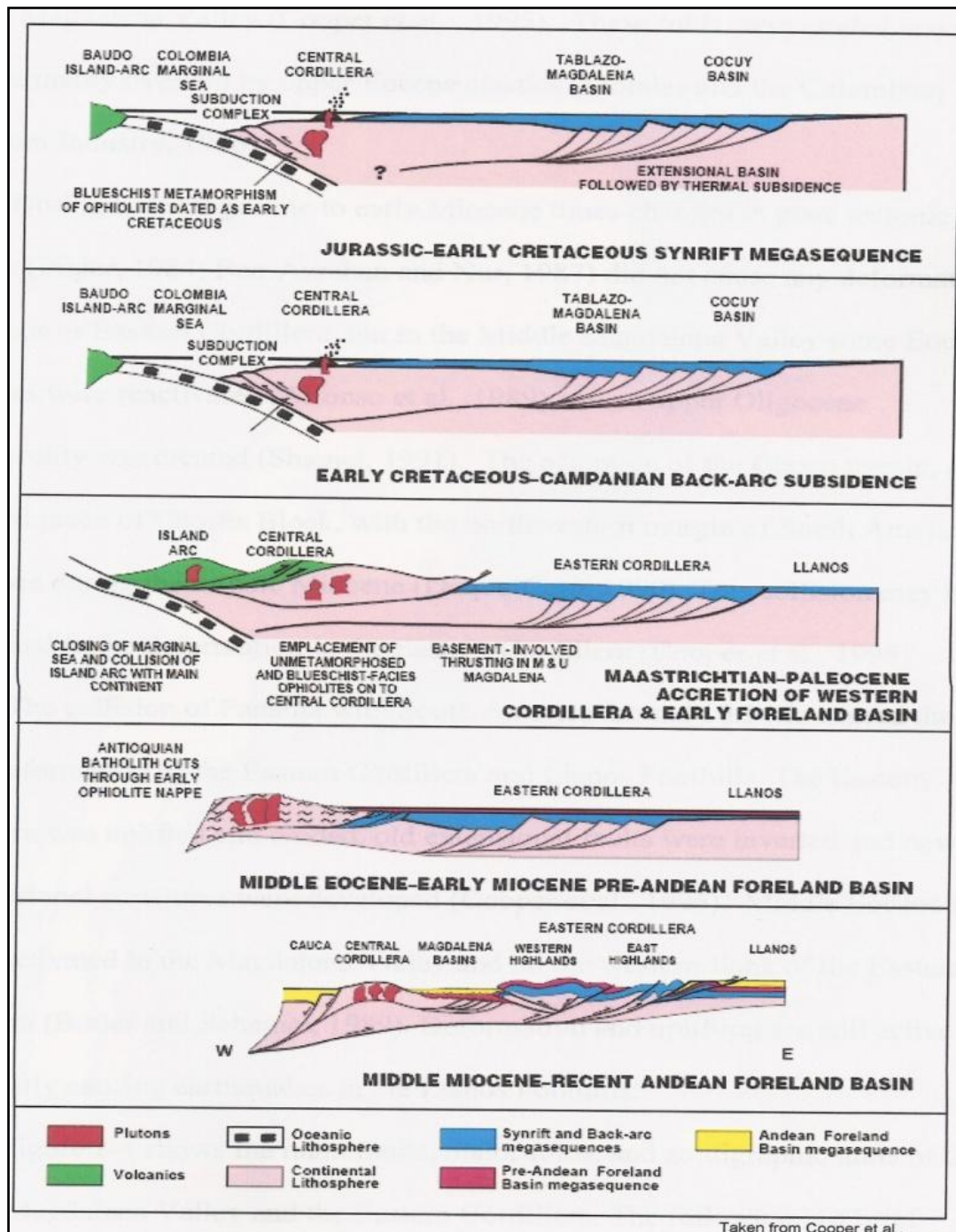
La depositación *Syn-Rift* comenzó con sedimentación fluvial en un ambiente continental seguido por condiciones marinas en el cretácico temprano. Dos cuencas *rift* fueron desarrolladas en la cordillera oriental, la cuenca del cocuy y la cuenca tablazo-magdalena en el occidente (Etayo et al., 1969). La cordillera

oriental contiene un material del Jurásico temprano, debido al considerable espacio de acomodación que se creó durante la fase de *rifting* (Cooper et al., 1995).

Durante el tiempo cretácico temprano, una fase *pos-rift* controlada por una subsidencia termal iniciado y desarrollado una cuenca *back-arc* a el este de la zona de subducción andina en la costa oeste de Suramérica.

La secuencia de *back-arc* fue caracterizada por sedimentación marina y creó una excelente roca fuente regional durante el Turoniano-Conaciano (Cooper et al., 1995). Desde finales del Maastrichtiano hasta el Paleoceno temprano la acreción de la cordillera occidental (McCourt et al., 1984) causo la deformación de la cuenca y creó la temprana preandina megasecuencia de cuenca *Foreland*. (Cooper et al., 1995) (Figura 17).

Figura 17. Modelo de secuencia esquemática del desarrollo tectónico regional para la Cordillera Oriental, Valle del Magdalena y Cuenca de Los Llanos.



Fuente: Tomado de Morales, 2006.

Esta deformación representa un cambio significativo en el ambiente depositacional total de la cordillera oriental, la cuenca de Magdalena y la cuenca de los llanos pasaron de marino a continental (Cooper et al., 1995). La convergencia oblicua de las placas suramericana y Nazca probablemente limitaron la cantidad de deformación generada durante la acreción (Cooper et al., 1995).

Durante el temprano medio Eoceno la tasa de convergencia de las placas Farallón, Suramericana y Caribe aumentó, creando acortamiento en el Valle Medio del Magdalena (Cooper et al., 1995). Estos pliegues fueron erodados y estas inconformidades sobrepujadas por los clásticos del Eoceno Superior (Morales et al., 1958).

Durante el oligoceno tardío al mioceno temprano, cambios en los movimientos de la placa tectónica no causaron ninguna deformación en los llanos o en la cordillera oriental, pero en el valle del Magdalena medio algunas estructuras del Eoceno, fueron reactivadas y en el oligoceno superior fueron creadas inconformidades. La acreción del terreno de Chocó, una pieza separada del bloque Chortis, tomó un lugar en el margen noroccidental de la placa suramericana durante el Eoceno medio. Esta colisión pudo contribuir a la deformación de la cordillera oriental (Cooper et al., 1995).

La colisión de Panamá con Sur América alrededor de 10.5 Ma causó la mayor deformación en la cordillera oriental y en el piedemonte llanero. La cordillera oriental fue levantada y erodada, antiguas fallas extensionales fueron invertidas y nuevas estructuras compresionales fueron reactivadas en el valle del Magdalena y en el flanco oeste de la cordillera oriental. Deformación y levantamiento es aún activo y periódicamente causan terremotos en el piedemonte llanero.

El VMM constituye una depresión tectónica con dos márgenes bien diferenciadas, al occidente como borde pasivo, caracterizado por una geometría monoclinial, con presencia de truncamientos de las formaciones Cretácicas que desaparecen hacia la cordillera bajo sedimentos terciarios. Hacia la cordillera Oriental la deformación se incrementa pasando a un complicado margen compresional (Figura 18).

Los datos hasta ahora indican que en el subsuelo el Cretáceo es cada vez más antiguo en el sentido E-W, estando el Cretáceo Superior restringido a la parte más oriental del VMM; sobre este tipo de rocas descansan discordantemente sedimentos de la secuencia Terciaria que se acuñan hacia el occidente en el valle.

En cuanto a la evolución tectónica, el VMM al igual que el VSM ha sido afectado por eventos tectónicos distensivos y compresivos. Eventos distensivos que tuvieron lugar en Triásico Tardío y el Cretácico Superior con algunas interrupciones. En un principio forma un graben supracontinental, bordeado por paleofallas normales, con subsidencia por causa de una tectónica de bloques (Fabre, 1983), etapa durante la cual ocurre la depositación de los sedimentos de las Formaciones Bocas, Jordán, Girón y Los Santos. Posteriormente a comienzos del Cretáceo, por el mismo mecanismo de distensión se lleva a cabo una transgresión general que dura hasta principios del Terciario, esta transgresión está marcada por la depositación de la Formación Lisama. Durante esta fase distensiva, ocurre vulcanismo representado por intrusiones intermedias a básicas, así como intercalaciones piroclásticas (Fabre, 1983).

La fase tectónica compresiva se inició en el Paleoceno y continúa en el presente. Según Morales (1985) la depresión del VMM habría comenzado a ocurrir a finales del Cretáceo y hasta el Mioceno adquirió su forma actual.

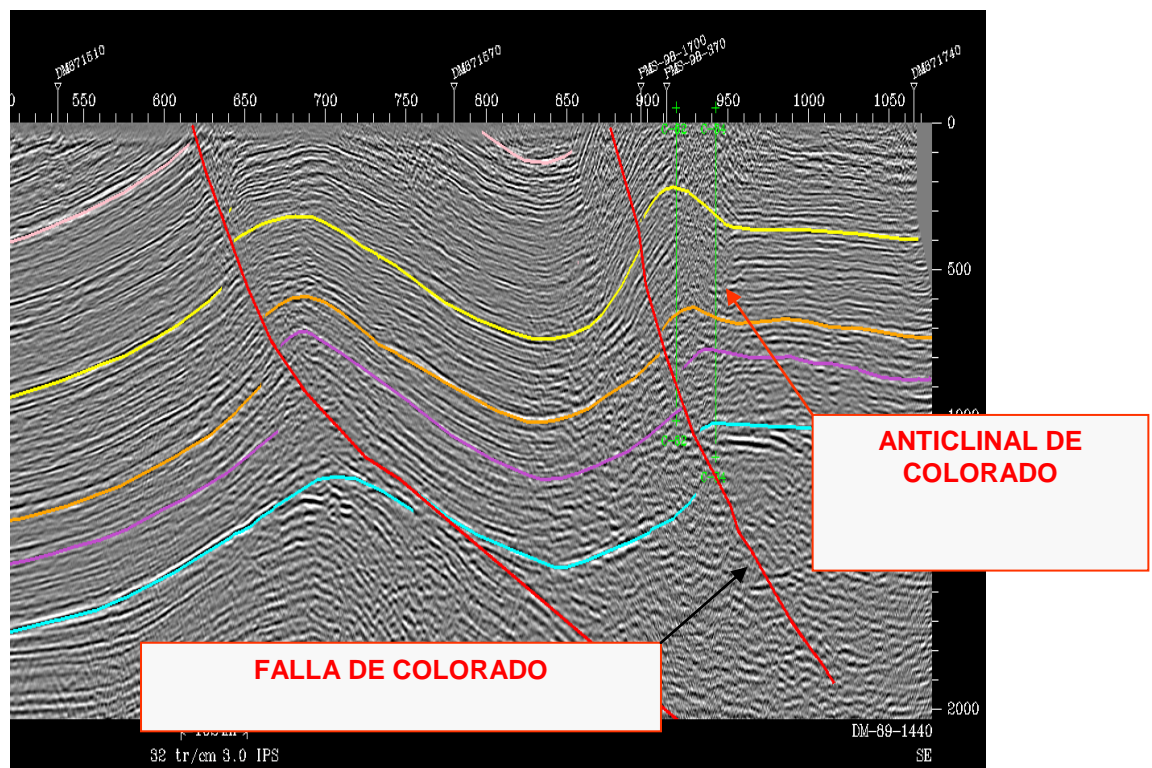
Durante el Paleoceno Medio ocurre el levantamiento del macizo de Santander-Floresta. Desde el Eoceno hasta el Mioceno se depositaron las Formaciones La

Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado en ambientes continentales. Durante el Mioceno Medio a Tardío, sucedió una fase de compresión mayor que provoca la deformación (plegamiento y fallamiento) de los sedimentos hasta entonces depositados. Es de esta manera como se formó la cadena plegada cabalgante con vergencia al occidente (Fabre, 1983). Las paleofallas normales de zócalo formadas en la fase distensiva, son reactivadas como fallas inversas durante el Mioceno y Plioceno (Fabre, 1983). Durante el Mioceno Tardío - Plio-Pleistoceno se depositó la última secuencia molásica representada por el Grupo Real, el Grupo Mesa y depósitos recientes, los cuales están pocos o nada deformados.

4. INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL PREVIA

El Campo Colorado, ha sido estudiado por varios autores que se enfocaron en diferentes aspectos del mismo, incluyendo geología estructural, estratigrafía y caracterización del reservorio. El Campo Colorado, se encuentra localizado sobre la cresta de un anticlinal asimétrico, con cabeceo hacia el norte, que a su vez se encuentra localizado sobre el bloque colgante de una falla inversa denominada la falla de colorado (Figura 19). Estudios estructurales previos, fueron basados en interpretaciones de secciones sísmicas en tiempo y de correlaciones estructurales de pozos, con lo cual se pudo definir los principales rasgos estructurales del campo.

Figura 19. Línea Sísmica DM-1989-1440, Sentido NW-SE.

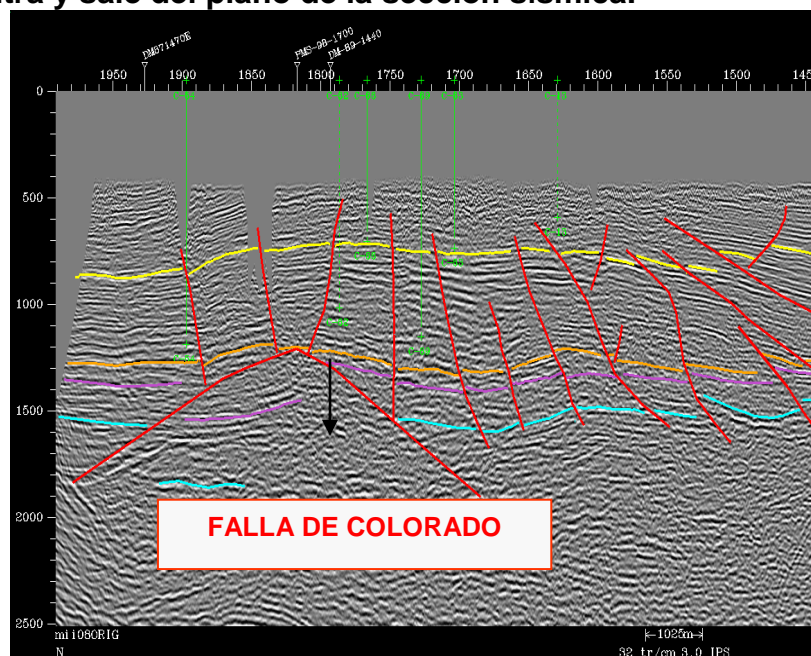


Fuente: Tomado de Ecopetrol., 2003. Diagnóstico y estrategias de recobro Campo Colorado.

Valencia y Castro (1979), interpretan una geometría anticlinal de la estructura, Herrera E, (2003), valida la geometría anticlinal a partir de las correlaciones de registros de pozos, identificando además un sistema de fallas satélites, con dirección SW-NE, en el bloque colgante de la falla colorado, identifica 6 fallas satélites de tipo inverso, y una de tipo normal que según él, la falla de tipo normal evidencia la relajación del sistema de esfuerzos compresivos dominantes hacia el norte de la estructura (Figura 20).

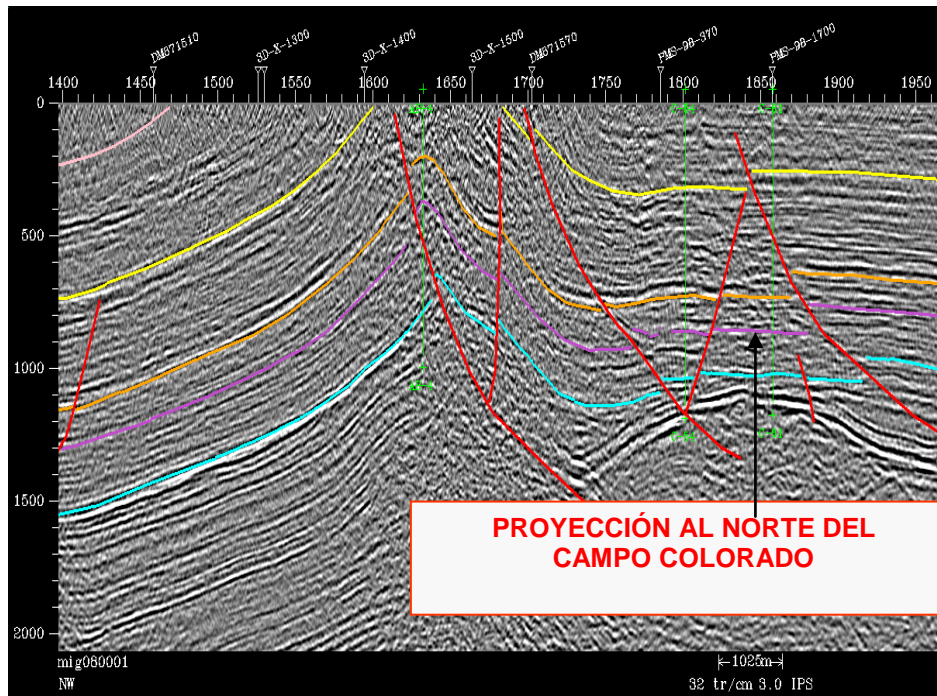
El campo colorado es dividido estructuralmente en 7 bloques de sur a norte nombrados como IB, I, II, III, IV, V, VI, que están limitados por fallas inversas con buzamiento hacia el sur, siendo el bloque V separado del bloque VI, por una falla normal que buza hacia el norte, el anticlinal de colorado, presenta además cabeceo en dirección norte (Figuras 21 y 22), (Ecopetrol, 2003).

Figura 20. Línea Sísmica PMS-98-0370 (De rumbo), en ella es posible observar el set de fallas satélite que atraviesa el campo y como la falla colorado entra y sale del plano de la sección sísmica.



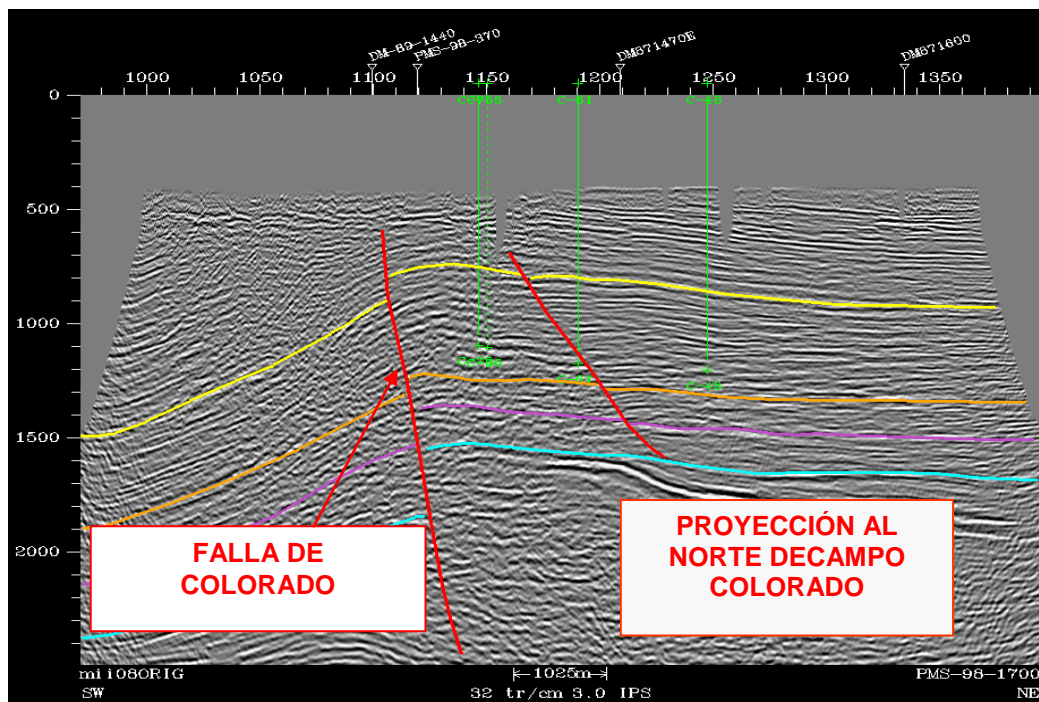
Fuente: Tomado Ecopetrol., 2003. Diagnóstico y estrategias de recobro Campo Colorado.

Figura 21. Línea Sísmica DM-1987-1470 E. Sentido NW-SE.



Fuente: Tomado Ecopetrol., 2003. Diagnóstico y estrategias de recobro Campo Colorado.

Figura 22. Línea Sísmica PMS-1998-1700. Sentido SW-NE.



Fuente: Tomado Ecopetrol., 2003. Diagnóstico y estrategias de recobro Campo Colorado.

Para el campo fueron interpretadas 4 líneas sísmicas y validadas estas estructuras con correlaciones de registros de pozo según se reporta en Ecopetrol., 2003, Diagnóstico y estrategias de recobro Campo Colorado.

En el presente estudio, se reinterpretaron las líneas, se validaron con interpretaciones SCAT de datos de registro dipmeter, se realizaron 3 secciones estructurales que ayudaron para definir la estructura, además se generó un modelo estructural 3D en tiempo, para completar la interpretación de la estructura.

5. INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL

Las estructuras que caracterizan el campo colorado son, un pliegue asimétrico, una falla inversa que corta dicho pliegue y un sistema de fallas satélites las cuales cortan a la estructura anticlinal generando los bloques estructurales identificados a lo largo del campo.

El anticlinal presenta un cabeceo hacia el norte, por lo cual la estructura anticlinal esta mucho más observable en las líneas sísmicas que se encuentran al sur del campo, las fallas satélites se caracterizan por un desplazamiento pequeño.

5.1 BASE DE DATOS Y METODOLOGÍA

Este estudio fue conducido en base a los datos sísmicos disponibles, información de pozo y datos dipmeter. Más de 200 km de líneas sísmicas, datos de topes formacionales y registros eléctricos de 75 pozos fueron incluidos en el análisis estructural (Figuras 23, 24 y 25).

Figura 24. Mapa Base utilizado en el Modelamiento en Petrel, mostrando los datos disponibles, sísmica y pozos.

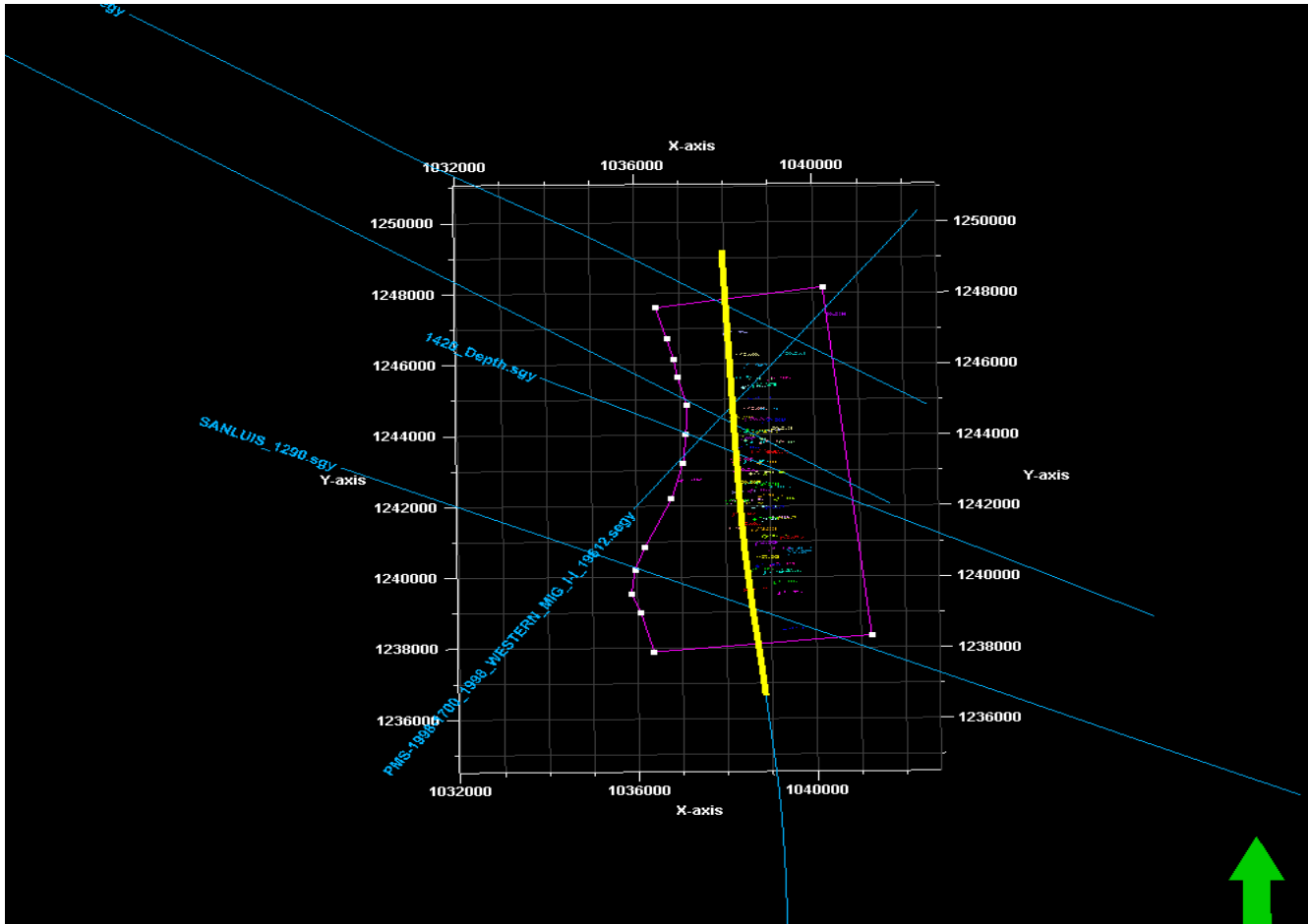
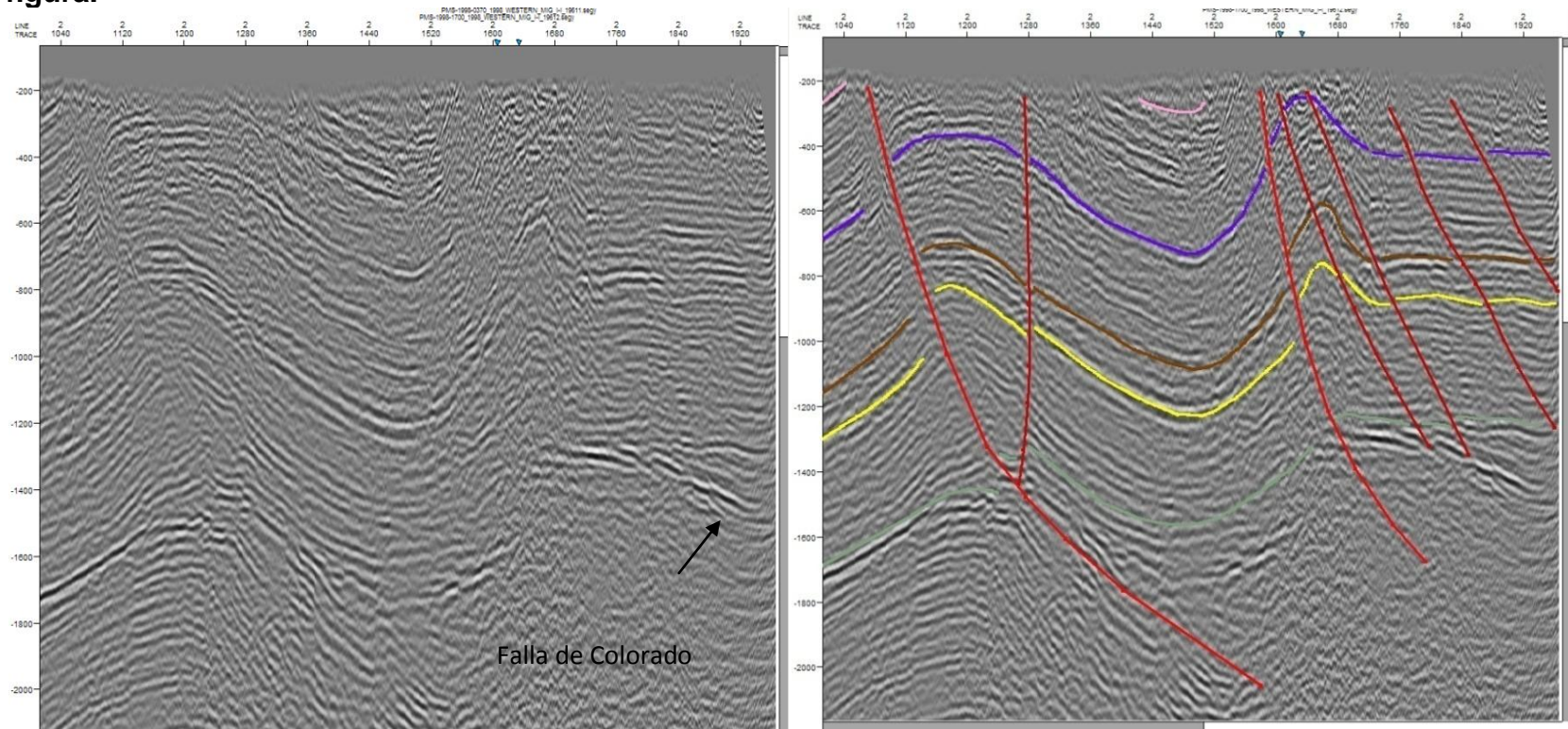
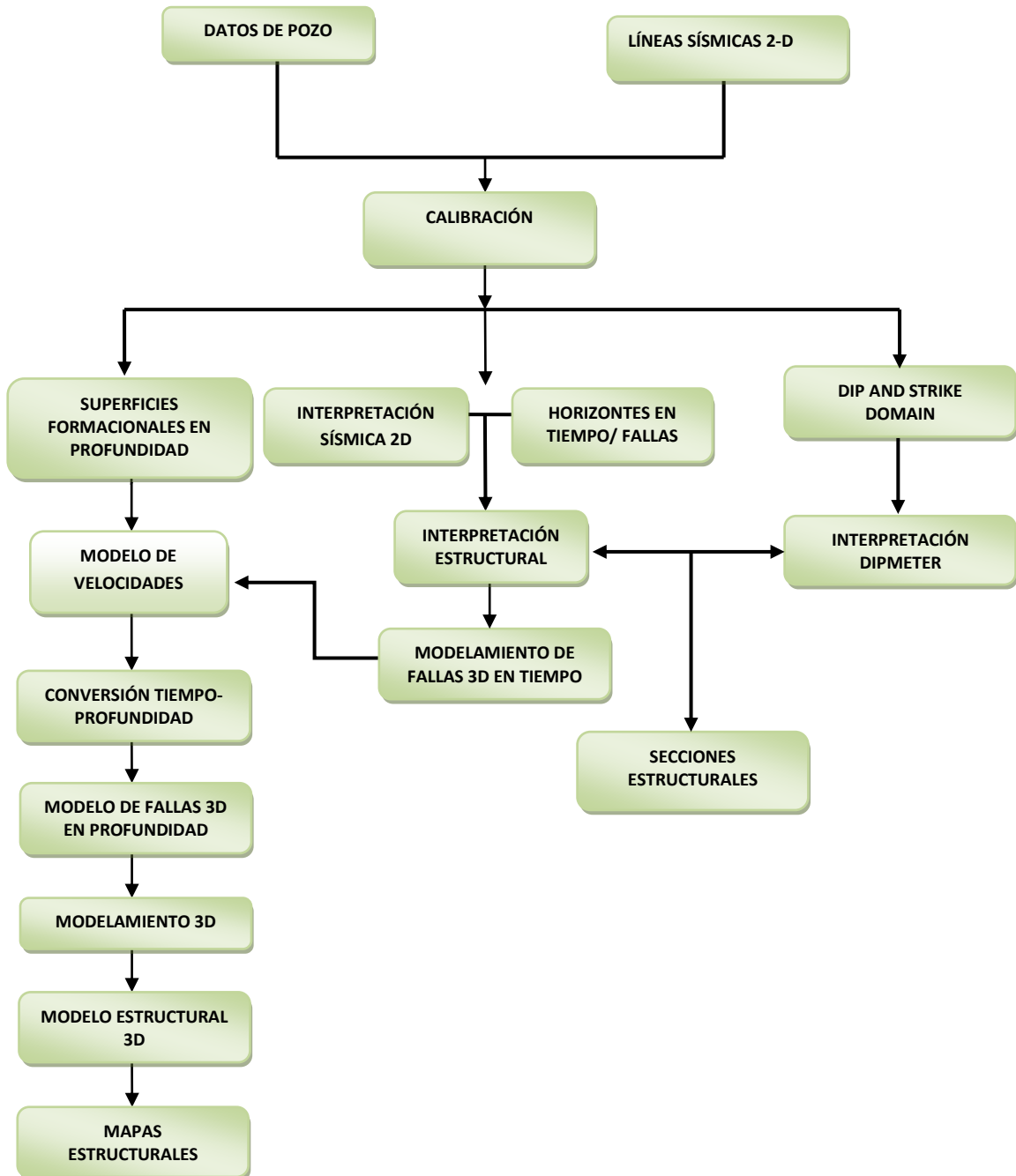


Figura 25. Líneas sísmicas en tiempo sin interpretar e interpretada del campo colorado. Ellas muestran la complejidad de la estructura, nótese la falla de colorado junto con sus fallas satélites a la derecha de la figura.



