

**INTERPRETACION SISMICA, ESTRUCTURAL Y MODELAMIENTO  
GEOQUIMICO DE DOS LINEAS SISMICAS EN LA CUENCA CESAR –  
RANCHERIA  
(SUBCUENCA RANCHERIA)**

**DANIEL ALBERTO GONZALEZ HENRY  
EDGAR MORALES RINCÓN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGIA**

**2008**

---

**INTERPRETACION SISMICA, ESTRUCTURAL Y MODELAMIENTO  
GEOQUIMICO DE DOS LINEAS SISMICAS EN LA CUENCA CESAR –  
RANCHERIA  
(SUBCUENCA RANCHERIA)**

**DANIEL ALBERTO GONZALEZ HENRY  
EDGAR MORALES RINCÓN**

**Tesis de grado para optar al titulo de Geólogo**

**Director**

**RICARDO MIER UMAÑA**

**Geólogo**

**Codirector**

**MARIO GARCIA GONZALEZ**

**Geólogo Ph. D**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGIA**

**2008**

---

*A mi mamá, quien me ha brindado todo su amor, confianza, comprensión y apoyo de forma incondicional.*

*A mi abuela Rosaura; mis tías, Vivian y Nelly por que siempre han estado presentes en los momentos difíciles convirtiéndose en un soporte importante en mi vida.*

*A mis hermanos, Diego, Víctor Manuel y la Nena quienes fueron un motivo más para salir adelante en esta etapa.*

*A Sandra Garzón y a Juancho, quienes se han convertido en una pieza fundamental por su apoyo, comprensión y cariño.*

*A mi abuelo Cecil y mi prima Laura Camila que desde los cielos me estuvieron acompañando en esta etapa de mi vida y a quienes recuerdo con gran sentimiento.*

*Daniel*

*A mis padres, quienes además de regalarme la oportunidad de vivir lo han dado todo por el bienestar y superación de sus hijos.*

*A mi abuela Ilse, quien siempre con sus oraciones ha estado ahí.*

*A mis hermanos, José Joaquín, Diana Paola y Luis Alberto con quien he probado que sí se puede.*

*A mis tíos, tías y todas esas personas que de una u otra forma me han aportado para poder hacer realidad este sueño*

*A Milena, que siempre ha sido un soporte fundamental en esta etapa.*

*A los que no les alcanzo la vida para verme convertido en un profesional Gertrudis, Chepe, el Viejo Miguel personas que llenaron mi vida de sabiduría.*

*Por ellos y a la memoria de ellos va dedicado este libro.*

*Edgar*

---

## AGRADECIMIENTOS

Los autores de este libro presentan sus más sentidos agradecimientos a:

- A la Universidad Industrial de Santander, por permitirnos crecer académica y personalmente.
- A la Escuela de Geología de la Universidad Industrial de Santander y su personal docente, por contribuir exitosamente con nuestra formación profesional.
- Al grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones de la escuela de Geología, por brindarnos la oportunidad de iniciar el ejercicio de nuestra profesión en uno de sus proyectos.
- A la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), por la realización y financiación de este proyecto de investigación (convenio interadministrativo 027 de 2007).
- A María Camila Herrera, HALLIBURTON Digital and Consulting Solutions.
- Al Dr. Kristijan (Duplo) Kornpihl, Integrated Exploration Systems (IES), Services Manager Americas.
- A Ricardo Mier Umaña y Mario García González, por brindarnos su asesoría, confianza y amistad a lo largo de nuestra carrera, y especialmente durante la realización de este trabajo de grado.

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
1. INTRODUCCIÓN	17
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	19
3. ALCANCE	20
4. OBJETIVOS	21
4.1 OBJETIVO GENERAL	21
4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	21
5. GENERALIDADES	22
5.1 Localización	22
5.2 Geología General	23
6. METODOLOGÍA	24
6.1 COMPILACIÓN DE LA INFORMACIÓN GEOLÓGICA, GEOQUÍMICA Y GEOFÍSICA	24
6.2 VERIFICACIÓN DE LA CALIDAD DE LA INFORMACIÓN	24
6.3 APRENDIZAJE E IMPLEMENTACIÓN DEL SOFTWARE DE INTERPRETACIÓN SÍSMICA	26
6.4 MODELAMIENTO E INTERPRETACIÓN SÍSMICA	27
6.5 MODELAMIENTO GEOQUÍMICO	28
6.5.1 Historias de subsidencia	28
6.5.2 Gradiente geotérmico y flujo de calor	32
6.5.3 Modelamiento geoquímico PetroMod 10 – 2D	35
7. MARCO GEOLOGICO REGIONAL	43
7.1 Estratigrafía	43
7.1.1 Precámbrico	44
7.1.2 Paleozoico	44
7.1.3 Triásico - jurasico	45
7.1.4 Cretácico	46
7.1.5 Terciario	47

---

7.2 Geología Estructural	51
7.2.1 Falla de Oca.	53
7.2.2 Falla Cerrejón.	53
8. EVOLUCIÓN TECTONOESTRATIGRAFICA	55
9. MODELAMIENTO E INTERPRETACION SISMICA	57
10. MODELAMIENTO GEOQUIMICO	64
10.1 INFORMACIÓN DE POZOS	64
10.2 RESULTADOS OBTENIDOS	70
10.3 Calculo de Gradiente Geotermal	85
10.4 Interpretación del Gradiente Geotermal	86
10.5 MODELAMIENTO GEOQUIMICO PETROMOD 2D, RESULTADOS	87
11. EVALUACION FINAL DE RESULTADOS	96
CONCLUSIONES	98
RECOMENDACIONES	100
BIBLIOGRAFÍA	101
ANEXOS	105

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Mapa de localización cuenca Cesar - Ranchería	22
Figura 2: Ecuación determinada a partir del diagrama de Van Hinte para determinar el espesor inicial ( $T_0$ ) de una unidad litológica	28
Figura 3. Relación exponencial para el cambio de porosidad	29
Figura 4. Variación de la porosidad en función de la profundidad	29
Figura 5. Corresponde a datos pre – establecidos para cada litología	30
Figura 6. Ecuación de Fourier para el cálculo de temperaturas	30
Figura 7. Ecuación que define la rata de transformación del kerógeno a petróleo.	31
Figura 8. Ecuación que define el índice total de temperatura TTI	34
Figura 9. Horizontes y fallas picados, sección sísmica CV – 88 – 1400 VNS36	
Figura 10. Asignación de edades, <i>PetroMod 10 – 2D</i>	37
Figura 11. Visualización de las Edades de las Formaciones, <i>PetroMod 10 – 2D</i>	38
Figura 12. Facies definition, <i>PetroMod 10 – 2D</i>	40
Figura 13. Perfil litológico, <i>PetroMod 10 – 2D</i>	40
Figura 14. Facies assignment, <i>PetroMod 10 – 2D</i>	41
Figura 15. Perfil facia, <i>PetroMod 10 – 2D</i>	42
Figura 16. Columna estratigráfica generalizada, subcuenca Ranchería	50
Figura 17. Mapa geológico regional del norte colombiano	51
Figura 18. Mapa geológico y estructural, subcuenca Ranchería	54
Figura 19. Evolución estructural cuenca Cesar – Ranchería	56
Figura 20. Mapa de localización de secciones sísmicas interpretadas; subcuenca Ranchería	58
Figura 21. Línea sísmica CV – 88 – 1100 VNS	59

Figura 22. Línea sísmica CV – 88 – 1400 VNS	60
Figura 23. Línea sísmica CV – 88 – 1650 VNS	61
Figura 24. Sección sísmica compuesta	62
Figura 25. Base de datos estratigráfica pozo el Molino – 1X	67
Figura 26. Base de datos geoquímica pozo el Molino – 1X	68
Figura 27. Mapa de localización de pozos subcuenca Ranchería	69
Figura 28. Diagrama de subsidencia sin decompactación para el pozo Molino – 1X	71
Figura 29. Diagrama de subsidencia decompactado (tiempo – profundidad), pozo Molino - 1X	73
Figura 30. Diagrama de subsidencia decompactado (tiempo – temperatura), pozo Molino - 1X	74
Figura 31. Diagrama de subsidencia sin decompactación para el pozo Molino – 1	76
Figura 32. Diagrama de subsidencia decompactado (tiempo – profundidad).para el pozo Molino – 1	78
Figura 33. Diagrama de subsidencia decompactado (tiempo – temperatura), pozo Molino - 1	79
Figura 34. Diagrama de subsidencia sin decompactar para el pozo Cerrejón – 1	81
Figura 35. Diagrama de subsidencia decompactado (tiempo – profundidad).para el Cerrejón – 1	83
Figura 36. Diagrama de subsidencia decompactado (tiempo – temperatura), pozo Cerrejón – 1	84
Figura 37. Diagrama temperatura – profundidad, para el pozo Cerrejón – 1. (Gradiente Geotermal)	86
Figura 38. Burial history poro, <i>PetroMod 10 – 2D</i>	88
Figura 39. Burial history temp, <i>PetroMod 10 – 2D</i>	89
Figura 40. Depth – Poro – Perm – Pressure, <i>PetroMod 10 – 2D</i>	90
Figura 41. Petro - System, <i>PetroMod 10 – 2D</i>	90

---

Figura 42. Diagrama de rutas de migración sección sísmica CV – 88 – 1400 VNS, <i>PetroMod 10 – 2D</i>	91
Figura 43. Diagrama acumulación de crudo sección sísmica CV – 88 – 1400 VNS, <i>PetroMod 10 – 2D</i>	92
Figura 44. Burial history poro, <i>PetroMod 10 – 2D</i>	93
Figura 45. Burial history temp, <i>PetroMod 10 – 2D</i>	93
Figura 46. Depth – Poro – Perm – Pressure, <i>PetroMod 10 – 2D</i>	94
Figura 47. Petro - System, <i>PetroMod 10 – 2D</i>	94
Figura 48. Diagrama de rutas de migración sección sísmica CV – 88 – 1100 VNS, <i>PetroMod 10 – 2D</i>	95
Figura 49. Diagrama acumulación de crudo sección sísmica CV – 88 – 1100 VNS, <i>PetroMod 10 – 2D</i>	95

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Programas sísmicos corridos en la subcuenca Ranchería	25
Tabla 2. Datos generales pozo Molino – 1X	65
Tabla 3. Datos generales pozo Molino – 1	65
Tabla 4. Datos generales pozo Cerrejón - 1	65
Tabla 5. Datos generales pozo Papayal - 1	66
Tabla 6. Datos generales pozo Mochila - 1	66
Tabla 7. Datos base para generar el modelamiento geoquímico para el pozo Molino – 1X	70
Tabla 8. Datos base para realizar el diagrama de subsidencia decompactado pozo Molino - 1X	72
Tabla 9. Datos base para generar el modelamiento geoquímico para el pozo Molino – 1	75
Tabla 10. Datos base para realizar el diagrama de subsidencia decompactado para el pozo Molino – 1	77
Tabla 11. Datos base para generar el modelamiento geoquímico para el pozo Cerrejón – 1	80
Tabla 12. Datos base para realizar el diagrama de subsidencia decompactado para el pozo Cerrejón – 1.	82
Tabla 13. Datos de ingreso para calcular el gradiente geotermal en el pozo Cerrejón – 1.	85

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Mapa de Localización, Secciones Cronoestratigraficas	105
Anexo B. Sección Cronoestratigrafica A – A`	105
Anexo C. Sección Cronoestratigrafica B – B`	105
Anexo D. Sección Cronoestratigrafica C – C`	105

## RESUMEN

**TITULO:** INTERPRETACION SISMICA, ESTRUCTURAL Y MODELAMIENTO GEOQUIMICO DE DOS LINEAS SISMICAS EN LA CUENCA CESAR – RANCHERIA (SUBCUENCA RANCHERIA) <sup>1</sup>

**AUTORES:** GONZALEZ H, DANIEL; MORALES R, EDGAR <sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVES:** Subcuenca Ranchería, modelamiento sísmico, estructural y geoquímico, CV – 88 VNS 1100, VNS 1400, VNS 1670, Molino - 1, Molino - 1X, Cerrejón - 1, Papayal – 1.

La importancia de contar con un inventario de programas sísmicos corridos en la subcuenca Ranchería y además, el hecho de poder visualizar y verificar la calidad de las secciones de dichos programas utilizando herramientas de última tecnología como lo es **GeoGraphix Explorer (R2007.1 HALLIBURTON - LANDMARK)**, radicó principalmente en poder hacer una selección adecuada de las líneas sísmicas que posteriormente fueron tratadas e interpretadas, además de realizar los modelamientos sísmico, estructural y geoquímico necesario para poder entender la estructura de la subcuenca; de esta verificación y apropiada selección de líneas sísmicas depende el resultado de los modelamientos realizados. Para el desarrollo de este proyecto fueron utilizadas las secciones sísmicas VNS 1100, VNS 1400 y VNS 1670 ya que estas son las de mejor calidad dentro del programa CV - 88, dicho programa cuenta con una longitud total de 87 kilómetros y 8 secciones sísmicas con una calidad y resolución moderada. Los resultados obtenidos del presente trabajo de grado fueron, en primera instancia realizar la interpretación sísmica de las líneas previamente seleccionadas del programa CV – 88 y con base en dicha interpretación se innovó un modelamiento geoquímico con la información de los pozos presentes en el área de estudio como son: Molino - 1, Molino - 1X, Cerrejón - 1, Papayal – 1, Mochila – 1, este modelamiento fue realizado, haciendo uso del software **PetroMod Express 10 - 2D (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS)**, además se pudo generar a partir de la interpretación sísmica un modelo estructural a partir de los horizontes picados en la sección, de esa forma se pudieron observar las principales estructuras presentes en el área de estudio. .

---

<sup>1</sup> Trabajo de Grado Modalidad Investigación.

<sup>2</sup> Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Geología Universidad Industrial de Santander, Director: Ricardo Mier Umaña Ms. C, Profesor Titular

## ABSTRACT

**TITLE:** SEISMIC, STRUCTURAL INTERPRETATION AND GEOCHEMICAL MODELING OF TWO SEISMIC LINES IN THE BASIN CESAR - RANCHERIA (SUB - BASIN RANCHERIA) <sup>1</sup>

**AUTHORS:** GONZALEZ H, DANIEL; MORALES R, EDGAR <sup>2</sup>

**KEY WORDS:** Sub basin Rancheria, seismic modeling, structural and geochemical, CV - 88 VNS 1100, VNS 1400, VNS 1670, Molino - 1, Molino - 1X, Cerrejón - 1, Papayal - 1.

**ABSTRACT:** The importance of possessing an inventory of seismic programs ran in the sub basin Rancheria and also the fact of being able to visualize and to verify the quality of the sections of the mentioned programs using tools of last technology like **GeoGraphix Explorer (R2007.1 HALLIBURTON - LANDMARK)**, takes root principally in being able to do a suitable selection of the seismic lines wich will be treated later in order to fulfils seismic modeling, structural and geochemical, necessarily to be able to understand the structure of the basin and to identify the present systems in it; the result of the modeling's depends of this monitoring and appropriate selection of seismic lines. For the development of this project there were used the seismic sections VNS 1100, VNS 1400, VNS 1670 of the seismic program CV - 88, these program have a total length of 87 kilometers and 8 seismic sections with a moderate quality and resolution. The results that are expected to obtain of this work is to be able, from the seismic interpretation of the lines of the program CV – 88, one structural reliable model and based in that interpretation fulfils a modeling geochemical from the information which is available of the present wells in the area of study (Molino - 1, Molino - 1X, Cerrejón - 1, Papayal - 1, Mochila - 1) like BHT, geothermal gradient, heat flow and others, without forget the seismic and structural interpretation; using the software **PetroMod Express 10 - 2D (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS)**.

---

<sup>1</sup> Undergraduate Thesis. Research Work.

<sup>2</sup> Physical Chemistry Engineering School. Department of Geology. Universidad Industrial de Santander. Thesis Director: Ricardo Mier Umaña, Professor.

## 1. INTRODUCCIÓN

La exploración hidrocarburífera de la Cuenca Cesar-Ranchería, se ha subvalorado debido a la ausencia de descubrimientos importantes de yacimientos de petróleo y gas, lo cual ha ocasionado que esta cuenca sea dejada de lado por parte de las compañías petroleras. En consecuencia el potencial de hidrocarburos de esta cuenca es subestimado.

La interpretación sísmica de la cuenca Cesar - Ranchería, radica en desarrollar un modelo geológico estructural, llegando a ello con la integración de los datos adquiridos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y disponibles en EPIS (Exploration and Production Information Service) para definir la estratigrafía y el patrón estructural dominante en la subcuenca y de esa forma promover el interés de inversión en la exploración de petróleo y gas en la subcuenca.

Parte principal de este proyecto de investigación, es realizar una compilación de la información geológica, geoquímica y geofísica con el fin de generar una base de datos que facilite la posterior validación de la calidad de la información sísmica que se va a emplear en el desarrollo de esta tesis, seguida de la interpretación de dos líneas sísmicas, CV – 88 – 1100 VNS y CV – 88 – 1400 VNS, editadas en el software **GeoGraphix Explorer** (R2007.1 HALLIBURTON - LANDMARK) y la aplicación de la herramienta del mismo paquete **SeisVision** (R2007.1 HALLIBURTON - LANDMARK); de forma simultánea se realizó un modelamiento geoquímico haciendo uso del software **PetroMod Express 10 - 2D** (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS).

Por último, se presenta un modelo estructural de la subcuenca Ranchería (cuenca Cesar - Ranchería) teniendo en cuenta la interpretación sísmica previamente realizada.

## 2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Conocer el estado actual de la subcuenca Ranchería y realizar modelamientos ya sean sísmicos, estructurales o geoquímicos utilizando herramientas y métodos de última generación como software especializado, acompañamiento y soporte técnico es importante porque:

- Permite hacer inferencias acerca del potencial productor que presenta la cuenca.
- Permite realizar un modelo estructural completo y de forma más precisa ya que este iría amarrado a la información proveniente de las líneas sísmicas.
- Permite generar una base de datos completa que abarque todo tipo de información como: geológica, sísmica, estructural, geoquímica además de poder validar la información sobre el sistema petrolífero en la cuenca.

En otras palabras la temática que se maneja en esta tesis es la de realizar un modelamiento sísmico y geoquímico, de esta forma poder entender los aspectos geoquímicos y geofísicos, amarrando estos a la evolución de la subcuenca.

### 3. ALCANCE

Dentro de los alcances que pretende el desarrollo de este proyecto están:

- Generar con base en la interpretación sísmica un modelo estructural y de esta forma identificar las áreas prospectivas de la subcuenca.
- Con base en la interpretación y modelamiento sísmico se realizó un modelamiento geoquímico para así dar claridad, verificar y validar el potencial presente en la subcuenca Ranchería

Con este estudio se intenta mejorar el estado actual de la subcuenca Ranchería en cuanto a información y estado estructural e iniciar una nueva etapa en lo que a interpretación sísmica y geológica se refiere.

## 4. OBJETIVOS

### 4.1 OBJETIVO GENERAL

Interpretación de dos líneas sísmicas en la subcuenca Ranchería; elaboración de un corte geológico estructural y generación de un modelo geoquímico.

### 4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

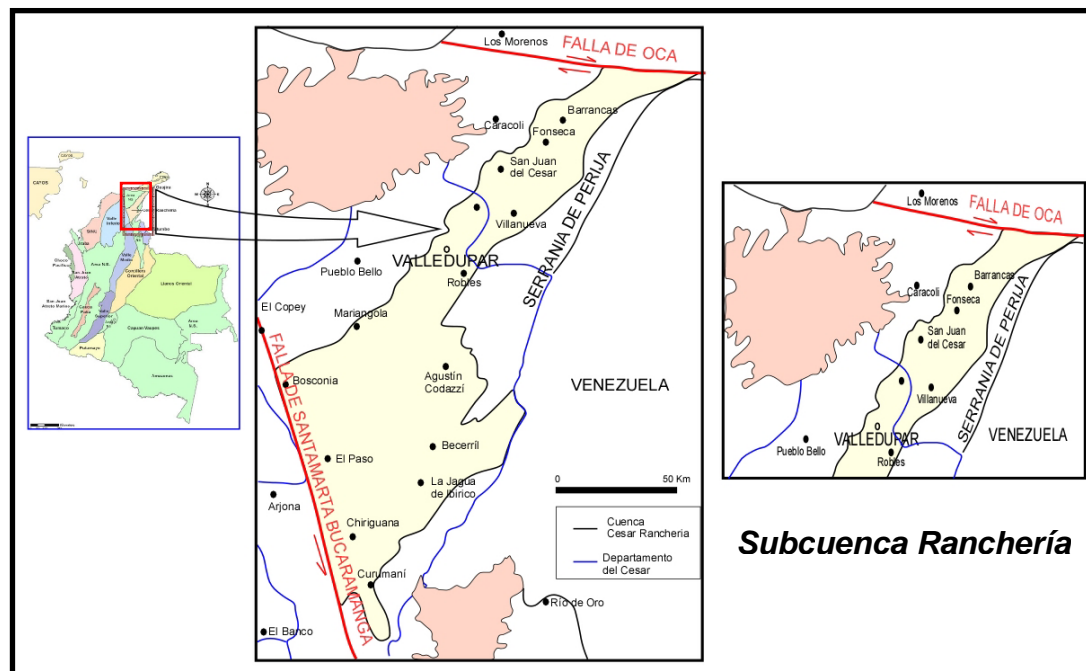
- Verificar la calidad de la información sísmica 2D a emplear en el proyecto.
- Interpretar las secciones sísmicas CV – 88 – 1100 VNS y CV – 88 – 1400 VNS utilizando el software **GeoGraphix Explorer** (R2007.1 HALLIBURTON - LANDMARK)
- Construir un modelo estructural a partir de los horizontes interpretados en las secciones sísmicas.
- Haciendo uso de las secciones sísmicas CV – 88 – 1100 VNS y CV – 88 – 1400 VNS, generar el modelo geoquímico empleando el software **PetroMod Express 10 - 2D** (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS)

## 5. GENERALIDADES

### 5.1 LOCALIZACIÓN

La subcuenca Ranchería se encuentra localizada al noreste del país y comprende los departamentos de la Guajira y el Cesar; esta limitada al norte por la falla de Oca y al sur por el alto de Valledupar, dicha localidad separa a las dos sub-cuencas Cesar y Ranchería; al oriente limita con la Serranía del Perijá y al occidente con la Sierra Nevada de Santa Marta (SNSM). Además la cuenca Ranchería tiene una extensión aproximada de 160 Km. en dirección SW – NE y cuenta con un ancho aproximado de 30 Km. Dichas extensiones hacen que la cuenca Ranchería cuente con un área aproximada de 4800 Km<sup>2</sup> (ver figura 15).

Figura 1. Mapa de localización cuenca Cesar - Ranchería. (Modificado de ECOPETROL, 1998)



## 5.2 GEOLOGÍA GENERAL

La cuenca Cesar – Ranchería corresponde a una depresión intramontaña localizada entre la Sierra Nevada de Santa Marta (SNSM) y la Serranía de Perijá, alargada en dirección N30°E y de geometría cónica con la base en el sector sur-occidental que corresponde a la cuenca Cesar y el extremo más angosto en el sector nororiental que corresponde a la cuenca Ranchería; El límite norte corresponde a la falla de Oca, la cual separa la Cuenca Cesar-Ranchería de la Cuenca de la Guajira. Al sur la cuenca esta limitada por la falla de Bucaramanga - Santa Marta, la cual la separa de las Cuencas del Valle Medio y Valle Inferior del Magdalena, al oriente limita con la Serranía del Perijá y al occidente con la Sierra Nevada de Santa Marta SNSM. (ver figura 15)

En la subcuenca Ranchería encontramos que la expresión geomorfológica de la cuenca es más ancha que el valle del río Ranchería, dada la inclinación que presenta la falla del cerrejón a mas de 10 Km al oriente de la expresión en superficie de esta misma, es decir la margen oriental de la cuenca de Ranchería se encuentra al Este de la frontera Colombo - Venezolana.

## 6. METODOLOGÍA

Para el éxito y cumplimiento de los objetivos trazados en este documento se ha desarrollado la siguiente metodología de trabajo que tiene como fin cubrir todas las etapas concernientes al desarrollo de un proyecto de este nivel. Esta metodología se divide en seis fases así:

### 6.1 COMPILACIÓN DE LA INFORMACIÓN GEOLÓGICA, GEOQUÍMICA Y GEOFÍSICA

Para esta etapa del proyecto se tomó información geológica, geoquímica, geofísica (sísmica 2D) y modelos del subsuelo consignados en los archivos que se encuentran en el **EPIS** (base de datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH).

### 6.2 VERIFICACIÓN DE LA CALIDAD DE LA INFORMACIÓN

Este ítem consiste en la determinación de la calidad de la información geológica, geoquímica y geofísica (sísmica 2D) con la que se cuenta para el desarrollo de este proyecto de investigación; la verificación de la calidad de las secciones sísmica se realizó teniendo en cuenta el inventario de los programas corridos en la subcuenca Ranchería (ver tabla 1). Para el proceso de selección de las secciones sísmicas interpretadas se tuvo en cuenta parámetros como: visualización, resolución vertical y horizontal, el Fold, la corrección de velocidad, la corrección de tiempo, los instrumentos utilizados en la adquisición, el número de trazas, el cubrimiento, la fuente de energía, la tasa de muestreo y el intervalo de SP; estos parámetros garantizan la calidad de las secciones sísmicas para su debida clasificación como buena, moderada

o mala; una vez seleccionadas las secciones sísmicas son cargadas en **GeoGraphix Explorer** (R2007.1 HALLIBURTON - LANDMARK) donde fueron interpretadas.