Con base en los datos disponibles se procedió a la elaboración y aplicación de una metodología (Figura 26).

Figura 26. Flujo resumiendo la metodología seguida en este estudio para el desarrollo del modelo estructural 3-D utilizando la interpretación sísmica y los datos de pozo.



- a) El primer paso seguido fue la ubicación de un *datum* para las líneas sísmicas debido a que éstas mostraban un horizonte importante común en diferentes posiciones verticales para cada línea, se tomo a la discordancia del eoceno como el mejor *datum*, por ser visible en todas las líneas y se llevaron las 6 líneas sísmicas a esa posición vertical común, a ellos se le conoce como el uso de un *shift*.
- b) Luego, fueron ubicados los horizontes de interés a trazar utilizando los topes de las principales formaciones objetivo para ello fue necesario convertir los topes en profundidad a tiempo utilizando las tablas T-D (Tiempo-Profundidad) disponibles para cada pozo.
- c) 5 horizontes fueron interpretados en orden de visualización de la estructura en tiempo. Esta interpretación fue controlada con una visualización 3D utilizando el software Petrel.
- d) Luego de ello se utilizo una visualización 3D y se cargaron todas las líneas sísmicas con su respectiva interpretación estructural para poder generar planos de falla en 3D, consistentes con la interpretación 2D.
- e) Posterior a ello fueron generadas 6 superficies formacionales en profundidad basadas en los topes presentes en cada pozo dentro de un área definida por un polígono (polígono I), que encerraba la zona donde se encontraba la mayor densidad de pozos, consiguiéndose generar superficies consistentes geológicamente.
- f) Utilizando tablas tiempo profundidad para cada pozo y las superficies formacionales como datos de entrada, fue creado un modelo de velocidades con el fin de ser utilizado para la conversión a profundidad de la interpretación estructural realizada sobre las líneas sísmicas en tiempo; para ello fue

necesario utilizar el modulo de Petrel MAKE VELOCITY MODEL, donde fueron introducidos los topes de las formaciones mugrosa y esmeraldas, juntos con las superficies correspondientes para cada una de estas formaciones, se asumió de antemano que la velocidad en cada una de estas formaciones era constante debido a las características geológicas presentes en cada formación.

- g) Con base en las interpretaciones estructurales de las líneas sísmicas, fueron extraídas las fallas que se lograron identificar y luego fueron modeladas como superficies de falla en tiempo a las que después se les llevo a profundidad a través del modelo de velocidades desarrollado anteriormente.
- h) Teniendo ya definidas superficies de falla en profundidad se procedió a modelarlas generando en primera instancia los pilares correspondiente para cada falla y luego ubicando las intersecciones de la falla principal Colorado con las 7 fallas satélites, con lo cual se completo el modelo de fallas.
- i) Posteriormente se procedió a modelar estas superficies de falla generando en primera instancia los pilares correspondientes para cada falla y luego ubicando las intersecciones de la falla principal Colorado con las 7 fallas satélites, con lo cual se completo el modelo de fallas.
- j) Con el fin de obtener un mayor cubrimiento del Campo Colorado se definió un nuevo polígono, que no se limito a los sitios donde existía mayor densidad de pozos si no a aquellos sitios donde se encontraban presentes los pozos más alejados del campo, con este nuevo polígono (Polígono II), fueron generadas 6 superficies formacionales utilizando como datos de entrada las 6 superficies anteriores y los topes formacionales de cada pozo.
- k) Luego de obtener estas superficies formacionales y con las fallas modeladas, se procedió a generar el *grid* (malla esqueleto), del modelo en 3D, limitado al

polígono, se definieron las respectivas subsecciones del grid correspondientes a las intersecciones entre el polígono y las fallas, obteniéndose un total de 9 bloques tridimensionales para el campo.

- l) Posterior a ello fue aplicado el modelo de fallas a las superficies formacionales con lo cual se obtuvieron superficies estructurales con sus respectivos saltos de falla presentes y con esto se completo el modelo 3D estructural del Campo Colorado.

- m) Utilizando como entrada la interpretación estructural realizada sobre la sísmica, los dipmeters, fueron generadas 3 Secciones estructurales para el Campo Colorado, 2 secciones de Buzamiento perpendiculares a las principales estructuras del Campo y 1 sección de rumbo.

- n) 14. Con base en todo el Modelamiento realizado en los pasos anteriores, se procedieron a generar a partir del Modelo Estructural 3D del campo, 3 mapas estructurales en profundidad, considerando que son tal vez uno de los resultados más esperados por los profesionales de las geociencias aplicadas a la exploración de hidrocarburos, porque en base a ellos se pueden realizar posteriores cálculos de reservas, identificación de zonas adecuadas para realizar nuevas perforaciones etc.

5.2 DATOS SÍSMICOS 2D Y DATOS DE POZO

La información sísmica utilizada, consiste en 6 secciones 2-D con un cubrimiento aproximado de 200 km. Estas secciones fueron adquiridas entre 1987 y 1989 (ver Figura 24).

Los datos sísmicos 2-D y los datos de pozo disponibles fueron primero interpretados utilizando horizontes claves y fallas. 6 horizontes de interés fueron interpretados: El tope de La formación Colorado (Bajo Mioceno), La Formación Mugrosa, la zona C de Mugrosa (Oligoceno) y el tope y la base de La formación esmeraldas (Eoceno Superior) (Ver figura 25).

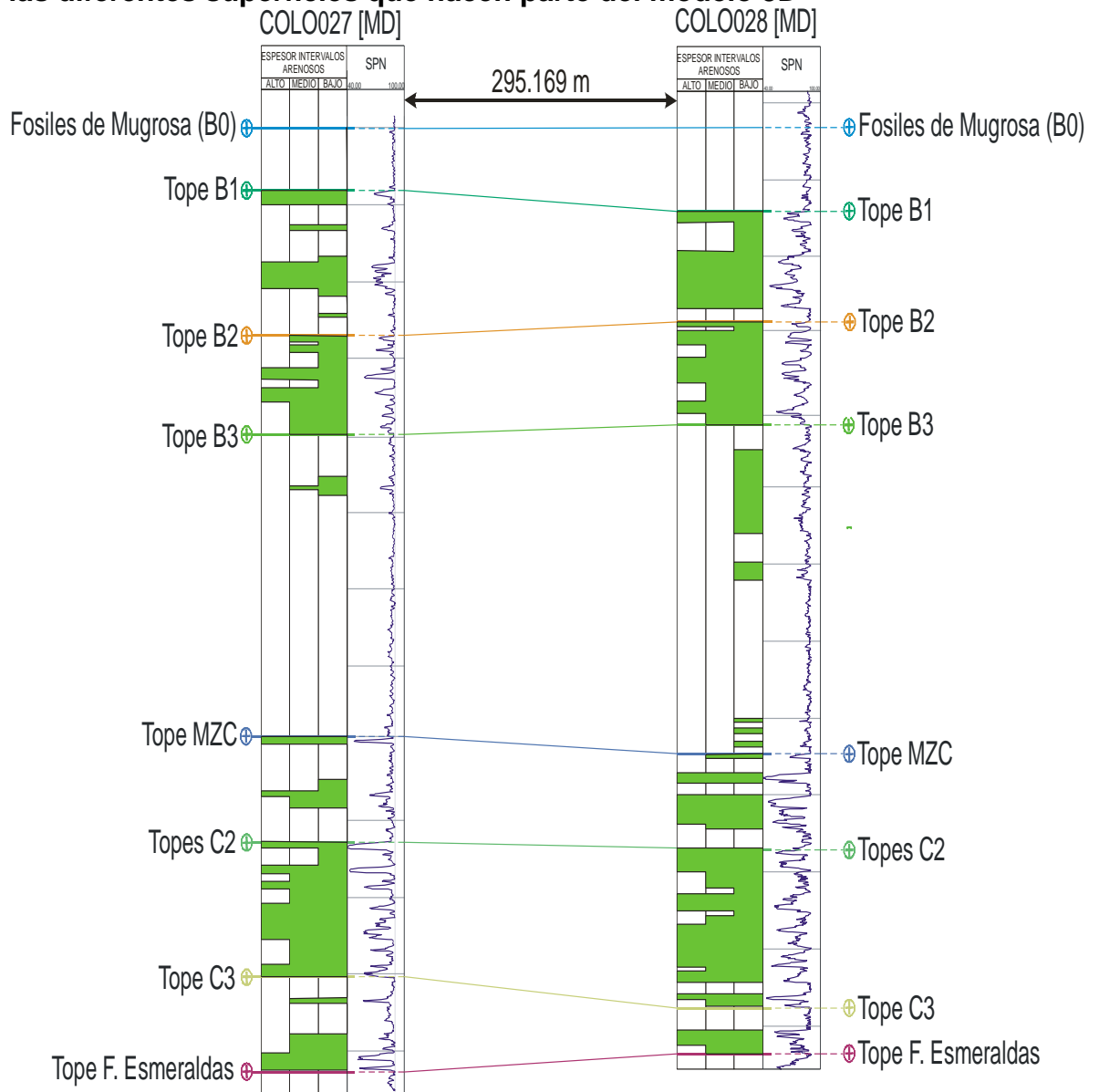
5.3 AMARRE SÍSMICA-POZO

Para realizar el amarre sísmica pozo, fueron usadas las tablas t-d (Tabla 1), disponibles para el campo, los marcadores de los pozos fueron convertidos a tiempo, cargando en PETREL dichas tablas como *check shots*, luego esos marcadores fueron visualizados junto con cada sección sísmica en una ventana de interpretación del software PETREL, con lo cual se pudo visualizar cual era el horizonte clave a trazar, también fue usada la discordancia del eoceno para identificar la base de la formación esmeraldas, ya que esta se encuentra justo por encima de la discordancia de acuerdo con la columna estratigráfica utilizada.

Tabla 1. Tabla T-d (Tiempo vs profundidad), para los pozos del Campo Colorado

TWT (ms)	Depth (ft)
134.200	552.000
216.200	1.302.000
266.200	1.552.000
422.200	2.552.000
502.200	3.052.000
588.000	3.552.000
654.200	4.052.000
740.200	4.552.000
852.200	5.002.000
882.200	5.327.000

Figura 27. Muestra la división en subzonas para la Formación Mugrosa en los pozos C27 y C28 del Campo Colorado, con base en ella se construyeron las diferentes superficies que hacen parte del modelo 3D

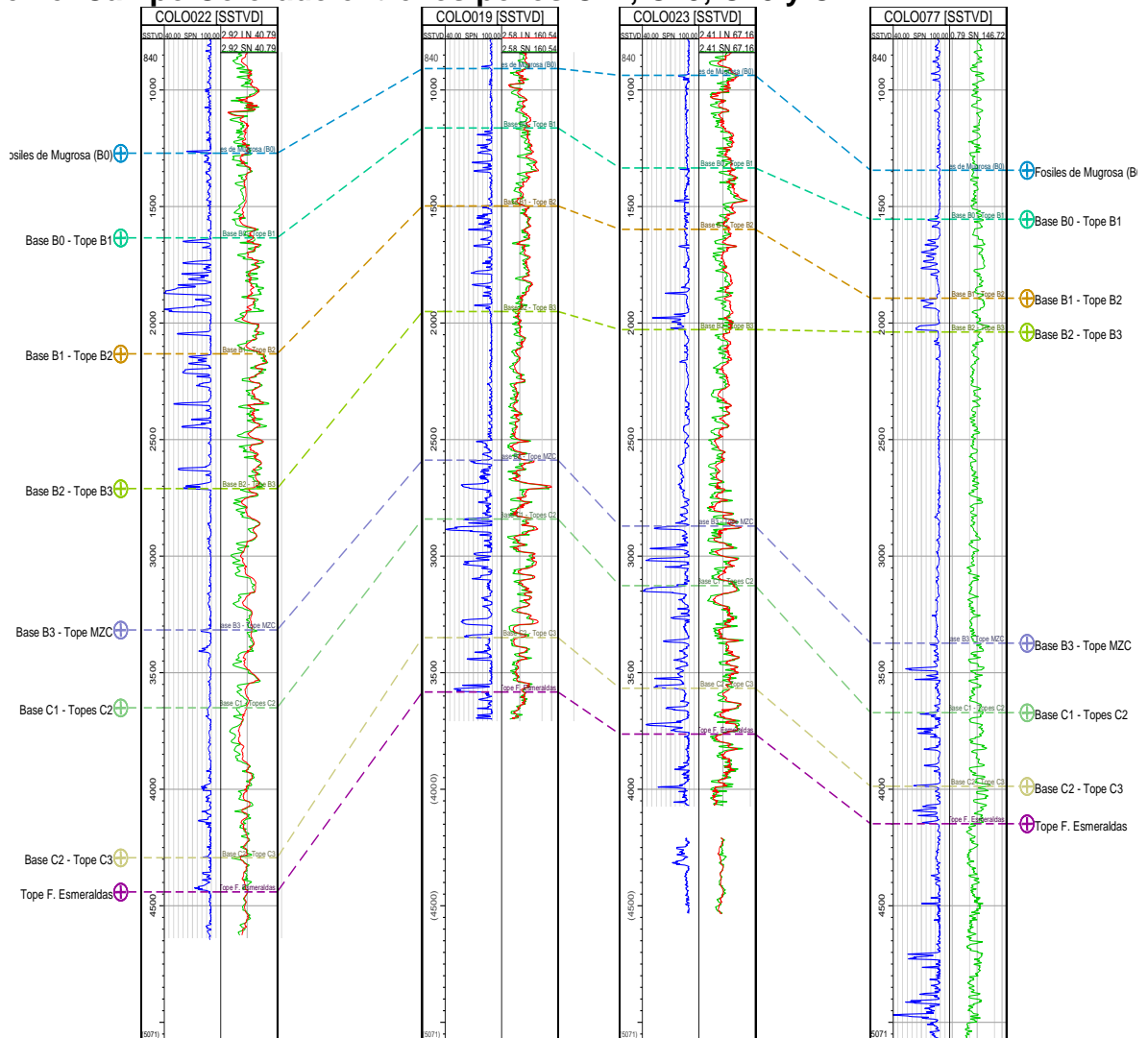


Fuente: Tomado de Fonseca y García 2009

Los marcadores geológicos utilizados fueron obtenidos del trabajo realizado por Fonseca y García 2009 en su Tesis de Grado, los topes propuestos por ellos se

utilizaron tanto en la interpretación sísmica como en la generación de las superficies formacionales (Figuras 27 y 28).

Figura 28. Correlación entre los topes de los topos de la Formación Mugrosa en el Campo Colorado entre los pozos C22, C19, C23 y C77



Fuente: Tomado de Fonseca y García, 2009

5.4 INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL DE DIPMETER

Con base en la información que proveen los registros dipmeter acerca de la orientación de las estructuras, se realizó un análisis de tales datos mapeándolos tanto en una Estereonet (Figura 29), como en un SCAT (Figuras 30-36).

Figura 29. Estereonet Dipmeter donde se pueden ver los dos flancos del anticlinal por la mayor densidad de puntos que existen en dos lados

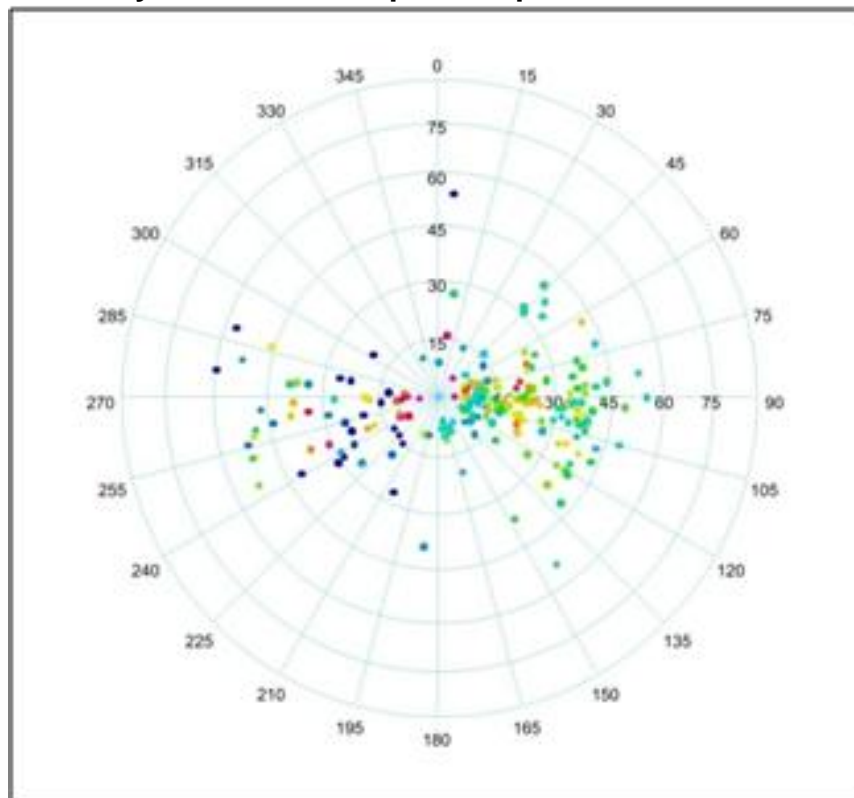
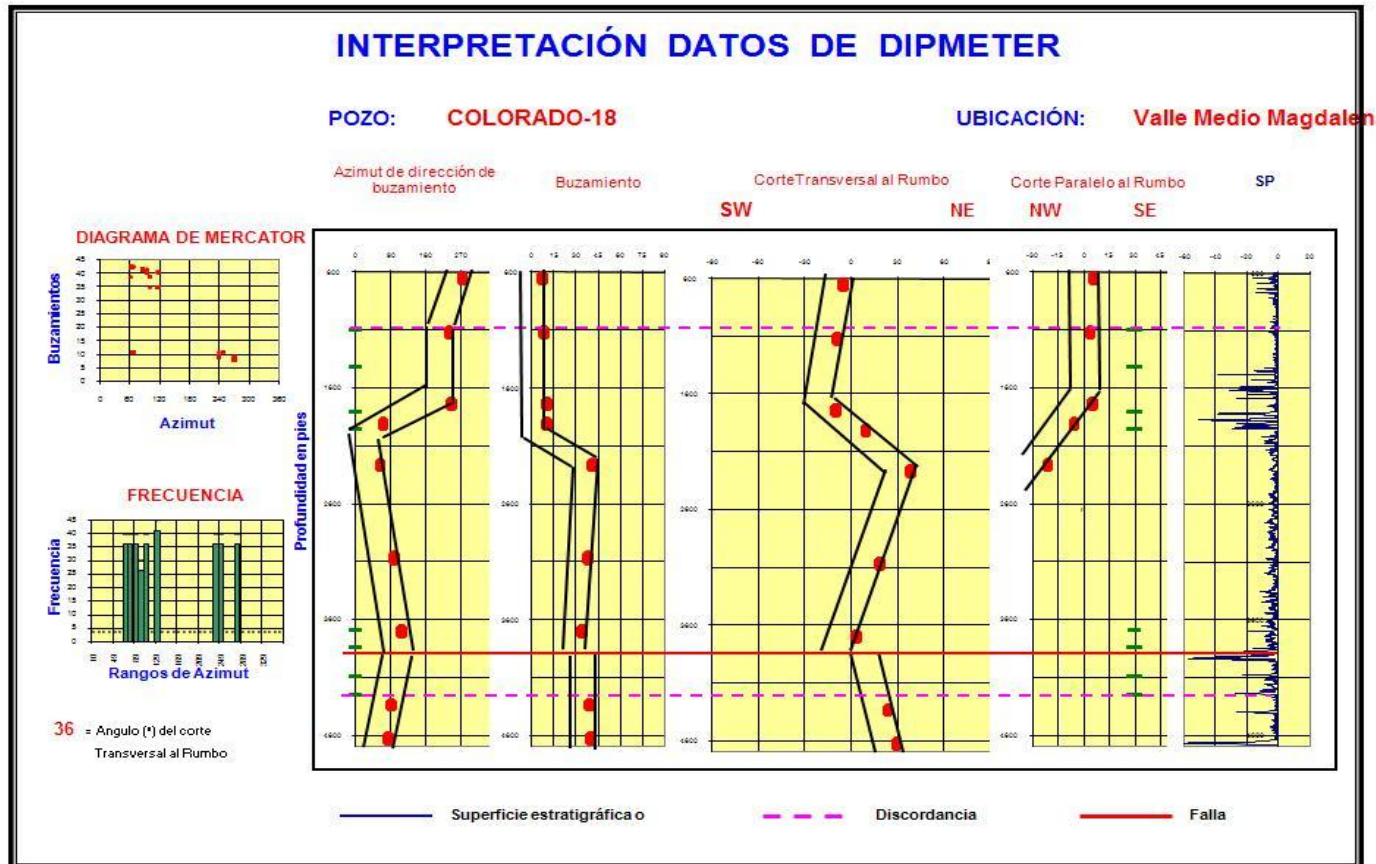
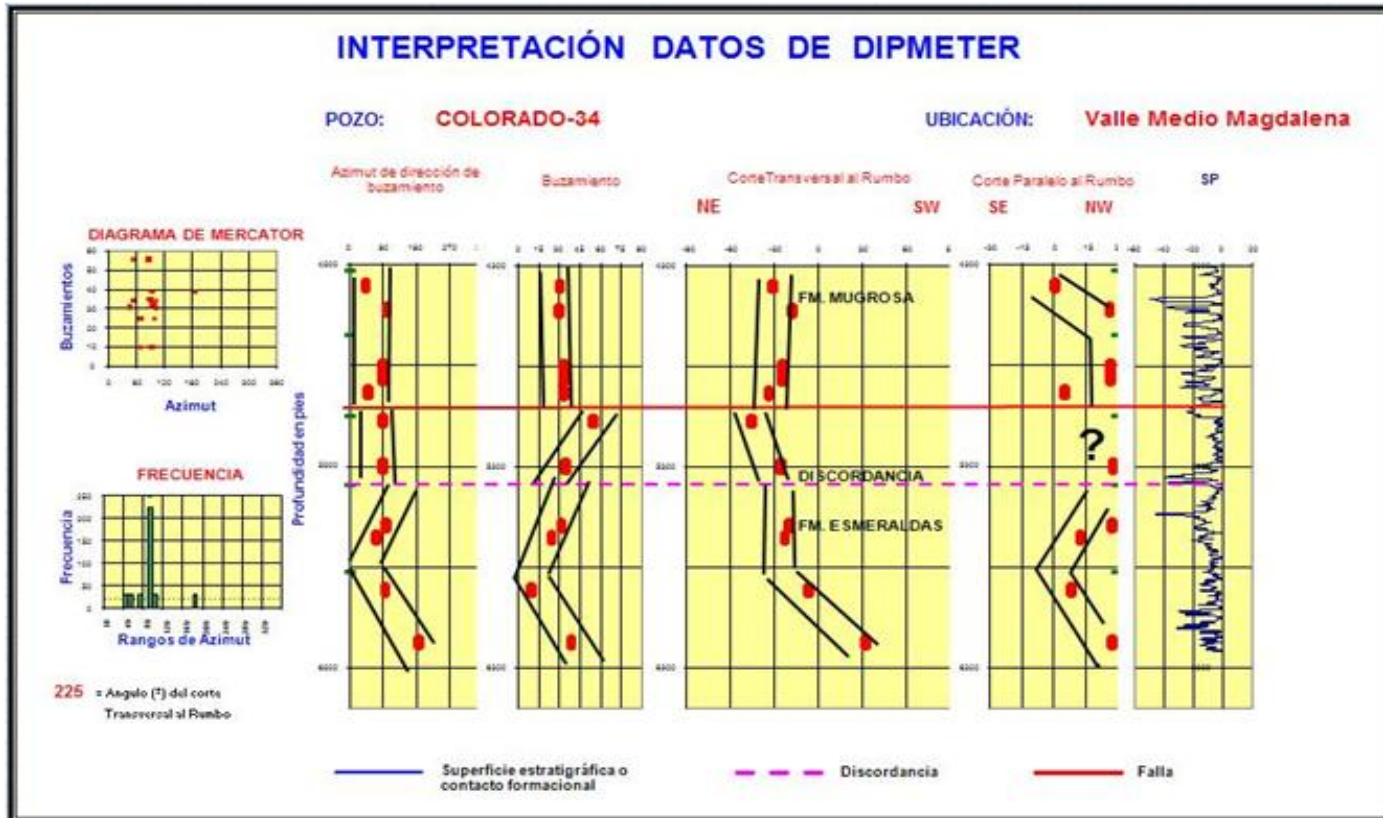


Figura 30. Interpretación de los datos de Dipmeter del Pozo Colorado 18.



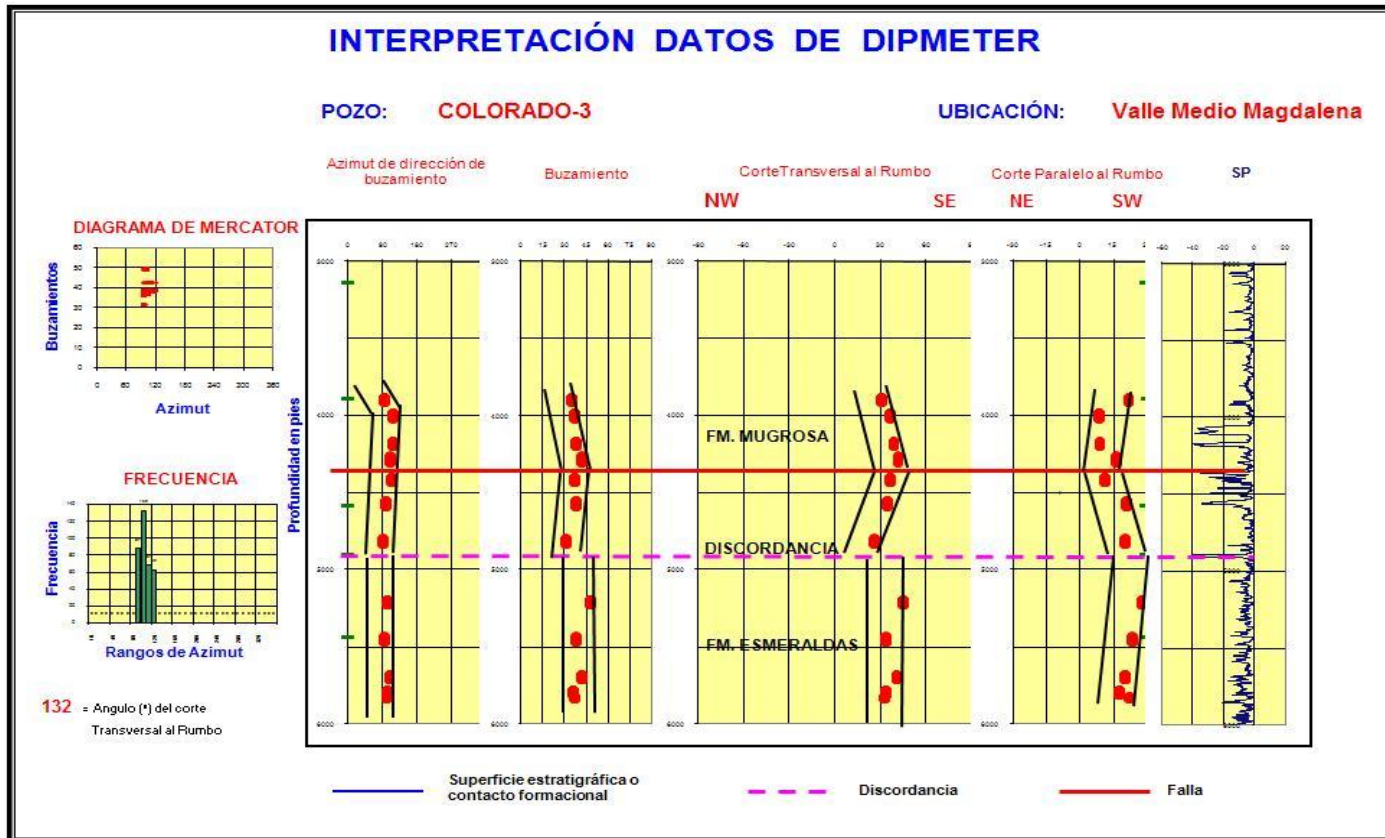
El diagrama de Mercator y el histograma evidencian la existencia de dos familias de datos estructurales. Al analizar los datos en el corte transversal al rumbo se puede definir que el pozo atraviesa los dos flancos del anticlinal y se observa la presencia de una falla inversa a la profundidad 3850 ft.

Figura 32. Interpretación de los datos de Dipmeter del Pozo Colorado 34.



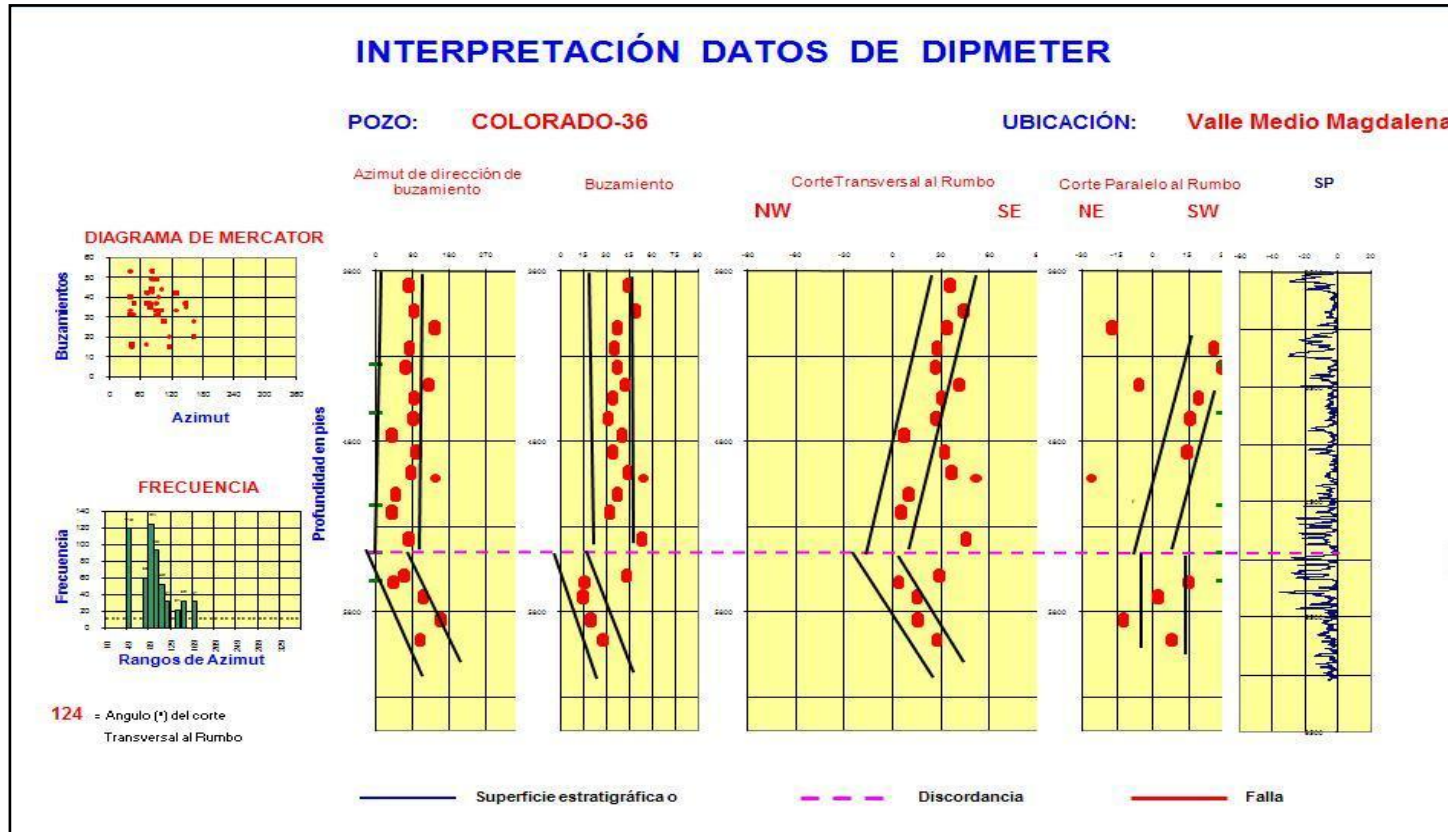
El pozo atravesó el flanco NE de la estructura, sus buzamientos en general son moderados a fuertes (25° a 40°), se observa la discordancia angular entre la Formación Mugrosa y la Formación Esmeraldas por debajo de un paquete arenoso a 5400 ft de profundidad, se identifica una falla inversa a una profundidad de 4900 ft.

Figura 33. Interpretación de los datos de Dipmeter del Pozo Colorado 3:



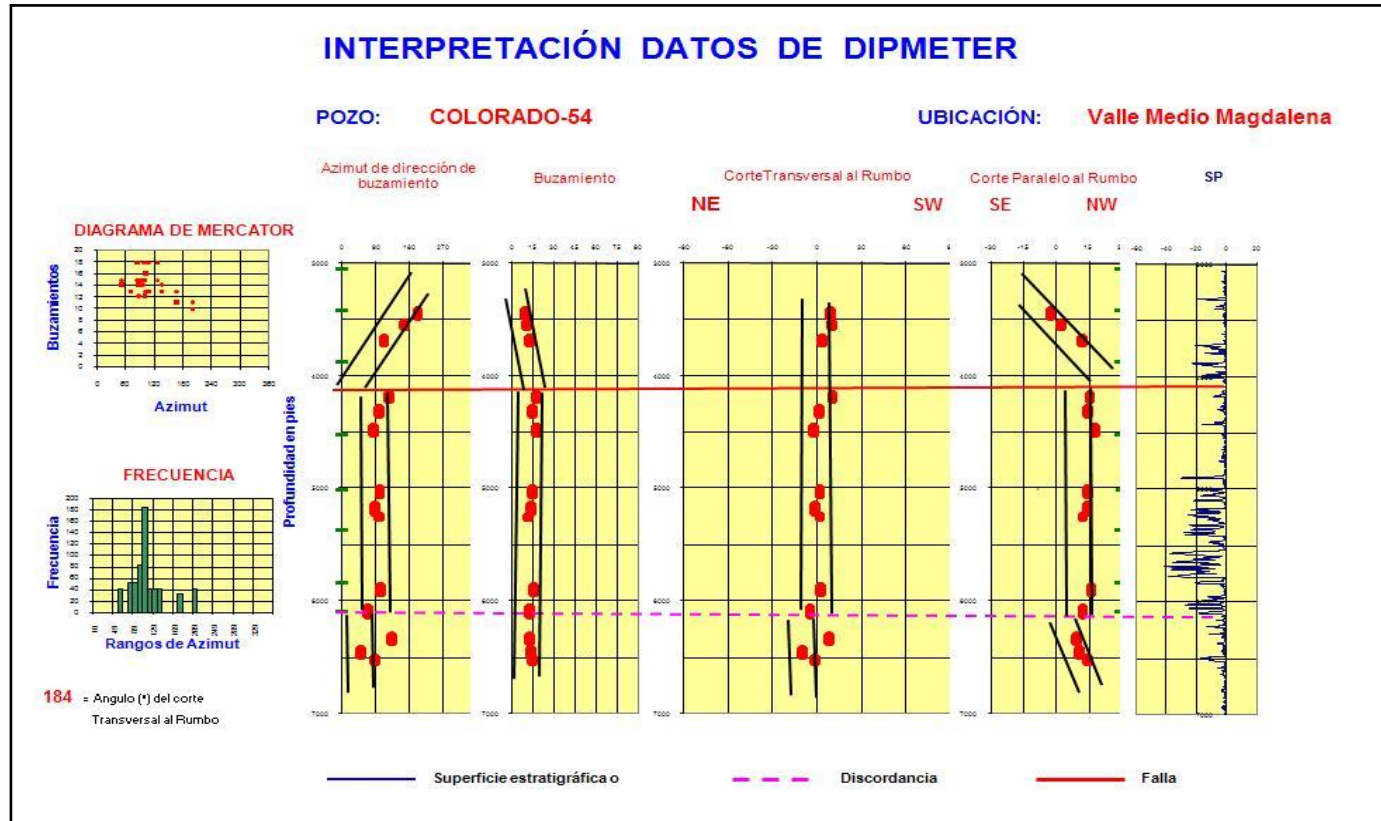
El pozo atravesó el flanco NE de la estructura, sus buzamientos son fuertes (35° a 50°), se muestra la discordancia angular a partir del cambio drástico en los valores de buzamiento en el corte transversal al rumbo, es observable una falla inversa a la profundidad de 4350 ft.

Figura 34. Interpretación de los datos de Dipmeter del Pozo Colorado 36:



El pozo atraviesa el flanco NE de la estructura, presenta buzamientos moderados a fuertes (25° - 50°), se muestra la discordancia angular, identificada a partir de los cambios de buzamiento en el corte transversal al rumbo a una profundidad de 5450 ft.

Figura 36. Interpretación de los datos de Dipmeter del Pozo Colorado 54



El pozo atraviesa el flanco NW, presenta buzamientos suaves (10° a 18°), se muestra la discordancia entre la formación Mugrosa y la formación Esmeraldas a una profundidad de 6089 ft, también se observa una falla inversa a una profundidad de 4200 ft.

5.5 INTERPRETACIÓN SÍSMICA

Una vez realizada la calibración y la identificación de los eventos de interés en los datos sísmicos, se inicio la interpretación sísmica estructural con la finalidad de obtener una mejor definición de las estructuras presentes en el área y de esta manera identificar mejor las fallas satélites de la falla de colorado, en las diversas líneas sísmicas, para generar un modelo estructural 3-D consistente.

Para realizar la interpretación de los horizontes de interés y de los patrones estructurales presentes en las líneas sísmicas, se recurrió al uso del software Spring, en cual se pudo evidenciar geomorfológicamente a través de los drenajes, las diferentes estructuras que controlan la geología en el campo y se analizo como dichas estructuras podrían observarse en cada línea sísmica, siguiendo la continuidad de dichas estructuras y los puntos de intersección con las líneas sísmicas (Figura 37), luego con el software PETREL, se procedió a identificar las estructuras previamente analizadas con geomorfología, trabajando con la hipótesis de que éstas serían reconocibles en la sísmica, junto a estas dos herramientas y con la premisa de que una interpretación es buena cuanto más congruente sea con los diferentes datos que se tienen de un campo, se procedió a revisar los marcadores de topes identificados en los registros para validar la trayectorias de los planos de falla dentro del campo, cuando la trayectoria se trazaba por fuera del plano de la línea sísmica, luego de ello se procedió a realizar la respectiva interpretación sísmica de cada una de las 6 líneas en tiempo disponibles para el campo (Figuras 38 a 42).

Figura 37. Mapa base (Proyecto Spring), con líneas sísmicas superpuestas al anterior modelo estructural con el fin de tener una mejor idea de los rasgos estructurales que posiblemente serán identificados en cada línea.



Figura 38. Perfil sísmico en dirección NW-SE. Mostrando la relación entre los datos de pozo, los reflectores sísmicos y los horizontes clave interpretados. Se pudo interpretar la presencia de la falla Colorado y 4 de las fallas satélites, además también se identifica la característica inversa de las fallas satélite. La localización de la línea sísmica se observa en el mapa base.

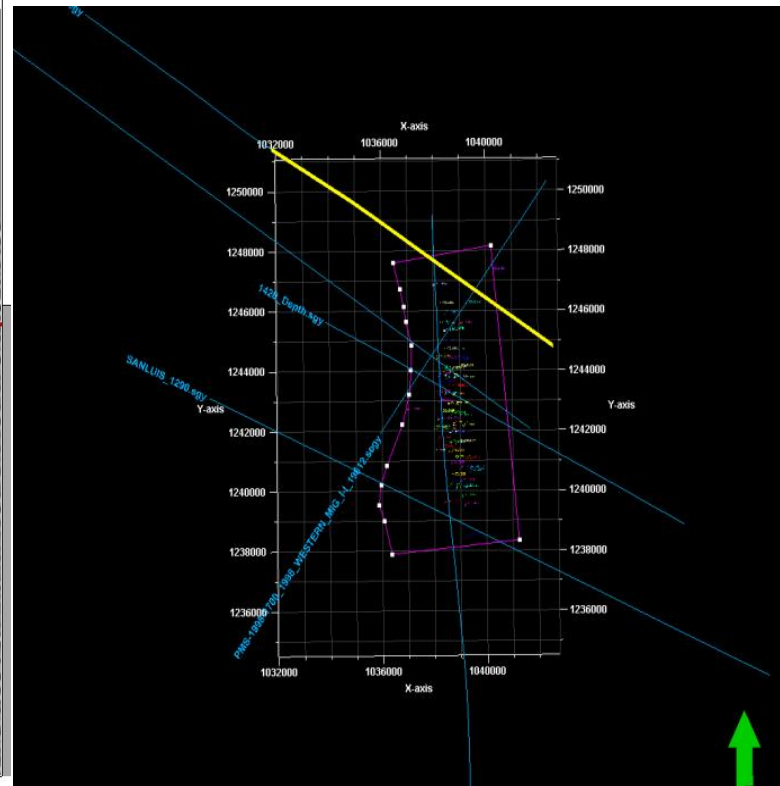
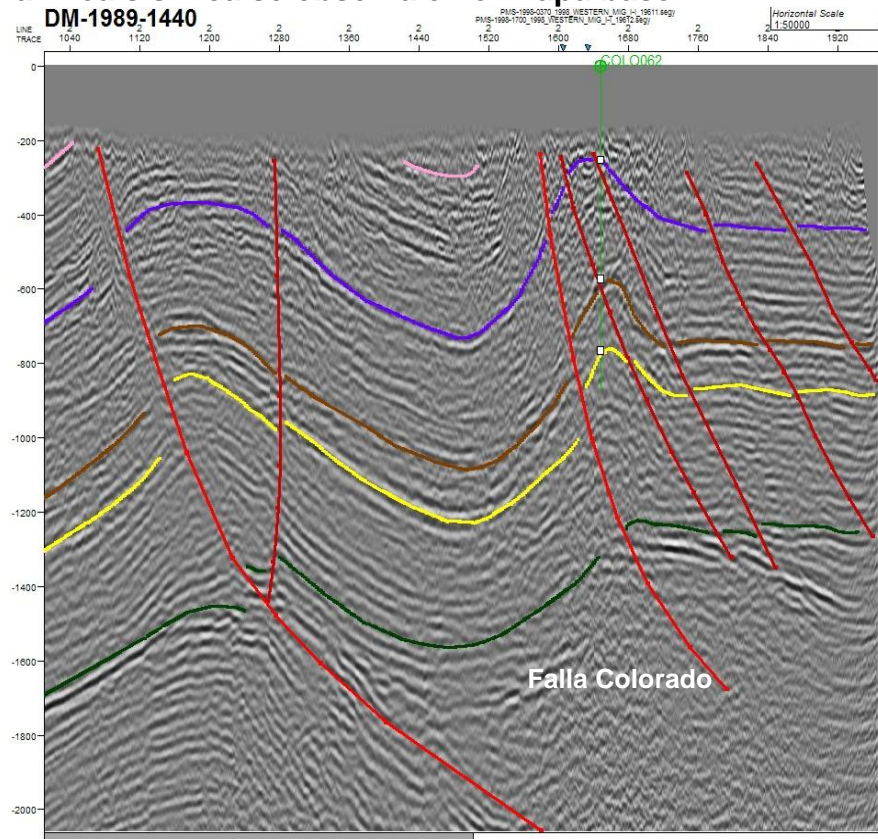


Figura 39. Perfil sísmico. Mostrando la relación entre los datos de pozo y los reflectores sísmicos y los horizontes clave interpretados, se idéntico la falla colorado junto a 5 de las fallas satélite del campo. La localización de la línea sísmica se observa en el mapa base.

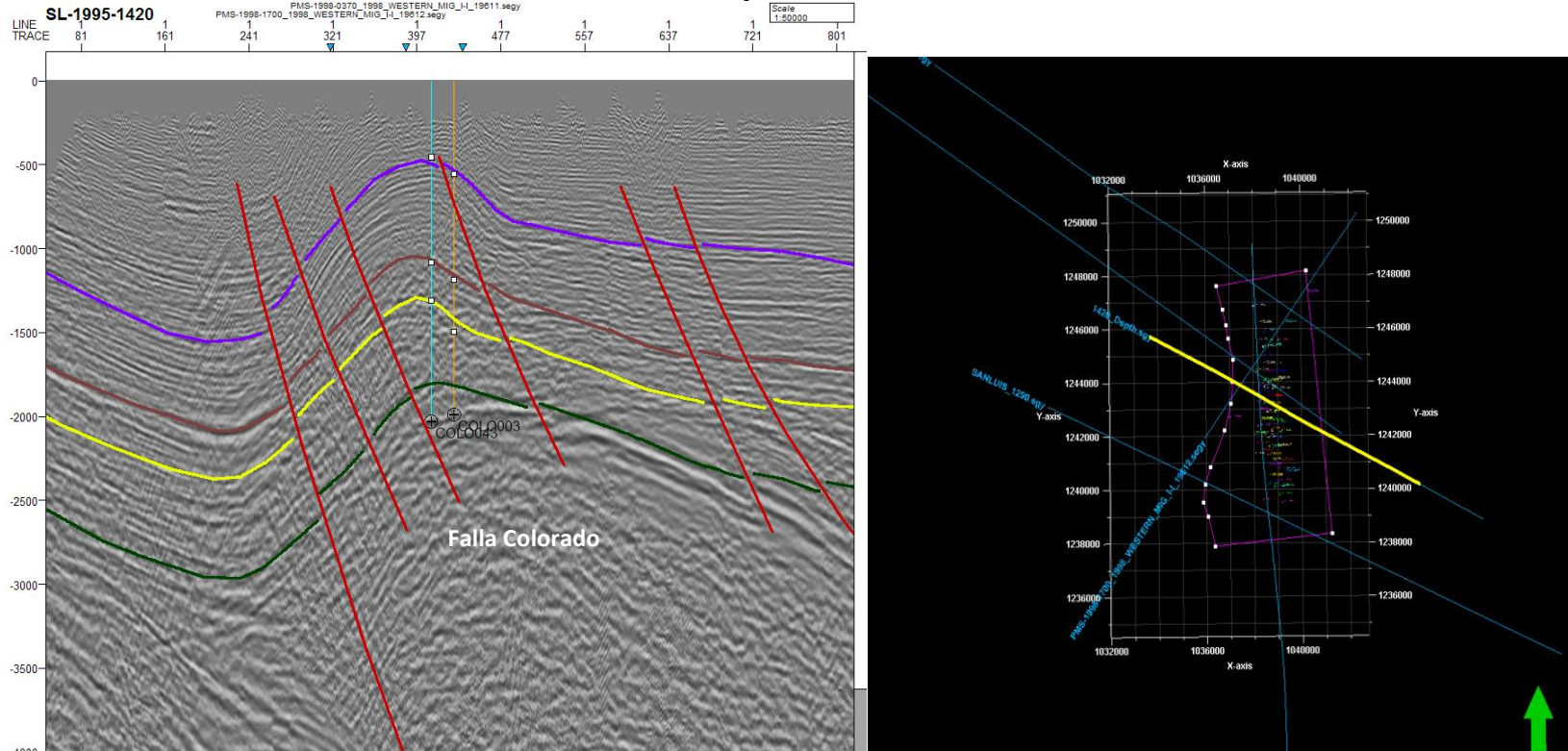


Figura 40. Perfil sísmico de rumbo (N-S). Muestra la relación existente entre la falla principal colorado y las fallas satélite interpretadas, el es posible observar los diferentes bloques que componen el campo colorado, limitados estos por las fallas satélite del campo se identifican 8 bloques estructurales tomando como límite el pozo que se encuentra más al sur del campo (Colorado 22) aunque la totalidad de los bloques identificados estructurales identificados en la línea sísmica son 10. La localización de la línea sísmica se observa en el mapa base.

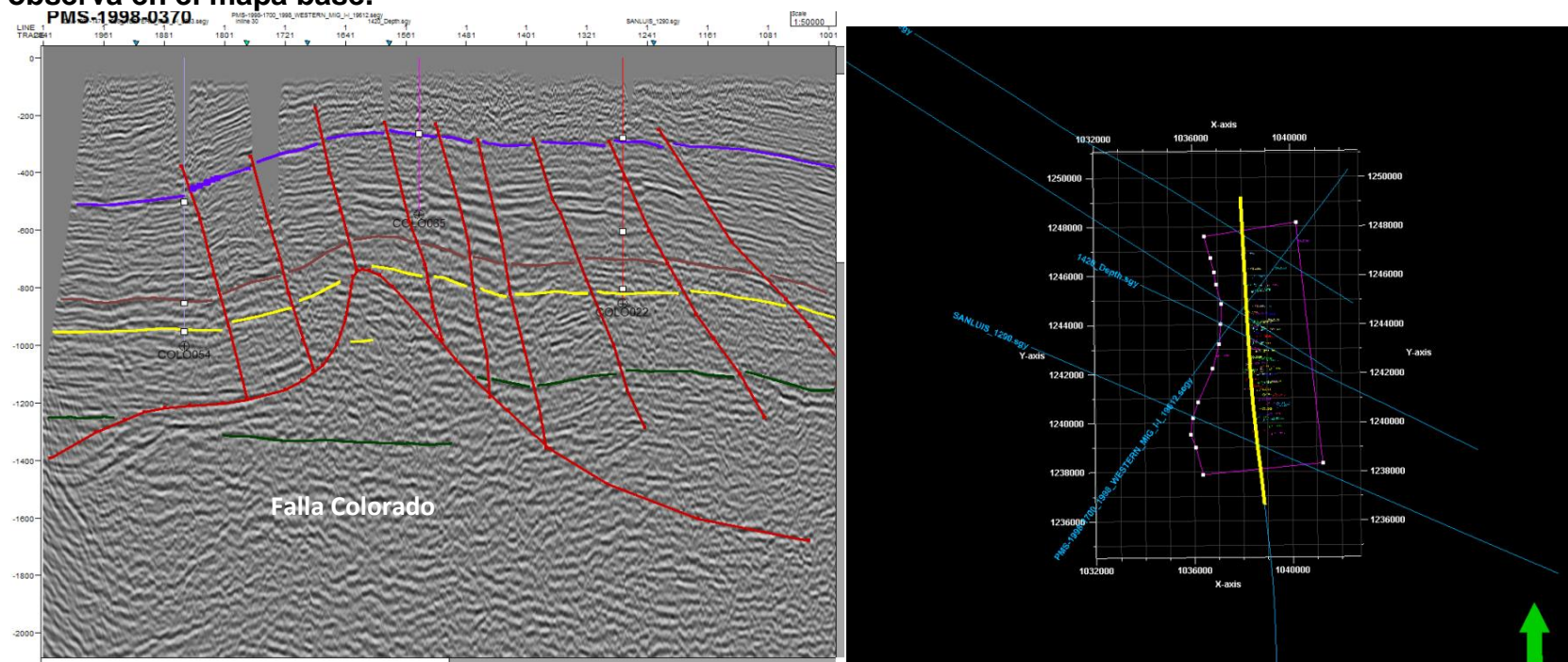


Figura 41. Perfil sísmico ubicado al sur de la estructura de campo colorado mostrando una geometría más desarrollada para el anticlinal de colorado con lo cual se puede comprobar la vergencia norte de la estructura. La localización de la línea sísmica se observa en el mapa base.

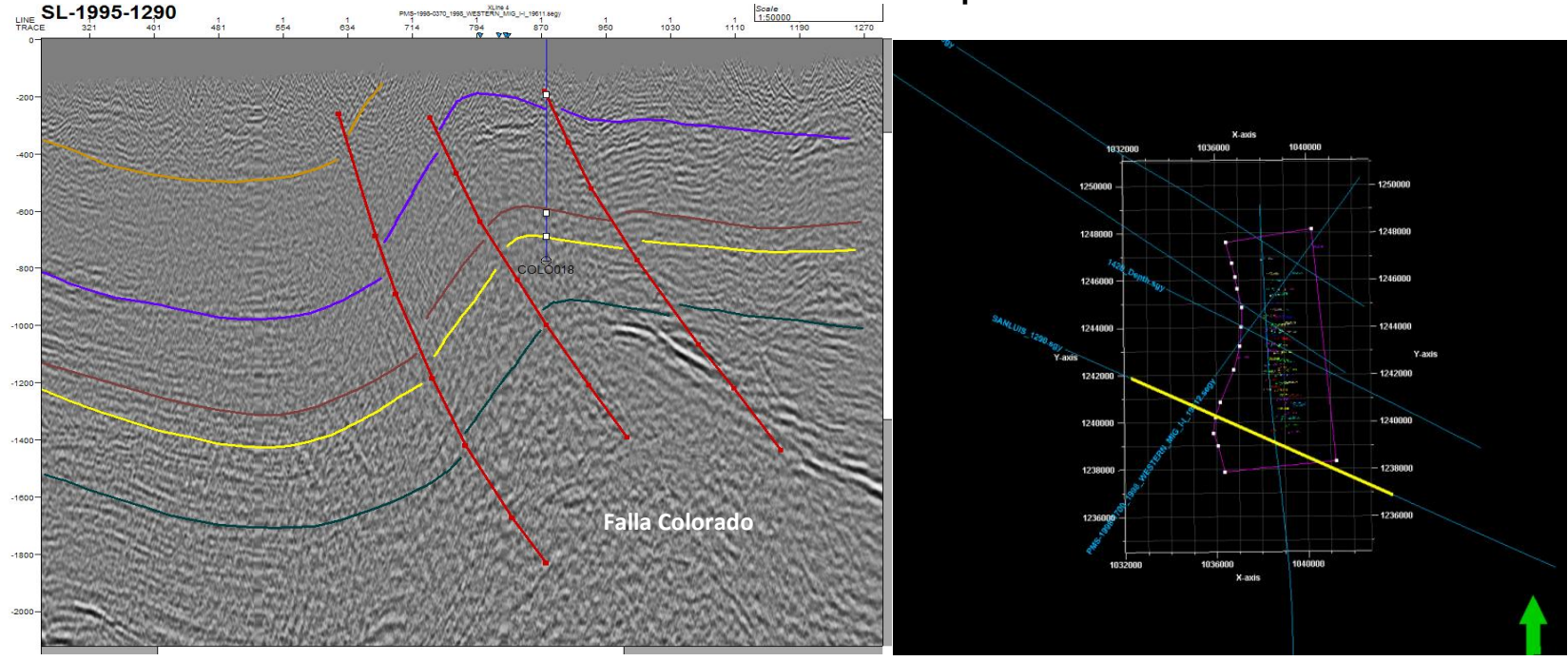
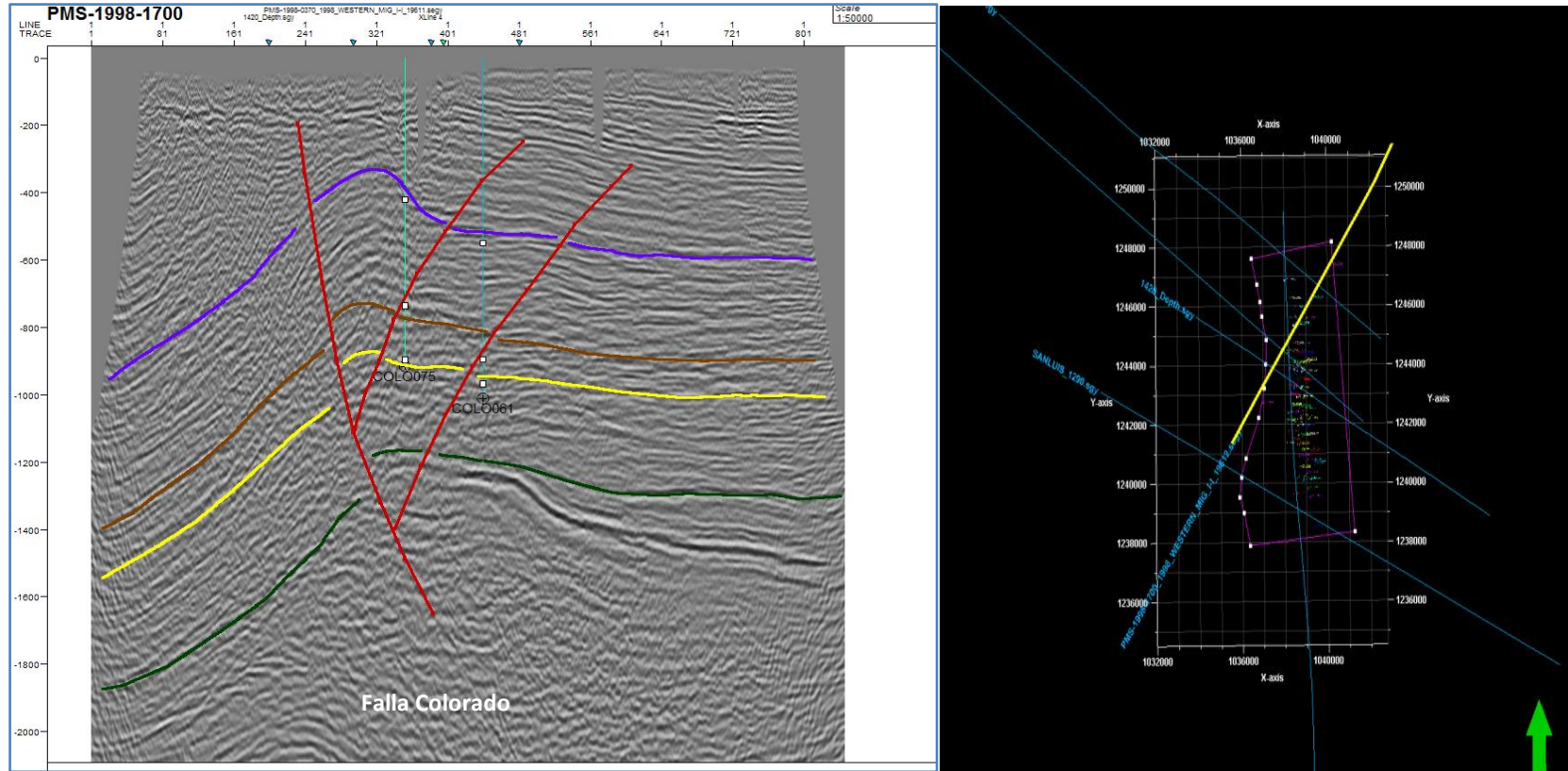


Figura 42. Perfil sísmico en dirección NE-SW mostrando la relación entre los datos de pozo y los reflectores sísmicos y los horizontes clave interpretados. La localización de la línea sísmica se observa en el mapa base.



La interpretación preliminar del anticlinal de colorado, sugiere que la falla que atraviesa el campo colorado es una *homotectic thrust fault*, y que el anticlinal de colorado muestra una vergencia norte, diferenciando que en el presente estudio, todas las fallas satélites del campo, son fallas de tipo inverso y que el campo está compuesto por 10 bloques estructurales.

5.6. MODELO DE VELOCIDADES

Utilizando las tablas tiempo profundidad disponibles en el campo y realizando algunas modificaciones de las mismas cuando se considero necesario ajustar los marcadores respectivos de los pozos, con los reflectores de interés trazados, se cargo en PETREL toda esta información en el modulo Make Velocity Models (Figura 43), se cargaron las respectivas superficies correspondientes generadas a partir de los topes, aplicando el algoritmo de mínima curvatura, se procedió a generar el correspondiente modelo de velocidad (Figura 44).

Figura 43. Modulo “*Make Velocity Model*” de Petrel, con el que fue elaborado el modelo de velocidades y los respectivos datos de entrada que fueron utilizados para su elaboración.