**Tabla 1.** Programas sísmicos corridos en la subcuenca Ranchería

<b>Programa Sísmico</b>	<b>Registrado Para:</b>	<b>Registrado Por:</b>	<b>Longitud (Km)</b>	<b>Calidad</b>	<b>Numero de líneas Sísmicas</b>	<b>Resolución Vertical</b>	<b>Resolución Horizontal</b>
<b>Ranchería CR – 79</b>	Ecopetrol	Western	492	Moderada	10	Moderada	Pobre
<b>Guajira Cesar CV – 88 (VNN)</b>	Ecopetrol	Geosource	156	Moderada	12	Moderada	Moderada
<b>Sierra Perijá CP – 88</b>	Ecopetrol	GSI	98	Pobre	6	Pobre	Pobre
<b>Guajira Cesar CV – 89 (Perijá)</b>	Ecopetrol	Western	270	Buena	11	Moderada	Moderada
<b>Sorpresa 2D</b>	Ecopetrol	Western	240	Buena	10	Moderada	Buena
<b>Guajira Cesar CV – 88 (VNS)</b>	Ecopetrol	GIS - Dlgicon	87	Moderada	8	Moderada	Moderada
<b>TOTAL</b>			<b>1204</b>		<b>58</b>		

### 6.3 APRENDIZAJE E IMPLEMENTACIÓN DEL SOFTWARE DE INTERPRETACIÓN SÍSMICA

En esta fase el objetivo es familiarizarse con el software **GeoGraphix Explorer** (R2007.1 HALLIBURTON - LANDMARK) y la aplicación **SeisVision** (R2007.1 HALLIBURTON - LANDMARK), para la interpretación sísmica. Con **GeoGraphix Explorer** (R2007.1 HALLIBURTON – LANDMARK) se puede acceder, manipular, analizar y realizar interpretaciones geológicas, geofísicas, petrofísicas y de producción ligados a el desarrollo de un flujo de trabajo coherente

**GeoGraphix Explorer** (R2007.1 HALLIBURTON - LANDMARK) provee un paquete de herramientas que de forma integrada va a permitir realizar un completo desarrollo exploratorio sujeto a una metodología de trabajo que de forma sencilla y organizada puede tratar datos de pozos y sísmicos que posteriormente son visualizados. Las herramientas con las que cuenta el software son:

- Project Explorer
- GeoAtlas
- LandNet
- LeaseMap
- LogM Well Editor
- LogM Model Builder
- PrizM
- QueryBuilder
- SeisBase
- SeisVision
- Struct

- WellBase
- Xsection
- Zone Manager

#### 6.4 MODELAMIENTO E INTERPRETACIÓN SÍSMICA

Esta etapa se llevo a cabo haciendo uso de la aplicación **SeisVision** (R2007.1 HALLIBURTON - LANDMARK) del software **GeoGraphix** (R2007.1 HALLIBURTON - LANDMARK), donde se interpretaron los horizontes de interés, como son los topes y bases de las respectivas formaciones e inconformidades presentes en la secuencia, se realizo un modelo estructural teniendo en cuenta la información que fue extraída de la interpretación sísmica.

A continuación se mostrará la metodología de trabajo seguida para llegar al objetivo de poder cargar, interpretar y realizar los tratamientos respectivos a las líneas sísmicas.

- Crear un Proyecto
- Cargar Sísmica 2D & 3D
- Generar una Interpretación Sísmica
- Display Sísmica y Datos de Pozo
- Balancear Datos Sísmicos y de Velocidades
- Interpretación Sísmica 2D
- Mapeo de Datos Sísmicos y Conversión a Profundidad
- Agregar y Vista de sísmica 3D
- Interpretación de sísmica 3D

## 6.5 MODELAMIENTO GEOQUÍMICO

En este aparte se menciona la forma cómo se debe llevar a cabo el desarrollo para la obtención de datos precisos de un modelamiento geoquímico para casos generales.

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

- **Cálculo de los diagramas de subsidencia:**

Básicamente se toma una columna estratigráfica de cada cuenca, se ubica en un diagrama donde el eje “x” corresponde a el tiempo y el eje “y” corresponde al espesor (espesor actual), posterior a esto se determinó el espesor inicial cada unidad litológica, con el fin de calcular la decompactación se tuvo en cuenta el diagrama de Van Hinte (1978), (ver figura 2), donde muestra la variación del espesor de las unidades a través del tiempo de enterramiento teniendo en cuenta la porosidad.

**Figura 2:** Ecuación determinada a partir del diagrama de Van Hinte para determinar el espesor inicial ( $T_o$ ) de una unidad litológica,  $T_n$  corresponde al espesor final.

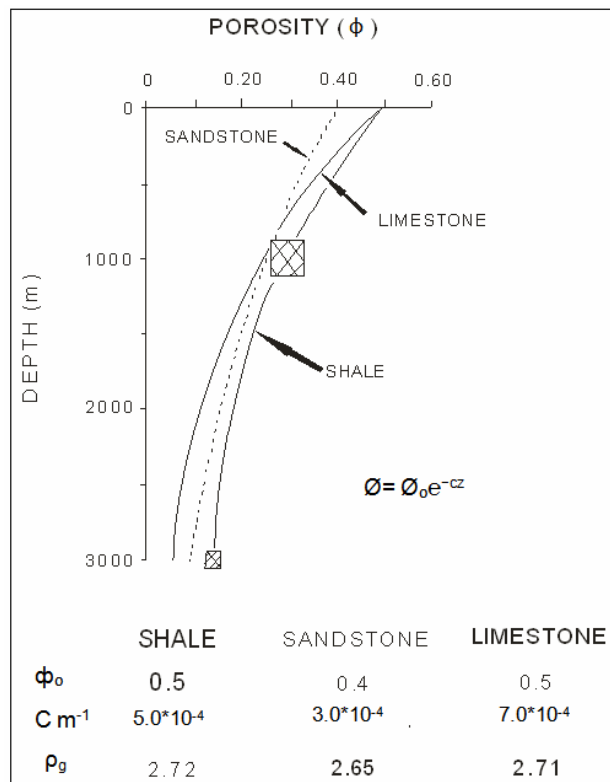
$$T_o = \frac{(1 - \Phi_N) T_N}{1 - \Phi_o}$$

La tasa de decrecimiento de la porosidad durante enterramiento puede ser determinada empíricamente, a continuación se da una simple relación exponencial para el cambio de porosidad en las unidades (ver figura 3 y figura 4).

**Figura 3.** Relación exponencial para el cambio de porosidad

$$\Phi_N = \Phi_o \exp(-cz)$$

**Figura 4.** Variación de la porosidad en función de la profundidad, tabla de valores estándar para porosidades iniciales de cada litología



- **Diagramas tiempo temperatura:**

Para medir la temperatura en función del tiempo se usan dos métodos, uno teniendo en cuenta el gradiente geotérmico y el otro se basa en el flujo de calor,

este último fue el utilizado para la construcción del diagrama ya que tiene en cuenta más variables, por lo tanto es más preciso; además existir de forma general datos ya establecidos para cada litología como son los de conductividad térmica, densidad de la roca entre otros (ver figura 5).

**Figura 5.** Corresponde a datos pre – establecidos para cada litología, K corresponde a la conductividad térmica,  $\rho_c$  corresponde a la densidad.

	K[mW/m-K]	$\rho_c$ [g/cm <sup>3</sup> ]	$\phi_o$	$\sigma_c$ [bars]	$A_T$ [nW/kg]
sand	4.4	2.76	0.39	1745	0.63
shale	1.5	2.76	0.35	1629	0.73
carbonate sand	2.9	2.72	0.47	814	0.15
carbonate mud	4.8	2.72	0.43	786	0.15
salt	5.4	2.16	0	10 <sup>8</sup>	0

Los diagramas de Tiempo – Temperatura son graficados a partir de los datos obtenidos con la ecuación de Fourier (ver figura 6), con base en los diagramas de subsidencia decompactados realizados en el aparte anterior.

**Figura 6.** Ecuación de Fourier para el cálculo de temperaturas

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

En donde:

Tz es la temperatura del horizonte a calcular

T0 es la temperatura superficial, la cual se estimó en 24.4 °C.

Q es el flujo de calor

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

$\lambda$  Es la conductividad térmica para cada litología la cual es posible obtener a partir de la ecuación de Brigaud y otros (1990):  $\lambda_{roca} = (\lambda_{matriz})^{1-\phi} + (\lambda_{fluido})\phi$

Donde  $\lambda_{matriz}$  corresponde a la conductividad que presenta cada formación dependiendo de la litología encontrada en ella, estos valores están preestablecidos en tablas generales, ejemplo ver tabla 3.  $\lambda_{fluido}$  es la conductividad del agua equivalente a  $0.56 \approx 0.6$  W/m/k; y  $\phi$  es la porosidad calculada durante la decompactación.

### Método Cinético

El método cinético (Razón de transformación, TR) según Tissot y Welte, (1984), cuantifica la cantidad de hidrocarburos generados por las reacciones químicas de transformación de kerógeno en gas. Esta cuantificación se lleva a cabo con un modelo cinético de degradación térmica del kerógeno con incrementos de la temperatura a lo largo del tiempo.

La rata de transformación TR se define como la fracción de kerógeno transformado a petróleo o gas con relación al potencial genético de algún tipo específico de kerógeno y se calcula teniendo en cuenta la ecuación de Tissot y Welte (1984) (ver figura 7):

**Figura 7.** Ecuación que define la rata de transformación del kerógeno a petróleo.

$$TR = \frac{C_i - \sum C_i}{C_o} + Y_o$$

Donde:  $C_i$  es la fracción de la masa de kerógeno remanente en la reacción,  $\Sigma C_i$  es el potencial genético o la masa de kerógeno transformada a hidrocarburos cuando la reacción esta completa.

Según Tissot y Welte (1984) los valores de TR de 0.1 y 0.4 corresponden a los límites inferiores y superiores de la ventana de generación de petróleo.

**6.5.2 Gradiente geotérmico y flujo de calor.** La temperatura  $T$  es una función de la profundidad  $z$ , de cuya expresión se obtiene el gradiente geotérmico  $G$ ,  $G=dT/dz$  (Tissot y Welte, 1984); en un lugar dado de la corteza de la tierra el flujo de calor  $q$  y el gradiente geotérmico  $G$  satisfacen la relación  $G= k * q$ , donde  $k$  es la conductividad termal del material (Tissot y Welte, 1984).  $G$  es expresado como el incremento de temperatura por unidad de profundidad. La conductividad termal varía con la composición de las rocas, y estas variaciones causan variabilidad del gradiente geotérmico (Tissot y Welte, 1984).

- **¿Qué es el flujo de calor?**

El flujo de calor geotérmico es la medida del calor que está siendo generado desde el interior de la tierra. Esta energía transferida en virtud de la diferencia de temperatura es transportada por diversos mecanismos y distribuida en la corteza terrestre. El flujo de calor disminuye radialmente desde el interior al exterior de la tierra y provee información acerca del comportamiento mecánico del planeta (Turcotte y Schubert, 1982).

- **Características del flujo de calor**

La intensidad del flujo de calor está directamente relacionada con el escenario tectónico que caracteriza una determinada región. Las regiones de

alto flujo de calor en los continentes son generalmente restringidos a áreas activas volcánicamente, (ejemplo: Los Andes, líneas de volcanes asociados con zanjas oceánicas, regiones de tectonismo tensional) (Turcotte y Schubert, 1982), por ejemplo: se ha estimado que del promedio del flujo de calor continental ( $56.5 \text{ mW m}^{-2}$ ),  $33.5 \text{ mW m}^{-2}$  pueden ser atribuidos al manto y  $23 \text{ mW m}^{-2}$  a los isótopos radioactivos en la corteza (Turcotte y Schubert, 1982); para el caso de la corteza oceánica, la cual es más o menos cinco veces más delgada que la corteza continental, la contribución de producción de calor por isótopos radioactivos al flujo de calor superficial es despreciable,  $\sim 2\%$  del total (Turcotte y Schubert, 1982)

- **¿Cómo se mide el flujo de calor?**

La medición del flujo de calor cambia con el escenario geológico que se tenga. Así, los instrumentos varían para el sector continental y el oceánico. Las unidades utilizadas para el flujo de calor son hfu (heat flow unit), unidades de flujo de calor (Turcotte y Schubert, 1982).

$$1\text{hfu} = 10^{-6} \text{ cal cm}^{-2} \text{ s}^{-1} = 41.84 \text{ mW m}^{-2}$$

Medidas más precisas del gradiente termal se realizan con el uso del termómetro electrónico en pozos de perforación realizados a profundidades superiores a 300m (Turcotte y Schubert, 1982).

- **Importancia del gradiente geotérmico en exploración petrolera**

La estimación de la evolución de la temperatura a través del tiempo en una cuenca dada es esencial para construir los modelos de madurez y migración de hidrocarburos que son usados para predecir la ocurrencia de petróleo y gas en espacio y tiempo (Tissot y Welte, 1984).

Dos modelos geoquímicos de maduración de hidrocarburos en rocas fuente son comúnmente usados: El enfoque empírico propuesto por Lopatin (1971) y el modelo cinético propuesto por Tissot y Welte (1975). El modelo de Lopatin toma en cuenta el tiempo y la temperatura para determinar el nivel de maduración de la materia orgánica definido como índice de tiempo y temperatura (TTI) (Waples, 1980) (ver figura 8). Este modelo asume que el rango de la reacción química envuelta en la madurez termal de la materia orgánica, parece duplicarse con cada 10° de aumento de la temperatura. Por lo tanto asume un gradiente geotérmico constante a través de todo el pasado geológico (Waples, 1980). Este método comienza con una reconstrucción de la historia depositacionales y tectónica de la sección geológica de interés, dibujando la profundidad de enterramiento versus el tiempo geológico. El segundo aspecto que tiene en cuenta es la grilla de temperatura, la temperatura superficial debe ser especificada para cada profundidad a través del pasado geológico, la manera mas simple de hacer esto es calcular el gradiente geotérmico presente hoy en día y asumir que ambos el gradiente geotérmico y la temperatura de superficie han sido constantes a través del intervalo de tiempo cubierto para la reconstrucción, asumiendo isotermas cada 10° a una profundidad constante.

**Figura 8.** Ecuación que define el índice total de temperatura TTI

$$TTI = \sum_{n \text{ min}}^{n \text{ max}} (\Delta T_n)(r^n)$$

*TTI*: Índice de presión y temperatura

$r^n$  = índice de temperatura

$\Delta T_n$  = longitud de tiempo gastado por el sedimento en un intervalo de temperatura *i*

El modelo de Tissot y Welte (1975) cuantifica la cantidad de hidrocarburo generado a través de un modelo cinético de degradación del kerógeno

cuando el kerógeno es sujeto a incrementos en tiempo y temperatura (Tissot y Welte, 1984).

Los datos necesarios para este modelo son el tipo de materia orgánica, la historia de enterramiento y el gradiente geotérmico, así este modelo calcula la cantidad de aceite y gas generado, como una función del tiempo (Tissot y Welte, 1984).

Además, los datos de gradiente geotérmico y flujo de calor, sirven para determinar vías de migración de fluidos a través de fallas, fracturas y demás conductos hidrológicos (Nagihara et al, 2002).

### 6.5.3 Modelamiento geoquímico PetroMod 10 – 2D

**PetroMod 10 - 2D** hace parte de *PetroMod software* (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS), el cual integra de forma completa interpretación sísmica, estratigráfica y geológica, además de permitir realizar varios tipos de simulaciones como por ejemplo: termales, fluid flow e historias de migración de petróleo en cuencas sedimentarias.

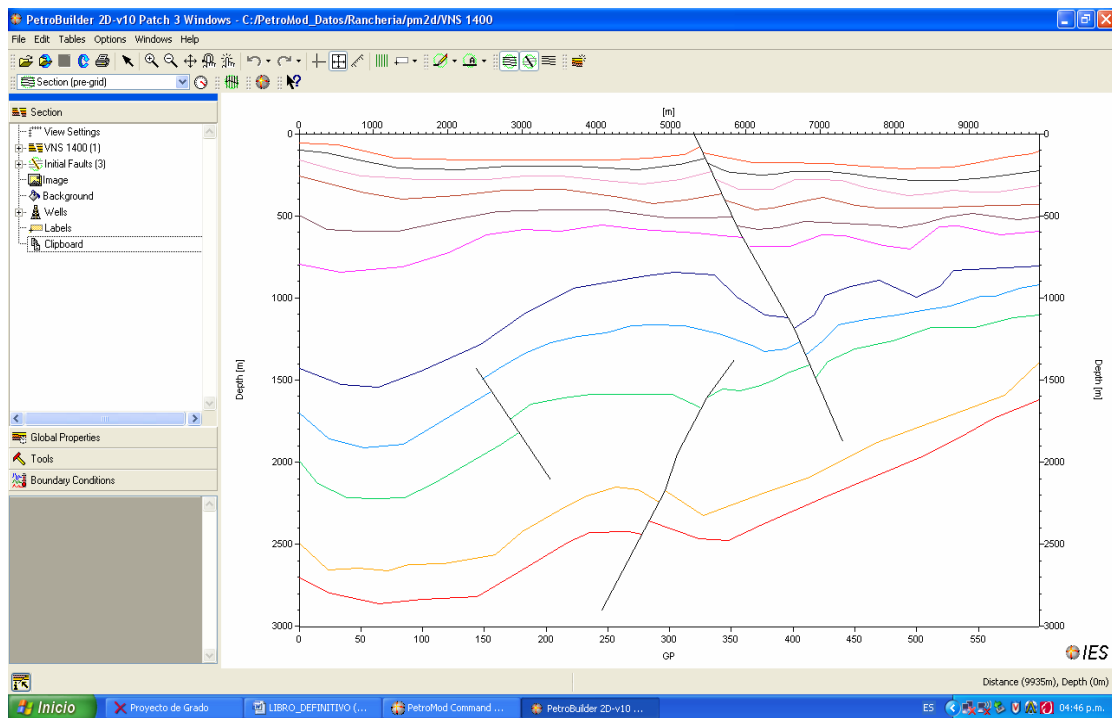
El paquete completo del software **PetroMod 10 – 2D** (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS) combina técnicas avanzadas de las tecnologías 1D, 2D y 3D que de forma práctica y sencilla genera mejores resultados sobre todo en lo relacionado con el análisis de sistemas petrolíferos.

A continuación se mostrara la forma como se debe realizar la creación de un proyecto nuevo en **PetroMod 10 - 2D** (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS) con la finalidad de poder generar el respectivo modelamiento geoquímico ([Archivo de Video](#))

Una vez se crea el proyecto así como se aprecia en clip de video anterior, se procede a dibujar los horizontes de interés y las fallas presentes en la sección sísmica.

Siguiendo la metodología indicada anteriormente, se procede con el modelamiento geoquímico esta vez utilizando el software **PetroMod 10 - 2D**. Una vez teniendo la imagen como background en el software se procede a picar los horizontes de interés; es decir los topes de las formaciones presentes en la sección sísmica (ver figura 9).

**Figura 9.** Horizontes y fallas picados, sección sísmica CV – 88 – 1400 VNS, **PetroMod 10 – 2D** (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS)



Una vez que se pican estos horizontes sigue la asignación de las edades respectivas en millones de años como se aprecia en la tabla de la figura 10 (ver figura 10), esta asignación se hace en el navegador izquierdo y siguiendo la ruta:

- Global Properties
- Age Assignment

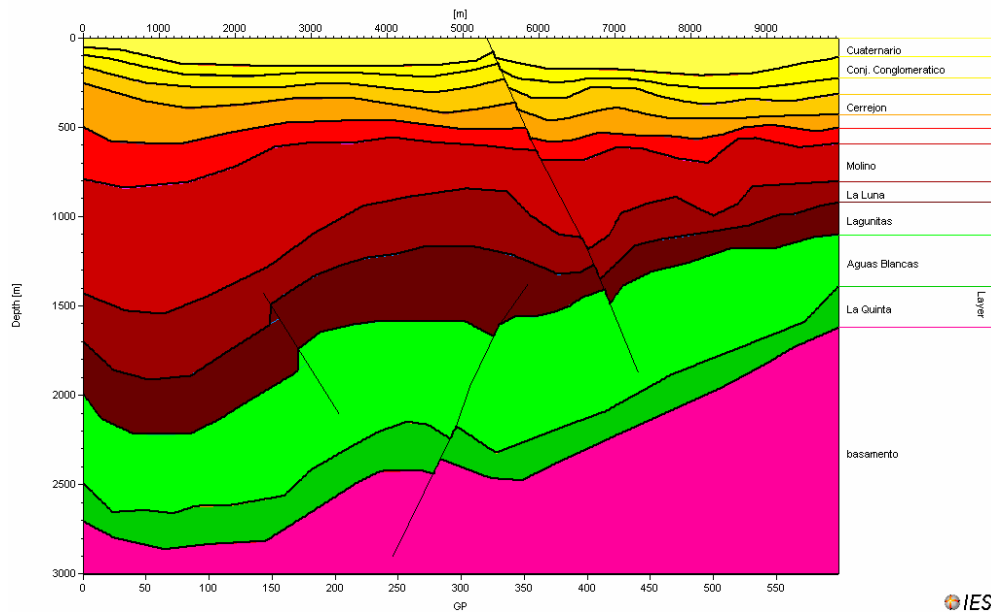
Lo cual hace que se despliegue la ventana de la figura y es ahí donde se ingresan los datos correspondientes a las edades de cada formación.

**Figura 10.** Asignación de edades, *PetroMod 10 – 2D* (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS)

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Name	Color	Deposition Age from [Ma]	Deposition Age to [Ma]	Erosion Age from [Ma]	Erosion Age to [Ma]	Max. Time Step [Ma]	Facies 1	Facies 2
12	Cuaternario	5.3000	0.0000	0.0000	0.0000	10.0000	...	...
11	Conj. Conglomeratico	23.0000	5.3000	0.0000	0.0000	10.0000	...	...
10	Conj. Calcareo	34.0000	23.0000	0.0000	0.0000	10.0000	...	...
9	Correjon	40.5000	34.0000	0.0000	0.0000	10.0000	...	...
8	Barco - Cuervos	61.5000	40.5000	0.0000	0.0000	0.0000	...	...
7	Hato Nuevo - Manatales	70.5000	61.5000	0.0000	0.0000	10.0000	...	...
6	Molino	83.0000	70.5000	0.0000	0.0000	10.0000	FACIES_03	...
5	La Luna	93.5000	83.0000	0.0000	0.0000	10.0000	FACIES_04	...
4	Lagunitas	105.5000	93.5000	0.0000	0.0000	10.0000	...	...
3	Aguas Blancas	125.0000	105.5000	0.0000	0.0000	10.0000	...	...
2	La Quinta	200.0000	125.0000	0.0000	0.0000	10.0000	FACIES_01	...
1	basamento	210.0000	200.0000	0.0000	0.0000	10.0000	FACIES_01	...

Posteriormente se visualiza este procedimiento grillando la imagen donde aparecen los horizontes y las fallas (ver figura 11).

**Figura 11.** Visualización de las Edades de las Formaciones, *PetroMod 10 – 2D* (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS)



Finalmente se puede hacer la reproducción de eventos depositacionales de forma continua; es decir sin todavía haber cargado las inconformidades al modelo ([Archivo de Video](#)).

A continuación se indica el protocolo de como se deben cargar las inconformidades al modelo geoquímico:

- Abrir modelo en PetroBuilder 2D
- Doble click en el horizonte a erosionar (nótese que se torna de color amarillo)
- Click derecho sobre él
  - Create Unconformity
  - Draw Erosion From Scratch
- En el navegador de la izquierda picamos en Erosion y desplegamos Unconformity (note que la parte superior del horizonte seleccionado se torna de color gris)

- En esta instancia se procede a dibujar el espesor erosionado con la herramienta de dibujo “el lápiz”.
- Click derecho sobre el
  - Copy
  - Paste as Initial Erosion
- Se asigna el horizonte a erosionar usando la herramienta Assign Initial Erosion (para este ejemplo es el tope de La Luna).
- Grille el modelo.
- Asignamos la edad de la erosión usando la herramienta Age Assignment dado que inicialmente habíamos supuesto nuestro modelo de forma ideal como una depositación continua (para este paso es necesario conocer la edad de la inconformidad)
- Finalmente en Simulation Preview corra el modelo.
- Salve su modelo.

El proceso descrito anteriormente se puede visualizar picando este vinculo [\(Archivo de Video\)](#) de esta forma se ha montado la primera inconformidad que corresponde al tope de la Luna, además se observa como la formación cambia su espesor debido a procesos erosivos ocurridos sobre ella; para asignar las demás inconformidades se procede de forma similar.