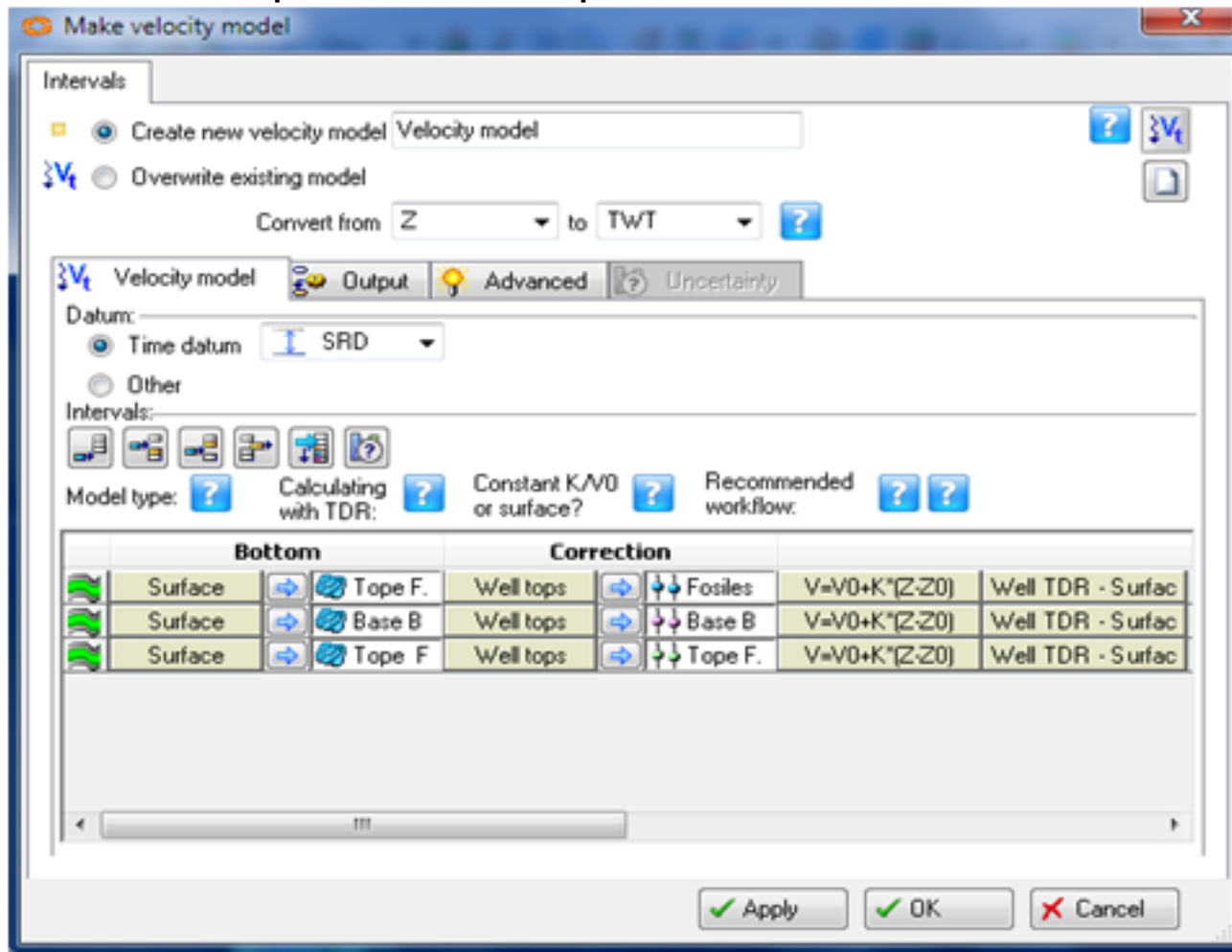
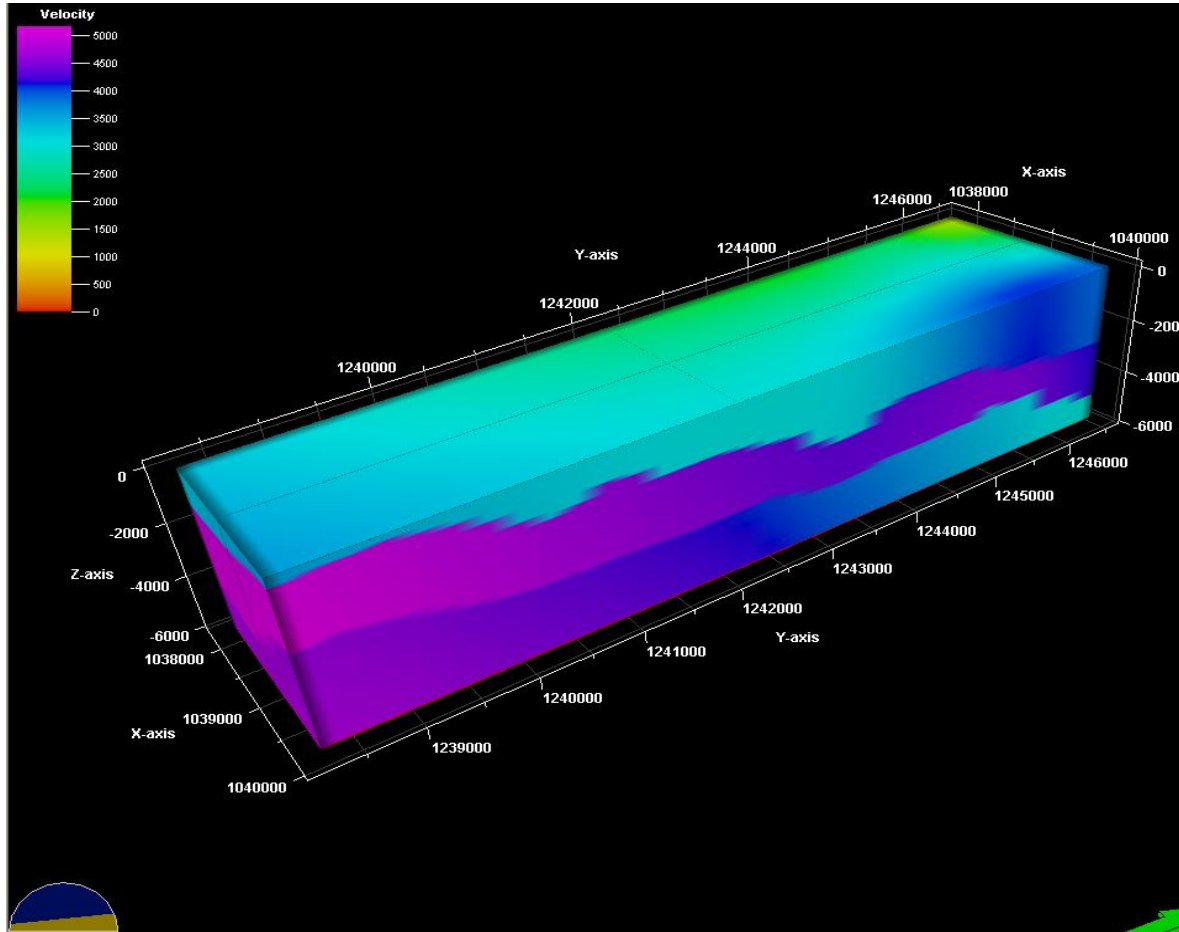


Figura 44. Cubo de Velocidades elaborado con base en las tablas t-d de los pozos y las superficies formacionales elaboradas con los topes de cada pozo, como se puede observar, en cada formación el valor de la velocidad tiende a ser constante.



5.7 CONVERSIÓN TIEMPO PROFUNDIDAD

Inicialmente a partir de la interpretación de las líneas sísmicas 2D en tiempo, fue elaborado un modelo de fallas, extrapolando a 3D las interpretaciones que se habían realizado en 2D, pero dicho modelo no se estaba en profundidad, por lo cual fue necesario llevarlo a profundidad aplicándole el respectivo modelo de velocidades elaborado para el campo, con ello se obtuvo un modelo de fallas en 3D y en profundidad.

Figura 45 Elaboración del modelo de fallas en tiempo, se puede observar la inserción de pilares a lo largo de los planos de falla.

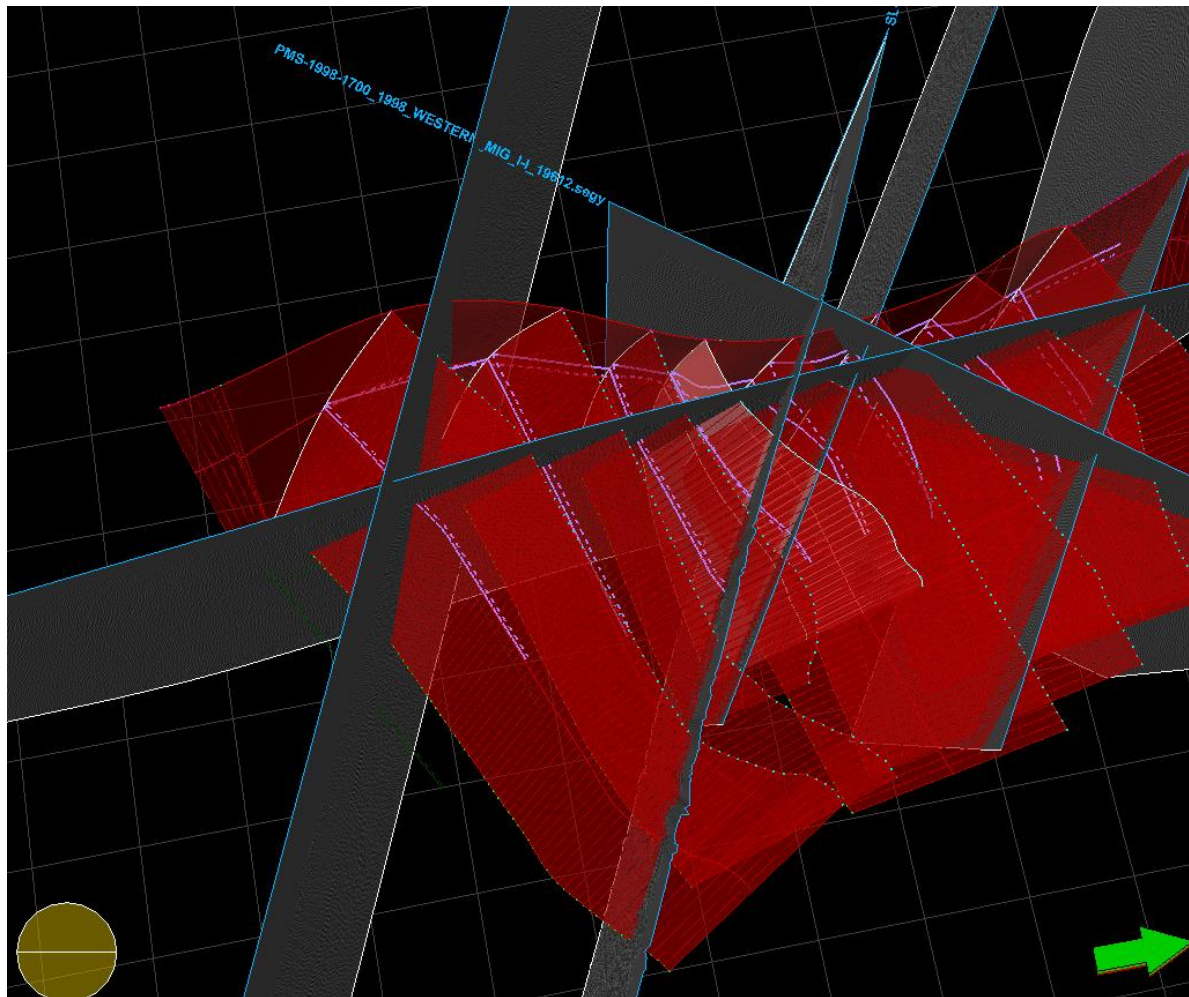


Figura 46 La relación entre la sísmica en tiempo y el modelo de fallas en tiempo, con los pilares insertados, pero a los cuales aún les hace falta edición.

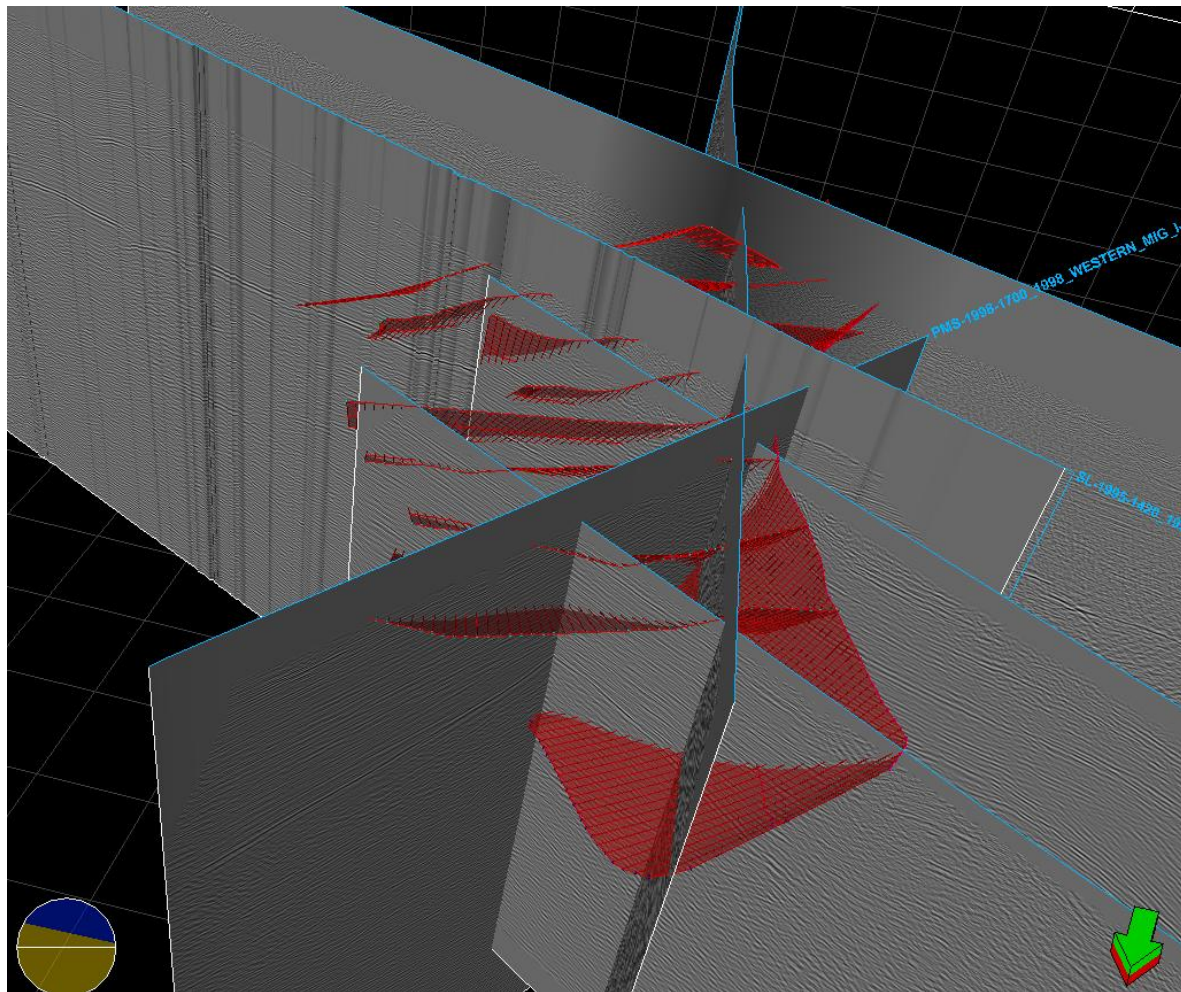
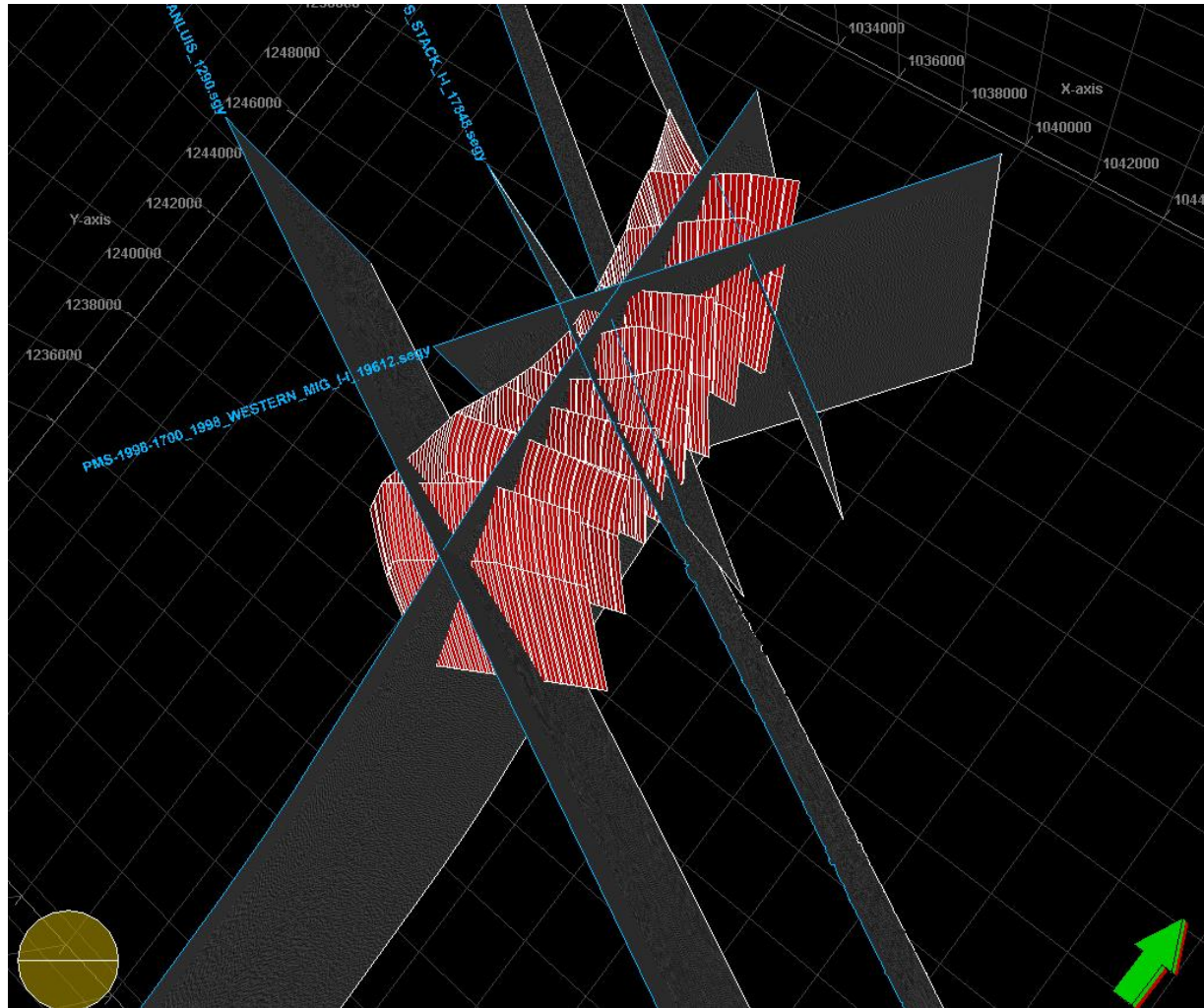


Figura 47 Modelo de fallas en tiempo, completamente editado



5.8 SECCIONES ESTRUCTURALES

3 secciones estructurales fueron construidas en diferentes direcciones a través de la estructura de Colorado. (Figuras 46 a 48). Estas secciones estructurales se construyeron usando la consistencia de la interpretación de todas las secciones sísmicas,. Los datos usados en estas secciones estructurales incluyen, topes de pozo, datos dipmeter, donde fuera posible también se usaron datos disponibles de conversión tiempo. La información dipmeter proveyó la información sobre los dominios de buzamiento en cada formación.

Figura 46. Sección Estructural que muestra la forma del anticlinal y que fue construida a partir de la línea sísmica DM-1989-1440.

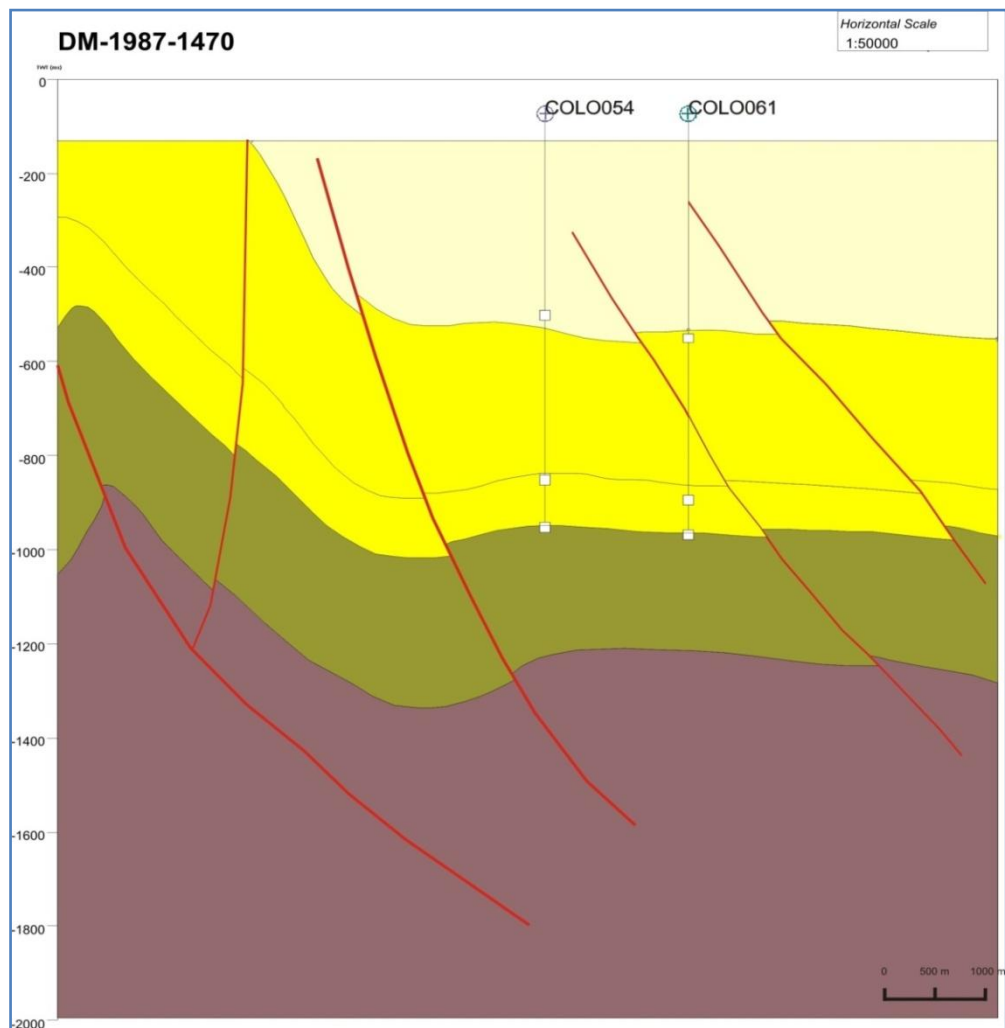


Figura 47. Sección Estructural construida a partir de la línea sísmica PMS-1998-1700, exhibiendo la Falla Colorado junto con dos de sus fallas satélites.

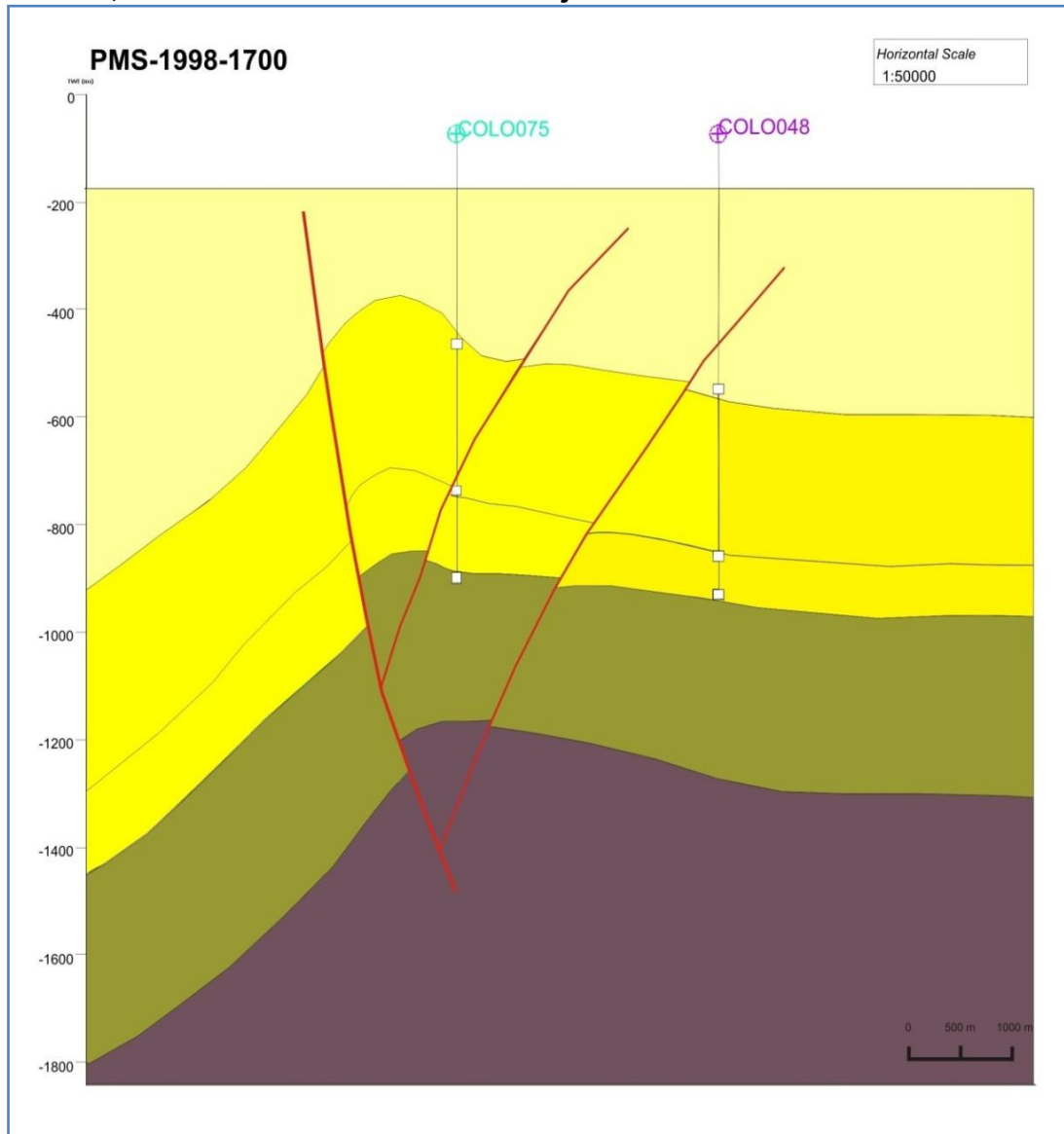
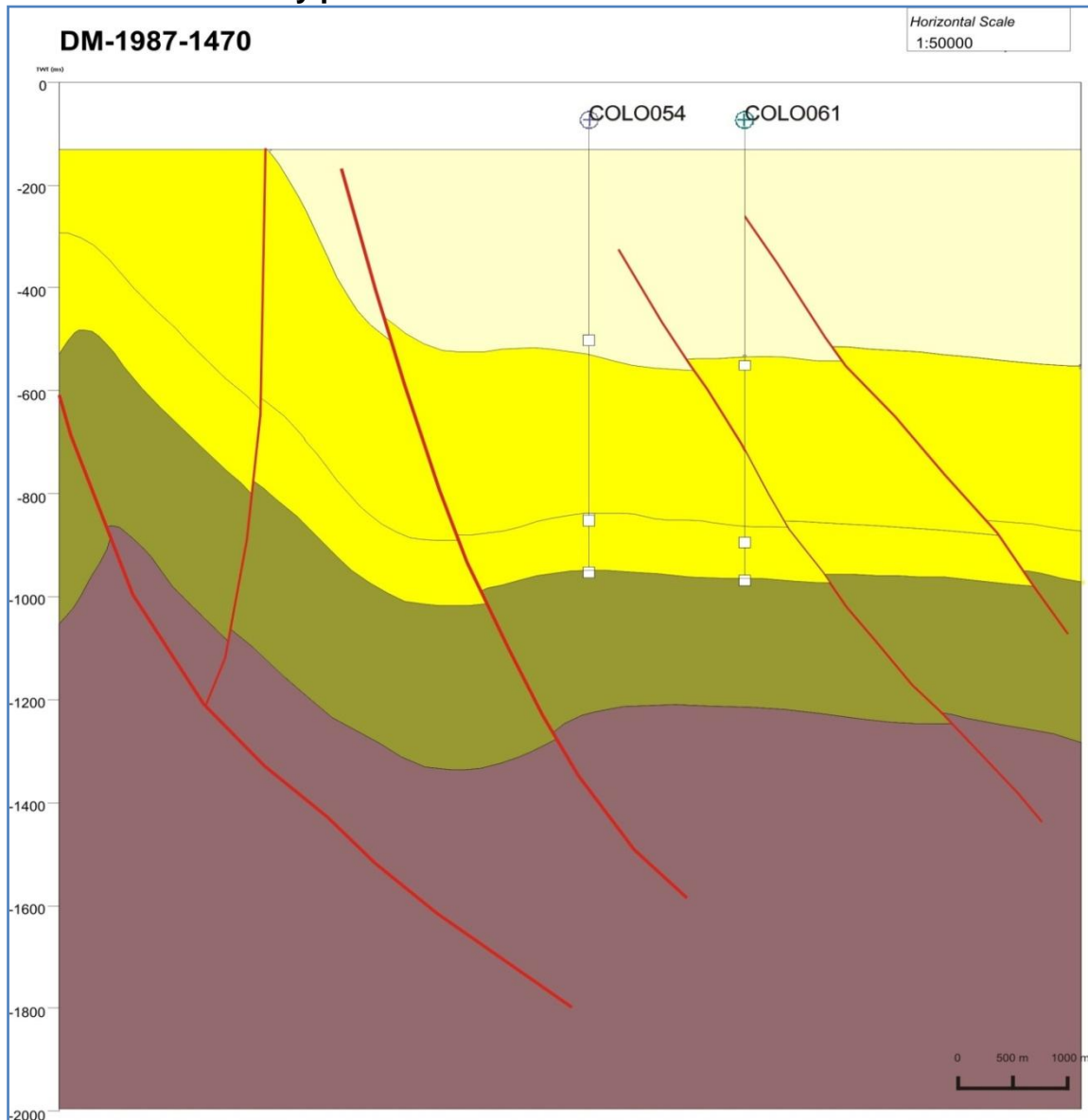


Figura 48. Sección Estructural ubicada al norte del Campo Colorado, que permite ver el cabeceo de la estructura, debido a que anticlinal de colorado en esta zona está muy poco desarrollado.



6. MODELO ESTRUCTURAL 3D

Para el desarrollo del modelo estructural 3D fue necesario seguir un conjunto de pasos con el fin de poder modelar estructuralmente el campo.

Fueron modeladas un total de 10 fallas, de las cuales 9 corresponden a fallas satélites enumeradas en orden IB, I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII y una falla principal conocida como la falla de Colorado.

Se partió de la interpretación en tiempo realizada sobre la sísmica (Figuras 49 y 50), con ella se generaron los respectivos planos de falla conectando (interpretación 3D), las diferentes interpretaciones, que se observan en cada una de las 6 líneas sísmicas en tiempo (Figura 51).

Figura 49. Interpretación estructural realizada sobre las líneas sísmicas en tiempo en una vista en 3D, en la que además es posible observar, el polígono límite propuesto para el Modelo Estructural 3D.