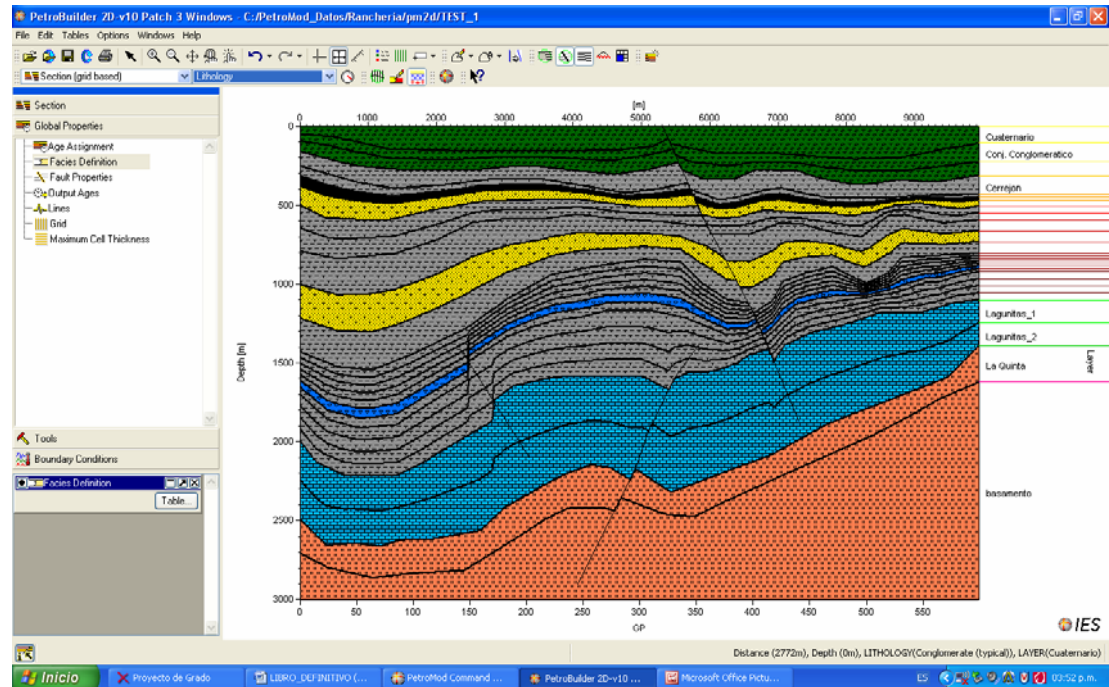
El paso a seguir es asignar las características litológicas y faciales a cada formación (ver figura 12), dicha asignación debe realizarse de la siguiente forma:

- Global Properties
- Facies Definition

Figura 12. Facies definition, **PetroMod 10 – 2D** (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS)

1	2	3	4	5	6	12	13	14	15
Name	Petroleum System Elements	Color	Lithology Value	TDC Model	TOC Value [%]	Kinetics	HI Value [mgHC/gTOC]	HI Map [mgHC/gTOC]	ID
1	Cuaternario	none	Conglomerate (typical)	Uniform	0.00	none	0.00	none	1
2	Conj. Conglomeratico	none	Conglomerate (typical)	Uniform	0.00	none	0.00	none	2
3	EOCENO	none	Shale (typical)	Uniform	0.00	none	0.00	none	3
4	Conj. Calcareo	none	Conglomerate (typical)	Uniform	0.00	none	0.00	none	4
5	OLIGOCENO	none	Shale (typical)	Uniform	0.00	none	0.00	none	5
6	Cerrejon	none	Shale (organic lean, sandy)	Uniform	0.00	none	0.00	none	6
7	Barco - Cuervos	none	Shale (typical)	Uniform	0.00	none	0.00	none	7
8	Hato Nuevo - Manaliales	none	Limestone (organic rich - typical)	Uniform	0.00	none	0.00	none	8
9	Molino	none	Shale (typical)	Uniform	0.00	none	0.00	none	9
10	La Luna	none	Limestone (organic rich - typical)	Uniform	0.00	none	0.00	none	10
11	Lagunitas	none	Limestone (organic rich - typical)	Uniform	0.00	none	0.00	none	11
12	Aguas Blancas	none	Limestone (organic rich - typical)	Uniform	0.00	none	0.00	none	12
13	La Quinta	none	Tuff (falic )	Uniform	0.00	none	0.00	none	13
14	basamento	none	BASEMENT	Uniform	0.00	none	0.00	none	14
15	La Luna_2	none	Shale (typical)	Uniform	0.00	none	0.00	none	15
16	Chert	none	Chert	Uniform	0.00	none	0.00	none	16
17	Tuff	none	Tuff (falic )	Uniform	0.00	none	0.00	none	17
18	SH50St50	none	SH50St50	Uniform	0.00	none	0.00	none	18
19	Sh100	none	Shale (typical)	Uniform	0.00	none	0.00	none	19
20	S100	none	Sandstone (typical)	Uniform	0.00	none	0.00	none	20
21	SH50Lst50	none	SH50Lst50	Uniform	0.00	none	0.00	none	21
22	S50Lst50_H	none	S50Lst50_H	Uniform	0.00	none	0.00	none	22
23	Coal	none	COAL	Uniform	0.00	none	0.00	none	23
24	SHOrg100	none	Shale (organic rich, typical)	Uniform	0.00	none	0.00	none	24
25	FACIES_25	none	none	Uniform	0.00	none	0.00	none	25

Figura 13. Perfil litológico, **PetroMod 10 – 2D** (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS)



Para la asignación de facies se procede de la siguiente manera:

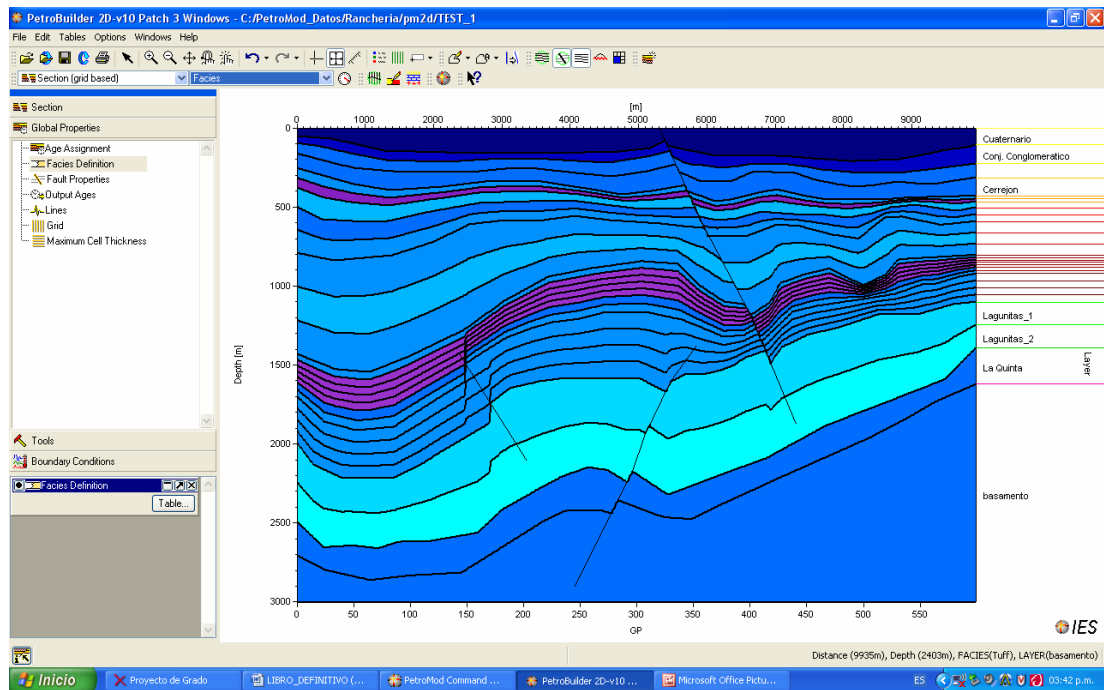
- Table (en la barra de menú)
- Sección
- Facies Assignment

Figura 14. Facies assignment, *PetroMod 10 – 2D* (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS)

	Cell 1	Cell 2	Cell 3	Cell 4	Cell 5	Cell 6	Cell 7	Cell 8	Cell 9	Cell 10	Cell 11	Cell 12
1 Cuaternario	Cuaternario	Cuaternario	Cuaternario	Cuaternario	Cuaternario	Cuaternario	Cuaternario	Cuaternario	Cuaternario	Cuaternario	Cuaternario	Cuaternario
2 Corg Conglomeratico	Corg Conglomeratico	Corg Conglomeratico	Corg Conglomeratico	Corg Conglomeratico	Corg Conglomeratico	Corg Conglomeratico	Corg Conglomeratico	Corg Conglomeratico	Corg Conglomeratico	Corg Conglomeratico	Corg Conglomeratico	Corg Conglomeratico
3 EOCENO	EOCENO	EOCENO	EOCENO	EOCENO	EOCENO	EOCENO	EOCENO	EOCENO	EOCENO	EOCENO	EOCENO	EOCENO
4 Corg Calcareo	Corg Calcareo	Corg Calcareo	Corg Calcareo	Corg Calcareo	Corg Calcareo	Corg Calcareo	Corg Calcareo	Corg Calcareo	Corg Calcareo	Corg Calcareo	Corg Calcareo	Corg Calcareo
5 OLIGOCENO	OLIGOCENO	OLIGOCENO	OLIGOCENO	OLIGOCENO	OLIGOCENO	OLIGOCENO	OLIGOCENO	OLIGOCENO	OLIGOCENO	OLIGOCENO	OLIGOCENO	OLIGOCENO
6 Cerepon	Cerepon	Cerepon	Cerepon	Cerepon	Cerepon	Cerepon	Cerepon	Cerepon	Cerepon	Cerepon	Cerepon	Cerepon
7 Cuerno_1	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100
8 Cuerno_2	Coal	Coal	Coal	Coal	Coal	Coal	Coal	Coal	Coal	Coal	Coal	Coal
9 Barco	S100	S100	S100	S100	S100	S100	S100	S100	S100	S100	S100	S100
10 Manafales	\$R505H50	\$R505H50	\$R505H50	\$R505H50	\$R505H50	\$R505H50	\$R505H50	\$R505H50	\$R505H50	\$R505H50	\$R505H50	\$R505H50
11 Hato Nuevo	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100
12 Molino_1	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100
13 Molino_2	S100	S100	S100	S100	S100	S100	S100	S100	S100	S100	S100	S100
14 Molino_3	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100
15 La Luna_1	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100
16 La Luna_2	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100
17 La Luna_3	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100
18 La Luna_4	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100
19 La Luna_5	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100	ShDng100
20 La Luna_6	Clwt	Clwt	Clwt	Clwt	Clwt	Clwt	Clwt	Clwt	Clwt	Clwt	Clwt	Clwt
21 La Luna_7	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100
22 Aguas Blancas_1	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100
23 Aguas Blancas_2	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100
24 Aguas Blancas_3	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100
25 Aguas Blancas_4	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100	Sh100
26 Lagunas_1	SH50Lr50	SH50Lr50	SH50Lr50	SH50Lr50	SH50Lr50	SH50Lr50	SH50Lr50	SH50Lr50	SH50Lr50	SH50Lr50	SH50Lr50	SH50Lr50
27 Lagunas_2	S50Lr50_H	S50Lr50_H	S50Lr50_H	S50Lr50_H	S50Lr50_H	S50Lr50_H	S50Lr50_H	S50Lr50_H	S50Lr50_H	S50Lr50_H	S50Lr50_H	S50Lr50_H
28 La Quanta	Tuff	Tuff	Tuff	Tuff	Tuff	Tuff	Tuff	Tuff	Tuff	Tuff	Tuff	Tuff
29 Basamento	Tuff	Tuff	Tuff	Tuff	Tuff	Tuff	Tuff	Tuff	Tuff	Tuff	Tuff	Tuff

En la tabla de la figura 14 (ver figura 14), se asignan todas las características faciales a las litologías previamente establecidas para cada formación y a sus respectivas divisiones (Split – Merge).

Figura 15. Perfil facia, **PetroMod 10 – 2D** (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS)



En figura 15 (ver figura 15), se puede visualizar la forma como queda distribuida facialmente la sección, de igual forma como se muestra en el perfil litológico de la figura 13 (ver figura 13).

Finalmente y una vez se han cargado todas las inconformidades al modelo, sigue asignar a cada formación las litologías y facies correspondientes como se muestra en las figuras 12, 13 ,14, 15; la visualización secuencial de eventos, ya habiendo cargado todos estos datos se puede apreciar en el siguiente vinculo ([Archivo de Video](#)).

## 7. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

### 7.1 ESTRATIGRAFÍA

Dentro de la subcuenca Ranchería se encuentran rocas ígneas y metamórficas precretácicas y una sucesión estratigráfica que abarca rocas que van desde el Paleozoico hasta el Terciario; las rocas Precámbricas hacen parte del complejo metamórfico de la Sierra Nevada de Santa Marta (SNSM); las rocas Paleozoicas afloran en algunas partes de la Sierra Nevada de Santa Marta (SNSM) y de la Serranía de Perijá, haciendo parte de la Serie de Perijá (Cambriaco - Ordovícico), el Grupo Cachiri (Carbonífero) y la formación Manaure (Pérmico), el Triásico – Jurásico comprende el complejo ígneo de la Sierra Nevada de Santa Marta (SNSM) y la formación la Quinta (denominada secuencia JT, ICP 1990), hay ausencia de sedimentos del Cretáceo Inferior en esta cuenca y el Cretáceo medio - superior esta representado por el grupo Cogollo (Apiano - Albaino), la formación la Luna (Turoniano – Coniaciano, denominada secuencia K2), y la formación Molino (Maestrichtiano, secuencia K3), el Terciario esta conformado en el Paleoceno por las formaciones Manantiales, Hato Nuevo y Cerrejón (secuencia T1), el Eoceno esta representado por la formación Tabaco, el Oligoceno por el Conjunto Calcáreo y el Mioceno por el Conjunto Conglomerático; estos tres últimos conforman la secuencia T2. (Potencial Petrolífero Cuenca Cesar Ranchería, Tomo I, Informe general. GEOPETROCOL Ltda. Diciembre 1998)

En la siguiente sección se hace una descripción general de la litología correspondiente a la columna estratigráfica integrada de la subcuenca

Ranchería, iniciando esta descripción de base a tope y separándola por edades (ver figura 16).

### 7.1.1 Precámbrico

- **Granulita de los Mangos**

Esta unidad aflora al este de la Sierra Nevada de Santa Marta (SNSM), y esta compuesta por neisses granulíticos bandeados y bandas granulíticas alternantes con anfibolitas piroxénicas, mármoles y neisses ultramáficos en facies anfibolita alta a granulita baja (ECOPETROL, 1990),

### 7.1.2 Paleozoico

- **Series de Perijá**

Constituyen el núcleo de La Serranía de Perijá y se les encuentra aflorando al este de las localidades de Conejo, Manaure, La Jagua de Ibérico, Santa Isabel, San Roque y Curumaní.

Las “series” de Perijá fueron definidas por Liddle, Harris & Wells. Están constituidas por rocas metamórficas de baja presión y/o baja presión y alta temperatura (Cáceres, 1980) entre las que se destacan filitas, esquistos cloríticos y sericíticos, cuarcitas y filitas cuarzosas. Las rocas sedimentarias que dieron origen a esta sucesión metamórfica fueron depositadas en un ambiente miogeosinclinal sobre plataforma cratónica (Deposición Pericratónica). (Proyecto Cesar Ranchería, informe final geología, 1990).

En algunas localidades como Manaure (Colombia) y Río Cachimí (Venezuela) estas rocas son cubiertas discordantemente por estratos fosilíferos de edad

Devónica, por lo que se le asigna una edad Cambro Ordovícica. Esta serie correlaciona con otras series metamórficas a las cuales se les asigna la misma edad como el grupo Quetame y la formación Silgará. (Proyecto Cesar Ranchería, informe final geología, 1990).

- **Grupo Cachirí**

La parte inferior está constituida por un conglomerado basal con guijarros cuarzosos, suprayacido por una secuencia alternante de areniscas ferruginosas, arcillo-micáceas y lutitas areno-calcáreas; esta parte basal según su contenido fósil se le ha asignado una edad Devonico Temprano. En la parte superior aparece una secuencia clástica calcárea con shales grises a negros, areniscas arcillosas rojas, calizas y capas de chert; esta sección superior del Grupo Cachirí tiene edad Carbonífera. En algunos sectores esta secuencia está intruida por venas y diques félsicos. Al tope de esta secuencia se encuentra la formación Manaure que está compuesta por areniscas, areniscas calcáreas, margas arenosas, calizas fosilíferas y calizas con nódulos de chert; los fósiles encontrados en la formación Manaure indican una edad Pérmica. (Potencial Petrolífero Cuenca Cesar Ranchería, Tomo I, Informe general. GEOPETROCOL Ltda. Diciembre 1998)

### **7.1.3 Triásico - jurasico**

Esta considera como formación la Quinta a los depósitos clásticos no marinos asociados con rocas vulcanoclásticas, areniscas arcósicas, lutitas, limonitas abigarradas y conglomerados rojos con clastos de vulcanitas, granitos y rocas metamórficas con cenizas félsicas, flujos andesíticos, basaltitos, brechas y tufas. El grupo Cogollo suprayace discordantemente sedimentitas rojas del tope de la formación la Quinta en la cuenca Ranchería y a la base se cree existente un contacto discordante o fallado sobre rocas

Paleozoicas, (Potencial Petrolífero Cuenca Cesar Ranchería, Tomo I, Informe general. GEOPETROCOL Ltda. Diciembre 1998)

#### 7.1.4 Cretácico

- **Grupo Cogollo**

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

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

- **Formación la Luna**

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

- **Formación Molino**

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

### 7.1.5 Terciario

- **Formación Hato - Nuevo:**

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

- **Formación Cerrejón**

Esta formación corresponde a una sucesión alternante de arcillolitas, shales, limolitas, areniscas y abundantes mantos de carbón, hace parte de la

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

- **Formación Tabaco**

Este conformado por arcillositas limosas, areniscas cuarzosas que se intercalan con niveles conglomeraticos y delgados niveles de arcillolitas grises, azules y blancas. (ECOPETROL. 1990), hace parte de la secuencia T2. Se le asigna una edad de acuerdo con Morales & Taborda (1974) de Paleoceno Superior - Eoceno. Un espesor aproximado de 100 m. y esta limitado por discordancia tanto en la base como en tope.

- **Conjunto Calcáreo y Conjunto Conglomerático**

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

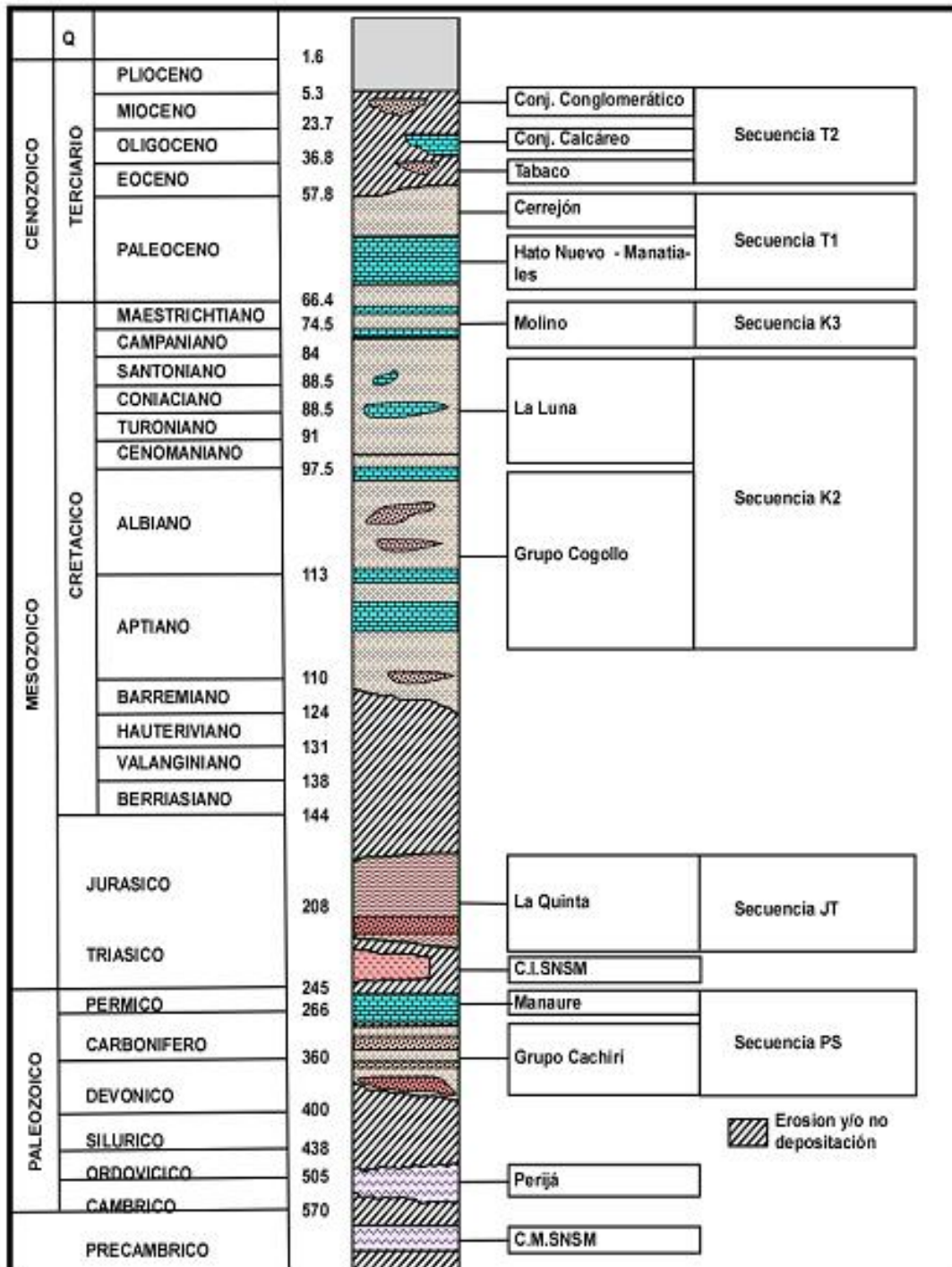
Para el conjunto Calcáreo el espesor puede variar entre 207 y 305 m. para perforaciones hechas en los pozos Molino 1 y Molino 1x respectivamente

(Proyecto Cesar Ranchería, informe final geología, 1990); aun cuando no existen evidencias bioestratigráficas de estos conjuntos, dada su posición estratigráfica se les ha asignado una edad Mioceno Inferior a Superior. (Proyecto Cesar Ranchería, informe final geología, 1990); el tipo de contacto es discordante con rocas inferiores de diferentes unidades como Molino, Hato Nuevo y Cerrejón. (Potencial Petrolífero Cuenca Cesar Ranchería, Tomo I, Informe general. GEOPETROCOL Ltda. Diciembre 1998)

- **Cuaternario**

Los depósitos recientes corresponden a abanicos aluviales y depósitos de material de derrubio (aluviales); están constituidos, normalmente, por bloques, cantos, guijos y guijarros de rocas de las diferentes formaciones, con una matriz areno arcillosa, en algunos casos calcárea. (Cartografía Geológica Cesar Ranchería, Geoestudios, 2006).

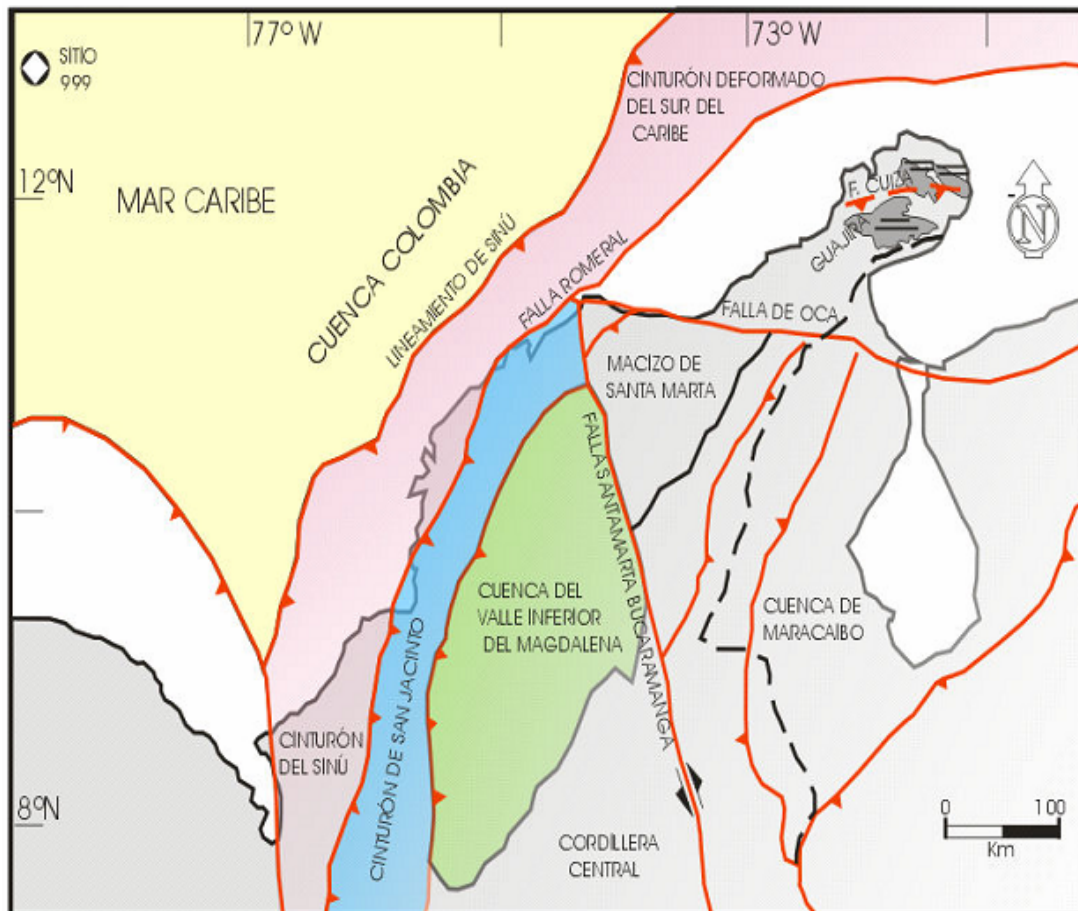
**Figura 16.** Columna estratigráfica generalizada, subcuenca Ranchería (informe final. ECOPETROL. 1990)



## 7.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

Desde el marco estructural regional el norte de Colombia se caracteriza por presentar 5 fallas algunas de las cuales limitan los cinturones deformados presentes en el área correspondientes al cinturón plegado del Caribe Sur, el cinturón plegado del Sinú y cinturón plegado de San Jacinto. Las rocas antiguas de la Sierra Nevada de Santa Marta y la Guajira así como el delta del Magdalena son unos de los rasgos geológicos regionales más sobresalientes del norte Colombiano (ver figura 17).