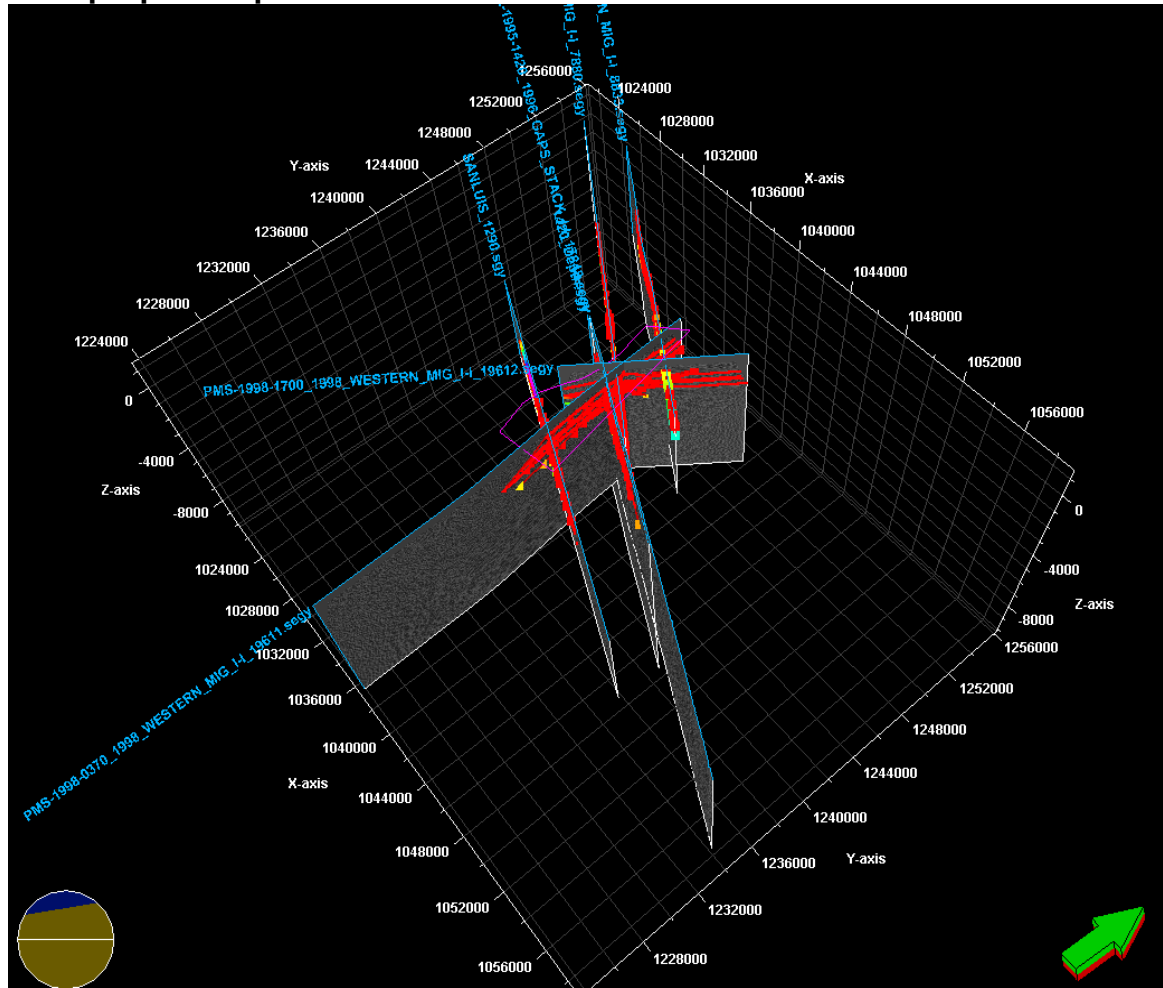
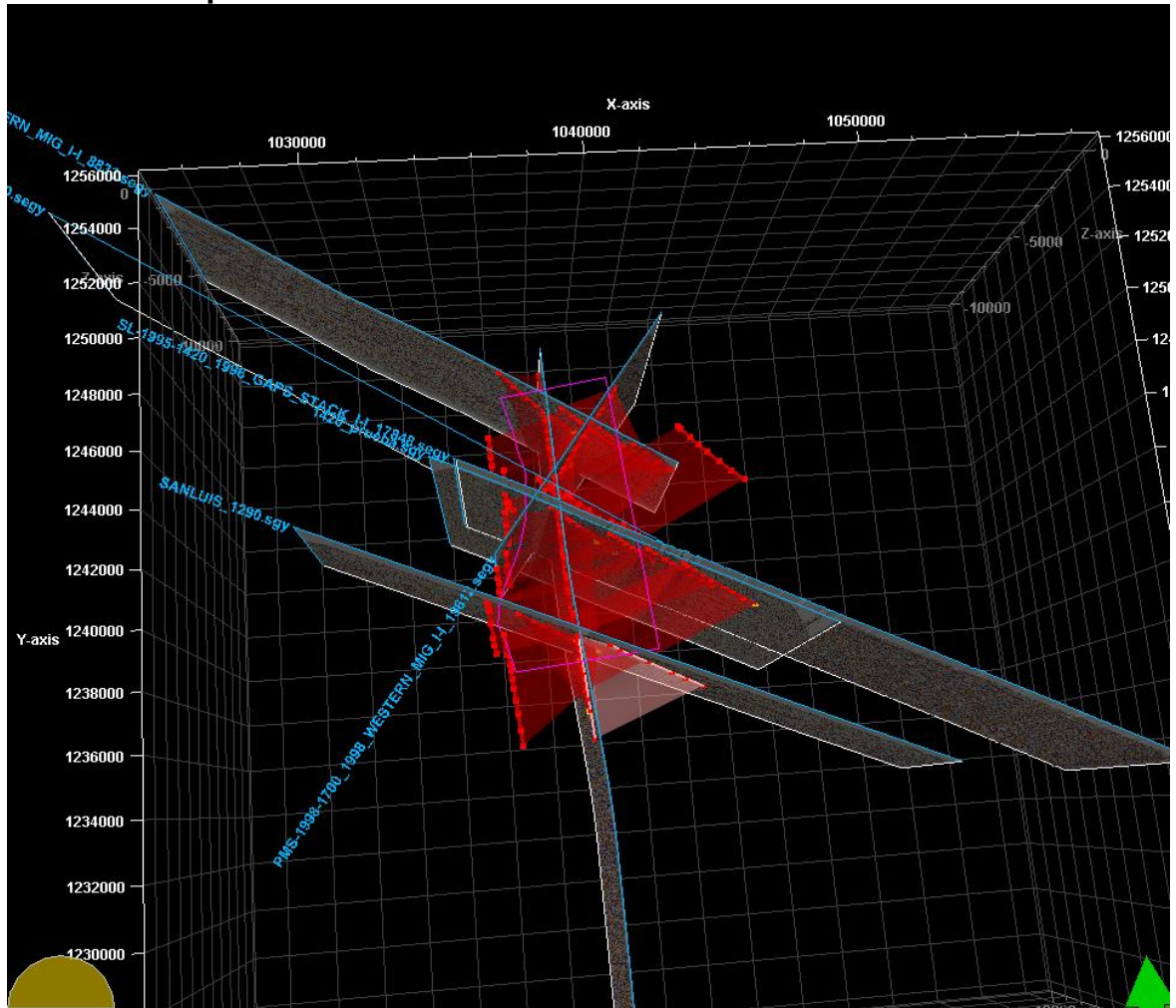
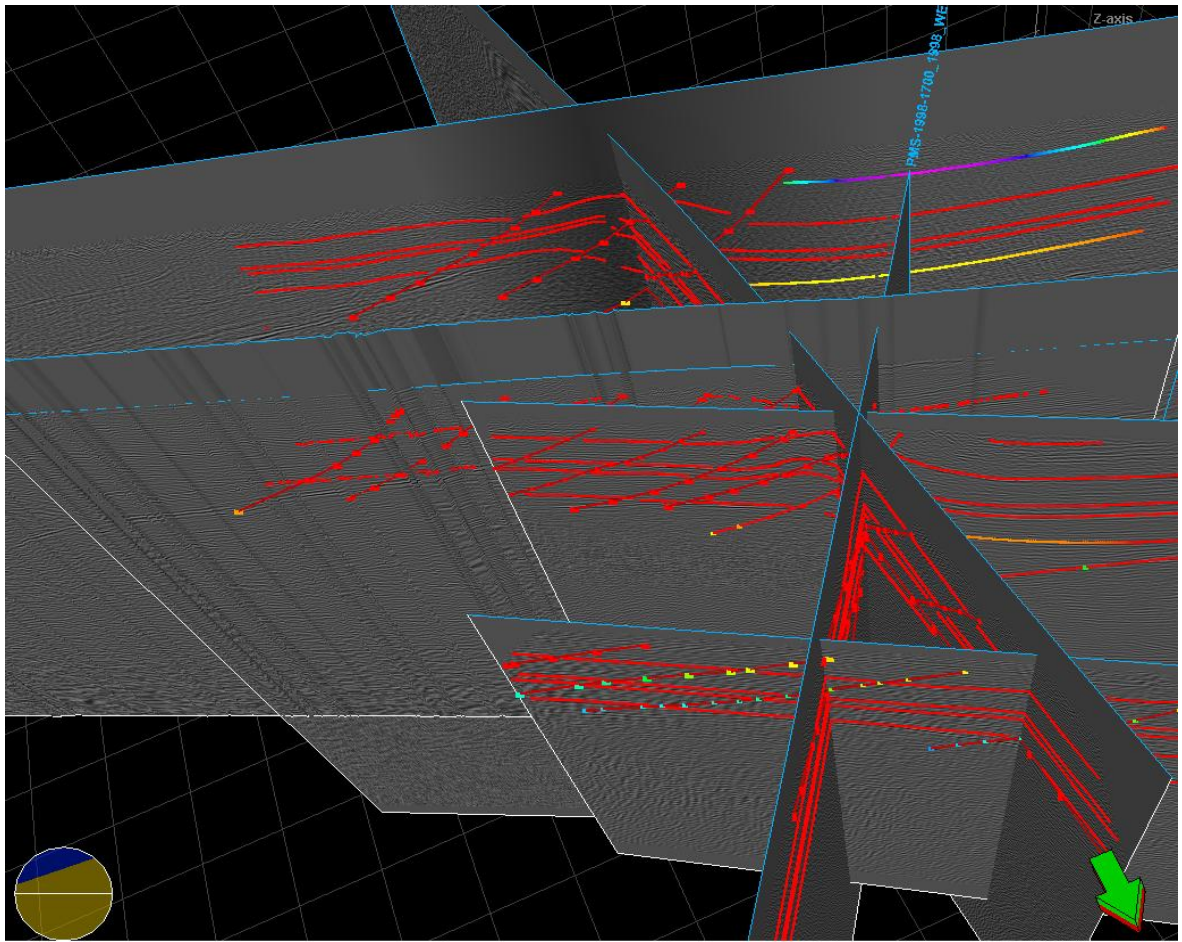


Figura 51. Planos de falla extrapolados usando las interpretaciones estructurales realizadas sobre las líneas sísmicas, el polígono en color violeta corresponde el área de estudio.





Luego se procedió a generar las respectivas superficies de falla (Figuras 52 (a), (b), 53), las cuales posteriormente fueron editadas y convertidas a profundidad utilizando el modelo de velocidades elaborado para el campo (a)

Figura 52 (a), A partir de la extrapolación de los planos de falla trazados en la sísmica, se generaron superficies de falla, consistentes con la interpretación.

(a)

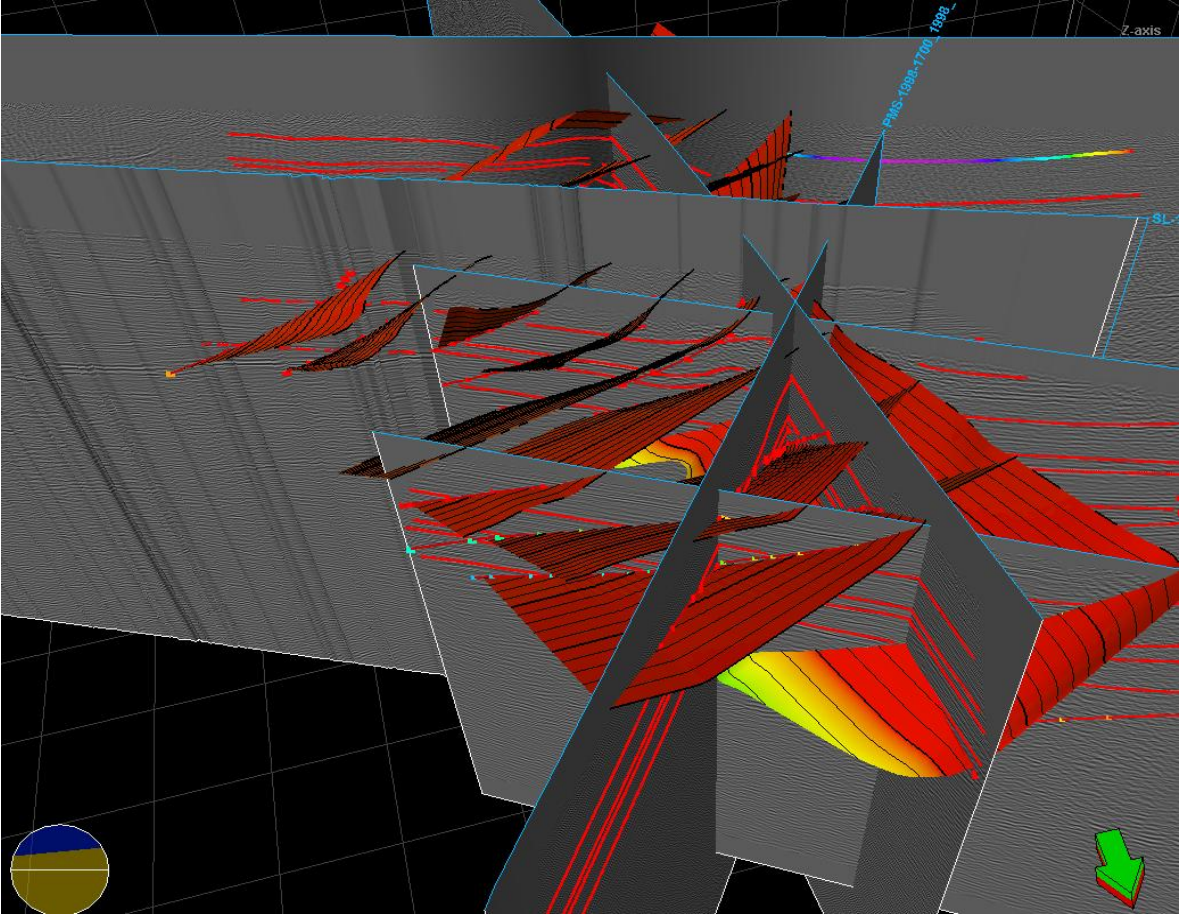
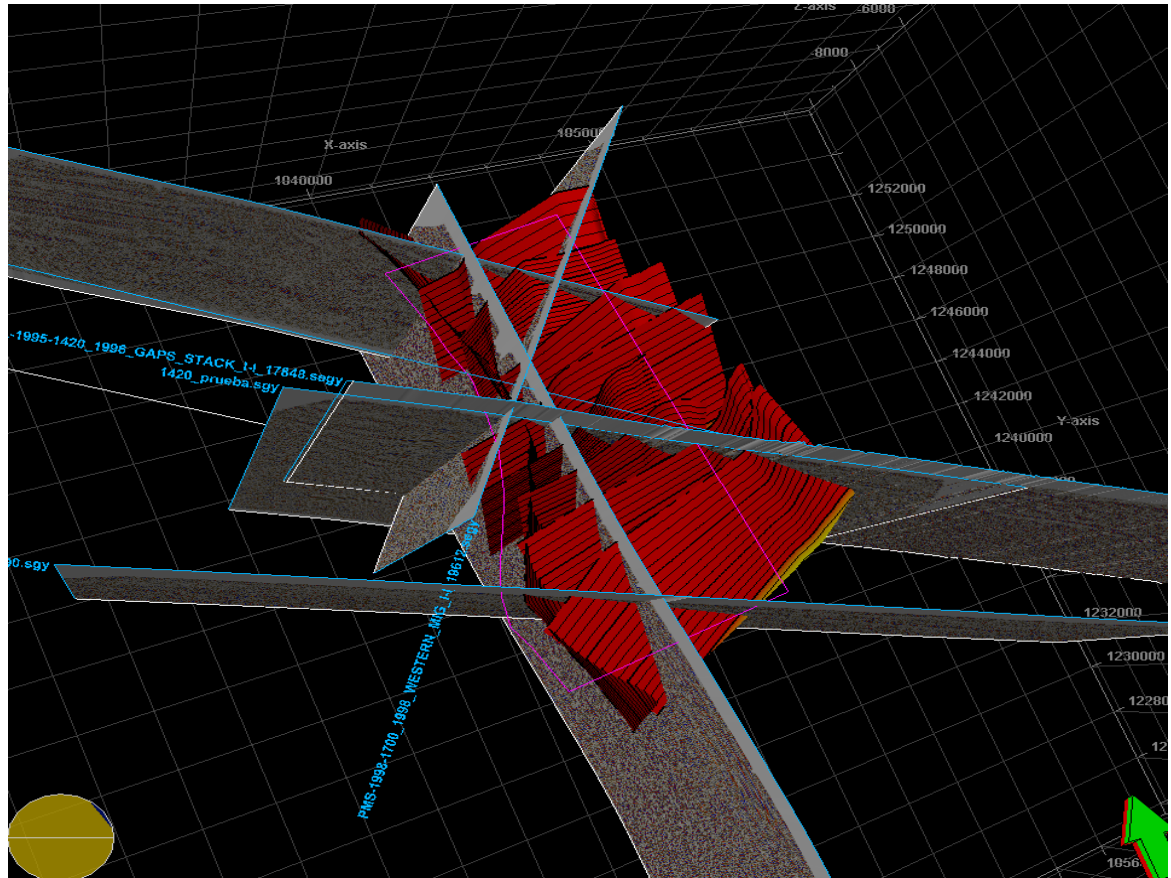


Figura 52 (b) Vista superior de las superficies de falla generadas



Posteriormente fue elaborado un modelo de velocidades, utilizando como datos de entrada las relaciones tiempo profundidades establecidas para cada pozo a través de las tablas t-d y tres superficies formacionales, correspondientes a los topes de las formaciones Mugrosa (B0), zona C de mugrosa (MZC) y tope de la Formación Esmeraldas, elaboradas a partir de los datos de tope de los pozos (Figuras 53 a 55).

Figura 53. Modelo de velocidad visto en dos planos de intersección junto con los pozos y las dos superficies formacionales (tope de mugrosa y esmeralda), utilizadas para su construcción.

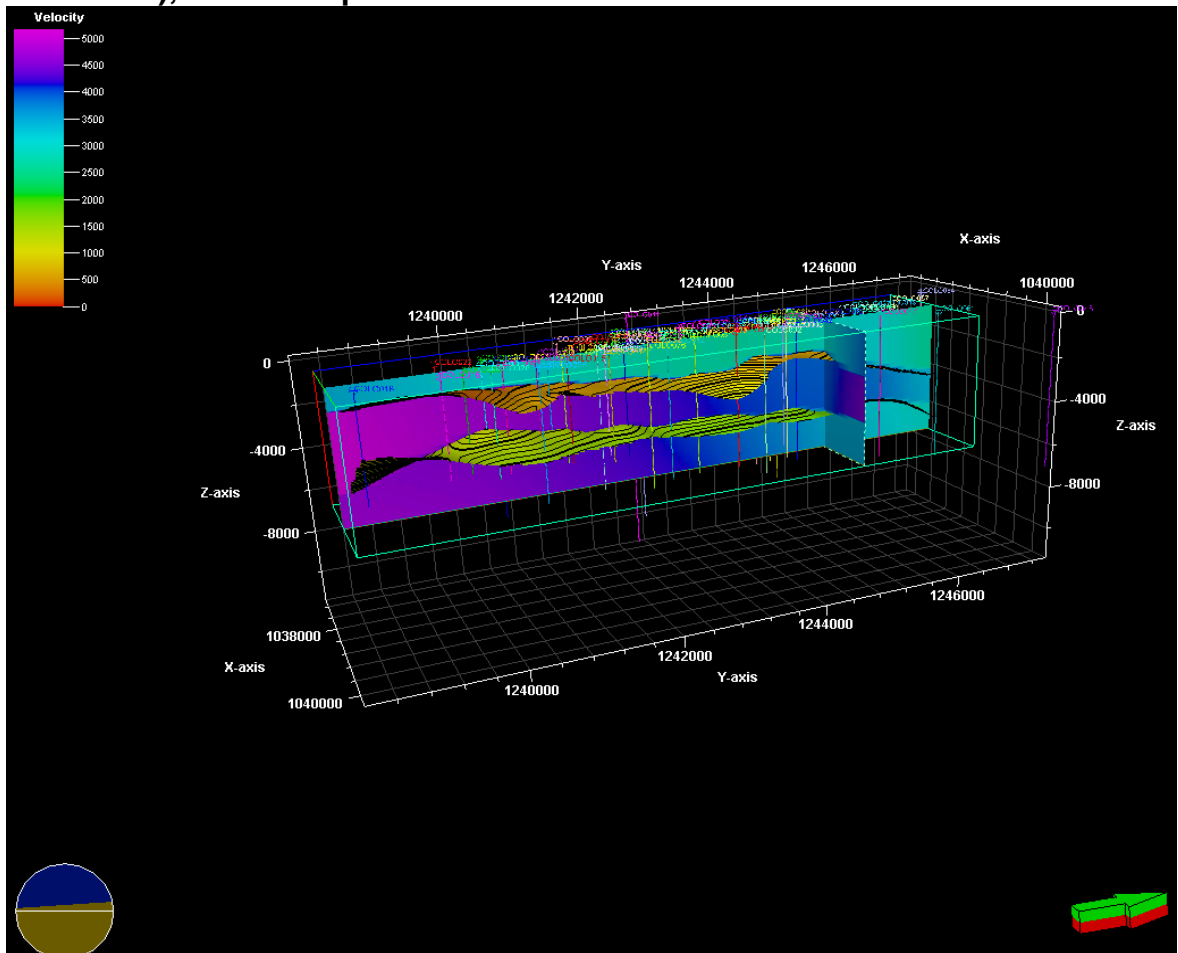
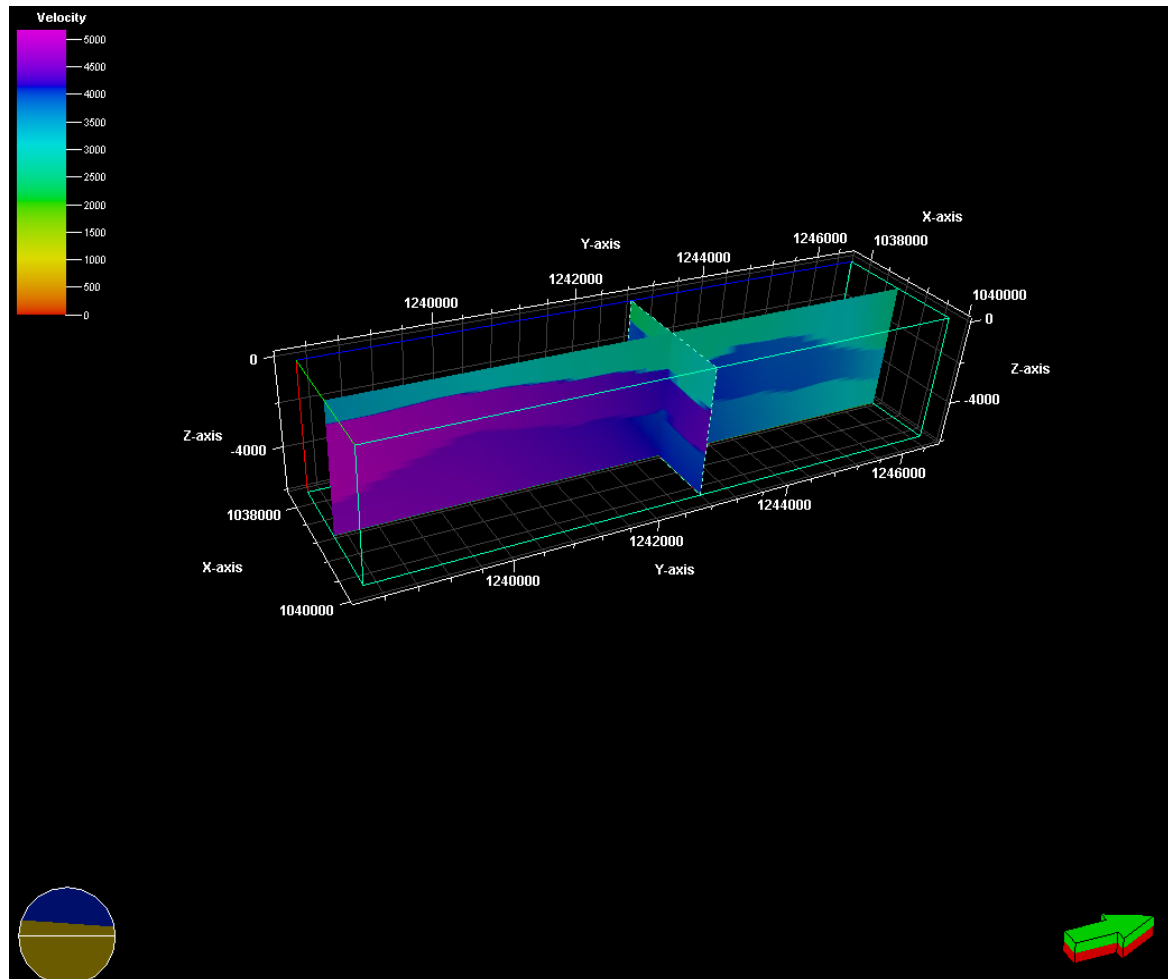
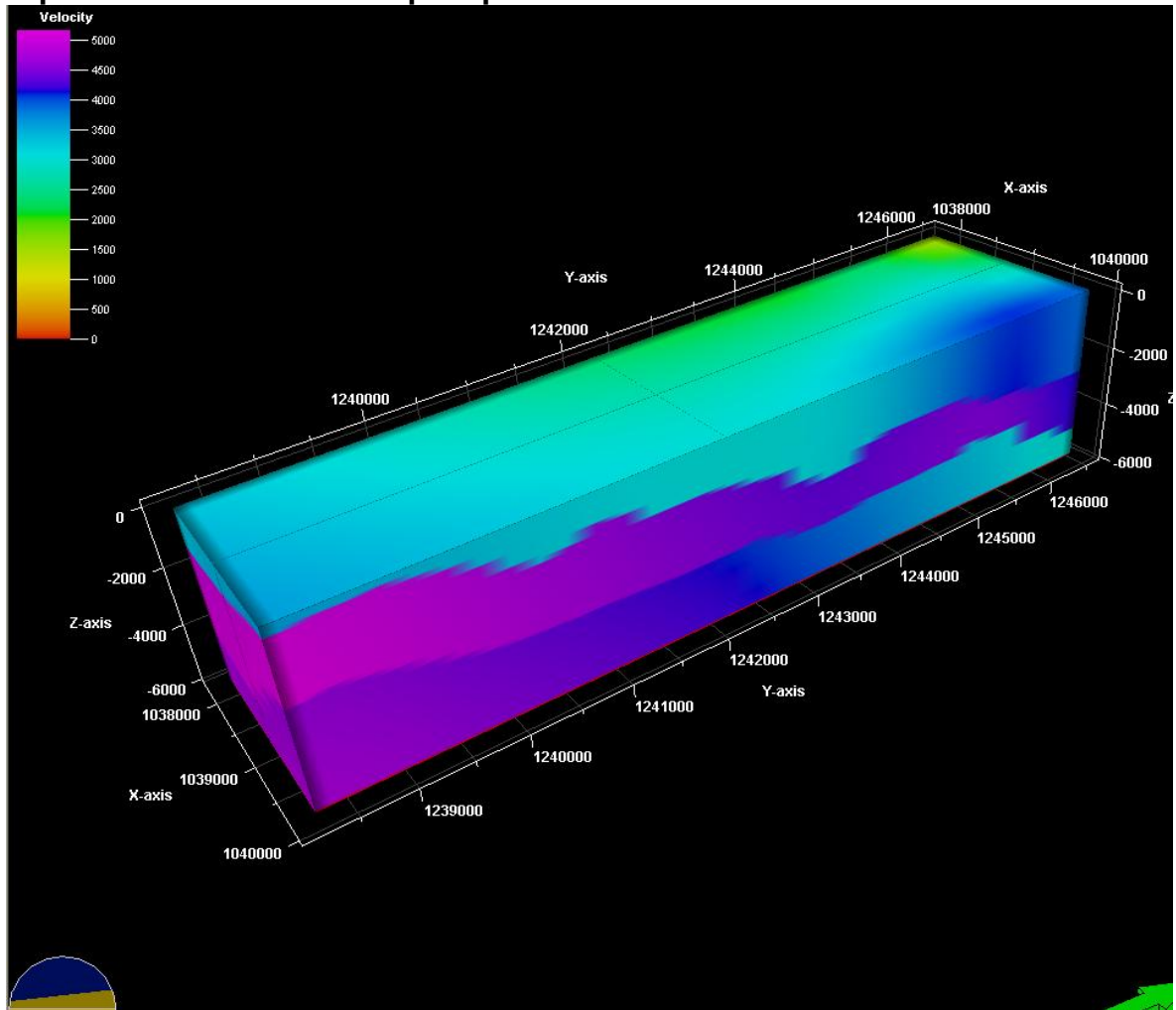


Figura 54. Modelo de velocidades visto como dos planos de intersección.



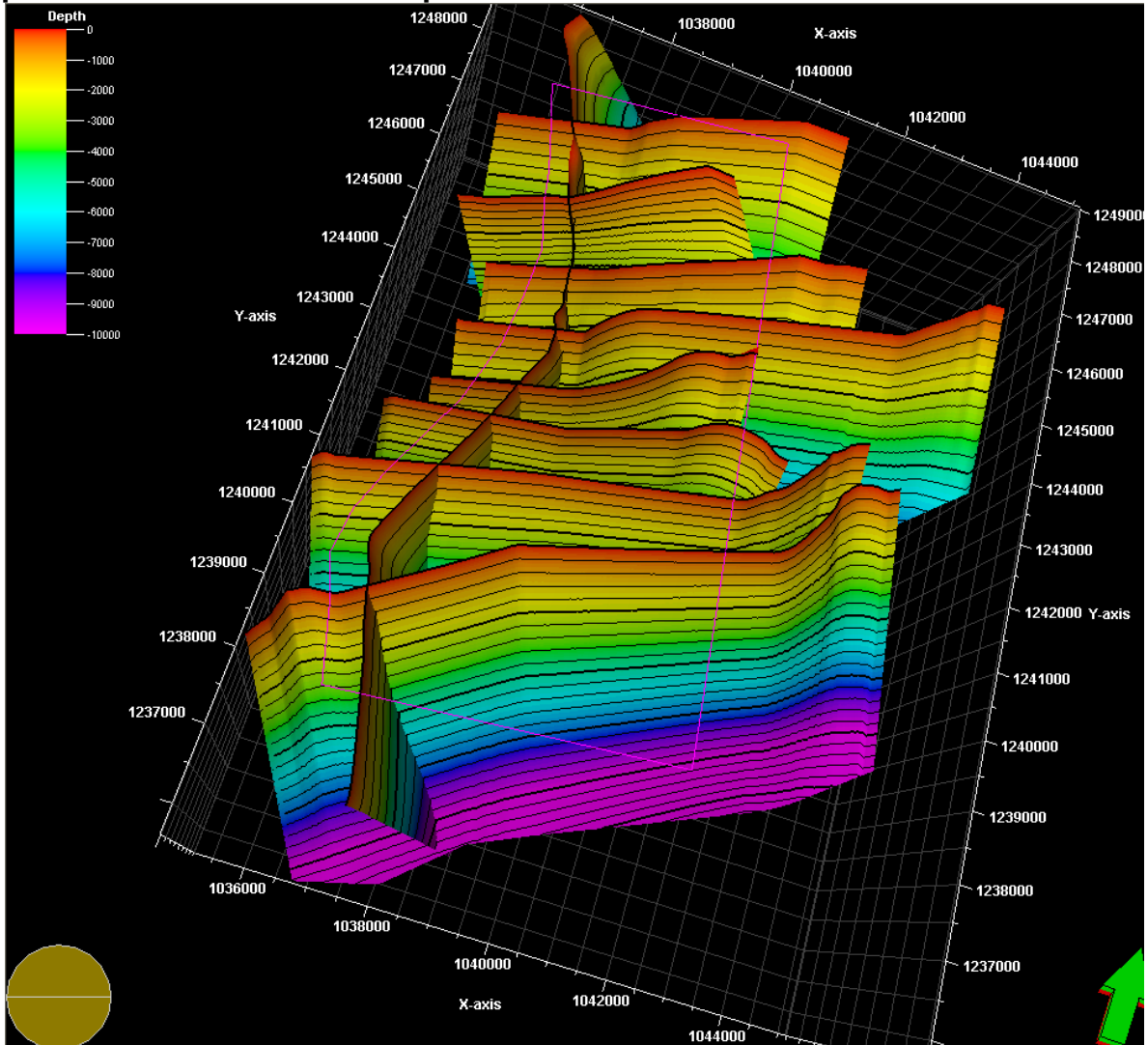
Como es posible observar en las figuras anteriores, el modelo de velocidades fue definido de tal forma que cada formación tuviera una velocidad promedio constante a lo largo y ancho de toda la formación, considerado esto debido a sus particulares características litológicas que se proponen homogéneas en cada formación.