**Figura 17.** Mapa geológico regional del norte colombiano, (Modificado Ingeominas 2003)



Las estructuras que definen el arreglo característico de la subcuenca Ranchería son fallas de rumbo destrales y fallas de cabalgamiento con vergencia al oeste y planos de falla inclinados al este que originan bloque de cabalgamiento y estructuras secundarias como retrocabalgamientos, muy fácilmente reconocibles (ver figura 18). Es importante mencionar la presencia de estructuras en flor y que definen un arreglo característico, de igual forma es primordial resaltar la importancia de la interacción de las placas Caribe y Suramericana, las fallas de rumbo presentes en el área son en su mayoría de carácter lateral derecho, coincidentes con el movimiento de la placa Caribe (Arango, 1988). Estas interacciones generaron movimientos compresivos que pudieron dar lugar al levantamiento de grandes macizos como la Sierra Nevada de Santa Marta (SNSM), y la Serranía del Perijá (Kellog & Bonini, 1982).

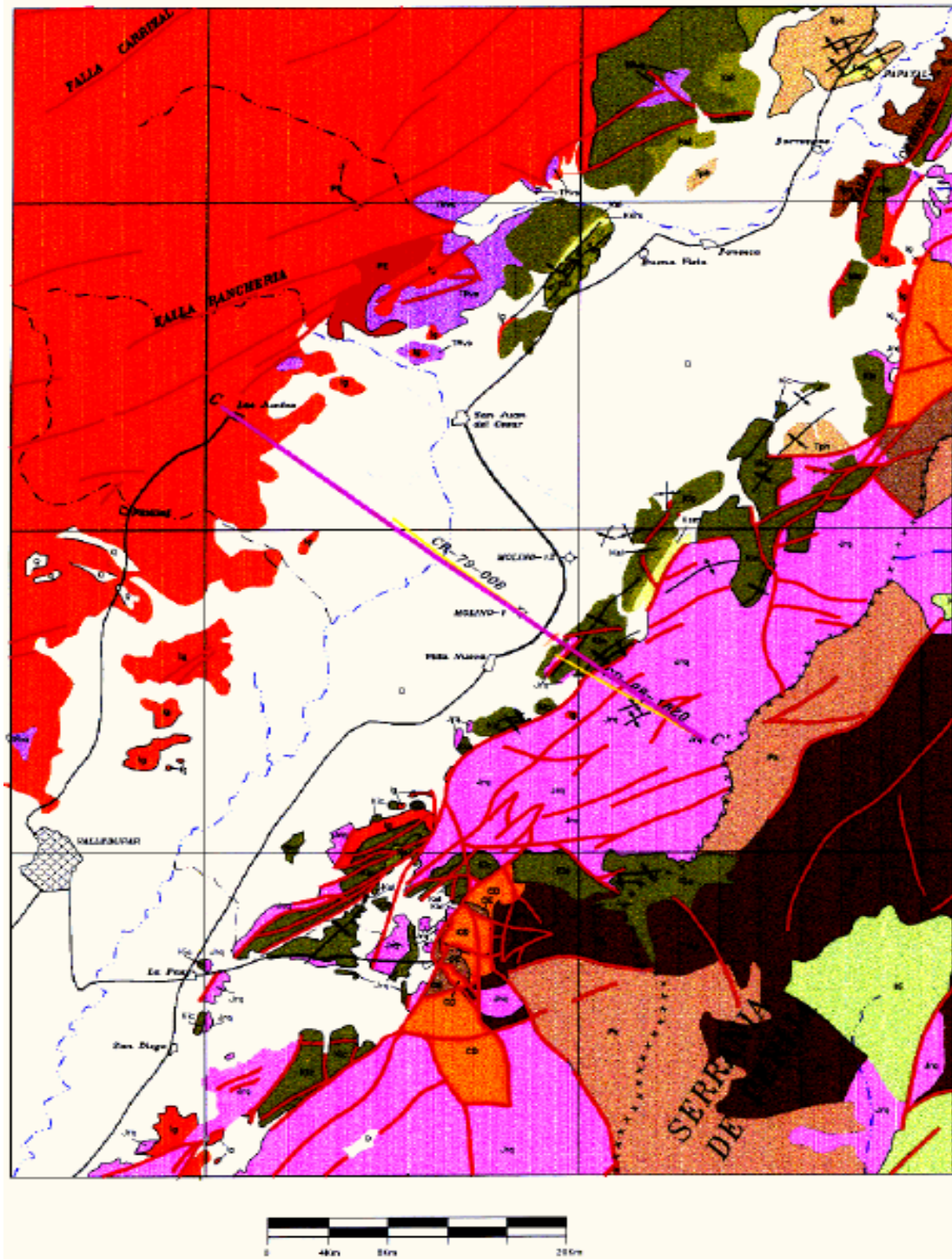
La dirección de los esfuerzos máximos registrada en la cuenca Cesar-Ranchería es comparable ( $N130^{\circ}$  y  $140^{\circ}$  E) a las observaciones efectuadas en la Sierra Nevada de Santa Marta ( $N135^{\circ}$  y  $140^{\circ}$  E) y en la Serranía de Perijá ( $N 125^{\circ}$  E) mostrando una historia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

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

**7.2.1 Falla de Oca.** Es una falla de tipo “wrench”, que separa provincias geológicas diferentes, conformando el límite norte de la cuenca Ranchería; su movimiento conjugado con el de la Sierra Nevada de Santa Marta (SNSM) le han dado una rotación diestra a las subcuencas Cesar y Ranchería.

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

**Figura 18.** Mapa geológico y estructural, subcuenca Ranchería (Tomado de Potencial Petrolífero Cuenca Cesar – Ranchería 1998, Ecopetrol – Geopetrocol LTDA)



## 8. EVOLUCIÓN TECTONOESTRATIGRAFICA

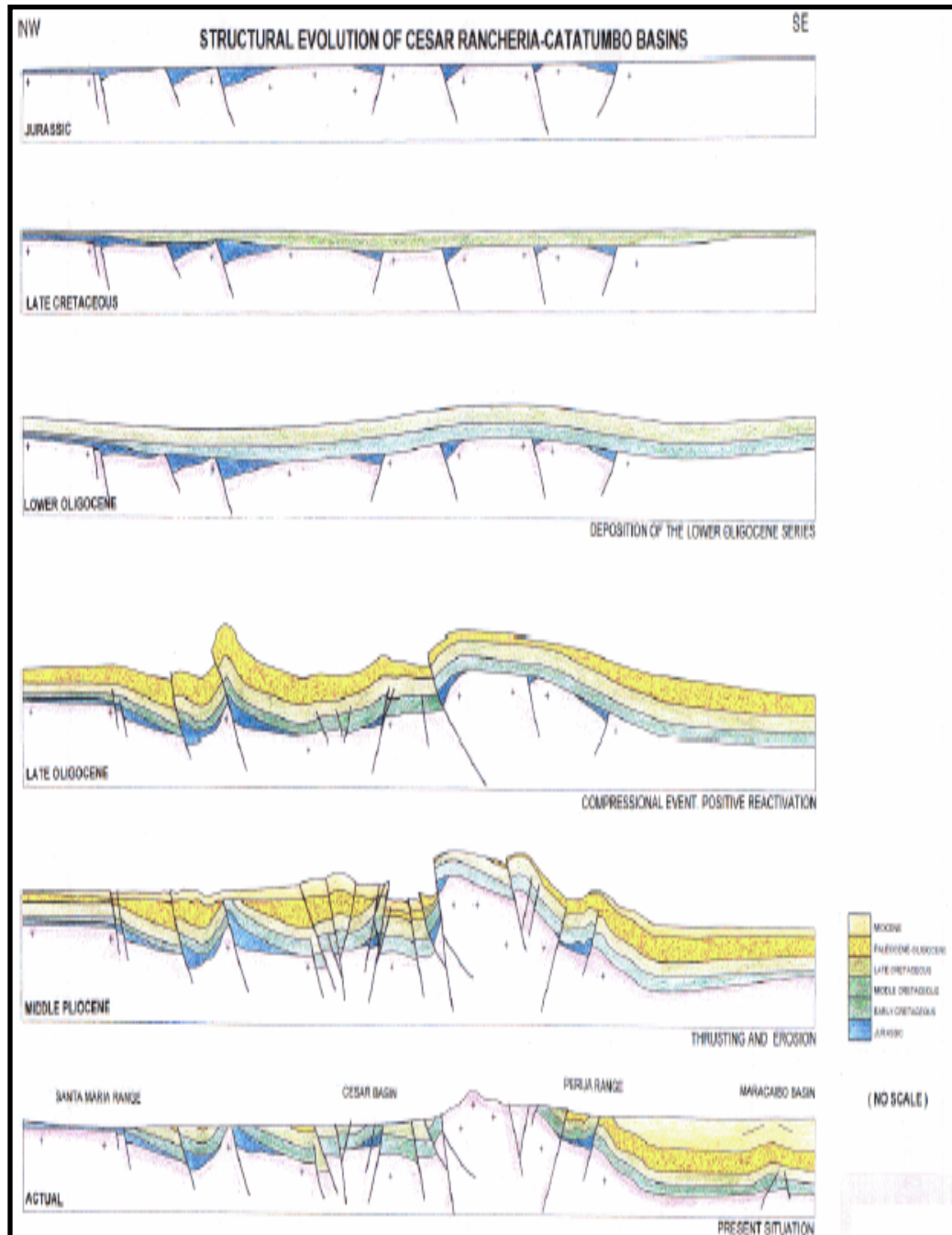
La historia geológica de la subcuenca Ranchería inicia con la depositación de rocas clásticas en el Paleozoico; posteriormente en los estadios medio a tardío del Paleozoico se presenta una abundante sedimentación marina calcárea con un importante aporte volcánico. Al final del Paleozoico sucede una orogenia que afecta a toda la secuencia depositacional del área.

Durante el Triásico – Jurásico, la tectónica distensiva se hace evidente y se produce una fuerte erosión de áreas positivas rellenando la cuenca de sedimentos rojos correspondientes a la formación la Quinta; durante la trasgresión cretácica la subcuenca sufre diferentes procesos subsidentes determinando así cambios faciales y de espesor.

A finales del Cretácico se da lugar a la depositación de los clastos finos correspondientes a los de la formación el Molino en un ambiente marino batial – abisal; en esta instancia se inicia la regresión marina dando lugar a la depositación de las formaciones de ambiente parálico tal como la formación Cerrejón evidenciando las características continentales.

A partir del Eoceno – Oligoceno se presentan eventos orogénicos que originan el levantamiento de la Sierra Nevada de Santa Marta (SNSM), la Serranía del Perijá y el alto de Valledupar impidiendo así la depositación de rocas de esta edad en esta área. Posteriormente hacia el Pliopleistoceno la interacción de fallas y el movimiento de los bloques dan lugar a erosión la cual es responsable del paisaje actual (ver figura 19).

**Figura 19.** Evolución estructural cuenca Cesar – Ranchería. (Tomado del informe cuencas Catatumbo, Cesar – Ranchería 1990)



## 9. MODELAMIENTO E INTERPRETACION SISMICA

Para el desarrollo de esta etapa es fundamental haber cargado correctamente las líneas sísmicas de interés y posteriormente haberlas pasado a profundidad; A continuación se indica el protocolo de como se deben cargar las secciones sísmicas en profundidad:

- Abra la línea sísmica; en **SeisVision** (R2007.1 HALLIBURTON - LANDMARK)
- En la barra de menú, despliegue la pestaña de wells.
- Seismic wells display settings.
- Depth conversion.
  - Data source = velocity survey.
  - Velocity type = velocity average.
  - Datum = default.
- En la barra de menú, la pestaña de tools.
  - Create seismic line depth.
  - Create file.

Este procedimiento es iterativo para las demás secciones sísmicas. Ahora para cargar los pozos en cada línea se procede de la siguiente forma:

- En la línea sísmica, clic derecho.
  - Adjust seismic display.
  - Wells display

Una vez cargados los pozos, se pueden visualizar las etiquetas de las respectivas formaciones, procediendo de la siguiente forma:

- En la línea sísmica, formations
  - Default formations anotation.
  - Ok

Las secciones sísmicas enunciadas a continuación fueron las interpretadas para la realización de este proyecto de grado, además de sus atributos sísmicos fueron escogidas por su localización geográfica (ver figura 20), ya que estas eran las mas cercanas a los pozos de mayor importancia (el Molino – 1 y el Molino – 1X).

- CV – 88 – 1100 VNS (Sección Sísmica SW - NE) (ver figura 21).
- CV – 88 – 1400 VNS (Sección Sísmica S) (ver figura 22).
- CV – 88 – 1670 VNS (Sección Sísmica N) (ver figura 23).
- Sección Sísmica Compuesta (1400 – 1100 – 1670) (ver figura 24).

Estas líneas fueron interpretadas siguiendo de forma precisa la metodología anteriormente mostrada en capítulos iniciales y las recomendaciones del manual de la aplicación **SeisVision** (R2007.1 HALLIBURTON - LANDMARK)

**Figura 20.** Mapa de localización de secciones sísmicas interpretadas; subcuenca Ranchería

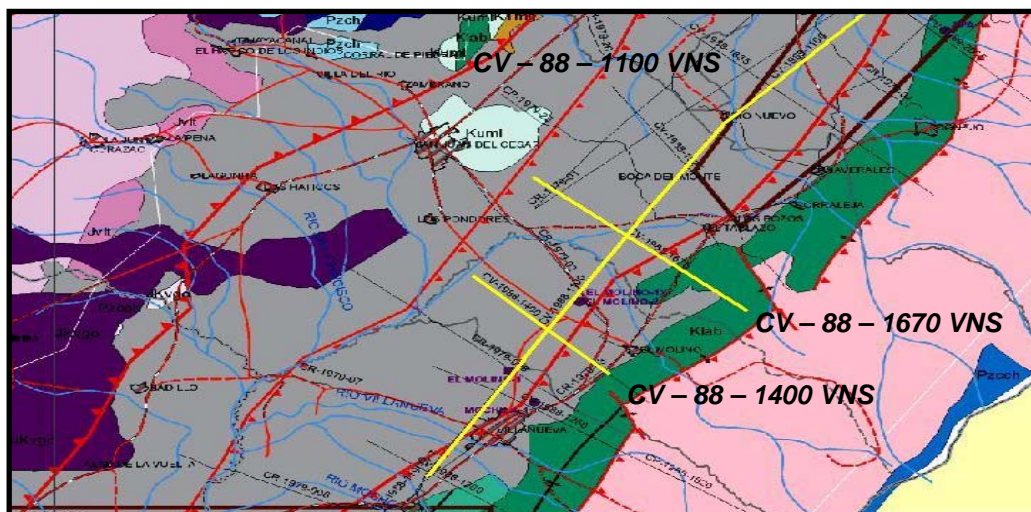


Figura 21. Línea sísmica CV – 88 – 1100 VNS

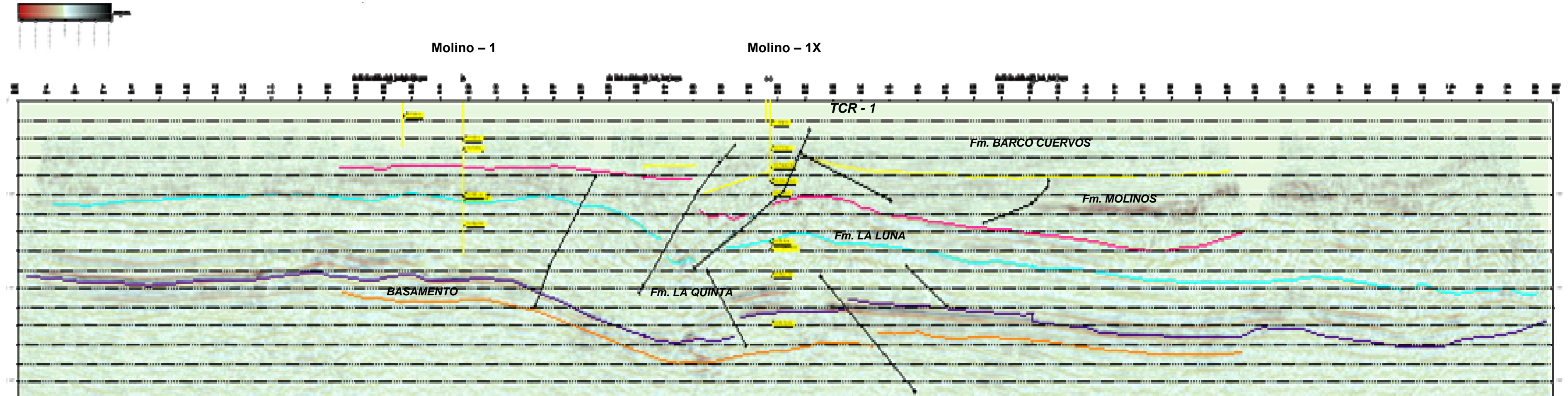


Figura 22. Línea sísmica CV – 88 – 1400 VNS

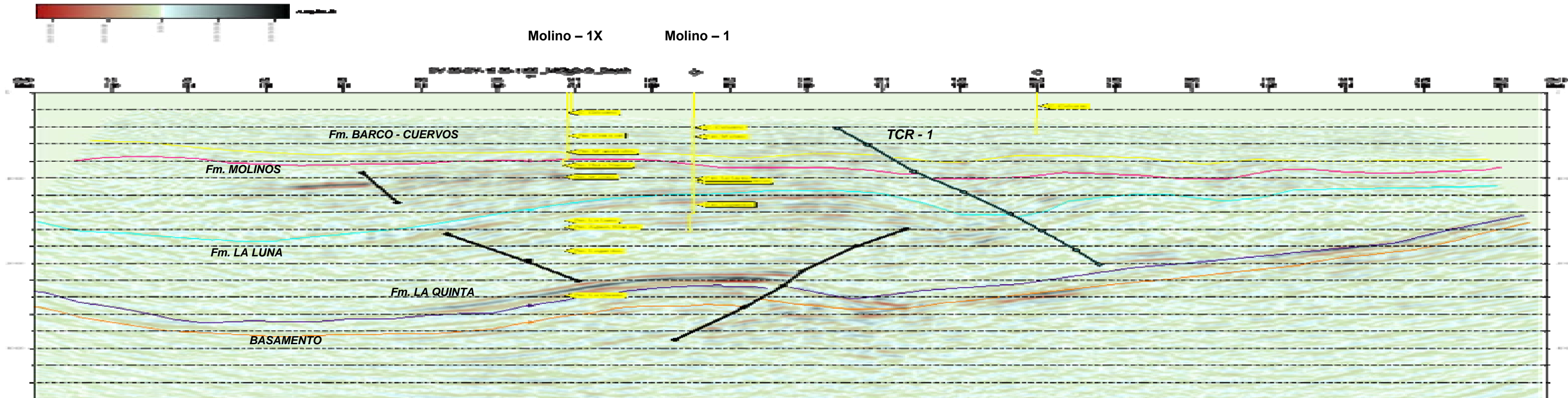


Figura 23. Línea sísmica CV – 88 – 1650 VNS

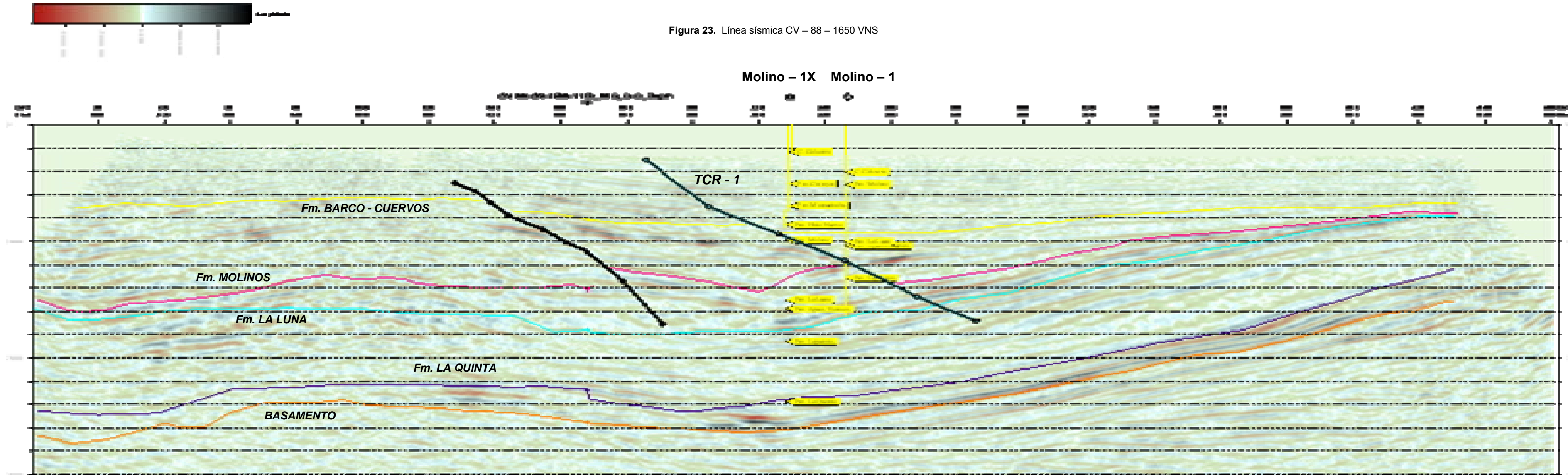
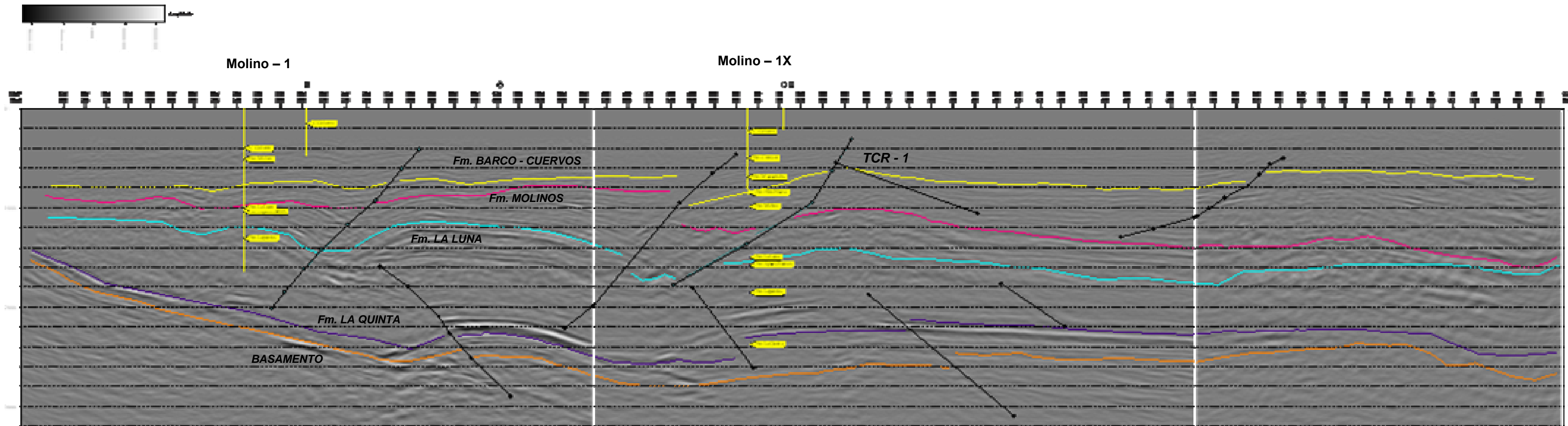


Figura 24. Sección sísmica compuesta



Los horizontes trazados según la interpretación sísmica son en su orden del más antiguo al más reciente:

- Anaranjado: Reflector del basamento
- Violeta: Reflector Formación la Quinta
- Cían: Reflector Formación la Luna
- Magenta: Reflector Formación Molino
- Amarillo: Reflector Formación Barco – Cuervos

De la interpretación de las secciones sísmica se puede deducir que el modelo estructural presente en el área de estudio se ve altamente influenciado por lo que se ha definido como el thrust Cesar – Ranchería 1 (TCR – 1) y el thrust Ranchería 1 (TR - 1) dado que en las secciones sísmicas estas son las estructuras dominantes además de ser las que controlan la secuencia presente en los pozos; aunque en las secciones sísmicas solo se aprecia el (TCR – 1) como estructura principal, no quiere decir que el (TR - 1) no exista, lo que ocurre es que las secciones sísmicas no cortan esta estructura.

De acuerdo con la interpretación de las secciones sísmicas el sector donde fue perforado el pozo exploratorio el Molino - 1X, este quedó ubicado estructuralmente en un bloque fallado limitado en sus flancos por fallas inversas y dentro de la cual se insinúa una estructura monoclinas con ángulos de buzamientos hacia el este; además el aumento de espesor de la formación lagunitas en comparación con los espesores presentes en los pozos el Molino - 1, Papayal – 1, Cerrejón – 1; obedece a una repetición por acción de fallas preferencialmente de tipo inverso. Por otra parte para el pozo el Molino - 1 quedó estructuralmente ubicado dentro de un bloque fallado lo cual insinúa una estructura anticlinal asimétrica con ángulos de buzamiento de bajo grado hacia sus flancos, a la vez que estos, se encuentran limitados por fallas inversas.

## 10. MODELAMIENTO GEOQUIMICO

El modelamiento geoquímico fue utilizado para analizar diferentes escenarios evolutivos en la subcuenca Ranchería. Se tiene como fin determinar modelos de expulsión y generación de hidrocarburos teniendo en cuenta la variación termal y la historia erosiva de la cuenca, el modelamiento se llevó a cabo teniendo la información de pozos disponible para las secciones sísmicas CV – 88 – 1100 VNS (ver figura 21) y CV – 88 – 1400 VNS (ver figura 22).

### 10.1 INFORMACIÓN DE POZOS

A continuación se presentan cinco tablas que muestran la información general para cada uno de los pozos exploratorios (ver tablas 2 a 6) a los cuales se tenía disponibilidad de información localizados en la subcuenca Ranchería (ver figura 28); la información plasmada en estas tablas fue extraída de diversos informes suministrados por la dirección de este proyecto; los datos de temperatura de fondo de pozo (BHT) no pudo compilarse completamente por falta de información al respecto; no obstante se pudo reunir datos de temperatura de fondo de pozo (BHT) para los pozos Molino 1 y Molino 1X; ya que estos son los pozos de mayor cobertura estratigráfica de la cuenca, además de ser los únicos pozos que tenían este dato. Con la información recolectada en estas tablas se procede a realizar el modelamiento geoquímico siguiendo la metodología previamente mencionada.

El modelamiento geoquímico fue realizado solo para los pozos el Molino – 1X; el Molino – 1 y el Cerrejón – 1 debido a que son los pozos que mayor secuencia estratigráfica cubren

**Tabla 2.** Datos generales pozo Molino – 1X

<b>Pozo Molino 1X</b>					
X : 1124429,1178086 Y : 1672814,1544736			Compañía: Ecopetrol		
BHT = 148 ºF			Status: Dry		
Edad ( M.A )	Formacion	Profundidad		Espesor ( Ft. )	Litología
		Tope ( Ft. )	Base ( Ft. )		
5,33	Reciente	0	294	294	Bloques, cantos, guijarros de diversas composiciones ígenas y metamórficas
11,06	Conj. Conglomerático	294	1486	1192	Fragmentos de roca ígnea, chert y caliza
23,03	Conj. Calcareo	1486	2372	886	Bancos de Calizas fosilíferas
61,7	Cerrejon	2372	3018	646	Lutitas arenosas y areniscas
65,5	Manantial	3018	3526	508	Calizas Fosilíferas
70,6	Hatonuevo	3526	3968	442	Calizas Micríticas
85,8	Molino	3968	5654	1686	Lutitas
93,5	La Luna	5654	5912	258	Margas y lutitas con M.O.
105,8	Aguas Blancas	5912	6214	302	Calizas y areniscas Glauconíticas
127,5	Lagunitas	6214	8544	2330	Calizas masivas
251	La Quinta	8544			Areniscas, Lutitas y Arcillolitas

**Tabla 3.** Datos generales pozo Molino – 1

<b>Pozo Molino 1</b>					
X : 1121158,9333038 Y : 1668381,2409215			Compañía: Ecopetrol		
BHT = 125 ºF			Status: Dry		
Edad ( M.A )	Formacion	Profundidad		Espesor ( Ft. )	Litología
		Tope ( Ft. )	Base ( Ft. )		
5,33	Reciente	0	120	120	Bloques, cantos, guijarros de diversas composiciones ígenas y metamórficas
11,06	Conj. Conglomerático	120	2000	1880	Fragmentos de roca ígnea, chert y caliza
23,03	Conj. Calcareo	2000	2352	352	Bancos de Calizas fosilíferas
85,8	Molino	2352	3970	1618	Lutitas
93,5	La Luna	3970	4076	106	Margas y lutitas con M.O.
105,8	Aguas Blancas	4076	4976	900	Calizas y areniscas Glauconíticas
127,5	Lagunitas	4976	5858	882	Calizas masivas
251	La Quinta	5858			Areniscas, Lutitas y Arcillolitas

**Tabla 4.** Datos generales pozo Cerrejón - 1

<b>Pozo Cerrejon 1</b>					
X : 1155523,7478267 Y : 1712377,0649093			Compañía: Tropical Oil Company		
BHT = No hay registros			Status: Dry		
Edad ( M.A )	Formacion	Profundidad		Espesor ( Ft. )	Litología
		Tope ( Ft. )	Base ( Ft. )		
61,7	Cerrejon	0	2100	2100	Lutitas arenosas y areniscas
65,5	Manantial	2100	2690	590	Calizas Fosilíferas
70,6	Hatonuevo	2690	3725	1035	Calizas Micríticas
85,8	Molino	3725	5315	1590	Lutitas
93,5	La Luna	5315	5700	385	Margas y lutitas con M.O.
105,8	Aguas Blancas	5700	6710	1010	Calizas y areniscas Glauconíticas
127,5	Lagunitas	6710	7655	945	Calizas masivas
251	La Quinta	7655			Areniscas, Lutitas y Arcillolitas

**Tabla 5.** Datos generales pozo Papayal - 1

<b>Pozo Papayal 1</b>					
X : 1144207,6899226 Y : 1709706,2766874			Compañía: Tropical Oil Company		
BHT = No hay registros			Status: Dry		
Edad ( M.A )	Formacion	Profundidad		Espesor ( Ft. )	Litología
		Tope ( Ft. )	Base ( Ft. )		
85,8	Molino	0	394	394	Lutitas
93,5	La Luna	394	520	126	Margas y lutitas con M.O.
105,8	Aguas Blancas	520	1438	918	Calizas y areniscas Glauconíticas
127,5	Lagunitas	1438	2390	952	Calizas masivas
251	La Quinta	2390			Areniscas, Lutitas y Arcillolitas

**Tabla 6.** Datos generales pozo Mochila - 1

<b>Pozo Mochila 1</b>					
<b>Abandonado por la situacion de orden publico...26 - 02 -2001</b>					
X : 1122337 Y : 1666410			Compañía: TecnoPetro		
BHT = No hay registros			Status: Dry		
Edad ( M.A )	Formacion	Profundidad		Espesor ( Ft. )	Litología
		Tope ( Ft. )	Base ( Ft. )		
5,33	Reciente	0	90	90	Bloques, cantos, guijarros de diversas composiciones igenas y metamorficas
11,06	Conj. Conglomeratico	90	1240	1150	Fragmentos de roca ignea, chert y caliza
23,03	Conj. Calcareo	1240	2353	1113	Bancos de Calizas fosiliferas

**Figura 25.** Base de datos estratigráfica pozo el Molino – 1X, (Potencial Petrolífero Cuenca Cesar – Ranchería, Informe de Anexos Geoquímicos, 1998).

5.3.9. BDETGM1X. BASE DATOS ESTRATIGRAFICA. POZO EL MOLINO-1X												
Proyecto :	CESAR - RANCHERIA	Pozo :	Molino 1X	Prof Inicial (ft) :	0							
Cuenca :	CESAR - RANCHERIA	Elev con Rot (ft) :	734.5	Prof Final (ft) :	8350							
Sub-Cuenca :	RANCHERIA	Alt Rot (ft) :	144	Esp Perf (ft) :	8350							
Bloque :	ALEJO	Elev (ft) :	590.5									
		Temp Inic (*F) :	80	Coord Gauss N :	1 672 814							
		Temp Final (*F) :	176	Coord Gauss E :	1 124 429							
				Coord Geo N :	10/40/49 796							
				Coord Geo E :	72/56/37 293							
PROF Y ESP DE ENTERRAMIENTO												
ESP	PROF	PROF	ESP	PROF	TABLA	TIEMPO	GEOLOGIC	SERIES	SISTEMAS	UNIDADES ESTRATIGRAFICAS	CARACTER	CONFIRMACION
PERD	ABS	ABS	UNID	ACUM	ESP	LIM 1	LIM 2			LOCALES	SEDIMENTACION	PERTENENCIA
FT	M	FT	FT	FT	M.A.	M.A.	M.A.				TRANSFERIDA	INFERIDA
INP	INP	INP	CALC	CALC	INP	REF	REF	REF	REF	INP		
	82	269	269	269	0.01	0.00	0.01	HOLOC	QUATERN	CUATERNARIO	REGRESIVO	
				269		0.01	1.6	PLEIST				
				269			1.6	PLIOC		EQUIV DE BUENAVISTA ?		
				269			3.4					
	714	2075	2075	2344	6.50	5.3	6.5	MIOC		S ANT, C/TA, C/ J CGL, REAL ?	REGRESIVO	
				2344			6.5					
				2344			11.2					
				2344			15.1					
				2344			15.1					
				2344			16.6					
				2344			16.6					
				2344			21.8					
				2344			23.7		OLIGOC	PALG TERT		
				2344			30.0					
				2344			30.0					
				2344			36.6		EOCEN	MIRADOR (TABACO)		
				2344			40.0					
				2344			43.6					
				2344			52.0					
				2344			52.0					
	922	680	680	3024	60.50	57.8	60.5	PALEOC		LOS CUERVOS (CERREJON)	REGRESIVO	LOS CVOS
	1129	680	680	3704	63.60	60.5	63.6			BARCO (MANANTIALES)	REGRESIVO	BARCO
	1202	238	238	3942	66.40	63.6	66.4			MOLINO (HATO NUEVO)	REGRESIVO	MOLINO
	1714	1682	1682	5624	74.50	66.4	74.5	MAASTR	UP CRETAC	MOLINO	REGRESIVO	MOLINO
	1789	180	180	5804	84.00	74.5	84.0	CAMPAN		MOLINO (SOCUY)	TRANSGRESIVO	LA LUNA
	1826	187	187	5991	87.50	84.0	87.5	SANTON		LA LUNA	TRANSGRESIVO	LA LUNA
	1884	189	189	6180	88.50	87.5	88.5	CONIAC		LA LUNA	TRANSGRESIVO	LA LUNA
	1943	194	194	6374	91.00	88.5	91.0	TURON		LA LUNA	TRANSGRESIVO	LA LUNA
	2249	1005	1005	7379	97.50	91.0	97.5	CENOM		AG BLANC (MARAC/TOC/ANIM)	REGRESIVO	COGOLLO
	2596	1139	1139	8518	113.00	97.5	113	ALBIAN	LO CRETAC	LAGUNITAS	REGRESIVO	COGOLLO
	2596			8518		113	119	APTIAN		RIO NEGRO		
	2596			8518		119	124	BARREM		RIO NEGRO		
	2596			8518		124	131	HAUTER	NEOCOMNO	RIO NEGRO		
	2596			8518		131	138	VALANG		RIO NEGRO		
	2596			8518		138	144	BERRIAS		RIO NEGRO		
	2676	260	260	8778	152.00	144	152	JURAS		GIRON (QUINTA)	TRANSGRESIVO	GIRON (QUINTA)

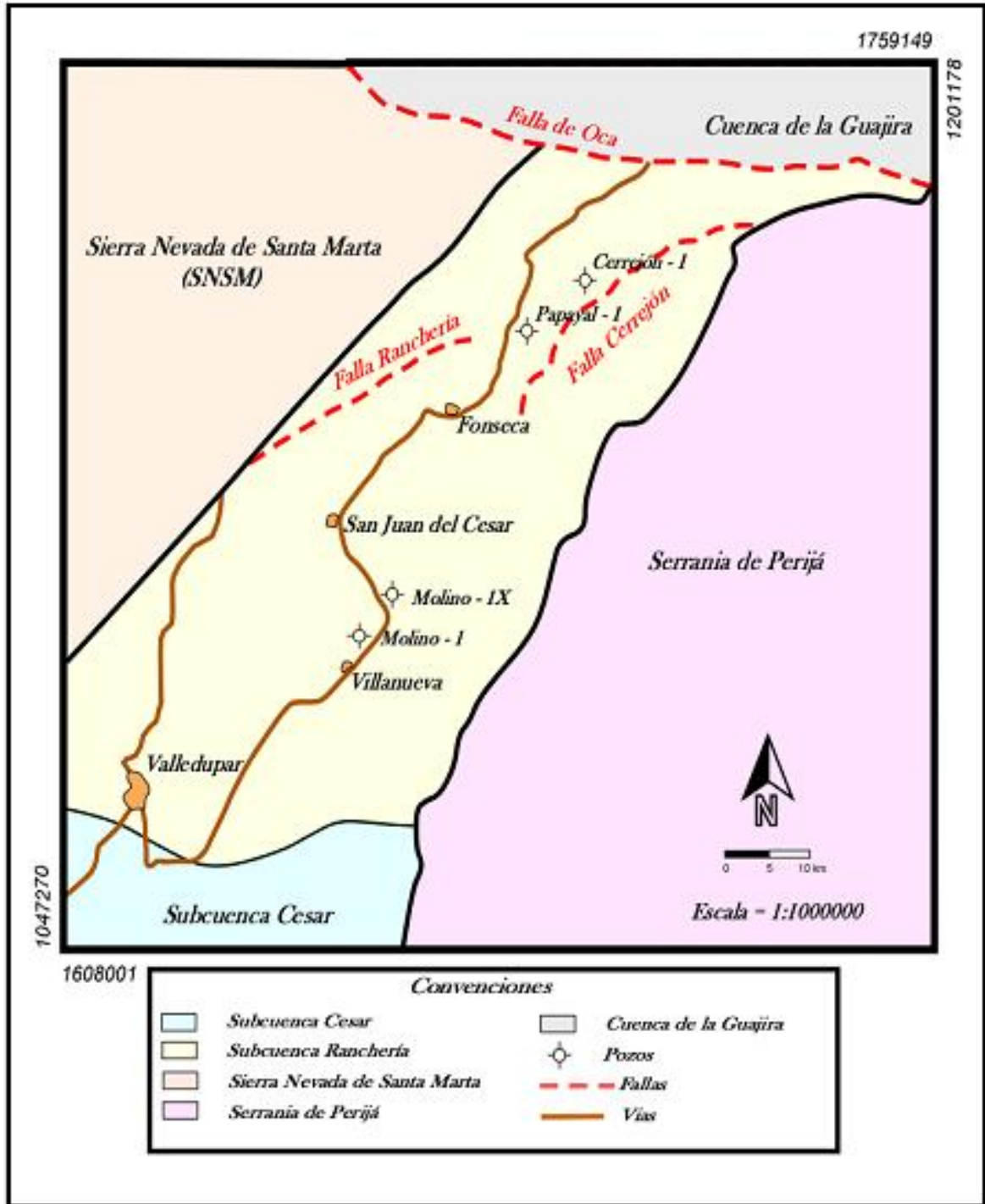
En la figura anterior (ver figura 25), se aprecia la base de datos estratigráfica para el pozo el Molino – 1X, dicha tabla contempla el mínimo de información aprovechable como son datos de: espesores y profundidades en pies (Ft), intervalos de tiempo en millones de años (Ma), unidades estratigráficas locales, carácter de sedimentación.

Figura 26. Base de datos geoquímica pozo el Molino – 1X, (Potencial Petrolífero Cuenca Cesar – Ranchería, Informe de Anexos Geoquímicos, 1998).

5.3.14.BDGGM1X-BASE DE DATOS GEOQUIMICA BASICA POZO EL MOLINO-1X																							
Proyecto :	CESAR - RANCHERIA			Pozo :	Molino 1X			Prof Inicial (ft) :	0			Temp Inic (°F) :	80			Coord Gauss N :	1.672.814						
Cuenca :	CESAR - RANCHERIA			Elev con Rot (ft) :	734.5			Prof Final (ft) :	8350			Temp Final (°F) :	176			Coord Gauss E :	1.124.429						
Sub-Cuenca :	RANCHERIA			Alt Rot (ft) :	144			Esp Perf (ft) :	8350					Coord Geo N :	1040/49.786								
Bloque :	ALEJO			Elev (ft) :	590.5									Coord Geo E :	7256/37.293								
INTERVALO				CANTID	TMAX	Hcb Lib	Hcb Res	CO2				RV MIN	TPENTER	TPIROL	C	C	RV MAX	TPENTER	TPIROL	C	C		
IDENT	DE MUESTREO			(QTY)	(TPIC2)	S1	S2	S3	PC	TOC	TOM	DE LAB	(TPIC1)	(TPIC1)	O	O	(TP2C2)	(TP2C2)	(TP2C2)	O	Tipo	O	
MTRA	M	M	FT	FT	/gm	°c	/gm	/gm	/gm	#	%	%	%	%	%	#	#	%	%	%	#	geno	#
INP	CALC	CALC	INP	INP	INP	INP	INP	INP	INP	INP	INP	CALC	INP	CALC	CALC	INP	C	INFER	CALC	CALC	C	INP	INP
TPH	0	957		3140	0.0	430	0.19	5.98	1.47	0.51	4.57	5.58	0.500	173	430	2-	0.500	173	430	2-		2-	
TPH	957	1042	3140	3420	0.0	435	0.10	2.53	1.03	0.22	3.07	3.75	0.592	190	435	2	0.592	190	435	2		2	
TPH	1042	1073	3420	3520	0.0	441	0.01	0.49	0.91	0.04	1.27	1.55	0.709	209	441	2+	0.709	209	441	2+		2+	
TPH	1073	1085	3520	3560	0.0	434	0.06	2.01	0.67	0.17	2.38	2.90	0.573	186	434	2-	0.573	186	434	2-		2-	
TPH	1085	1134	3560	3720	0.0	436	0.12	2.14	0.76	0.19	2.21	2.70	0.612	193	436	2	0.612	193	436	2		2	
TPH	1134	1183	3720	3880	0.0	436	0.05	0.49	1.08	0.04	0.93	1.13	0.612	193	436	2	0.612	193	436	2		2	
KSM	1183	1234	3880	4050	0.0	442	0.02	0.11	0.71	0.01	0.38	0.46	0.729	212	442	2+	0.729	212	442	2+		2+	
KSM	1234	1341	4050	4400	0.0	438	0.13	1.01	0.82	0.09	1.52	1.85	0.650	199	438	2	0.650	199	438	2		2	
KSM	1341	1433	4400	4700	0.0	441	0.02	0.18	0.47	0.02	0.40	0.49	0.709	209	441	2+	0.709	209	441	2+		2+	
KSM	1433	1506	4700	4940	0.0	442	0.01	0.19	0.46	0.02	0.48	0.59	0.729	212	442	2+	0.729	212	442	2+		2+	
KSM	1506	1554	4940	5100	0.0	444	0.02	0.20	0.46	0.02	0.54	0.66	0.770	218	444	2+	0.770	218	444	2+		2+	
KSM	1554	1673	5100	5490	0.0	442	0.06	1.28	0.53	0.11	1.47	1.79	0.729	212	442	2+	0.729	212	442	2+		2+	
KSL	1673	1725	5490	5660	0.0	442	0.10	1.23	0.49	0.11	0.92	1.12	0.729	212	442	2+	0.729	212	442	2+		2+	
KIC	1725	1777	5660	5830	0.0	444	0.13	1.18	1.35	0.11	1.37	1.67	0.770	218	444	2+	0.770	218	444	2+		2+	
KIC	1777	1786	5830	5860	0.0	438	0.15	0.99	1.26	0.09	0.88	1.07	0.650	199	438	2	0.650	199	438	2		2	
KIC	1786	1935	5860	6350	0.0	426	0.09	0.33	0.76	0.03	0.27	0.33	0.428	160	426	1+	0.428	160	426	1+		1+	
KIC	1935	2076	6350	6810	0.0	425	0.03	0.20	0.68	0.02	0.20	0.24	0.411	156	425	1+	0.411	156	425	1+		1+	
KIC	2076	2131	6810	6990	0.0	441	0.14	0.79	0.34	0.08	0.34	0.41	0.709	209	441	2+	0.709	209	441	2+		2+	
KIC	2131	2179	6990	7150	0.0	444	0.13	0.90	0.51	0.09	0.69	0.84	0.770	218	444	2+	0.770	218	444	2+		2+	
KIC	2179	2271	7150	7450	0.0	443	0.24	0.92	0.31	0.10	0.52	0.63	0.750	215	443	2+	0.750	215	443	2+		2+	
KIC	2271	2423	7450	7950	0.0	440	0.15	0.40	0.26	0.05	0.29	0.35	0.690	206	440	2	0.690	206	440	2		2	
KIC	2423	2545	7950	8350	0.0	431	0.05	0.19	0.24	0.02	0.18	0.22	0.518	177	431	2-	0.518	177	431	2-		2-	

En la figura anterior (ver figura 26) se aprecia la base de datos geoquímica para el pozo el Molino – 1X, dicha tabla contempla el mínimo de información aprovechable como son datos de: carbono orgánico total (%), temperatura máxima de pirolisis (°C), hidrocarburo liberado del bitumen, Tmax, reflectancia de vitrinita (Ro) entre otros.

Figura 27. Mapa de localización de pozos subcuenca Ranchería, (Modificado de Kochinski & Maldonado, 1991)



## 10.2 RESULTADOS OBTENIDOS

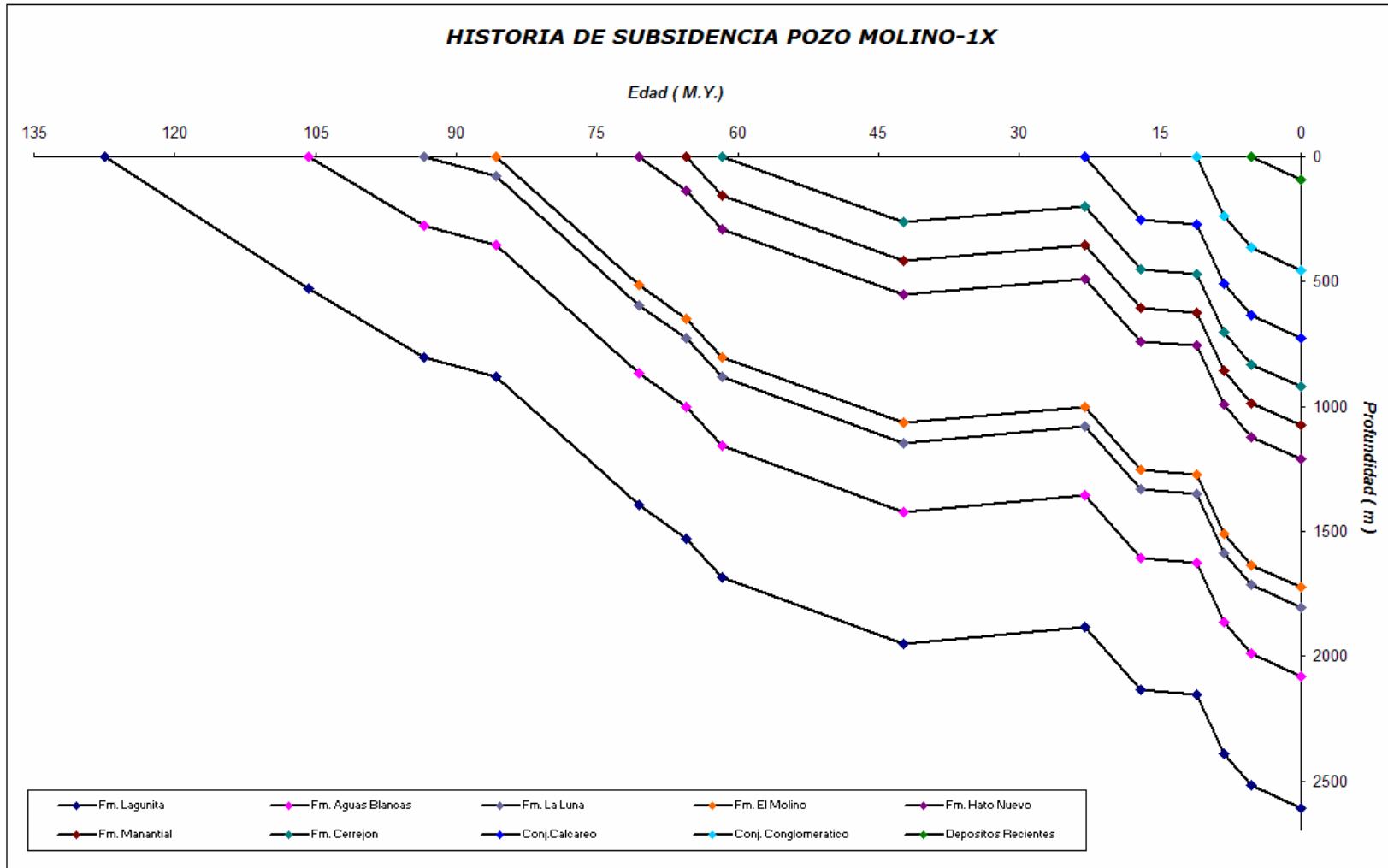
Siguiendo de forma precisa la metodología mencionada en los capítulos iniciales de este libro, se procede a realizar los cálculos respectivos con el objeto de poder generar las tablas (ver tablas 7 a 12) que finalmente serán de gran utilidad para poder realizar el modelamiento geoquímico (ver figuras 28 a 36) para tres de los cinco pozos presentes en el área de estudio.

- **Pozo Molino - 1X**

**Tabla 7.** Datos base para generar el modelamiento geoquímico para el pozo Molino – 1X, Tn corresponde al espesor actual de la unidad,  $\Phi_n$  corresponde a la porosidad actual, To y  $\Phi_o$  hacen referencia al espesor y la porosidad inicial, c equivale a una constante para cada litología y z a la profundidad a la cual se encuentran los sedimentos.