Figura 55. Cubo de Velocidades utilizado para la conversión de las superficies de falla en tiempo a profundidad.



Luego de obtener el cubo de velocidades se toman las superficies de fallas en tiempo y son convertidas a profundidad (Figura 56), obteniéndose planos de falla sin modelar que son la base para generar el modelo de fallas del proyecto.

Figura 56. Superficies de falla en profundidad obtenidas a partir de la conversión de las superficies de falla en tiempo, utilizando el modelo de velocidades elaborado para el campo, en la esquina superior derecha se puede observar la escala en profundidad utilizada.

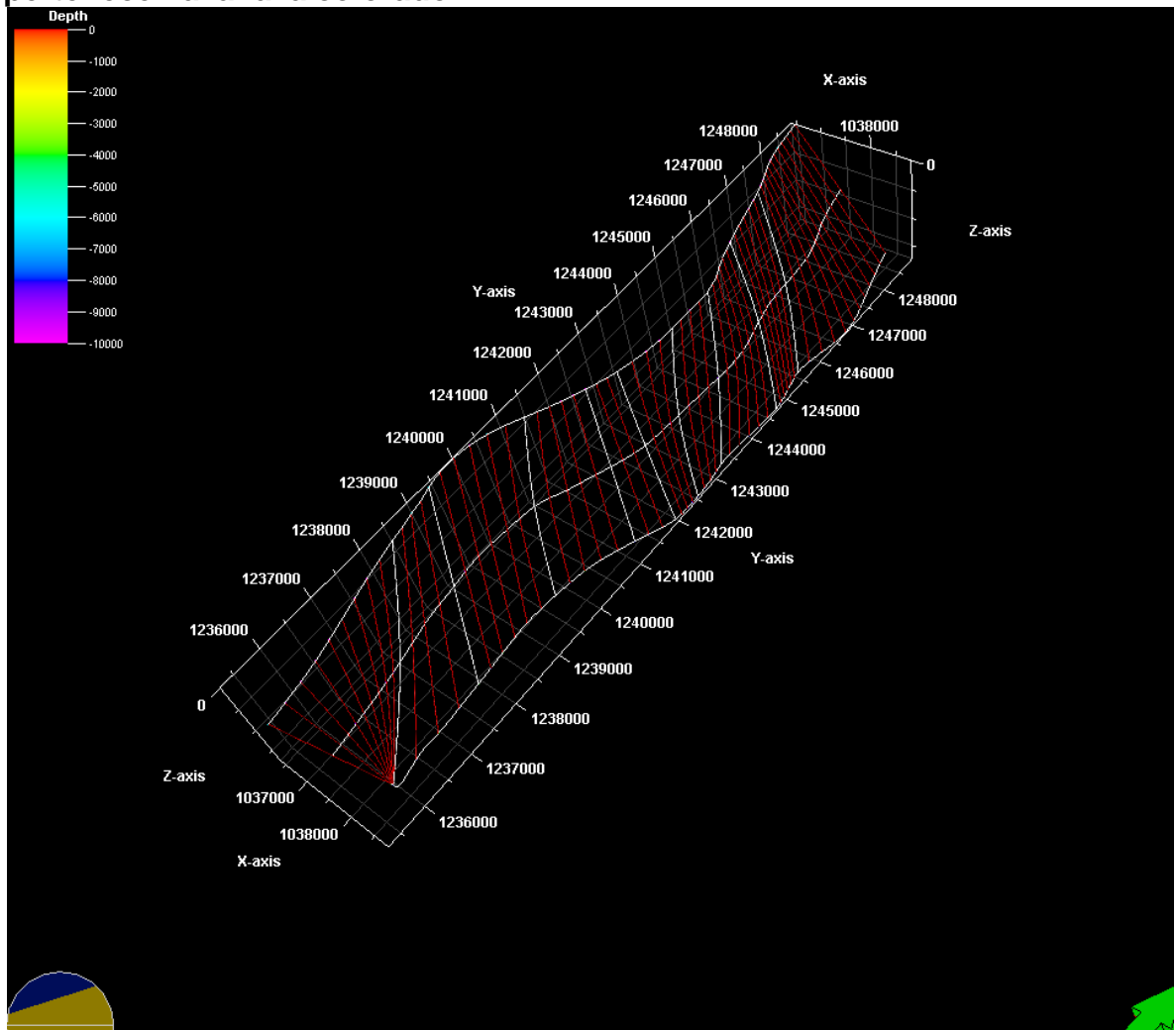


Basados en las superficies de fallas en profundidad, se procede a modelar las fallas, utilizando el modulo Structural Modeling de Petrel, para ello las superficies de falla fueron convertidas a modelo de falla y luego editadas.

El modelo de fallas en petrel se genera a partir de múltiples pasos, uno de los cuales consiste en insertar pilares comunes entre las fallas que se interceptan ó que van unidas, con el fin de modelar de forma correcta la intersección de las

fallas, ya que es necesario reproducir el salto de cada falla en la intersección, siendo necesario para reproducirlo, el insertar pilares comunes, y en su posterior alargamiento ó recorte dependiendo de las necesidades del momento (Figura 57).

Figura 57. Modelo de la falla de Colorado elaborado en Petrel, que exhibe en color gris luminoso, los pilares correspondientes a las intersecciones entre las fallas satélite y el plano de la falla colorado, los pilares de color rojo, pertenecen a la falla colorado.



Luego de ello fueron ubicados los respectivos planos correspondientes a las fallas satélites, en cada uno de los pilares de intersección que fueron creados para este fin (Figuras 58 a 60)

Figura 58 (a) Construcción del modelo de fallas en profundidad utilizando pilares de falla.

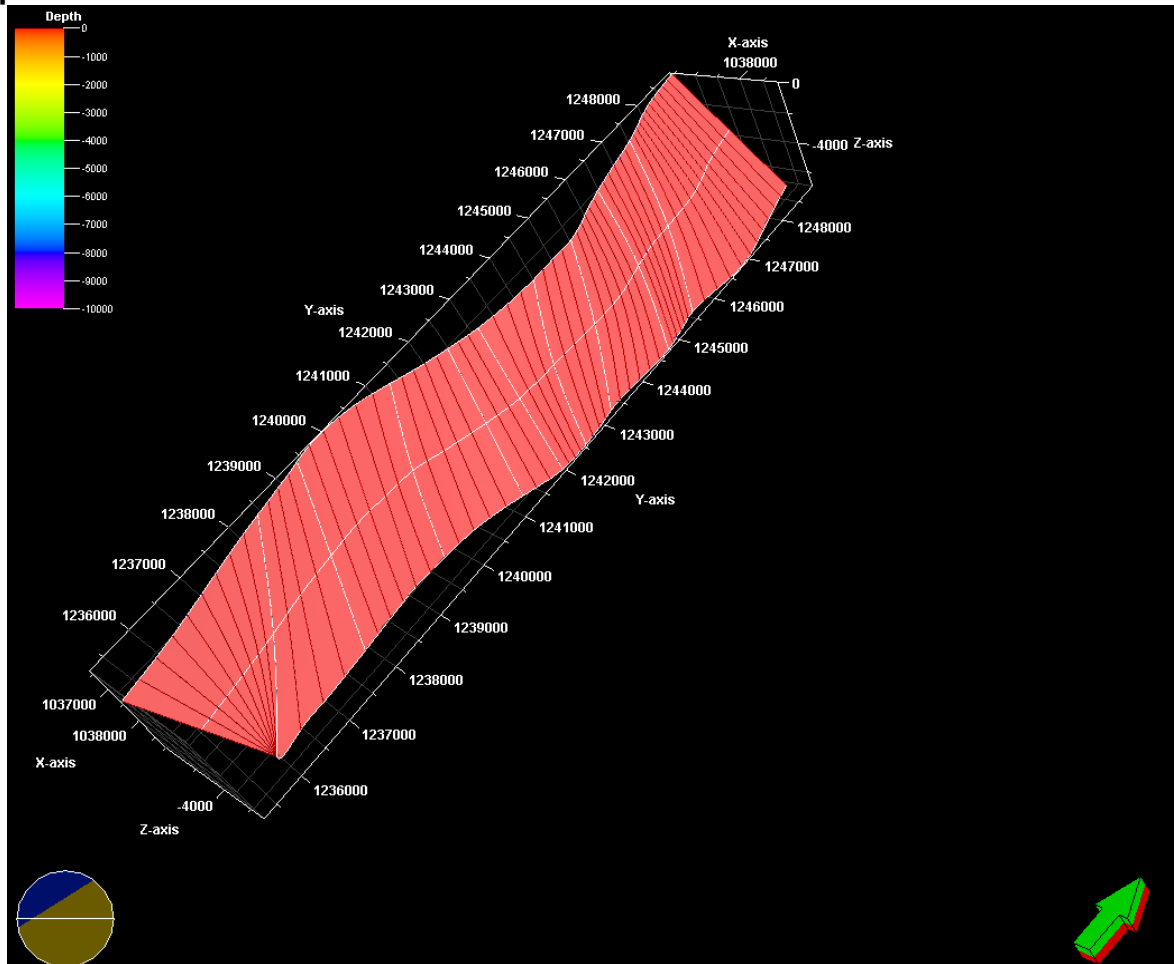


Figura 58 (b).Ubicación de las fallas satélite, sobre el plano de la falla de Colorado, en la imagen se aprecian las fallas satélite VIII y VII.

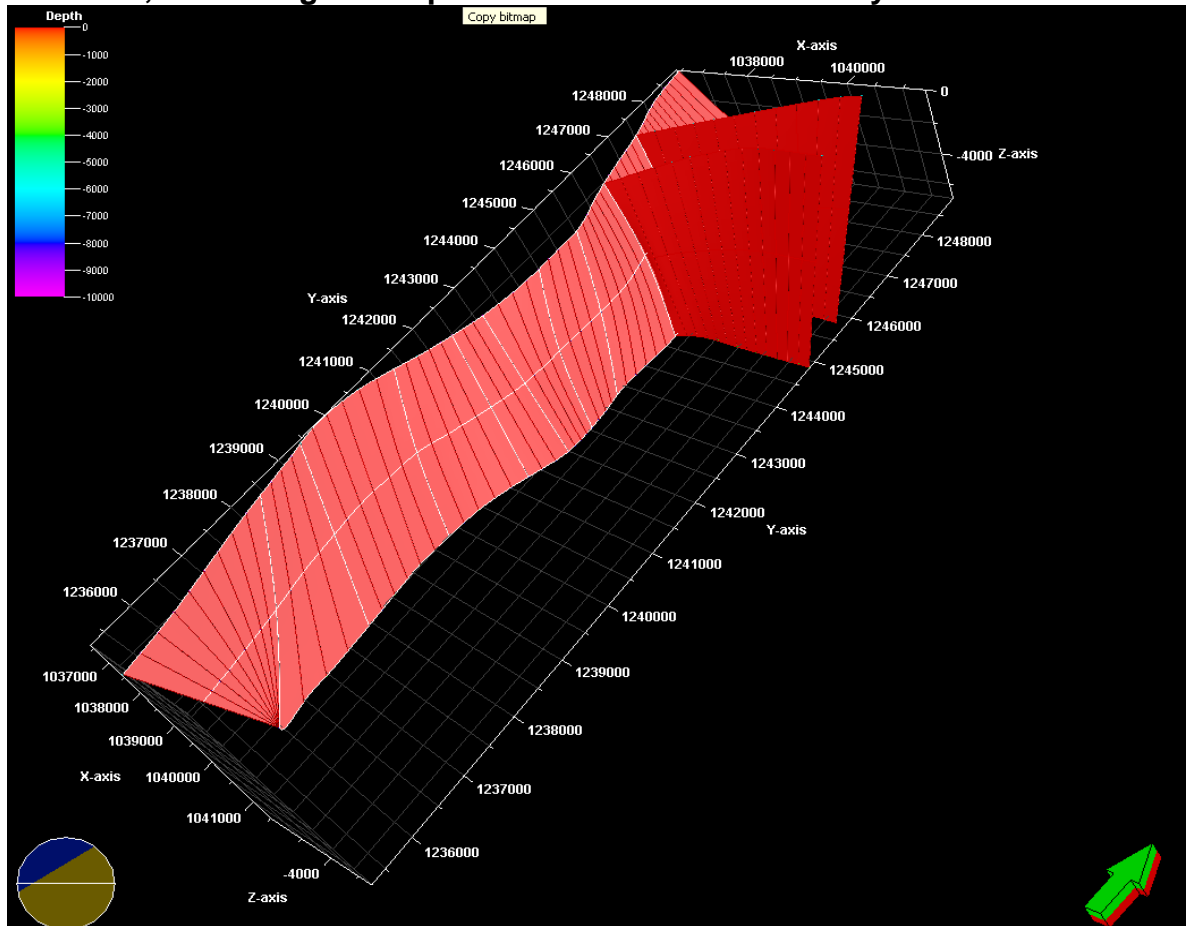


Figura 59. Modelo de fallas completo, con su correspondientes planos tanto de la falla colorado, como de las fallas satélite

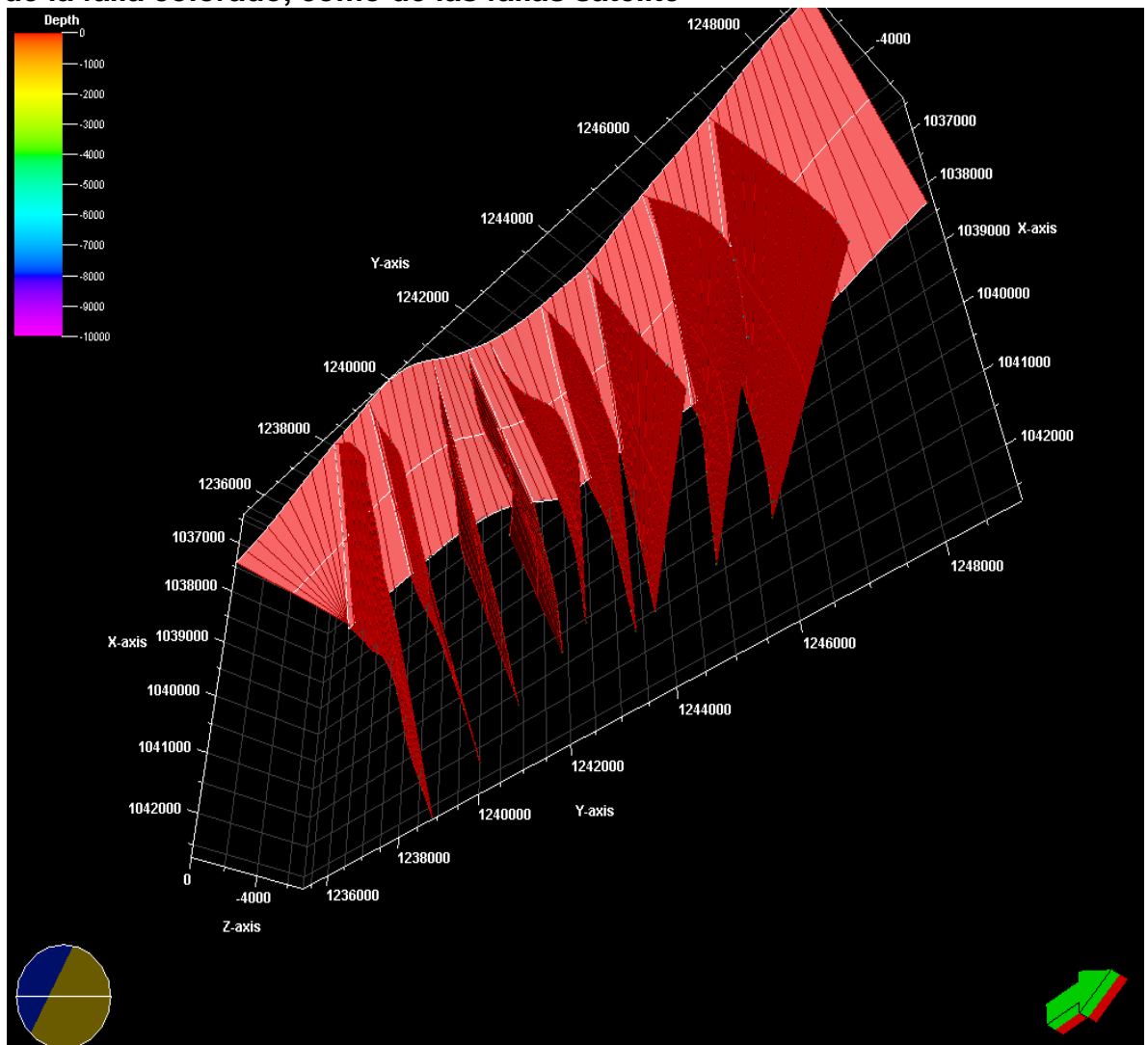
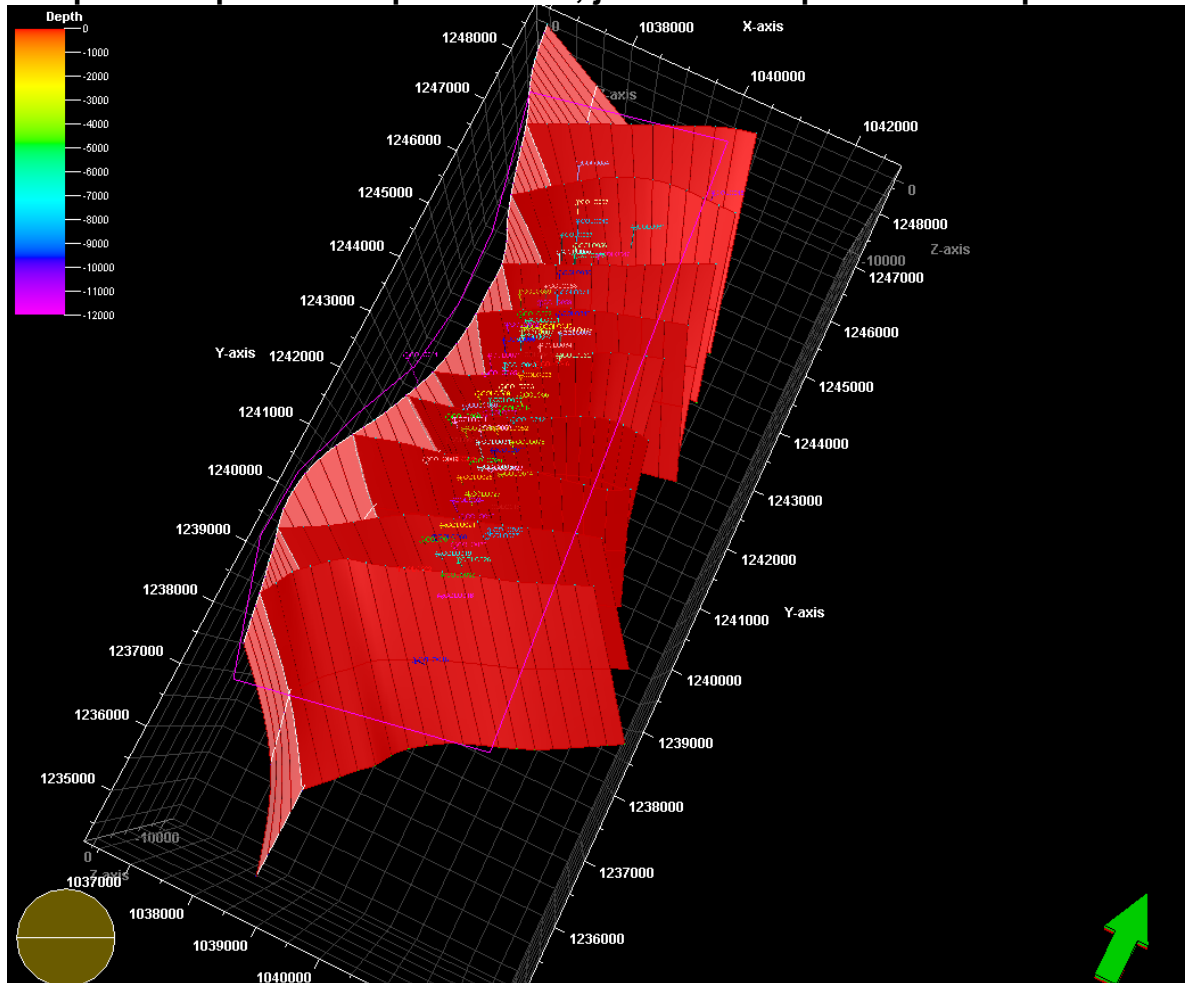


Figura 60. Modelo de fallas que muestra todas las fallas consideradas e interpretadas para el campo colorado, junto con los pozos del campo.



Posterior a la generación de este modelo de fallas se procedió a generar las superficies estratigráficas con las cuales se generarían las superficies estructurales para cada subdivisión estratigráfica propuesta, en total se generaron 10 superficies estratigráficas basadas en los topes formacionales (Figura 61)g, utilizando el algoritmo de generación de superficies por mínima curvatura que se encuentra en el modulo utilities make surface de petrel.

Se generaron superficies usando los siguientes topes

Tope B0-Base B1 (Tope Formación Mugrosa) (Figura 62 (a))

Tope B1-Base B2 (Figura 62 (b))

Tope B2-Base B3 (Figura 62 (c))

Base B3-Topo MZC (Tope Mugrosa Zona C) (Figura 62 (d))

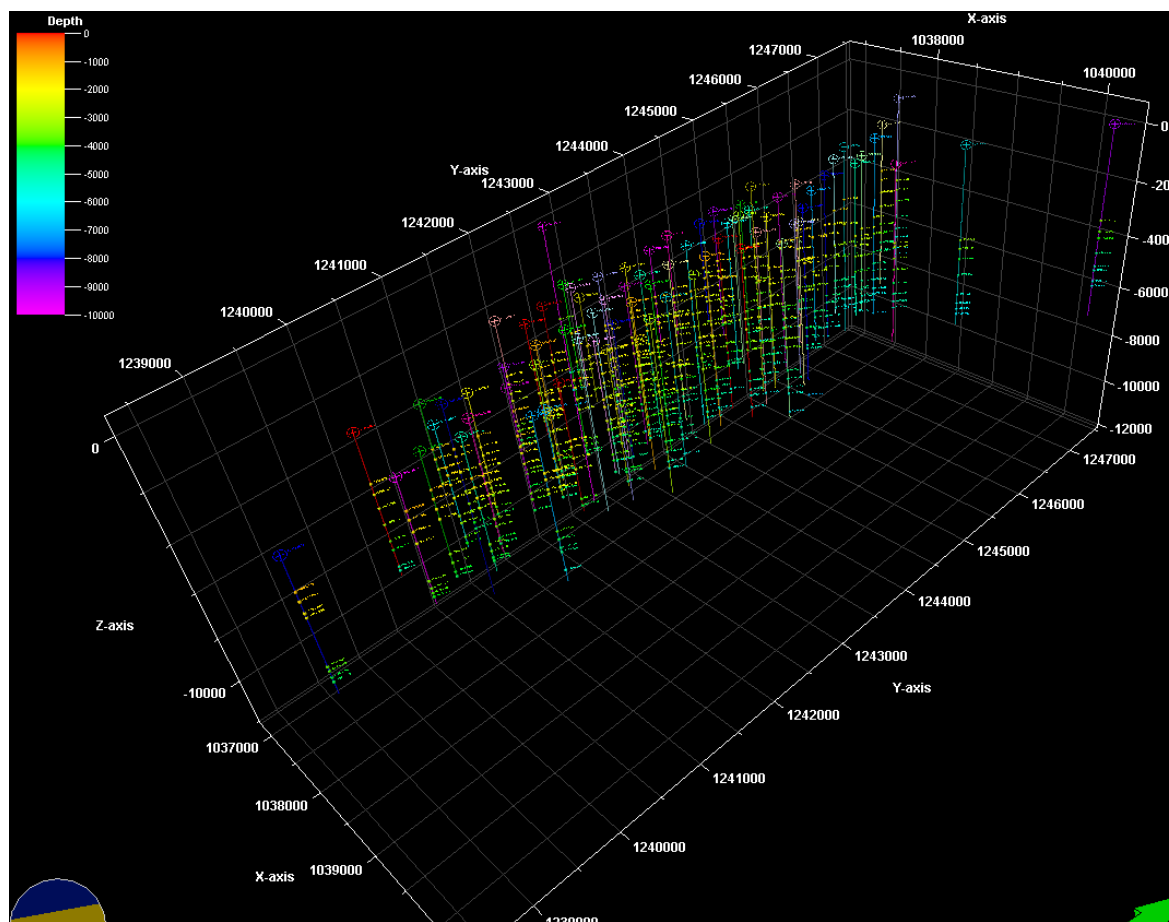
Base C1-Topo C2 (Figura 62 (e))

Base C2-Topo C3 (Figura 62 (f))

Tope Formación Esmeraldas (Figura (g))

Utilizando los diferentes topes establecidos por medio de un análisis de registros SP elaborado por (García y Fonseca 2009), se procedió a generar las superficies formacionales.

Figura 61. Topes formacionales para cada pozo.



Figuras 62 Son las superficies construidas a partir de los topes formacionales e intraformacionales identificados por Fonseca y Garcia (ver figura 17).

Figura 62 (a) Superficie correspondiente al Tope de la Formación Mugrosa.

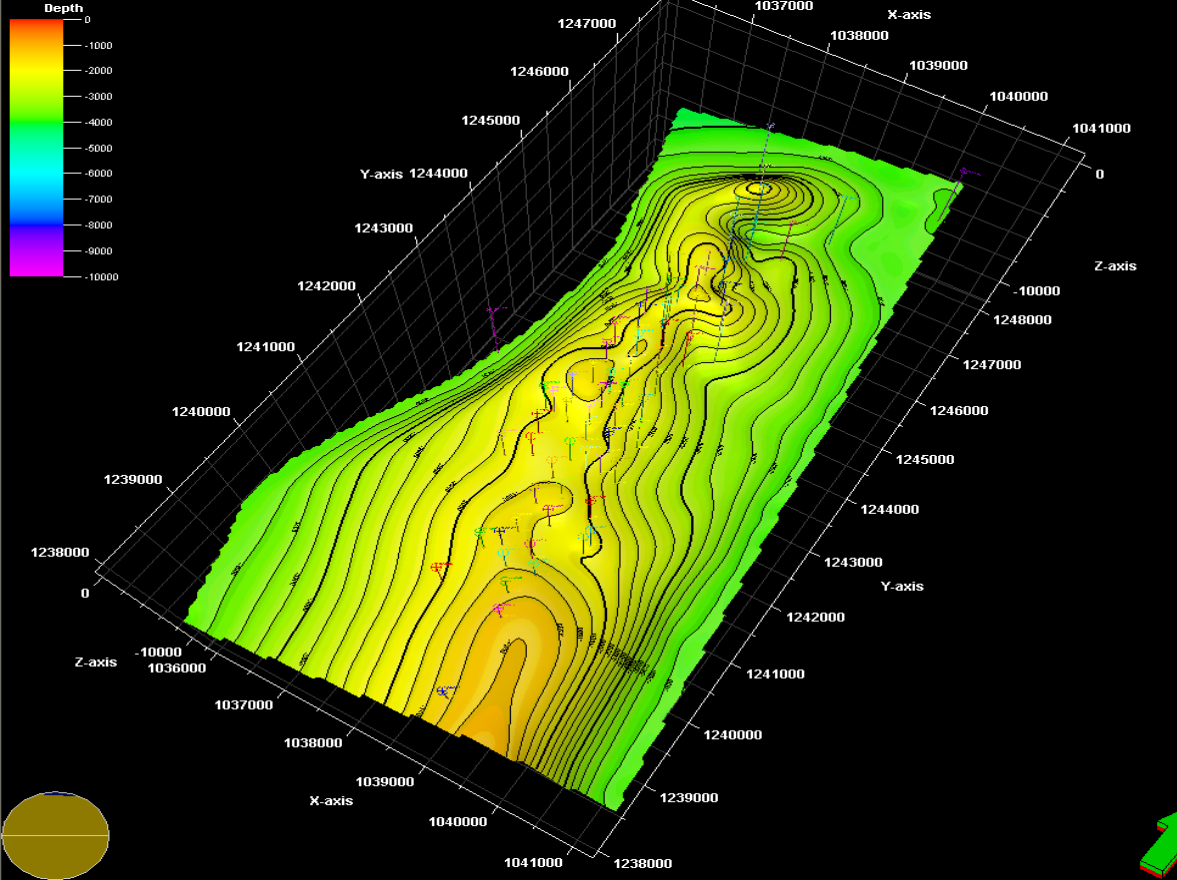


Figura 62 (b) Superficie correspondiente al Tople intraformacional B1, definido por Fonseca y García 2009.