Edad [ma]	Depth [m]	Formaciones	Litología	Tn [m]	$\Phi_o$	C [m <sup>-1</sup> ]	Z [m]	$\Phi_n$
0	0							
5,332	89,67	Reciente	Areniscas	89,67	0,4	0,0003	44,835	0,394655822
<b>8,2</b>	<b>271,45</b>	<b>Hiato</b>						
11,068	453,23	Conj. Conglom.	Areniscas	363,56	0,4	0,0003	271,45	0,36871705
<b>17,049</b>	<b>588,345</b>	<b>Hiato</b>						
23,03	723,46	Conjunto calcáreo	Calizas	270,23	0,5	0,0007	588,345	0,331214631
<b>42,365</b>	<b>821,975</b>	<b>Discordancia</b>						
61,7	920,49	Cerrejón	Areniscas	197,03	0,4	0,0003	821,975	0,312583629
65,5	1075,43	Manantial	Calizas	154,94	0,5	0,0007	997,96	0,248647467
70,6	1210,24	Hato Nuevo	Calizas	134,81	0,5	0,0007	1142,835	0,224667964
85,8	1724,47	El Molino	Shales	514,23	0,5	0,0005	1467,355	0,240070012
93,5	1803,16	La Luna	Calizas	78,69	0,5	0,0007	1763,815	0,145465304
105,8	2078,27	Aguas Blancas	Calizas	275,11	0,5	0,0007	1940,715	0,128522964
127,5	2605,92	Lagunita	Calizas	527,65	0,5	0,0007	2342,095	0,097041779
251		La Quinta	Shales		0,5	0,0005	2605,92	0,13586314

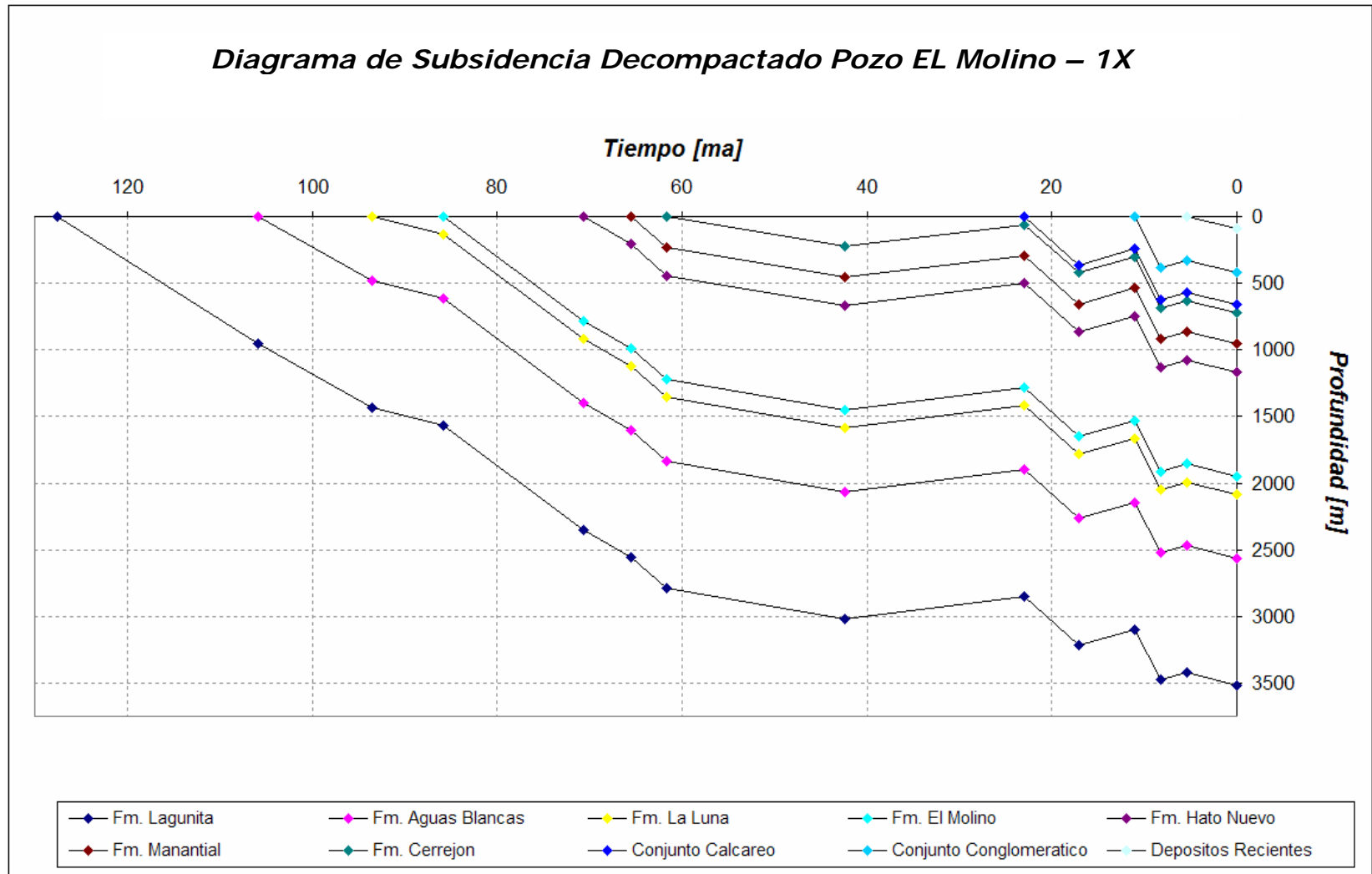
Figura 28. Diagrama de subsidencia sin decompactación para el pozo Molino – 1X



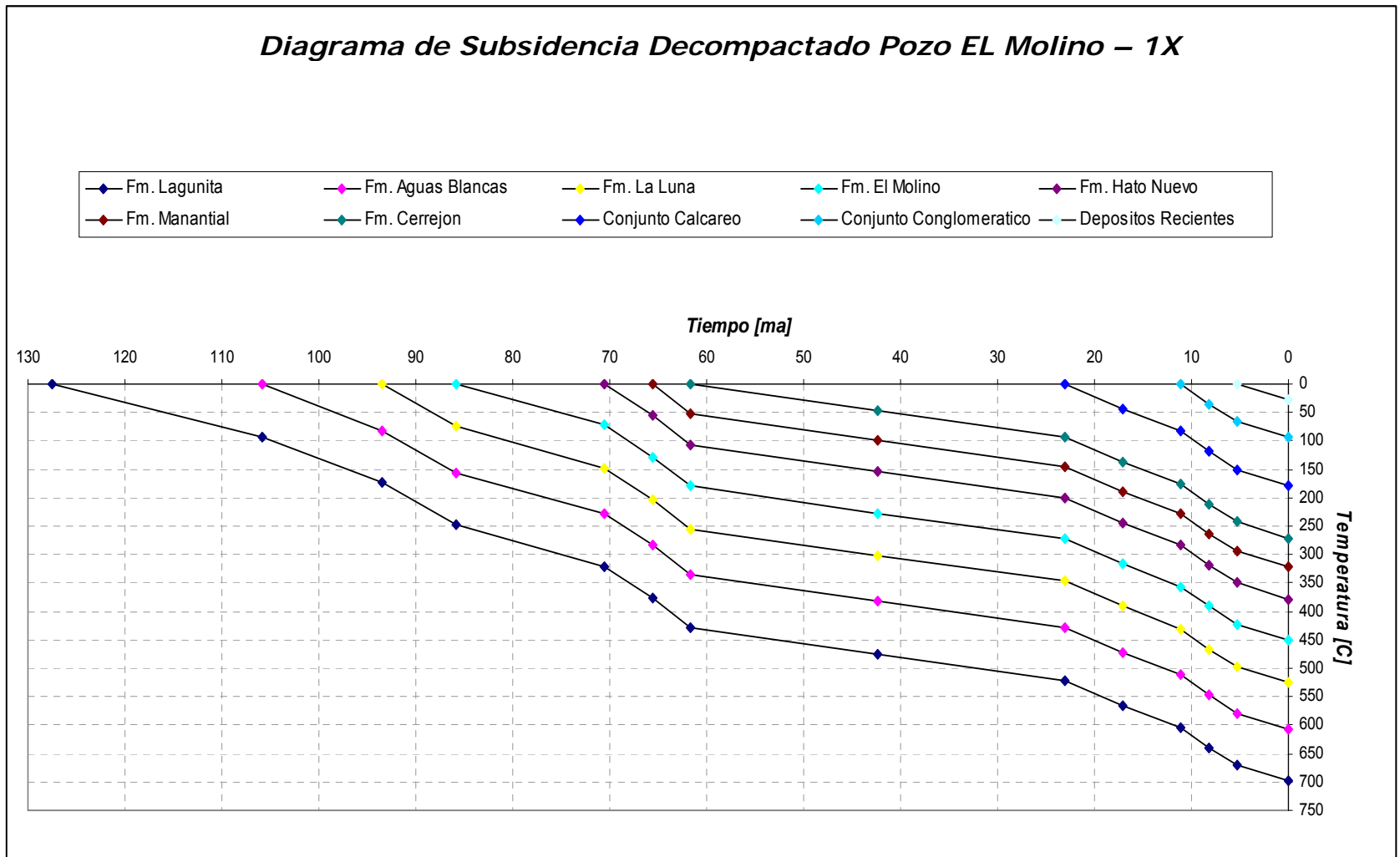
**Tabla 8.** Datos base para realizar el diagrama de subsidencia decompactado pozo Molino - 1X

Edad [ma]	Depth [m]	Fm. Lagunita	Fm. Aguas Blancas	Fm. La Luna	Fm. El Molino	Fm. Hato Nuevo	Fm. Manantial	Fm. Cerrejon	Conjunto Calcareo	Conjunto Conglomeratico	Depositos Recientes
0	0	3514,132206	2561,240396	2081,736301	1947,249631	1165,692036	956,6470122	723,8178893	662,4768101	418,6940698	90,46868748
5,332	90,46868748	3423,663519	2470,771708	1991,267614	1856,780943	1075,223348	866,1783247	633,3492018	572,0081226	328,2253823	0
8,2	36,17868748	3477,953519	2525,061708	2045,557614	1911,070943	1129,513348	920,4683247	687,6392018	626,2981226	382,5153823	0
11,068	418,6940698	3095,438137	2142,546326	1663,042232	1528,555561	746,9979659	537,9529424	305,1238195	243,7827403	0	0
17,049	301,0250698	3213,107137	2260,215326	1780,711232	1646,224561	864,6669659	655,6219424	422,7928195	361,4517403	0	0
23,03	662,4768101	2851,655396	1898,763586	1419,259491	1284,772821	503,2152255	294,1702021	61,3410792	0	0	0
42,365	498,0818101	3016,050396	2063,158586	1583,654491	1449,167821	667,6102255	458,5652021	225,7360792	0	0	0
61,7	723,8178893	2790,314317	1837,422507	1357,918412	1223,431742	441,8741463	232,8291229	0	0	0	0
65,5	956,6470122	2557,485194	1604,593384	1125,089289	990,6026187	209,0450234	0	0	0	0	0
70,6	1165,692036	2348,440171	1395,54836	916,0442657	781,5575952	0	0	0	0	0	0
85,8	1947,249631	1566,882576	613,9907651	134,4866704	0	0	0	0	0	0	0
93,5	2081,736301	1432,395905	479,5040946	0	0	0	0	0	0	0	0
105,8	2561,240396	952,8918105	0	0	0	0	0	0	0	0	0
127,5	3514,132206	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 29. Diagrama de subsidencia decompactado (tiempo – profundidad), pozo Molino - 1X



**Figura 30.** Diagrama de subsidencia decompactado (tiempo – temperatura), pozo Molino - 1X

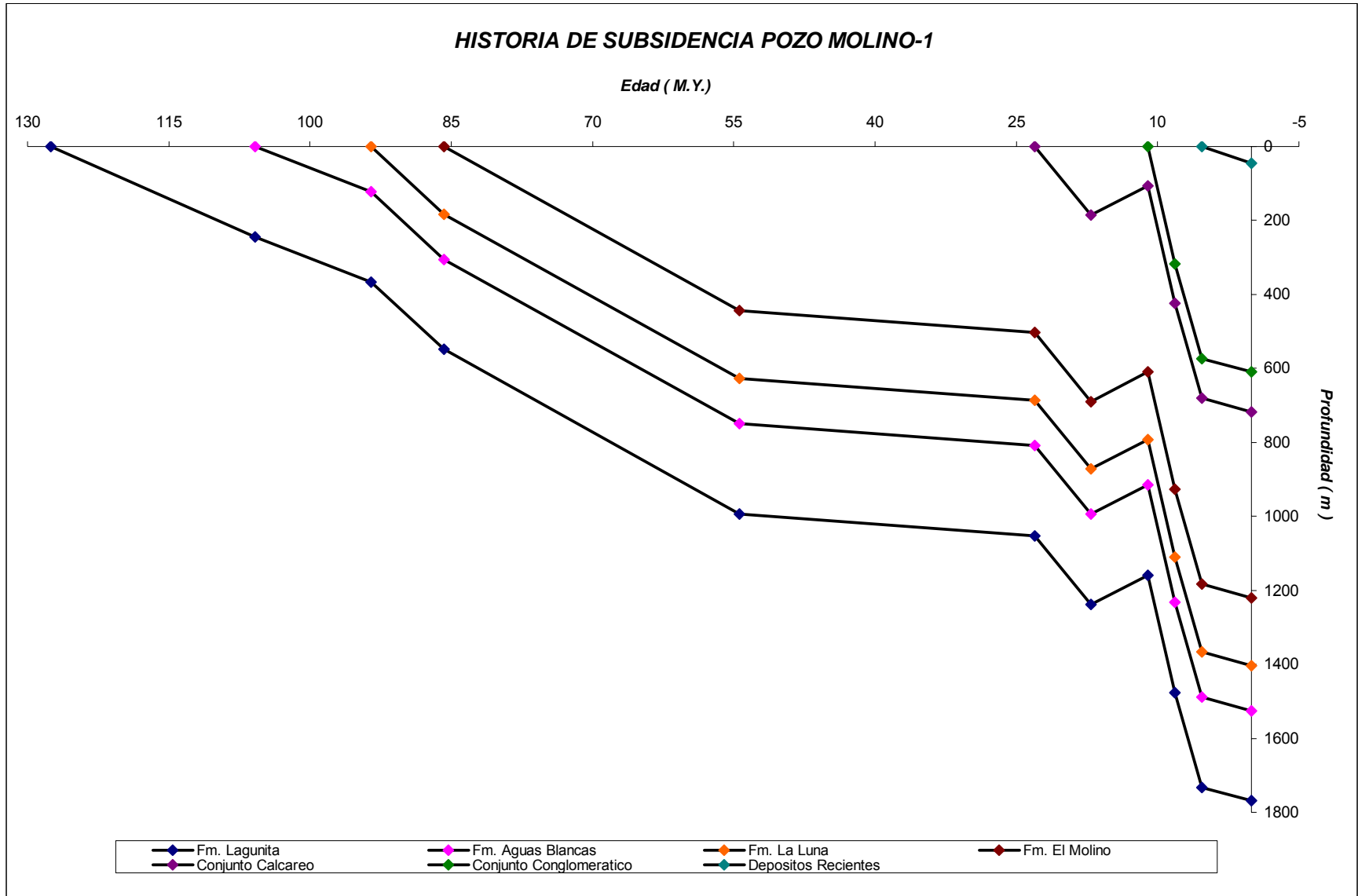


• **Pozo Molino - 1:**

**Tabla 9.** Datos base para generar el modelamiento geoquímico para el pozo Molino – 1, Tn corresponde al espesor actual de la unidad,  $\Phi_n$  corresponde a la porosidad actual, To y  $\Phi_o$  hacen referencia al espesor y la porosidad inicial, c equivale a una constante para cada litología y z a la profundidad a la cual se encuentran los sedimentos.

Edad [ma]	Depth [m]	Formaciones	Litología	Tn [m]	$\Phi_o$	C [m <sup>-1</sup> ]	Z [m]	$\Phi_n$
0	0							
5,332	36,6	Depósitos Recientes	Areniscas	36,6	0,4	0,0003	18,3	0,39781001
<b>8,2</b>	<b>323,3</b>	<b>Hiato</b>						
11,068	610	Conjunto Conglomerático	Areniscas	573,4	0,4	0,0003	323,3	0,36302603
<b>17,049</b>	<b>663,68</b>	<b>Hiato</b>						
23,03	717,36	Conjunto Calcáreo	Calizas	107,36	0,5	0,0007	663,68	0,31420074
<b>54,415</b>	<b>964,105</b>	<b>Hiato</b>						
85,8	1210,85	El Molino	Shales	493,49	0,5	0,0005	964,105	0,30875732
93,5	1243,18	La Luna	Calizas	32,33	0,5	0,0007	1227,015	0,21181168
105,8	1517,68	Aguas Blancas	Calizas	274,5	0,5	0,0007	1380,43	0,19024393
127,5	1774,49	Lagunita	Calizas	256,81	0,5	0,0007	1646,085	0,15796106
251		La Quinta	Shales		0,5	0,0005	600,24	0,37036466

Figura 31. Diagrama de subsidencia sin decompactación para el pozo Molino – 1



**Tabla 10.** Datos base para realizar el diagrama de subsidencia decompactado para el pozo Molino – 1

Edad [ma]	Depth [m]	Formaciones	Litología	Tn [m]	$\phi 0$	C [m <sup>-1</sup> ]	Z [m]	$\phi n$
0	0							
5,332	36,6	Depositos Recientes	Areniscas	36,6	0,4	0,0003	18,3	0,397810017
8,2	323,3	Hiato		0				0
11,068	610	Conjunto Conglomeratico	Areniscas	573,4	0,4	0,0003	323,3	0,363026033
17,049	663,68	Hiato		0				0
23,03	717,36	Conjunto Calcareo	Calizas	107,36	0,5	0,0007	663,68	0,314200745
54,415	964,105	Hiato		0				0
85,8	1210,85	El Molino	Shales	493,49	0,5	0,0005	964,105	0,308757321
93,5	1243,18	La Luna	Calizas	32,33	0,5	0,0007	1227,015	0,211811684
105,8	1517,68	Aguas Blancas	Calizas	274,5	0,5	0,0007	1380,43	0,190243931
127,5	1774,49	Lagunita	Calizas	256,81	0,5	0,0007	1646,085	0,157961068
251		La Quinta	Shales		0,5	0,0005	600,24	0,370364664

Edad [ma]	Depth [m]	Fm. Lagunita	Fm. Aguas Blancas	Fm. La Luna	Fm. El Molino	Conjunto Calcareo	Conjunto Conglomeratico	Depositos Recientes
0	0	2047,417267	1614,929231	1170,373149	1119,408893	629,987193	615,4683771	36,73358896
5,332	36,73358896	2010,683678	1578,195642	1133,63956	1082,675304	593,253604	578,7347881	0
8,2	6,733588963	2040,683678	1608,195642	1163,63956	1112,675304	623,253604	608,7347881	
11,068	615,4683771	1431,94889	999,4608537	554,904772	503,9405156	14,51881593	0	
17,049	482,7323771	1564,68489	1132,196854	687,640772	636,6765156	147,2548159		
23,03	629,987193	1417,430074	984,9420377	540,3859561	489,4216996	0		
54,415	437,166193	1610,251074	1177,763038	733,2069561	682,2426996			
85,8	1119,408893	928,0083743	495,5203381	50,96425649	0			
93,5	1170,373149	877,0441178	444,5560816	0				
105,8	1614,929231	432,4880362	0					
127,5	2047,417267	0						

Figura 32. Diagrama de subsidencia decompactado (tiempo – profundidad).para el pozo Molino – 1

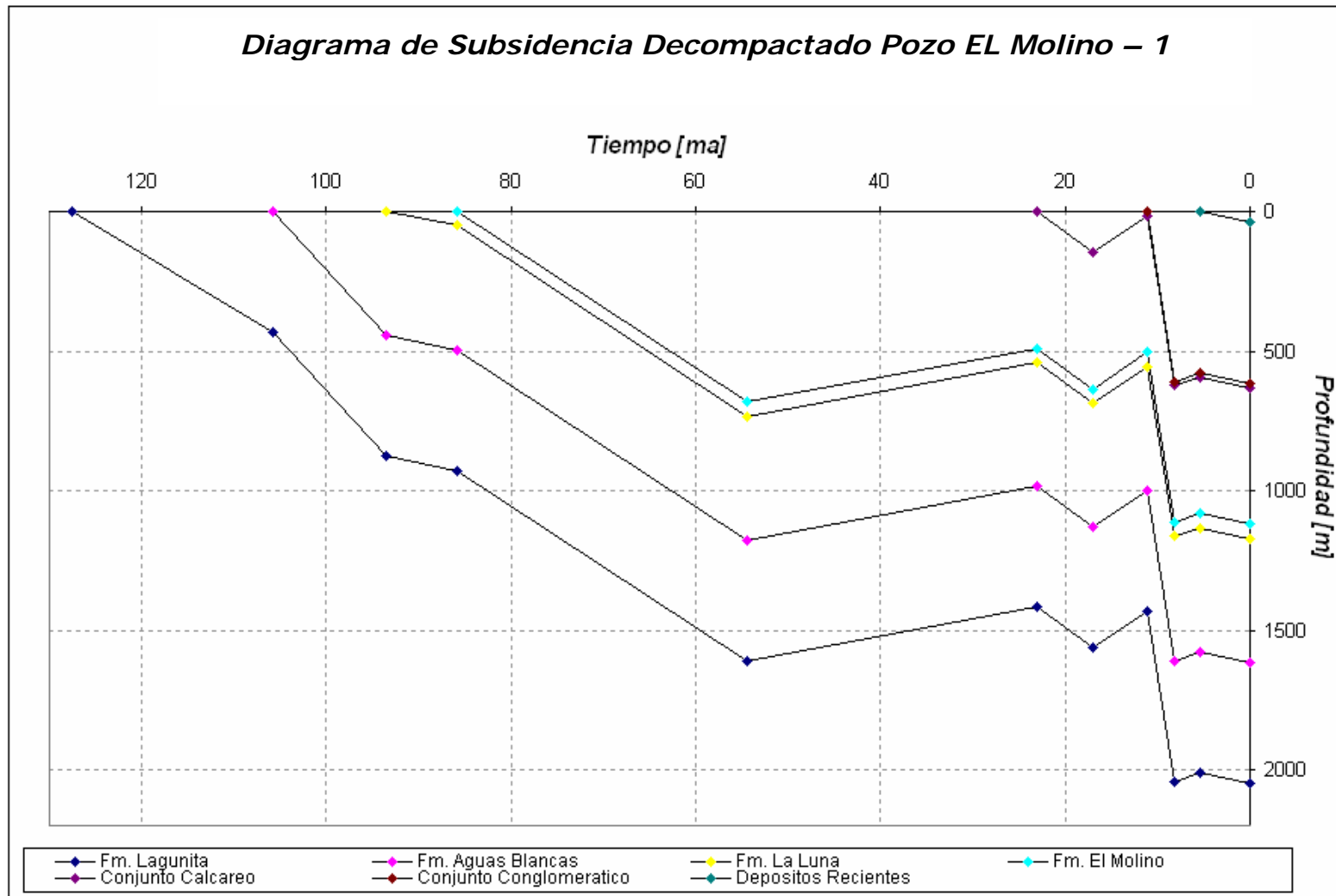
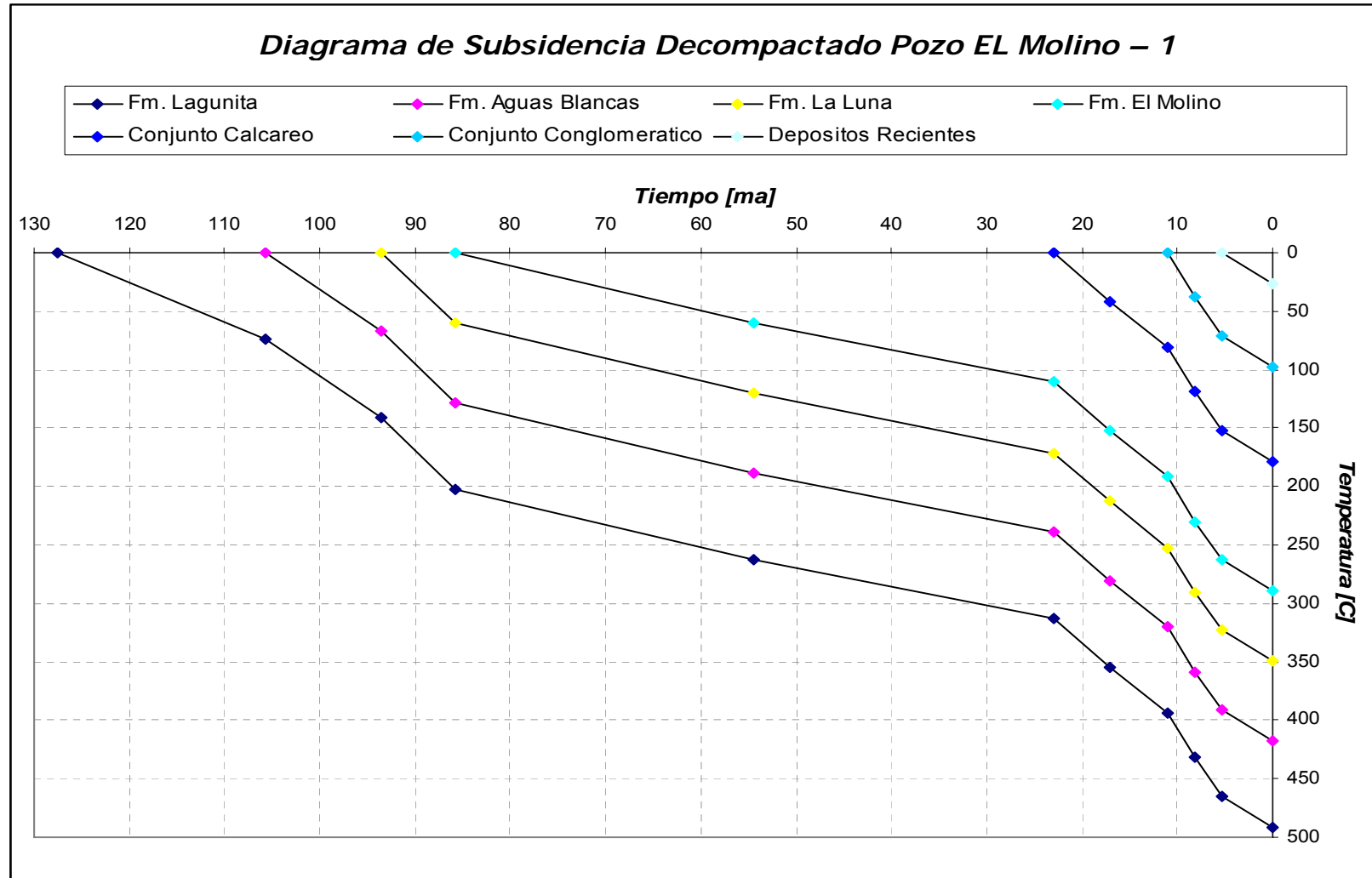