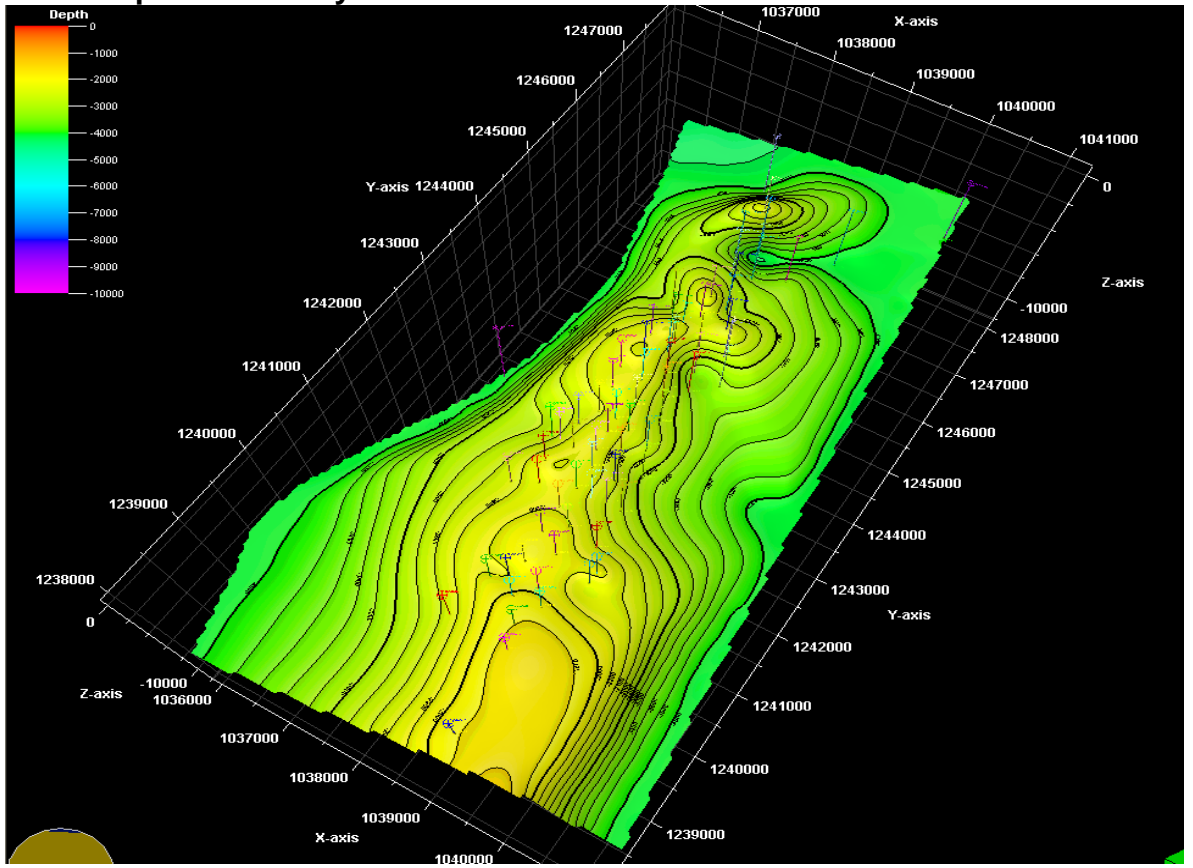


Figura 62 (c) Superficie correspondiente al Tope intraformacional B2, definido por Fonseca y García 2009.

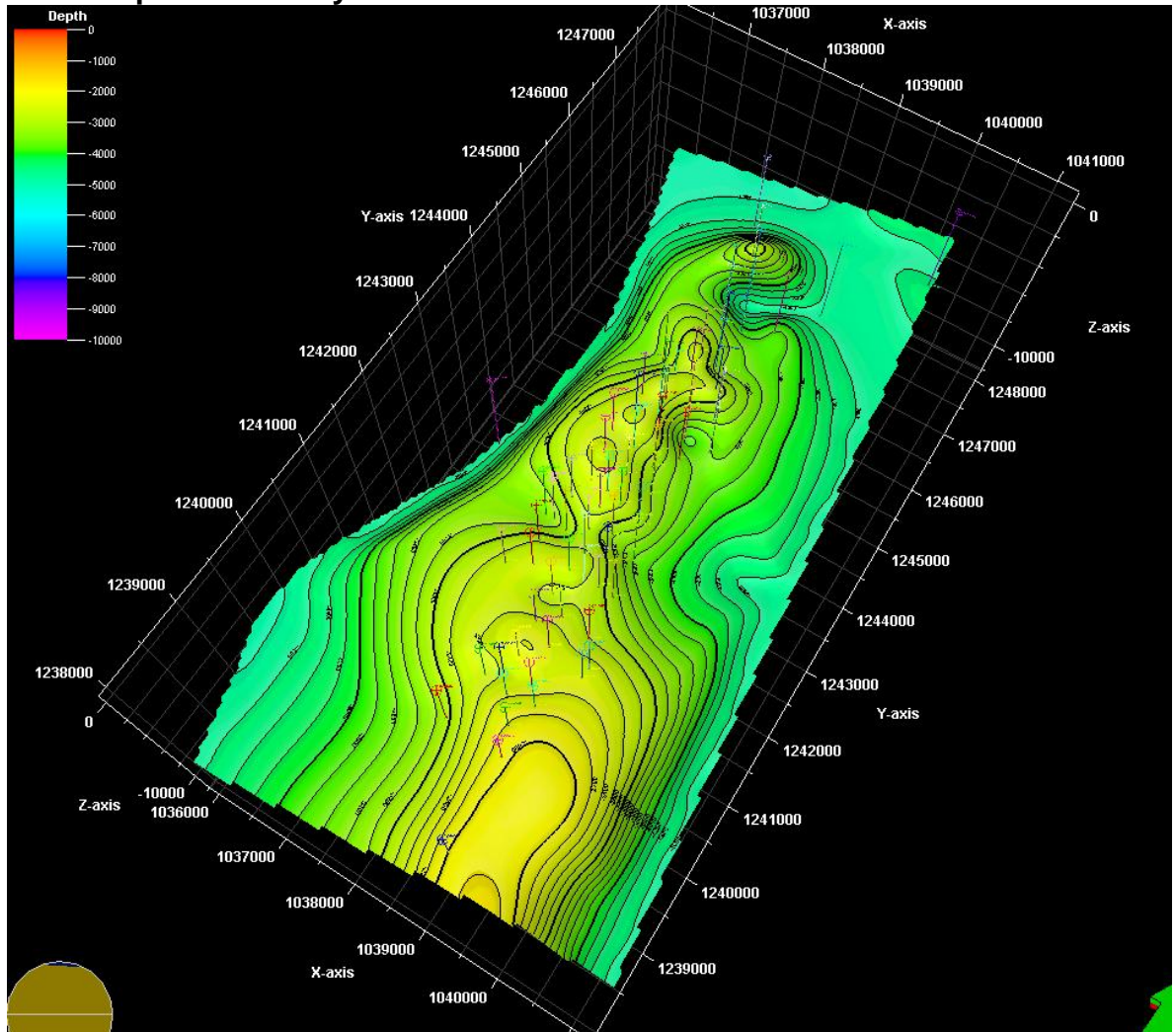


Figura 62 (d) Superficie correspondiente al Tpo intraformacional B3, definido por Fonseca y García 2009.

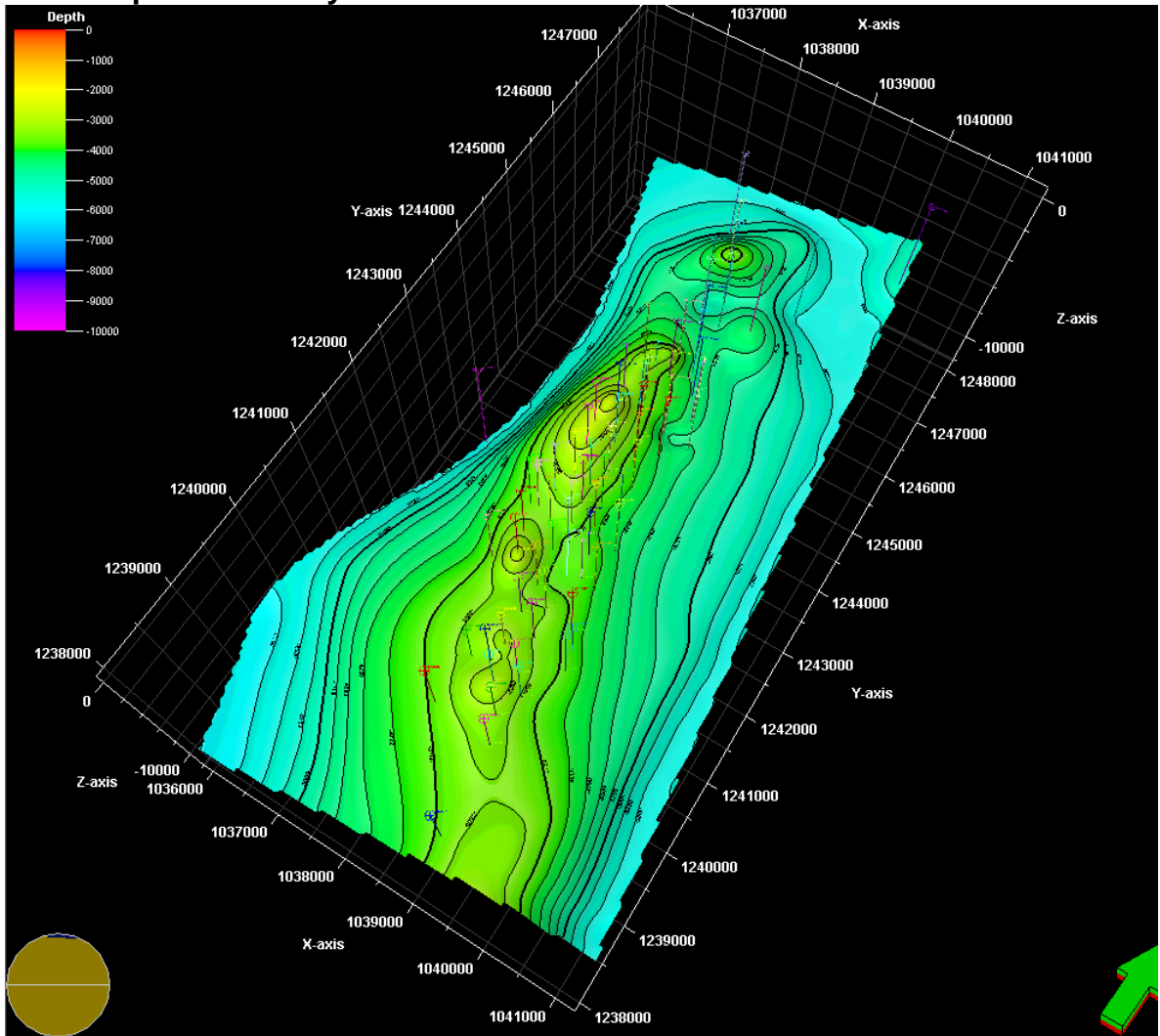


Figura 62 (F) Superficie correspondiente al Tope intraformacional C2, definido por Fonseca y García 2009.

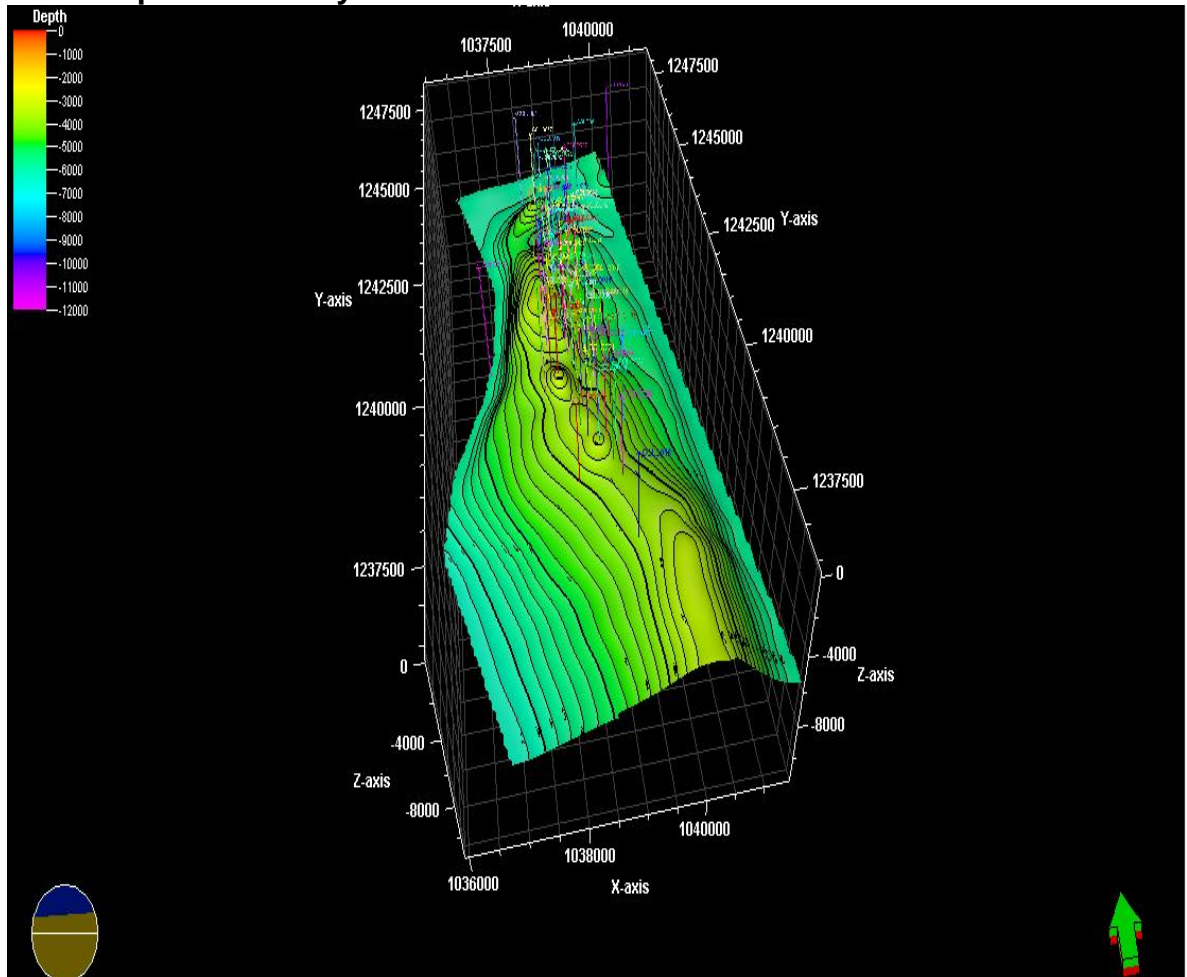


Figura 62 (g) Superficie correspondiente al Tope intraformacional C3, definido por Fonseca y García 2009.

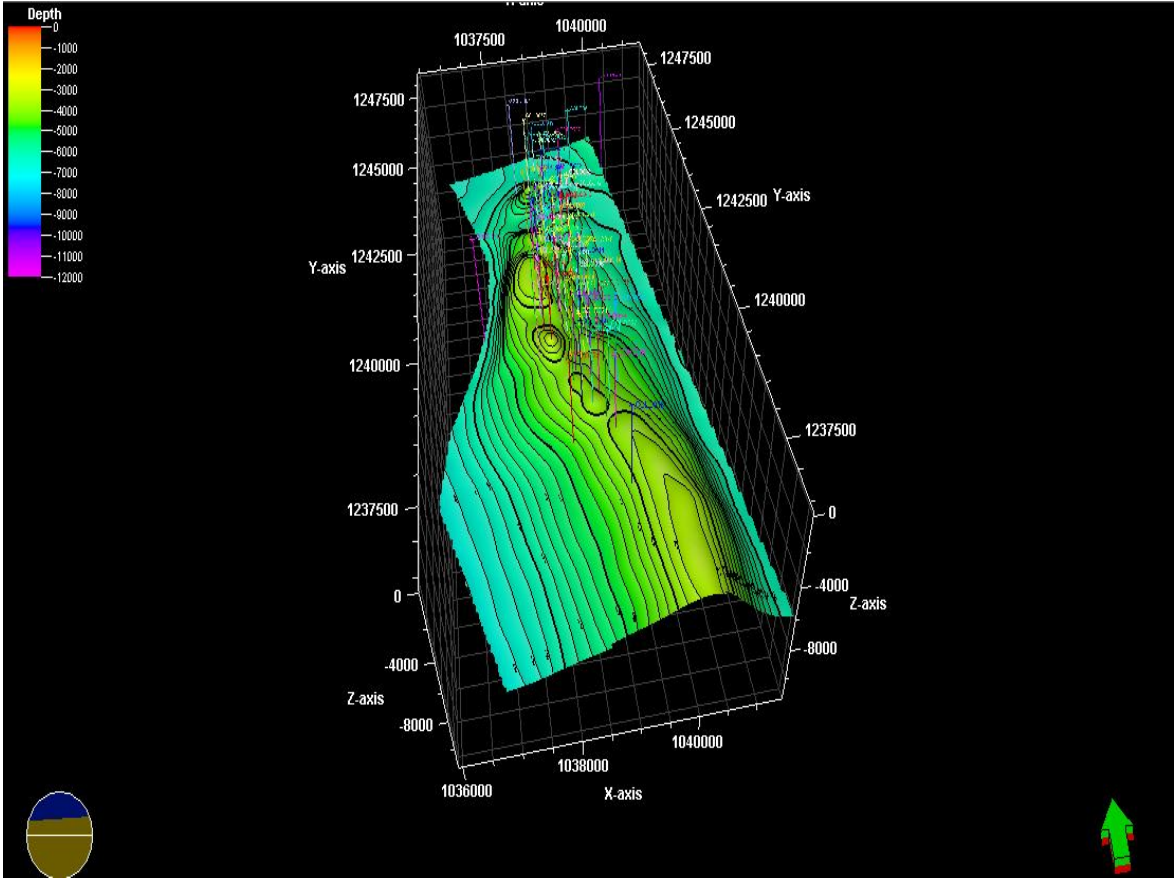
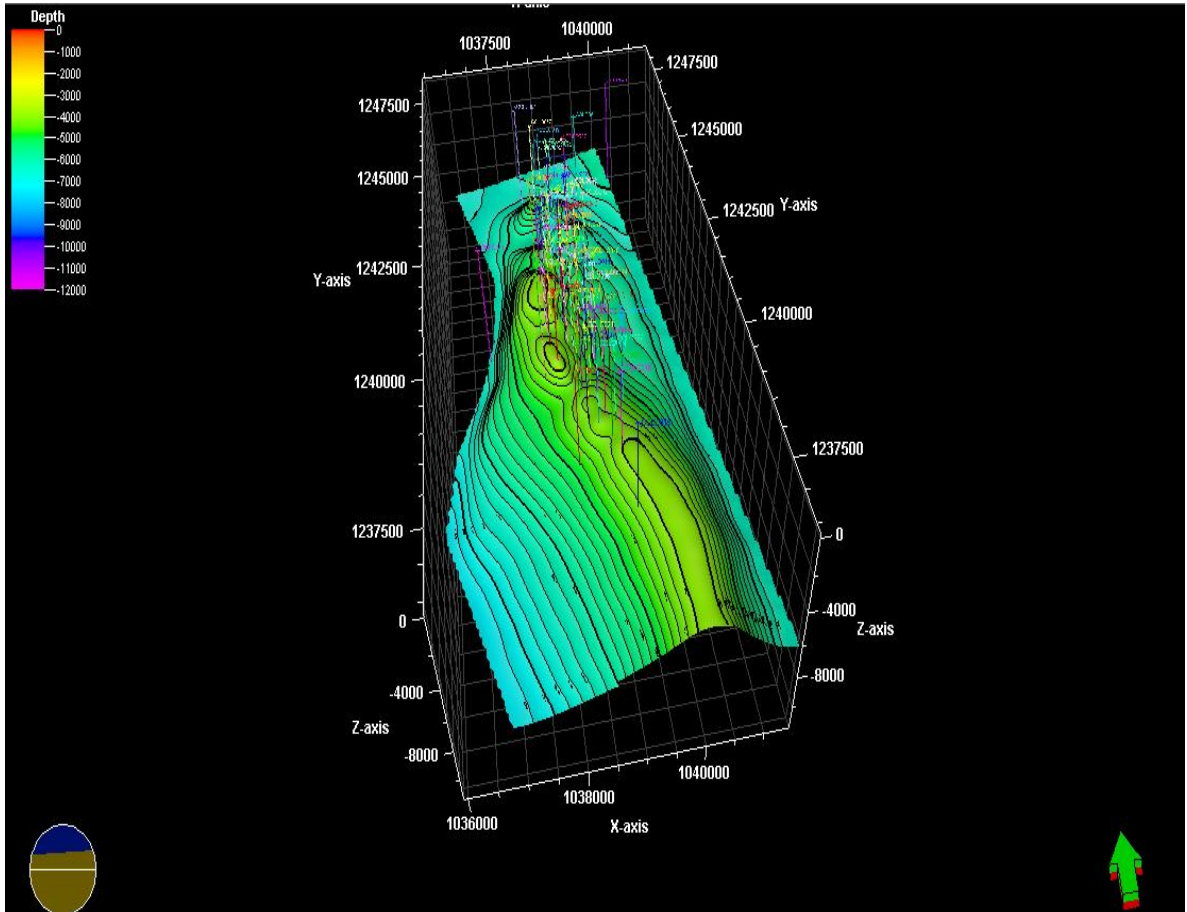
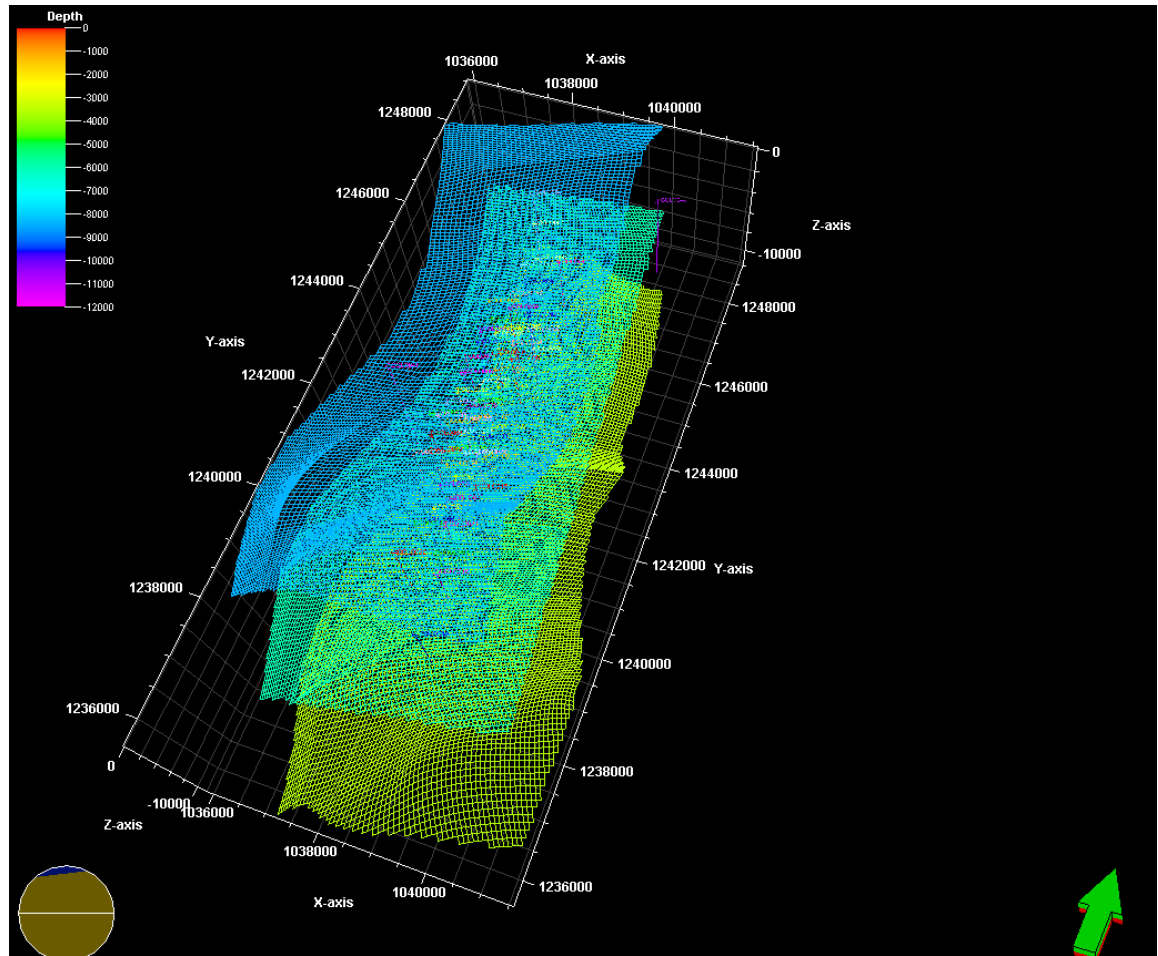


Figura 62 (h) Superficie correspondiente al Tope de la Formación Esmeraldas de Esmeraldas.



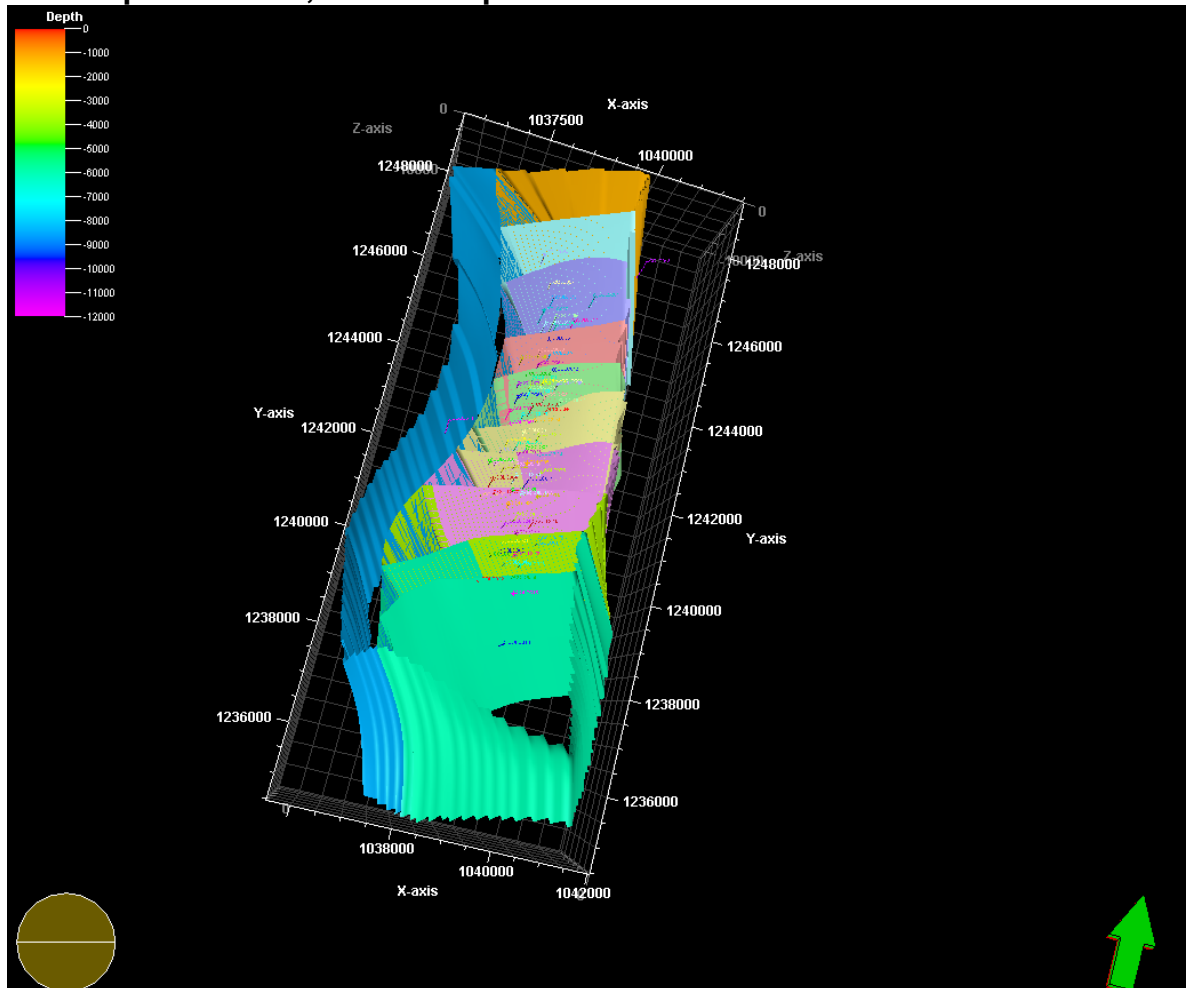
Luego de obtener las superficies formacionales y el modelo de fallas, se procedió a elaborar el modelo estructural 3D del campo, para lo cual fue necesario utilizar modulo, Make Structural Model de Petrel, el primer paso a a seguir fue la elaboración de un GRID con incrementos en i de 70 e incrementos en j de 70, con el fin de darle mayor consistencia geológica debido a que a menor tamaño de celdas las extrapolaciones matemáticas que realiza el software se realizan en un espacio tridimensional de menor tamaño (Figura 63).

Figura 63. Grid construido para definir el Modelo Estructural 3D de Campo Colorado.



Con base en el GRID obtenido se procede a definir unas celdas ó segmentos dentro del modelo, los cuales corresponderán en parte a los bloques estructurales del campo definiéndose en total 11 bloques, de los cuales 10 corresponden a bloques estructurales del campo colorado, generados por las fallas inversas identificadas y uno corresponde a el límite entre la falla colorado y el polígono del proyecto (Figura 64).

Figura 64. Para la construcción del modelo se definen unas celdas ó segmentos, limitadas por cada falla y por las superficies que van a entrar a hacer parte del modelo, en esta imagen se aprecian los diferentes bloques del campo colorado, creados a partir del Modelamiento de las fallas.



Teniendo los bloques estructurales fijados, las fallas modeladas, se procedió a aplicar el modelo de fallas a las superficies formacionales anteriormente generadas, con el fin de obtener superficies estructurales para poder completar el modelo estructural 3D del Campo Colorado (Figura 65).

Figura 65. Vista de la superficie de Mugrosa con el modelo de fallas aplicado.