Figura 33. Diagrama de subsidencia decompactado (tiempo – temperatura), pozo Molino - 1; **Error! Marcador no definido.**

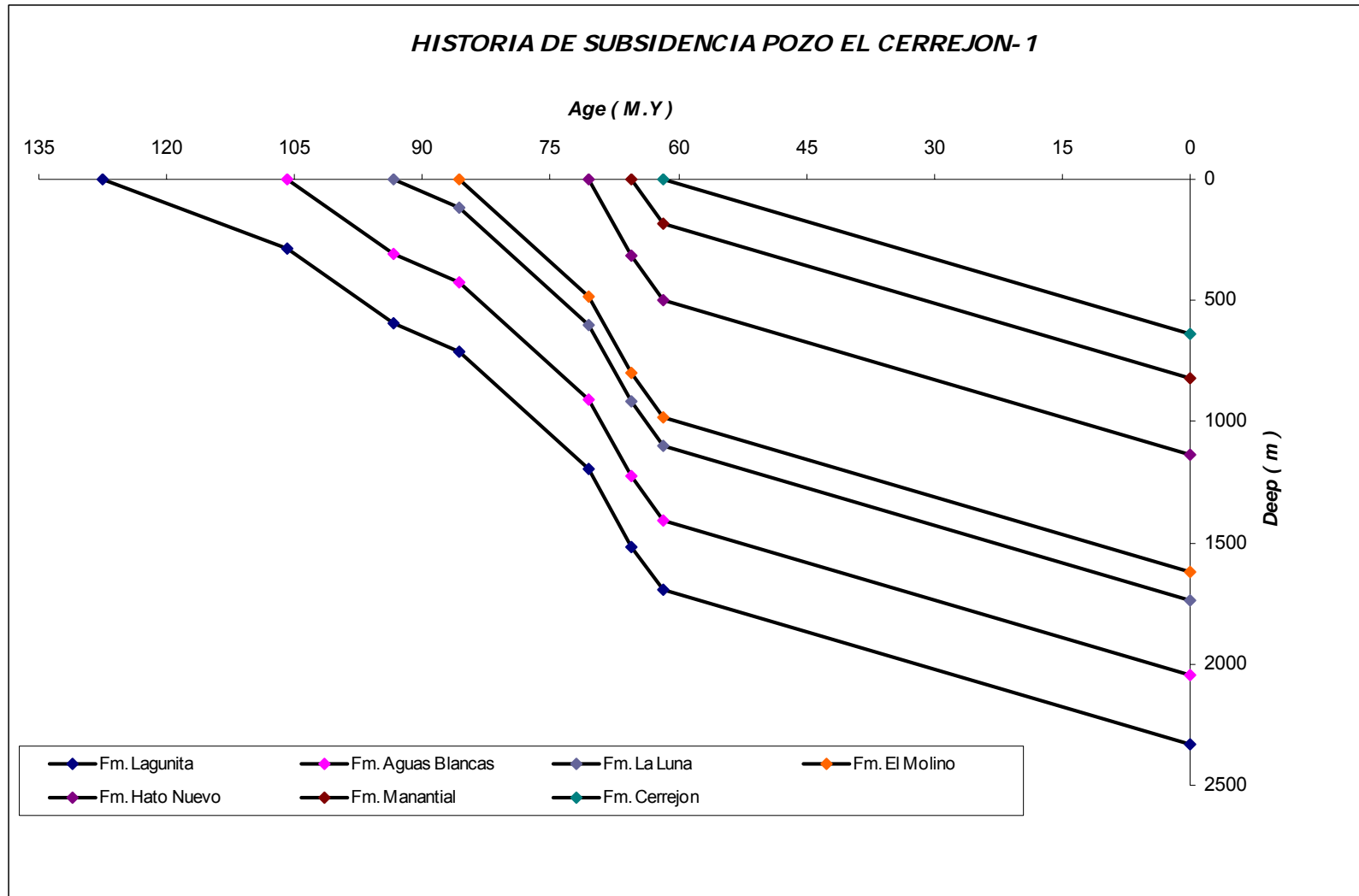


- **Pozo Cerrejón – 1:**

**Tabla 11.** Datos base para generar el modelamiento geoquímico para el pozo Cerrejón – 1,  $T_n$  corresponde al espesor actual de la unidad  $\Phi_n$  corresponde a la porosidad actual,  $T_o$  y  $\Phi_o$  hacen referencia al espesor y la porosidad inicial,  $c$  equivale a una constante para cada litología y  $z$  a la profundidad a la cual se encuentran los sedimentos.

Edad [ma]	Depth [m]	Formaciones	Litología	$T_n$ [m]	$\Phi_o$	$C [m^{-1}]$	$Z$ [m]	$\Phi_n$
0	0							
61,7	640,5	Cerrejón	Areniscas	640,5	0,4	0,0003	320,25	0,363358354
65,5	820,45	Manantial	Calizas	179,95	0,5	0,0007	730,475	0,299847976
70,6	1136,125	Hato Nuevo	Calizas	315,675	0,5	0,0007	978,2875	0,252095214
85,8	1621,075	El Molino	Shales	484,95	0,5	0,0005	1378,6	0,250963648
93,5	1738,5	La Luna	Calizas	117,425	0,5	0,0007	1679,7875	0,154278105
105,8	2046,55	Aguas Blancas	Calizas	308,05	0,5	0,0007	1892,525	0,132932383
127,5	2334,775	Lagunita	Calizas	288,225	0,5	0,0007	2190,6625	0,10789347
251		La Quinta	Shales		0,5	0,0005	1694,275	0,21432008

Figura 34. Diagrama de subsidencia sin decompactar para el pozo Cerrejón – 1



**Tabla 12.** Datos base para realizar el diagrama de subsidencia decompactado para el pozo Cerrejón – 1.

<i>Edad [ma]</i>	<i>Depth [m]</i>	<i>Formaciones</i>	<i>Litología</i>	<i>Tn [m]</i>	$\Phi_0$	<i>C [m<sup>-1</sup>]</i>	<i>Z [m]</i>	$\Phi_n$
0	0							
61,7	640,5	Cerrejón	Areniscas	640,5	0,4	0,0003	320,25	0,363358354
65,5	820,45	Manantial	Calizas	179,95	0,5	0,0007	730,475	0,299847976
70,6	1136,125	Hato Nuevo	Calizas	315,675	0,5	0,0007	978,2875	0,252095214
85,8	1621,075	El Molino	Shales	484,95	0,5	0,0005	1378,6	0,250963648
93,5	1738,5	La Luna	Calizas	117,425	0,5	0,0007	1679,7875	0,154278105
105,8	2046,55	Aguas Blancas	Calizas	308,05	0,5	0,0007	1892,525	0,132932383
127,5	2334,775	Lagunita	Calizas	288,225	0,5	0,0007	2190,6625	0,10789347
251		La Quinta	Shales		0,5	0,0005	1694,275	0,21432008

<i>Edad [ma]</i>	<i>Depth [m]</i>	<i>Fm. Lagunita</i>	<i>Fm. Aguas Blancas</i>	<i>Fm. La Luna</i>	<i>Fm. El Molino</i>	<i>Fm. Hato Nuevo</i>	<i>Fm. Manantial</i>	<i>Fm. Cerrejon</i>
0	0	3287,352672	2773,097862	2278,897503	2080,279716	1383,789358	911,5996712	679,6149576
61,7	679,6149576	2607,737714	2093,482905	1599,282546	1400,664759	704,1744004	231,9847136	0
65,5	911,5996712	2375,753001	1861,498191	1367,297832	1168,680045	472,1896868	0	
70,6	1383,789358	1903,563314	1389,308504	895,1081453	696,4903582	0		
85,8	2080,279716	1207,072956	692,8181461	198,6177871	0			
93,5	2278,897503	1008,455168	494,200359	0				
105,8	2773,097862	514,2548094	0					
127,5	3287,352672	0						

Figura 35. Diagrama de subsidencia decompactado (tiempo – profundidad).para el Cerrejón – 1

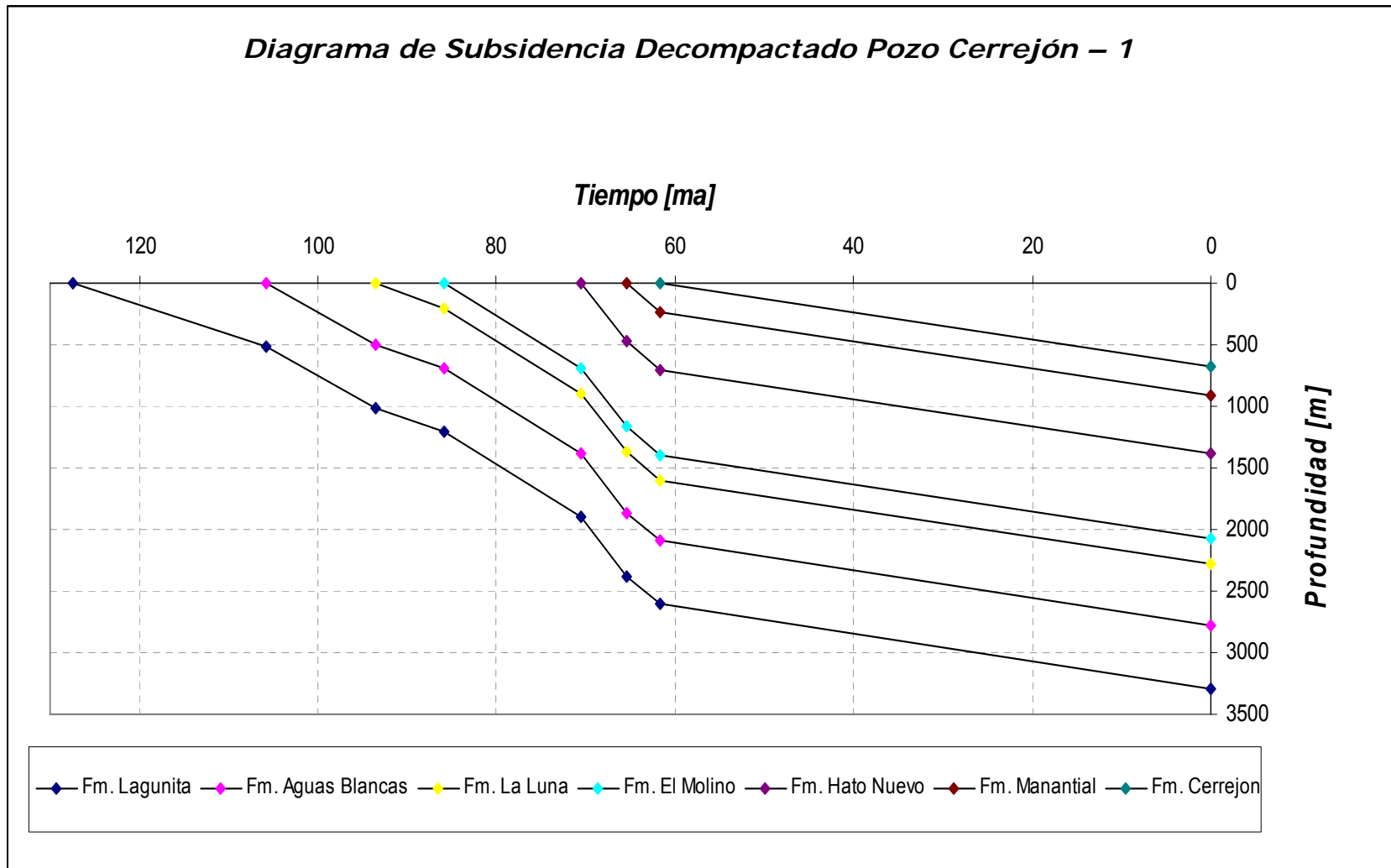
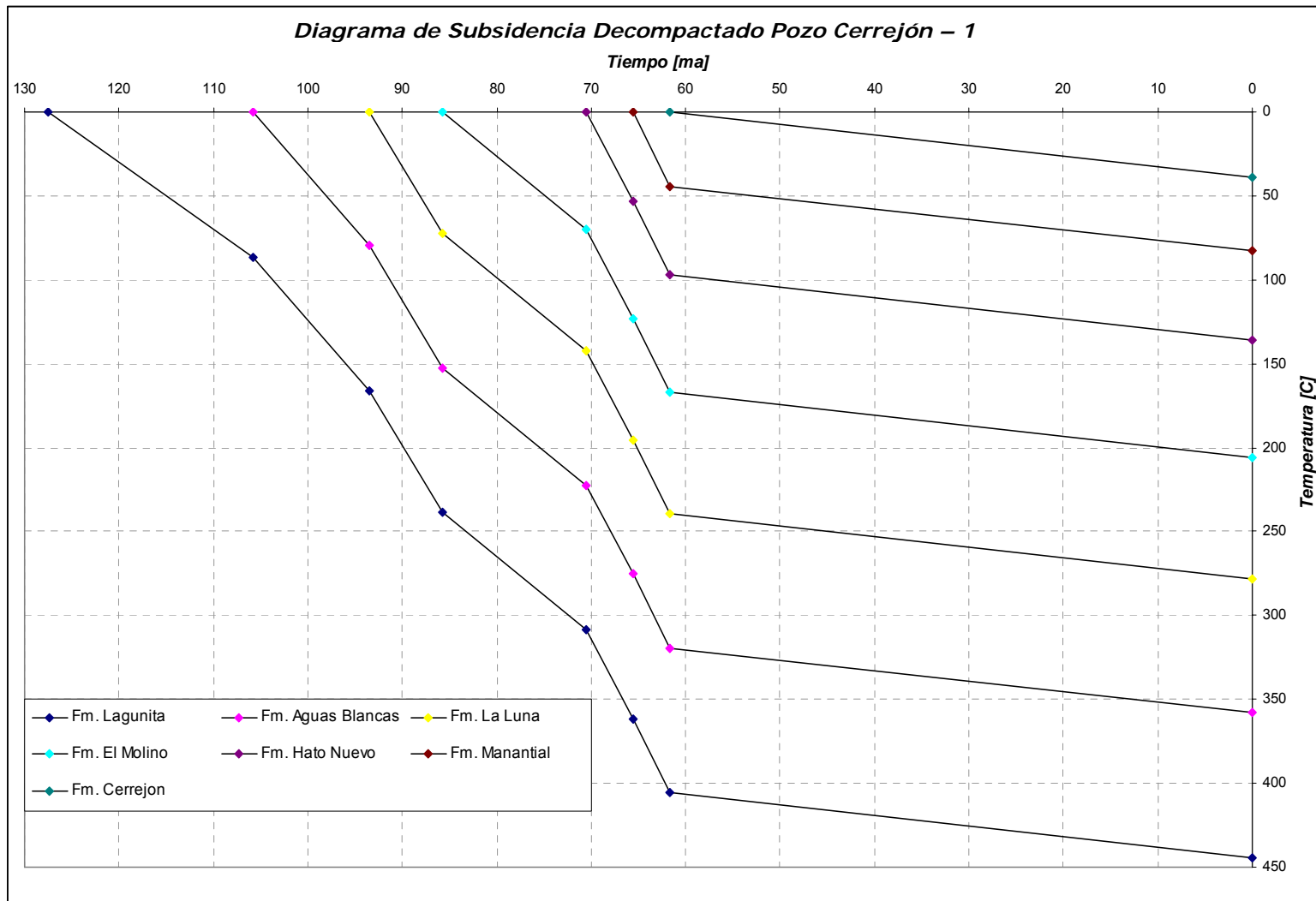


Figura 36. Diagrama de subsidencia decompactado (tiempo – temperatura), pozo Cerrejón – 1



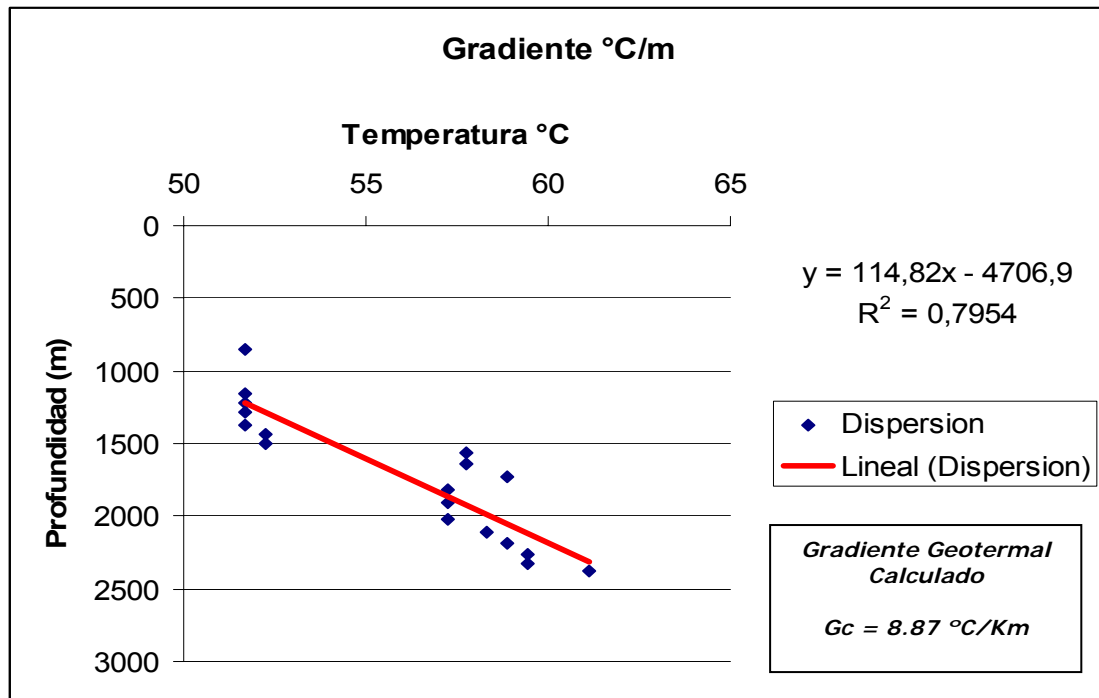
### 10.3 CALCULO DE GRADIENTE GEOTERMAL

La metodología que se siguió para calcular el gradiente geotermal, fue elaborar un grafico de circulación de lodo de perforación para el pozo Cerrejón – 1; dichos datos fueron obtenidos del informe semanal de perforación del pozo Cerrejón - 1(003935434\_EPIS\_QC) (ver tabla 13); este informe describe los parámetros técnicos de perforación como: tipo de broca, diámetro del hueco, ángulo desviación del hueco, traslapes y generalidades del lodo de perforación; dentro de estas generalidades de lodo contempla variables como: viscosidad, agua perdida, lodo filtrado, porcentaje de arena, porcentaje de sal, Ph y finalmente la temperatura. Una vez que se conoce como va cambiando la temperatura del lodo con la profundidad generamos la grafica de Temperatura Vs. Profundidad, posteriormente se hace una regresión lineal de los puntos originados en la grafica y como consecuencia se obtiene el gradiente geotermal en el pozo (Cerrejón – 1) (ver figura 38).

**Tabla 13.** Datos de ingreso para calcular el gradiente geotermal en el pozo Cerrejón – 1.

°C	m
51,67	853,44
51,67	1161,89
51,67	1222,55
51,67	1282,29
51,67	1375,26
52,22	1439,26
52,22	1503,27
57,78	1558,44
57,78	1637,38
58,89	1730,04
57,22	1818,74
57,22	1910,18
57,22	2016,86
58,33	2115
58,89	2190,29
59,44	2265,57
59,44	2331,41
61,11	2381,7

Figura 37. Diagrama temperatura – profundidad, para el pozo Cerrejón – 1. (Gradiente Geotermal)



Según los datos de temperatura de fondo de pozo (BHT) encontrados en los archivos (\*.LAS) de los pozos El Molino - 1 y EL Molino - 1X (125 ° F a 4028 Ft y 148 °F a 4000 Ft respectivamente), y utilizando estos registros para calcular el gradiente geotérmico en ambos pozos se observa que este mantiene un valor constante, además comparando estos resultados con el valor calculado del gradiente geotérmico a partir de la circulación de lodo de perforación para el pozo Cerrejón – 1 se observa que los datos son muy similares, razón por la cual se puede asumir que el gradiente geotermal para la cuenca Ranchería es de aproximadamente 8.87 °C/Km .

#### 10.4 INTERPRETACIÓN DEL GRADIENTE GEOTERMAL

Según los datos obtenidos del gradiente geotermal a partir de circulación de lodo de perforación (para el caso del pozo cerrejón – 1) como los datos precisos de BHT y dada la separación espacial que hay entre los pozos a los cuales se les

calculado el gradiente geotermal se puede inferir lo siguiente: la cuenca presenta uniformidad térmica ya que se puede decir que el gradiente geotérmico se mantiene en toda la extensión de la cuenca, el gradiente en la subcuenca ranchería además de mantenerse presenta un valor muy bajo referente a las cuenca adyacentes; como se indica en el aparte anterior tanto el gradiente calculado a partir del lodo de perforación como los calculados a partir de los BHT de los pozos el Molino – 1 y el Molino – 1x presenta un valor de 8.87 °c/km. lo cual indica que la cuenca ranchería es de muy baja temperatura.

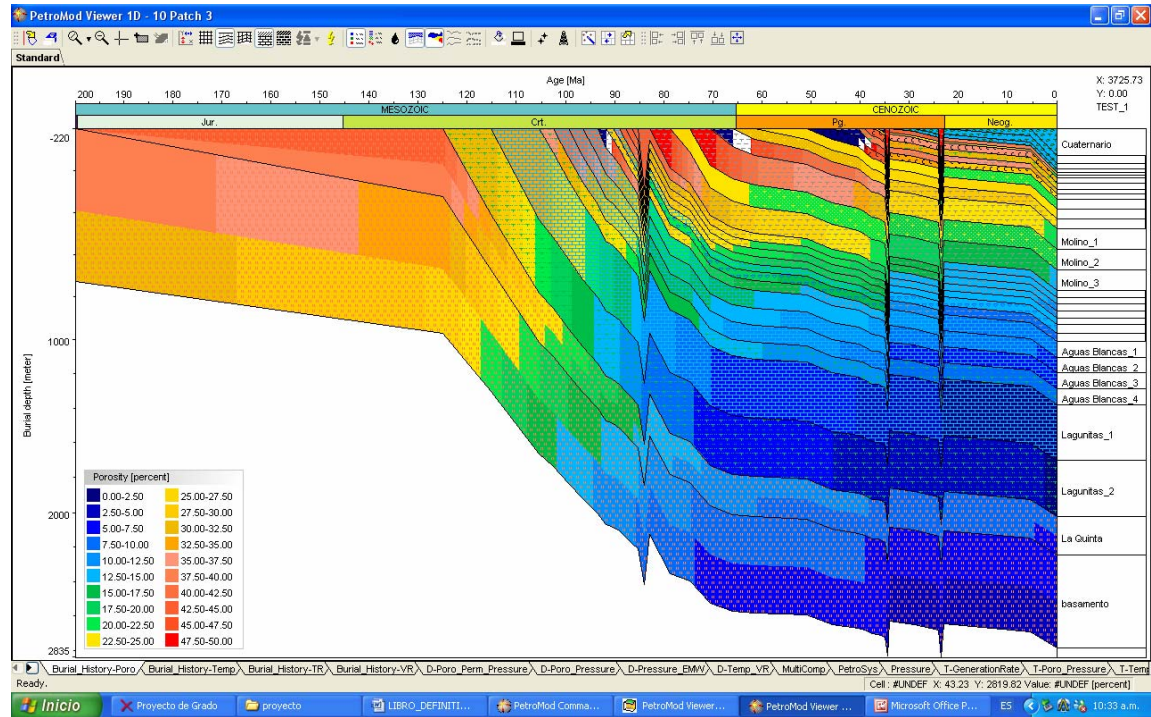
Ahora, una consecuencia fundamental de un gradiente geotérmico tan bajo es la no producción de petróleo en la cuenca, no obstante en algunos pozos como el Molino – 1 ha presentado manifestaciones de crudo (fm. lagunitas y aguas blancas del Grupo Cogollo) en volúmenes tan pequeños que no es rentable su explotación; razón por la cual la mayoría de pozos perforados en la cuenca son declarados como secos y posteriormente abandonados; no obstante la cuenca aunque no presenta pozos productores de crudo si presenta pozos gasíferos como por ejemplo el pozo el Molino – 1x y el pozo Papayal – 1; dado que estos pozos son gasíferos ocurre lo mismo que en los pozos donde hay manifestaciones de crudo, es decir la producción de gas de estos pozos es tan baja que estos pozos son declarados “ **Gasíferos no Comercial** ” dada la inviabilidad económica para su explotación.

## 10.5 MODELAMIENTO GEOQUIMICO PETROMOD 2D, RESULTADOS

Siguiendo la metodología planteada en capítulos iniciales para el modelamiento geoquimico haciendo uso del software **PetroMod 10 – 2D**, se muestran los resultados obtenidos realizados en las secciones sísmicas CV – 88 – 1400 y CV – 88 – 1100 respectivamente; dichos resultados constan de rutas de migración, áreas de acumulación y finalmente alguna diagramas representativos del modelo 1D a partir del modelamiento en 2D.