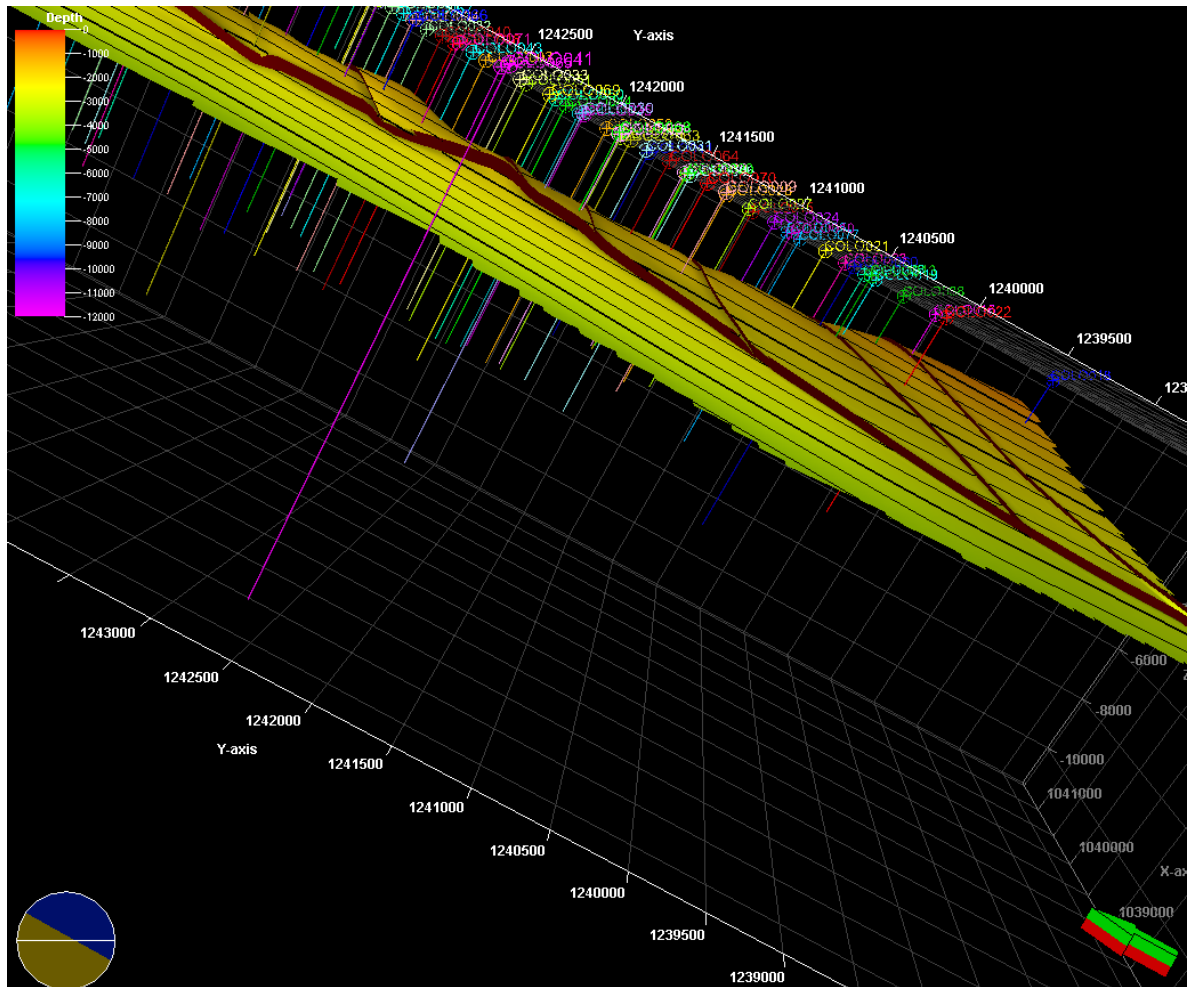
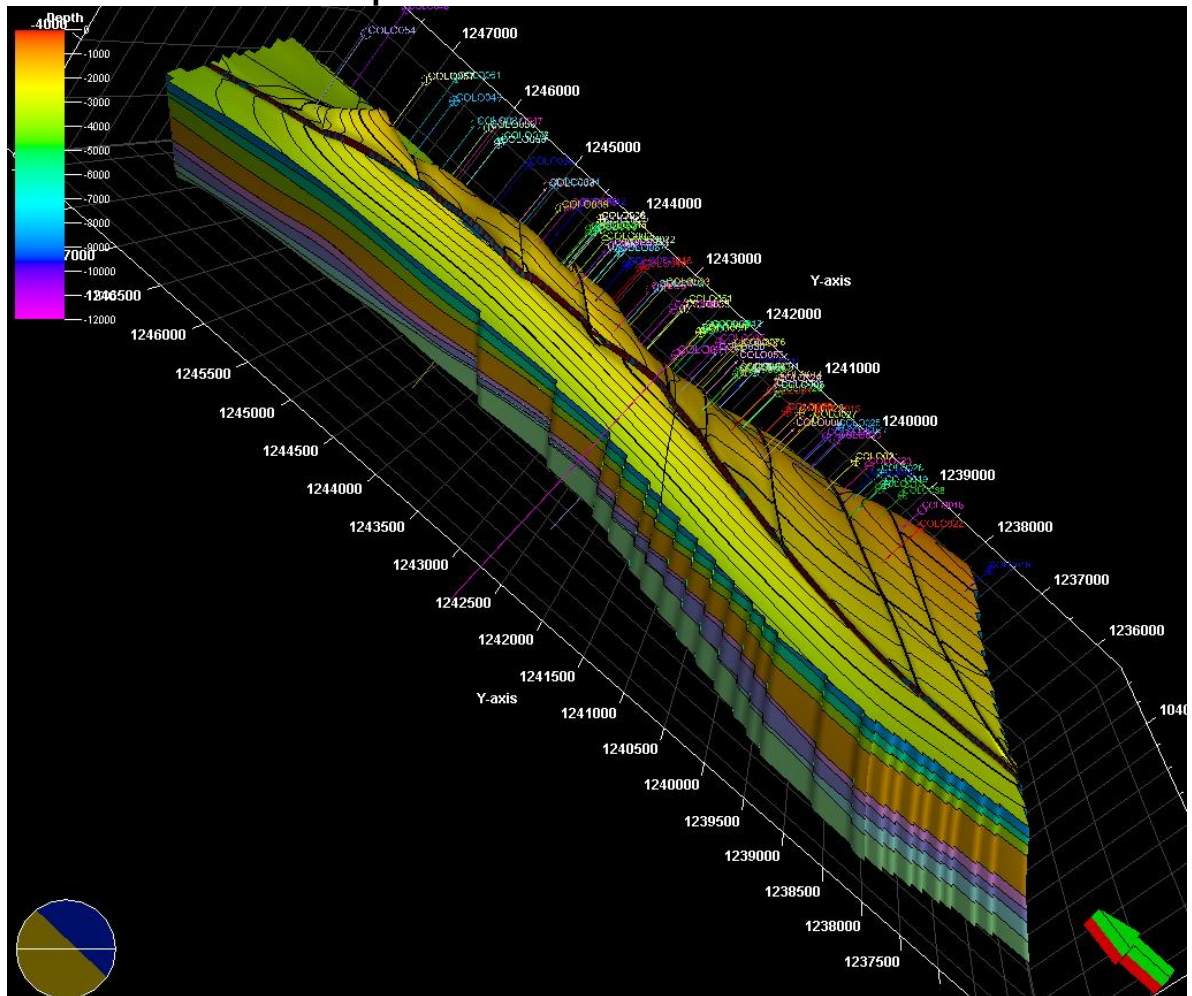


Figura 66 (a). Modelo Estructural 3D finalizado, donde se observan las diferentes estructuras que forman el campo y los respectivos saltos de falla de dicha estructuras en profundidad



Finalmente el modelo estructural 3D en profundidad del Campo Colorado es obtenido (Figura 66 (a), (b), (c)), habiendo utilizado para ello, interpretación de registros dipmeter, interpretación sísmica, conversiones tiempo profundidad, Modelamiento de fallas, etc.; con ello se obtiene un modelo consistente y congruente con todos los datos utilizados para su elaboración, proveyendo con ello una mejor herramienta para la toma de decisiones acerca de los futuros pozos que posiblemente se vayan a perforar dentro el campo y probablemente se entenderán mejor las razones por las cuales la gran mayoría de pozos no han

mostrado producciones significativas a lo largo del tiempo en que estos han funcionado.

Figura 66 (b) Modelo Estructural 3D finalizado visto de oeste.

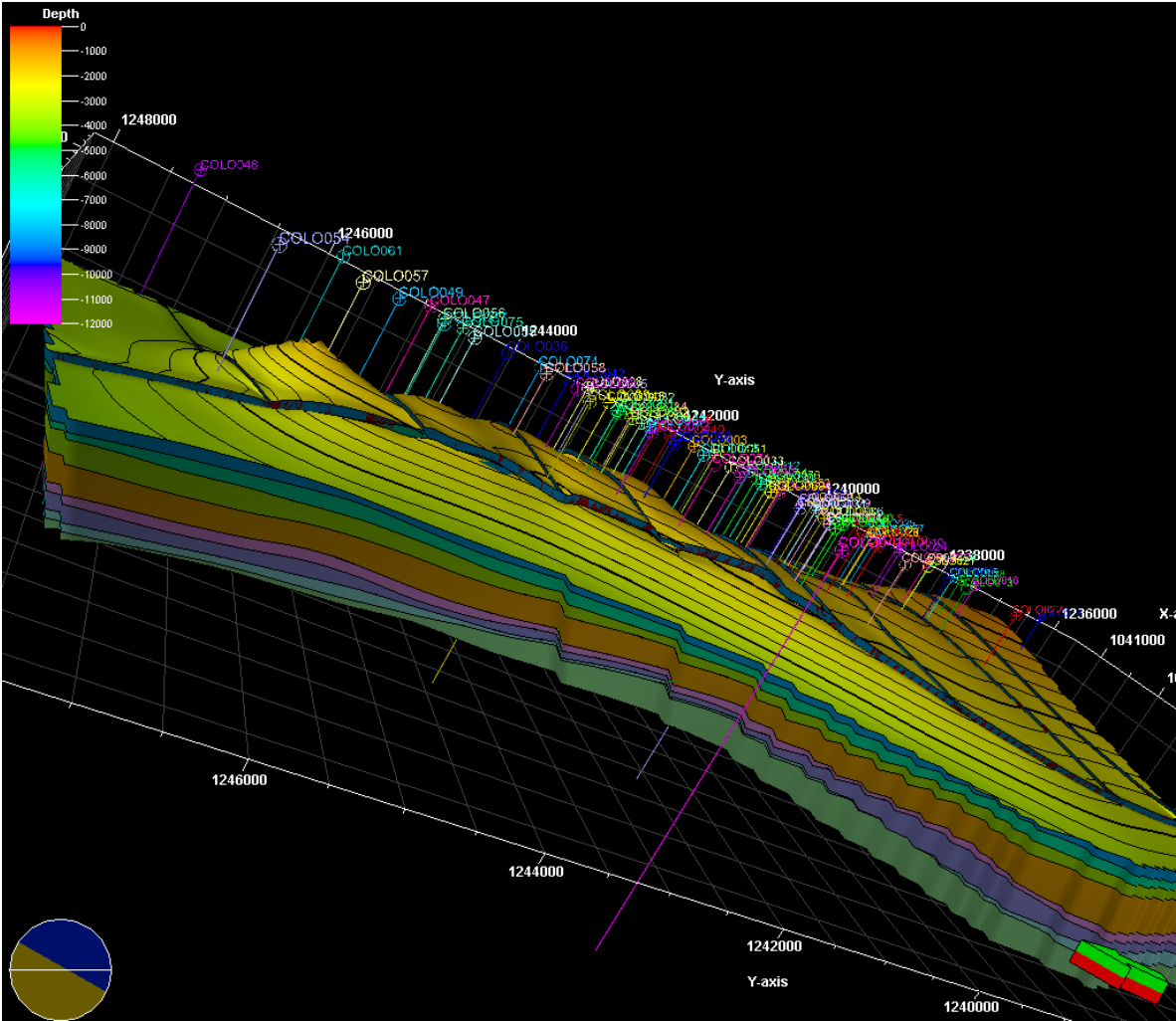


Figura 66 (c) Modelo Estructural 3D del Campo Colorado.

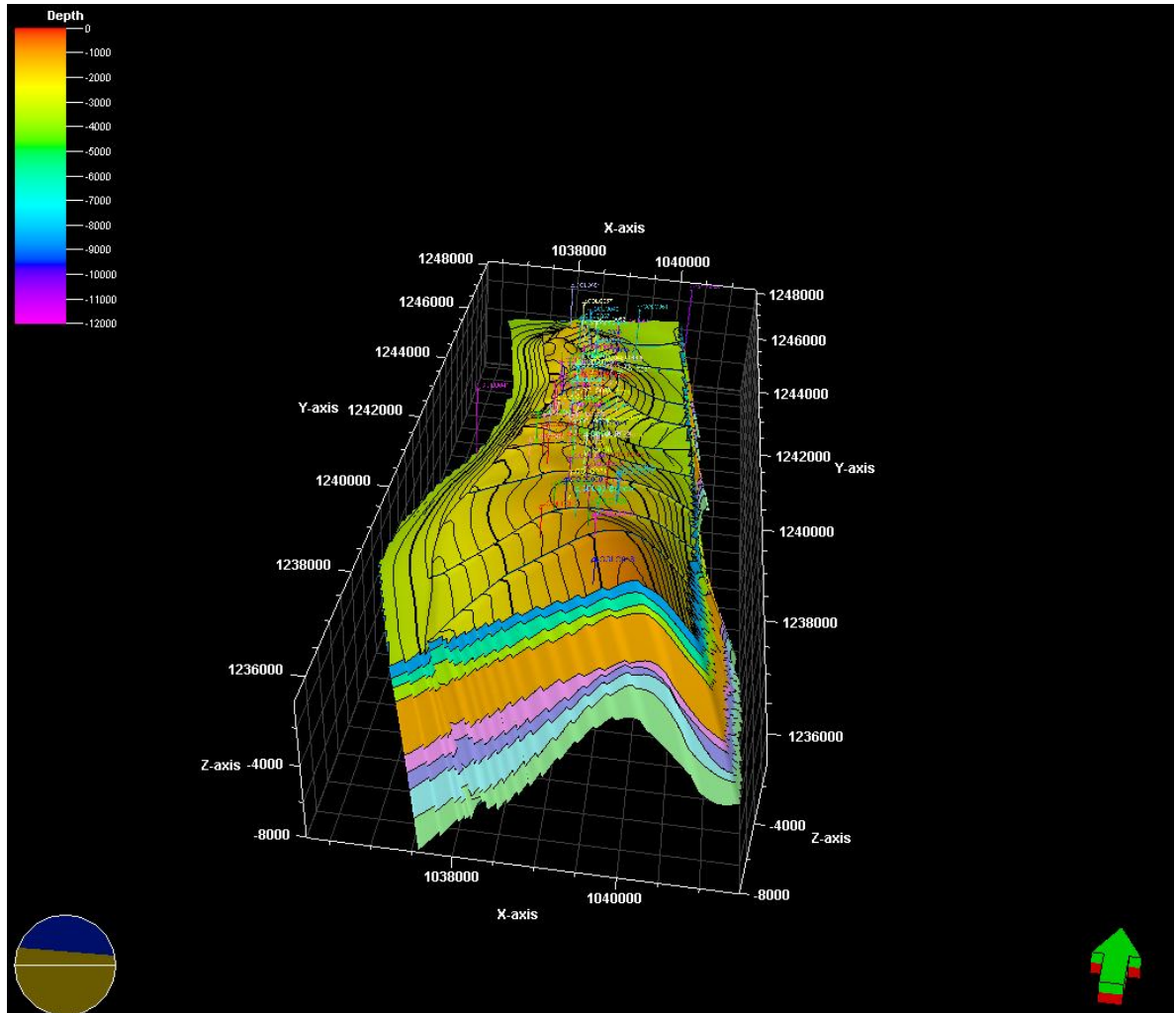


Figura 68. Mapa Estructural al tope de la Zona C.

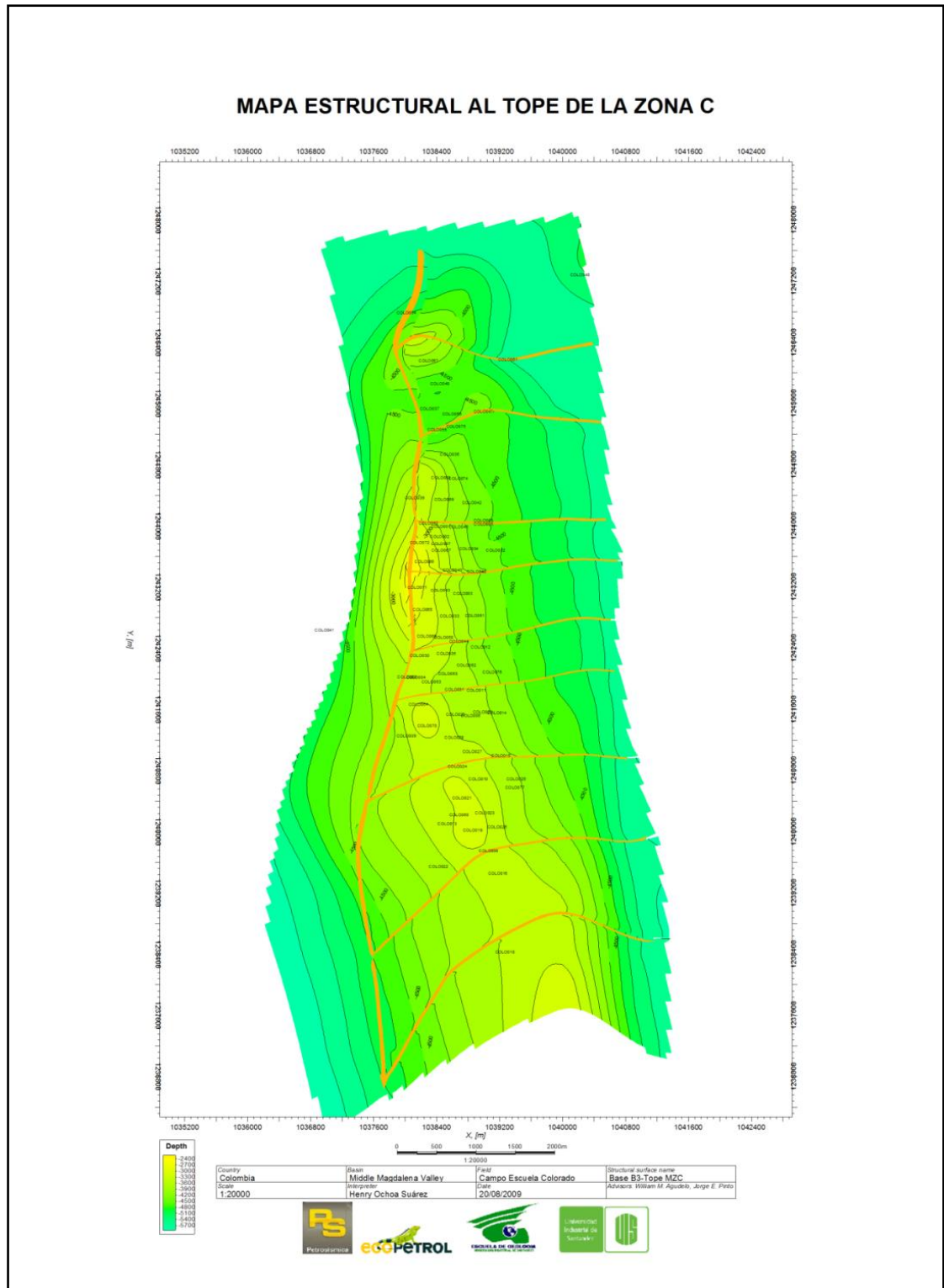
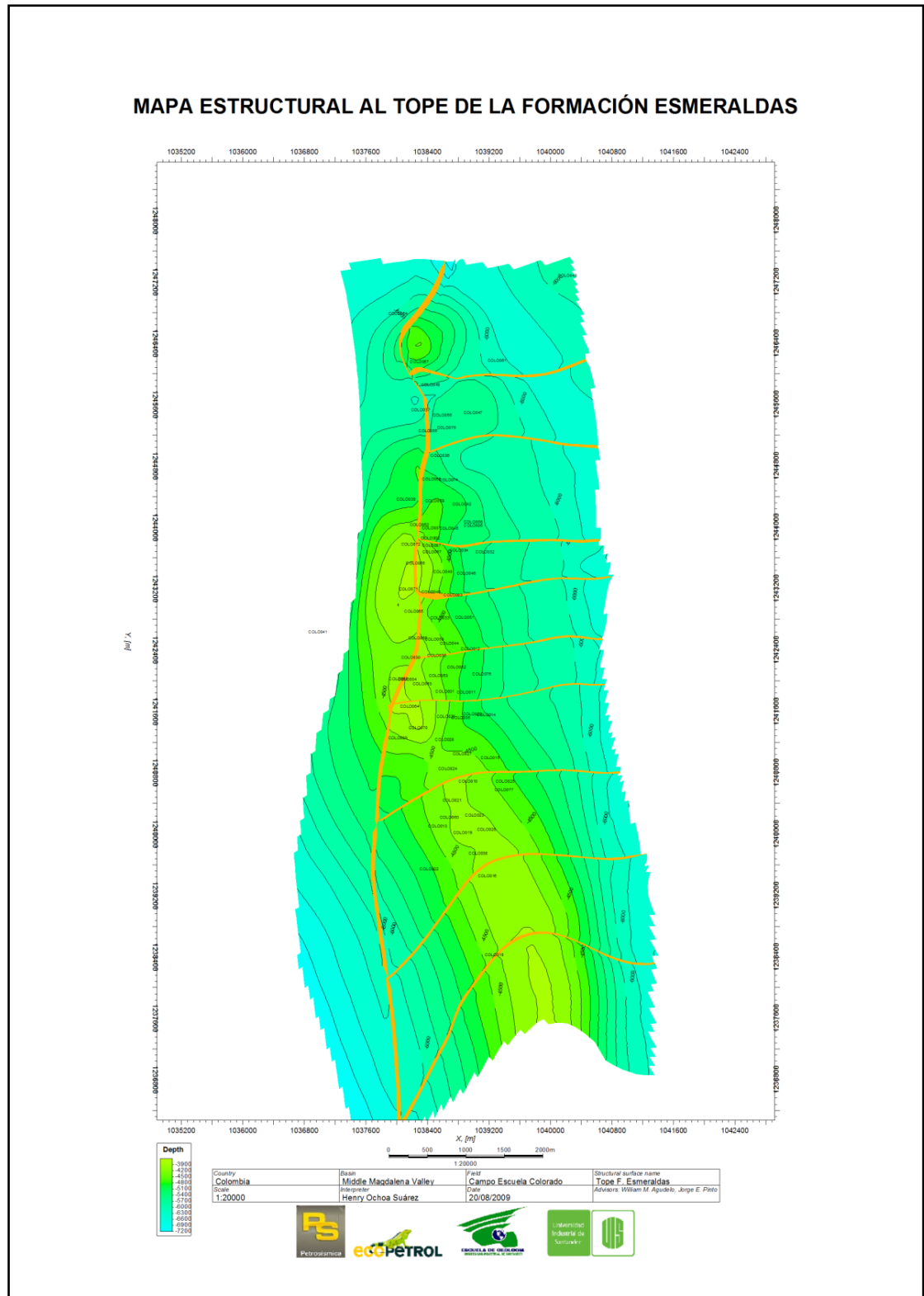


Figura 69. Mapa Estructural al tope de la formación Esmeraldas



Por último en la sección de resultados, se han obtenido 3 mapas estructurales en profundidad (Figuras 67 a 69), que permitirán desarrollar futuras interpretaciones y estudios para la comunidad científica interesada en ello, los mapas estructurales fueron elaborados a partir del modelo 3D del Campo, tomando 3 superficies formacionales a la cuales ya les habían sido aplicado el modelo de fallas anteriormente obtenido.

8. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y PROPUESTAS

Dentro de los diferentes resultados obtenidos a través de las interpretaciones, vale la pena destacar, que a lo largo del campo se interpretaron 10 bloques estructurales, en el anterior modelo se habían definido 7 bloques estructurales para el campo, limitados todos por fallas inversas, excepto uno, el bloque VII, que corresponde al bloque que se encuentra más al norte del Campo Colorado y que también tendría correspondencia con la zona donde el cabeceo de la estructura se hace más evidente.

En el presente estudio, se decidió interpretar la mayor parte de la línea PMS-1998-0370, porque es una línea de gran importancia debido a que cruza el campo de norte a sur y es paralela a una de las estructura más importantes del Campo, la falla Colorado, pero a medida que se siguió interpretando hacia los límites al sur del campo, se pudo observar que seguían apareciendo fallas inversas, con lo cual se lograron determinar 10 bloques estructurales para el mismo, también fue notablemente evidente a partir del modelo 3D, que las diferentes formaciones del campo, se elevan topográficamente yendo de norte a sur, con lo cual se podría extrapolar siguiendo hacia inclusive más allá de los límites del campo, el eje del anticlinal y la formación de interés mugrosa aflore.

Con base en todo lo anterior, es de entenderse, que los pozos que aún producen aunque sea cantidades pequeñas de hidrocarburos en el campo, se encuentren al sur de este, porque es allí donde la estructura anticlinal esta mejor definida como es observable a través de la interpretación de la línea que está más hacia el sur la SL-1995-1290, en donde se observa un anticlinal de colorado bien desarrollado.

La propuesta sería entonces, volcar la atención hacia el sur del campo y con base en el Modelo Estructural 3D, la interpretación sísmica y los mapas estructurales obtenidos con el presente trabajo, definir nuevos puntos de perforación hacia el sur del campo buscando principalmente perforar entre la zona comprendida por la charnela del pliegue y la zona C de la formación mugrosa.

9. CONCLUSIONES

La interpretación sísmica, la construcción de tres secciones estructurales y el modelo estructural 3D, han sido utilizados para reinterpretar la geometría estructural del Anticlinal de Colorado en el Valle Medio del Magdalena.

Las herramientas computacionales actuales, permiten realizar interpretaciones sísmicas con visualizaciones 3D de las estructuras que se interpretan en 2D, permitiendo obtener más una mejor visión del resultado que se va obteniendo.

Se interpretaron 9 fallas satélite todas de tipo inverso, la cuales generan 10 bloques estructurales en el campo, la interpretación estructural es consistente con la interpretación SCAT realizada sobre los datos dipmeter disponibles del Campo.

En contraste con la anterior interpretación y algunos estudios previos en lo que se había propuesto que una de las fallas satélite era de tipo normal, evidencia de una relajación de esfuerzos hacia el norte de la estructura, pero de acuerdo con los informes de Fabre 1983, los eventos compresivos en esa región del valle medio del magdalena continúan aún hoy en día, y de acuerdo con la consistencia de la interpretación y del modelo tridimensional, se llega a la conclusión de que todas las fallas satélites son de tipo inverso.

El Modelo Estructural tridimensional proveyó el mejor entendimiento de la geometría de los horizontes y de las fallas en el Anticlinal de Colorado. También mostro una zona potencial no explorada hacia el sur de la estructura, donde el eje del anticlinal se podría hacer superficial, se cree que por tal motivo el único pozo reportado como productor está ubicado hacia el sur del campo.

El modelo estratigráfico propuesto por Fonseca y García 2009, unido al presente Modelamiento estructural 3D, sienta las bases para la elaboración de un modelo estático del Campo Colorado que permita ahondar en el entendimiento de la Geología del Campo y por ende genera beneficio para la UIS por ser un Campo Escuela.

BIBLIOGRAFÍA

ACOSTA, J., (2002), Estructura tectónica y modelos en 3D del Piedemonte occidental de la Cordillera Oriental y del Valle Medio del Magdalena. Colombia publicaciones especiales de Ingeominas. Pub N°25 , 163 p.

ALLEN, A. P. And Allen R. J., (2005), Basin Analysis “Principles and Applications”. BLACKWELL PUBLISHING. Second Edition.

BENGSTON C. A., (1981), Statistical Curvature Analysis Techniques for Structural Interpretation of Dipmeter Data The American Association of Petroleum Geologist. Bulletin.

BOND, C.E. et al. What do you think this is? “Conceptual uncertainty” in geoscience interpretation.

COOPER, M.A et al., (1995), Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and the Middle Magdalena Valley, Colombia. American Association of Petroleum Geologist Bulletin 79, 1421-1473.

CORREDOR, F., (2004), Seismic interpretation of contractional fault-related folds: an instructional short course, Oxford, Havard University, Curso ofrecido a ECOPETROL en Bucaramanga en abril del 2004, 46p cit CR 212.412 C 566 2004 TE y CR 212.412 S318 2003 TE.

DE LA CRUZ, E., 1988. Stratigraphy of the Tertiary of the Middle Magdalena Basin (Colombia), central and northern parts. Unpublished MA Thesis. The University of Texas at Austin. 118p.

- ECOPETROL., (2003), Diagnóstico y estrategias de recobro Campo Colorado.
- Etayo, F., G.Renzoni, and D. Barrero, 1969, Contornos sucesivos del mar Cretáceo en Colombia: Primer Congreso Colombiano de Geología, Memorias, p. 217-252.
- FABRE, A., (1983), La subsidencia de la Cuenca del Cocuy (Cordillera Oriental de Colombia) durante el Cretáceo y el Terciario Inferior. Segunda parte: Esquema de evolución tectónica. Geología Norandina, Bogotá, 8, 21-27.
- FONSECA, C. y García, G., (2009), Modelo Sedimentológico y Estratigráfico de la Formación Mugrosa en el Campo Escuela Colorado. Tesis de Pregrado, Universidad Industrial de Santander.
- GÓMEZ., (2001), Tectonic Controls on the Late Cretaceous to Cenozoic Sedimentary Fill of the Magdalena Valley Basin, Eastern Cordillera and Llanos Basin Colombia.
- GUTIÉRREZ, A. M and Nur A., (2001), 3-D Seismic Interpretation of Tectonic Wrenching and Faulting in La Cira-Infantas. Stanford University. The Leading Edge.
- HERRERA, E., (2003), Informe Geología Campo Colorado
- KARE K., (2003), Deformation of Rock-Structural Geology. Universidad de Tromsø.
- McCLAY, K., (1991), Tectonics Regimes and Fault System, Advanced Structural Geology for Petroleum Exploration.

McCOURT, W. J. et al (1984), New Geological and geochronological data from the Colombian Andes: Continental growth by multiple accretion; Journal of the Geological Society of London, v. 141, p. 831-845.

McCLAY, K. (1995), The Geometric and Kinematics of inverted Fault systems: A review of analogue model studies. Geological Society Special Publication N° 88, 97-118.

McCLAY, K., et al (1997), Fault-related folding in sandbox analogue models of thrust wedges. Journal Structural Geology Vol 19 N° 3-4, pp 583-602.

McCLAY, K. R., (1989), The Mapping of Geological Structures. OPEN UNIVERSITY PRESS and HALSTED PRESS.

MERCIER, J., and Vergely, P. (2001). "Tectónica". LIMUSA NORIEGA EDITORES.

MÓJICA, J. y Franco, R., (1990), Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior de Magdalena, Colombia. Geología Colombiana N° 17.

MORALES, L. G. et al., (1958), General Geology and oil occurrence of the Middle Magdalena Valley, Colombia, in L. G. Weeks ed., A Symposium conducted by the AAPG: Habitat of Oil, p 641-695.

MORALES, M., (2006), "Structure and Tectonic Evolution of the Provincia Field, Middle Magdalena Valley, Colombia". University of Oklahoma, Norman, OK.

PARDO et al., (2003), Evaluación Regional del Valle Medio del Magdalena.

POBLET, J., (2004)., Geometría y Cinemática de pliegues relacionados con cabalgamientos. Trabajos de Geología. Universidad de Oviedo N° 24.

RAGAN, M. D., (1980), Geología Estructural "Introducción a las técnicas Geométricas". Ediciones Omega S.A.

REGUEIRO, J. (1997) Sísmica para Ingenieros y Geólogos de Yacimiento. Centro Internacional de la Educación y Desarrollo (CIED) PDVSA.

ROSELLO, E.. (2001), Sistemas tectónicos transcurrentes: Una síntesis de sus condiciones mecánicas y aplicaciones geoeconómicas. Asociación Geológica Argentina.

SHERIFF, R.E. and Geldart, L.P., (1991), Procesamiento e interpretación de datos. Exploración Sísmológica Volumen II. LIMUSA NORIEGA.

SUAREZ, M., (1996) Facies Analysis of the Upper Eocene La Paz formation and Regional Evaluation of the Post-Middle Eocene Stratigraphy, Northern Middle Magdalena Valley Basin , Colombia, University of Colorado at Boulder, 88 p.

VALENCIA Y CASTRO., (1979), Revisión Geológica del Campo Colorado.

YIELDING et al., (1999), Characterization of Fault Zones for Reservoir Modeling: An Example from the Gullfaks Field, Northern North Sea. AAPG Bulletin, V. 83, Nº 86. P. 925-951.