Sección sísmica CV – 88 – 1400 VNS

Figura 38. Burial history poro, *PetroMod 10 – 2D* (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS)

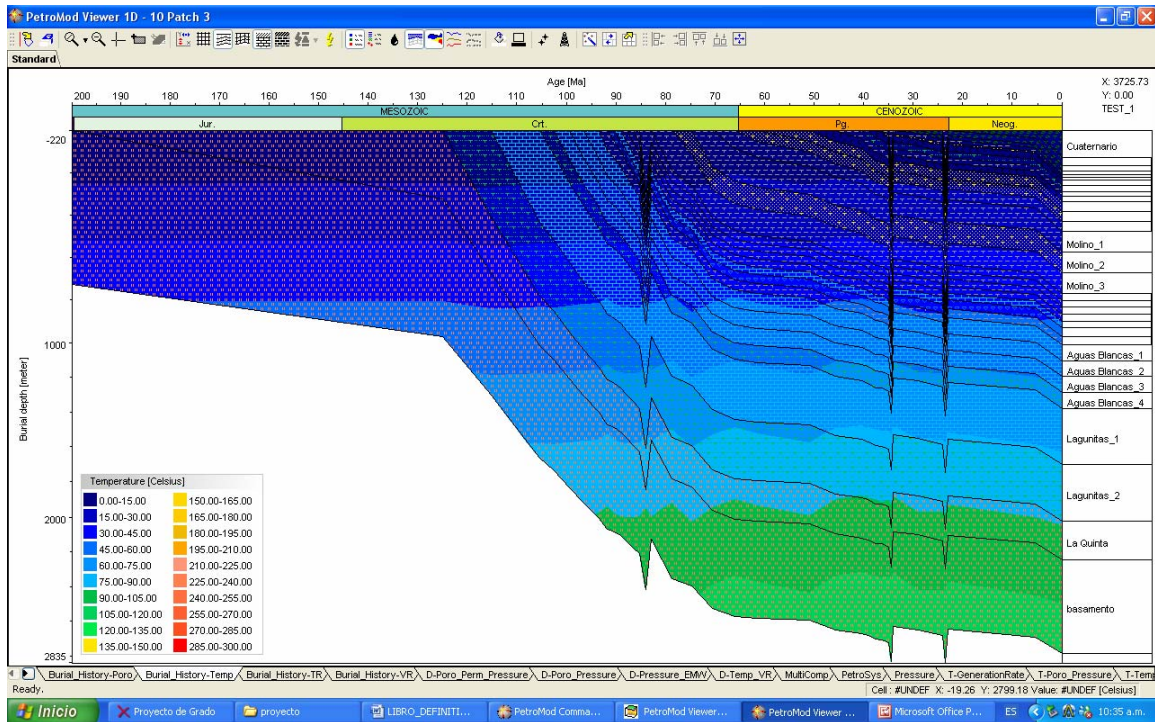


En la figura anterior (ver figura 38), ilustra el diagrama de subsidencia para un punto aleatorio en la sección sísmica CV – 88 – 1100 VNS; dicho diagrama muestra la relación que existe entre las edades y la profundidad de cada formación; además el parámetro que muestra son rangos de porosidad de las formaciones, dichos rangos van desde los menos porosos (azul) a los mas porosos (rojo); también se muestran tres picos que corresponden a las tres inconformidades que presenta la sección.

De igual forma ocurre con el diagrama de subsidencia que tiene como parámetro rangos de temperatura (ver figura 39), en esta figura se ilustra la madurez termal que alcanzo la cuenca en este punto, siendo las franjas azules las regiones mas frías de la cuenca y las franjas rojas las mas calientes, se puede apreciar que la

cuencia es inmadura termalmente, es decir la roca generadora no alcanza a entrar en la ventana de generación de hidrocarburos de 90 a 135 grados centígrados.

**Figura 39.** Burial history temp, *PetroMod 10 – 2D* (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS)



La figura 40, muestra la estimación que genera el software para la porosidad la permeabilidad y la presión para cada una de las formaciones presentes en la secuencia, de esta forma se pueden comparar estos datos generados con los que se obtengan del pozo. (ver figura 40).

Finalmente se muestra una recopilación de las figura anteriormente mostradas (ver figura 41), dicha recopilación consta de un diagrama de enterramiento (termal), una tabla que muestra los datos de  $R_o$  para cada formación “datos estimados por el software” y una tabla que muestra el sistema petrolífero de la subcuencia.

Figura 40. Depth – Poro – Perm – Pressure, **PetroMod 10 – 2D** (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS)

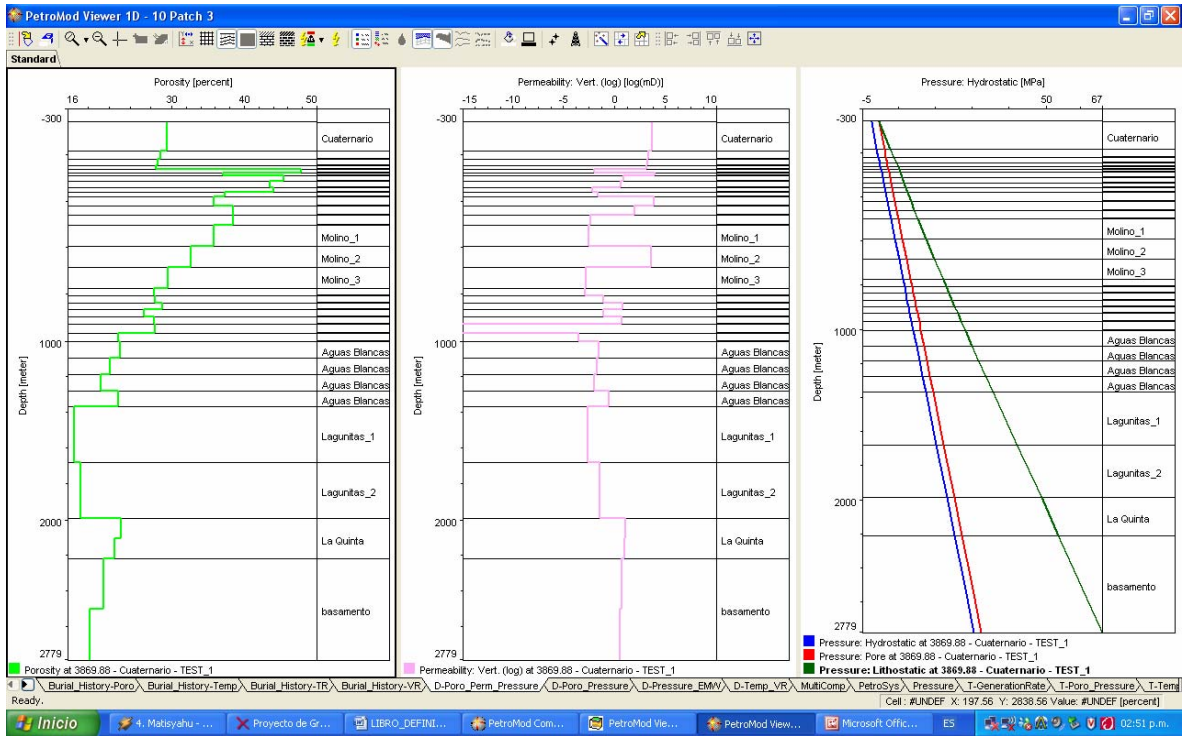
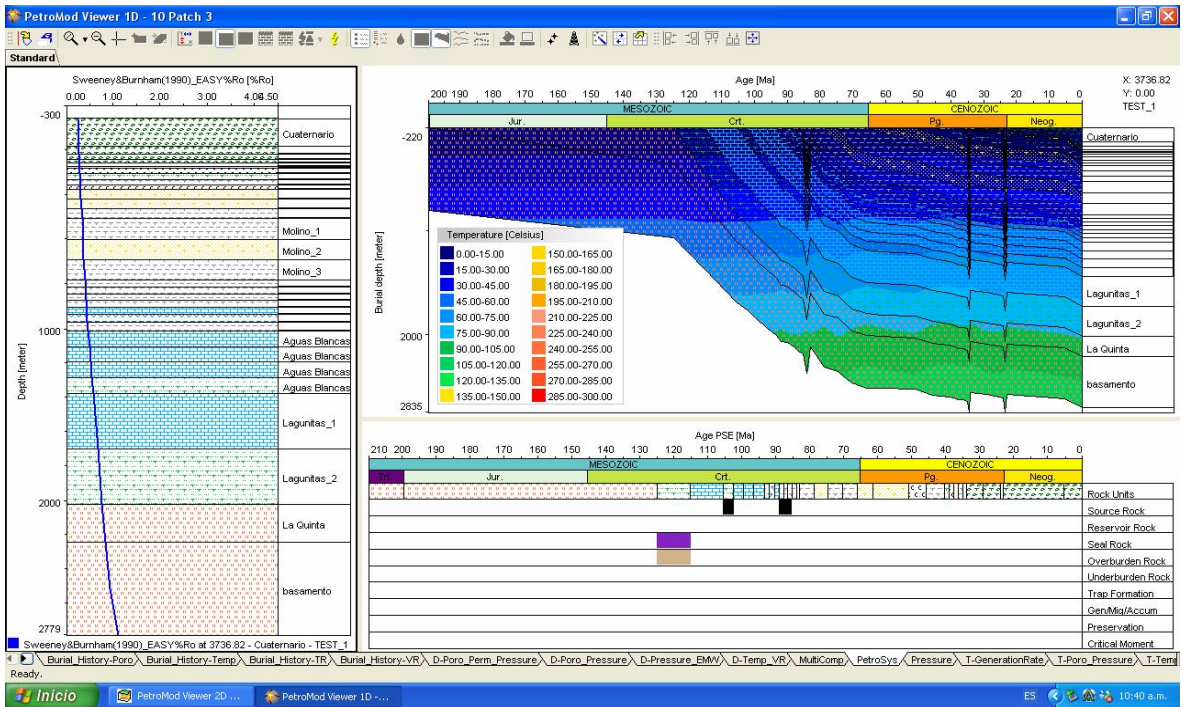
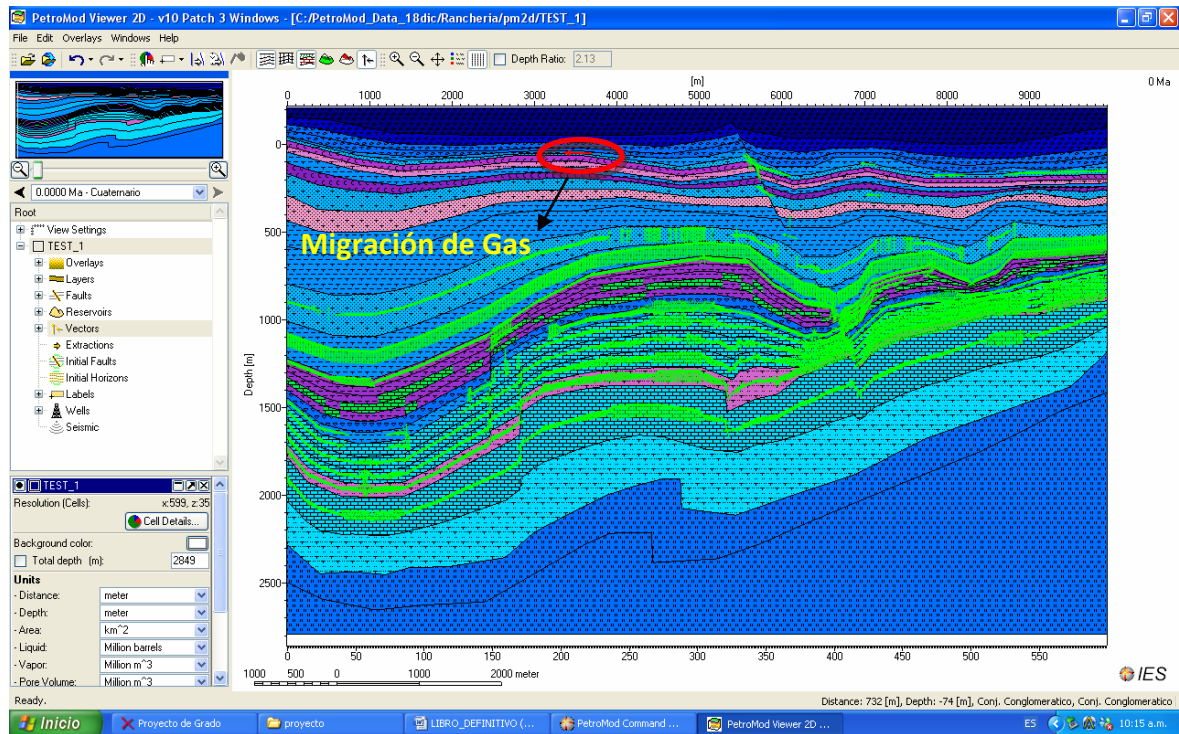


Figura 41. Petro - System, **PetroMod 10 – 2D** (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS)



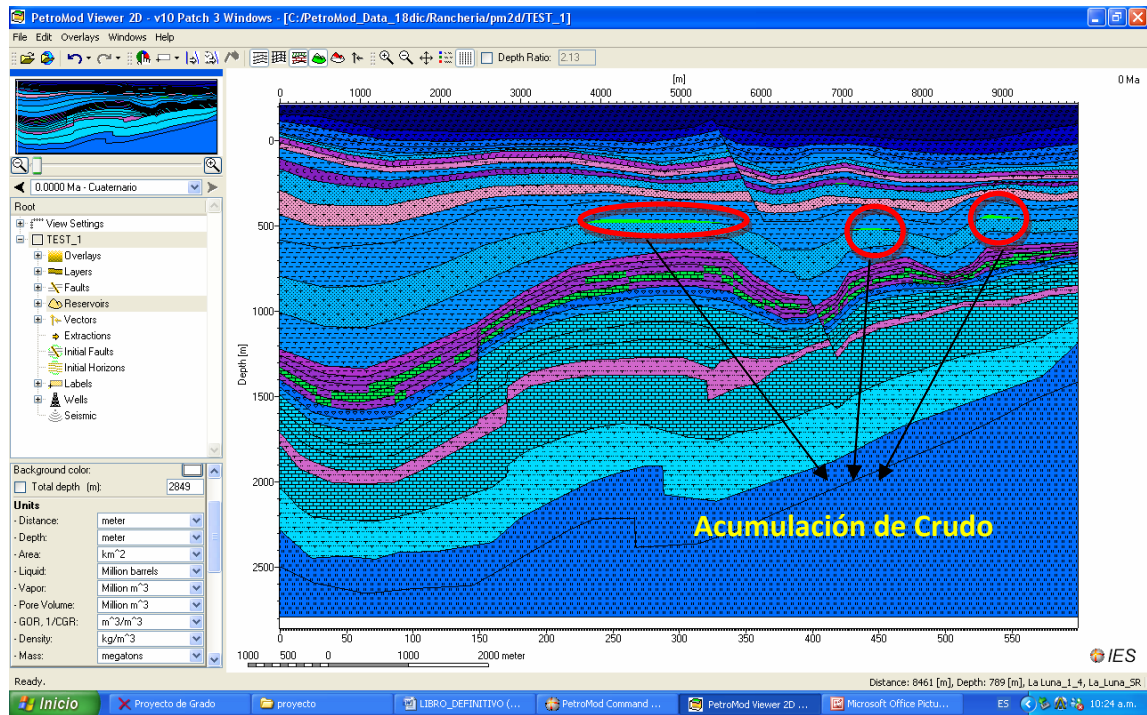
En la figura 42, se aprecian las rutas de migración, en donde los vectores verdes representan la migración de crudo y los vectores rojos (circulo rojo) la migración de gases; se aprecia que las principales rutas de migración de crudo están en las formaciones lagunitas y aguas blancas del grupo cogollo, la luna y molinos, además la migración de gas se observa en la formación cerrejón. (Ver figura 42),

**Figura 42.** Diagrama de rutas de migración sección sísmica CV – 88 – 1400 VNS, *PetroMod 10 – 2D* (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS)



En la figura 43 se aprecia el diagrama de acumulación de crudo señalado por los círculos rojos; esta acumulación es el resultado final del proceso de migración mostrado anteriormente(ver figura 43), en este diagrama se ve que la acumulación de crudo se da principalmente en la formación molinos;no obstante a la migración de gas mostrada anteriormente en la formación cerrejón algo para recalcar es la no acumulación de gas en esta sección, sin embargo según estudios anteriores se determinan como pozos gasíferos no comercial a los pozos Molino – 1X y Papayal – 1.

**Figura 43.** Diagrama acumulación de crudo sección sísmica CV – 88 – 1400 VNS, *PetroMod 10 – 2D* (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS)



### Sección sísmica CV – 88 – 1100 VNS

De igual forma se puede visualizar los resultados del modelamiento 2D para la sección sísmica CV – 88 – 1100 (ver figuras 44 a 59).

Figura 44. Burial history poro, *PetroMod 10 – 2D* (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS)

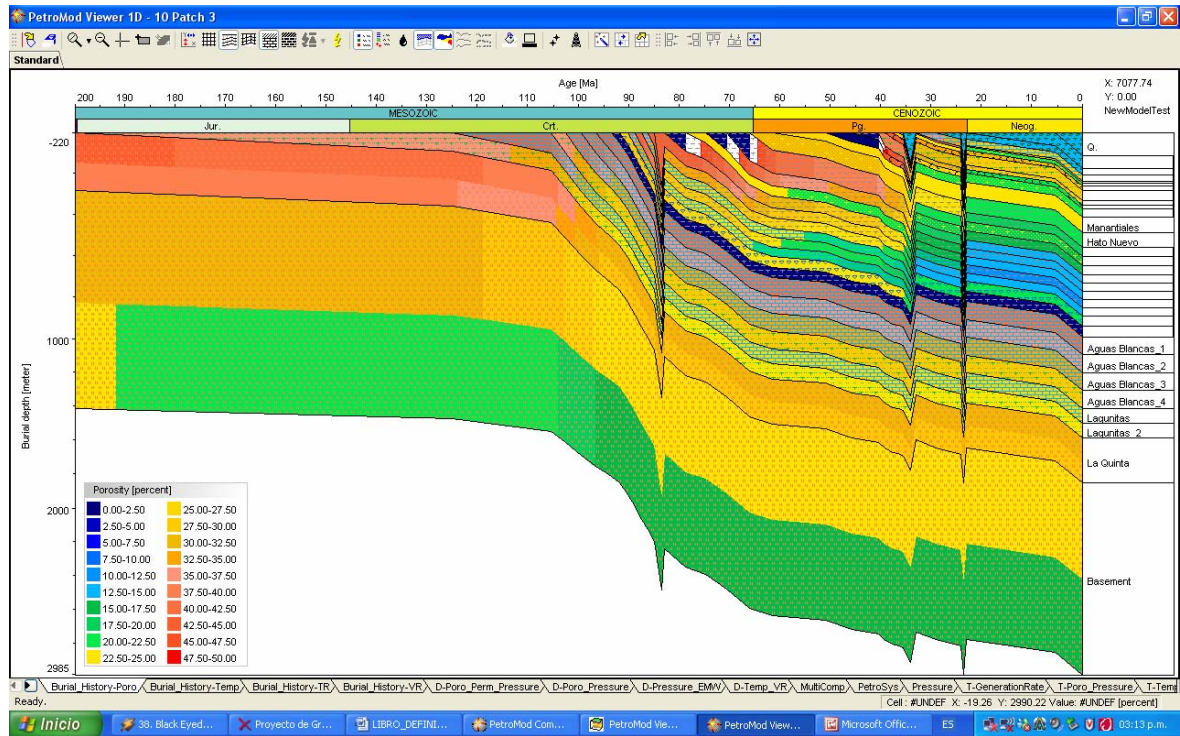


Figura 45. Burial history temp, *PetroMod 10 – 2D* (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS)

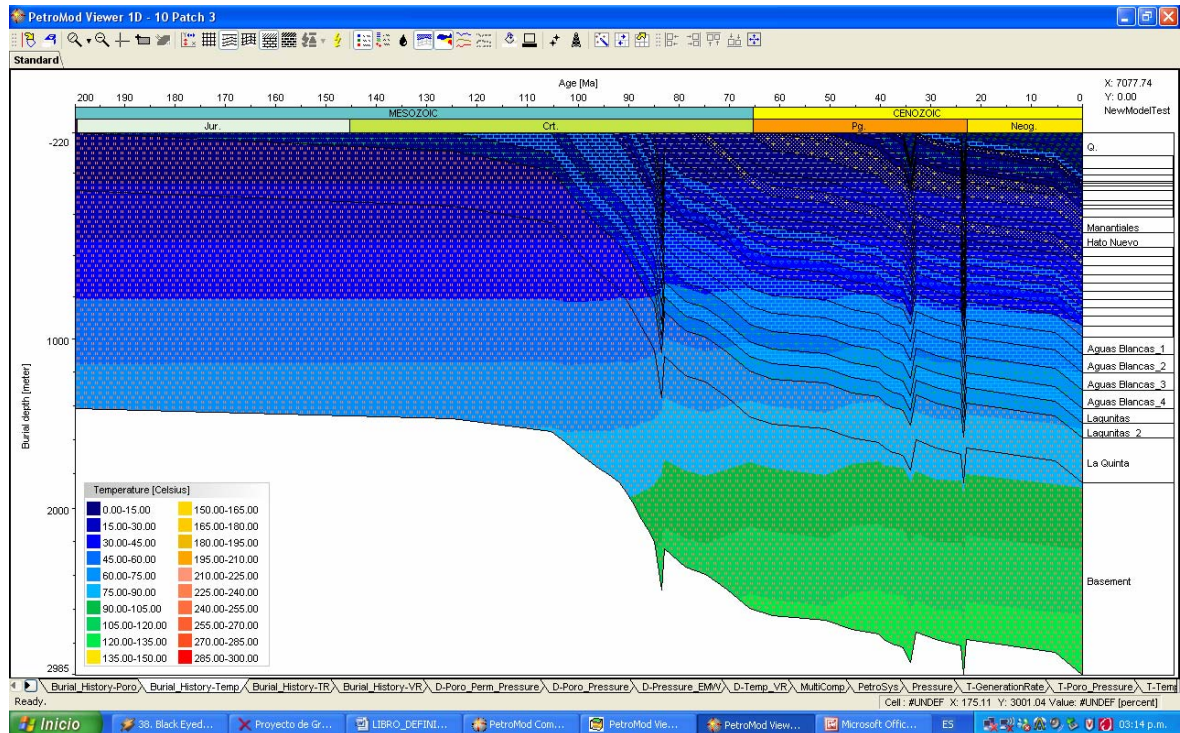


Figura 46. Depth – Poro – Perm – Pressure, **PetroMod 10 – 2D** (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS)

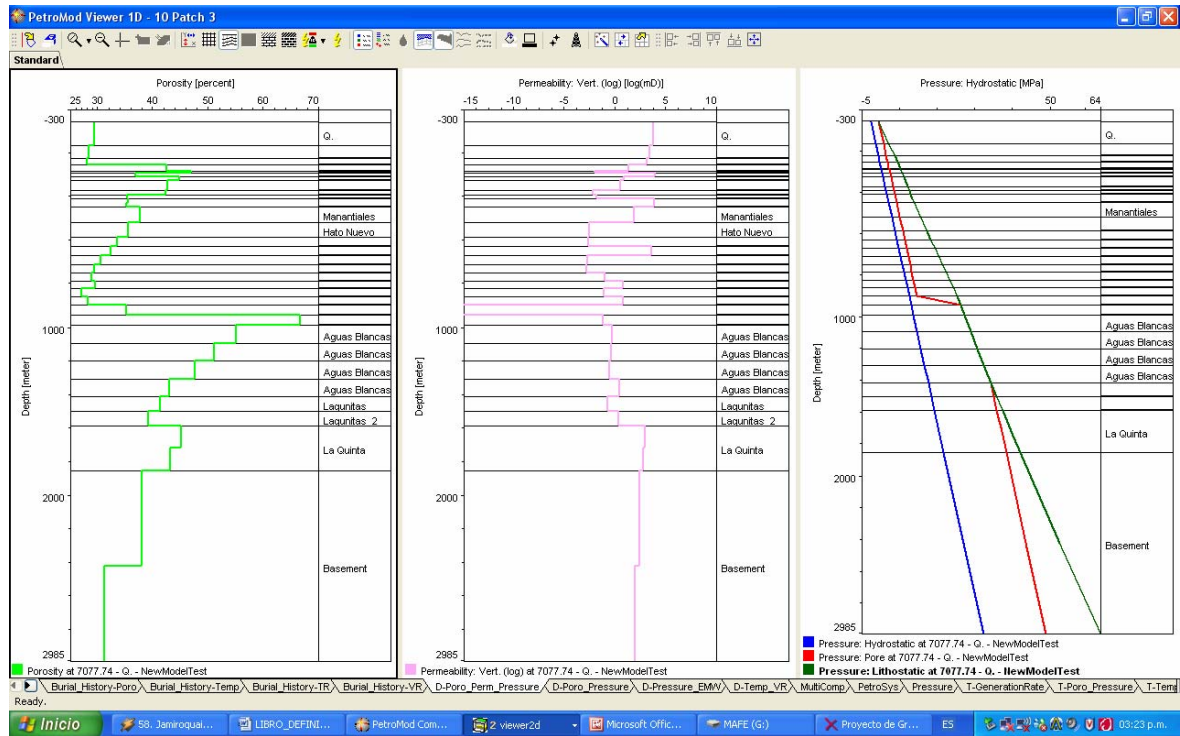
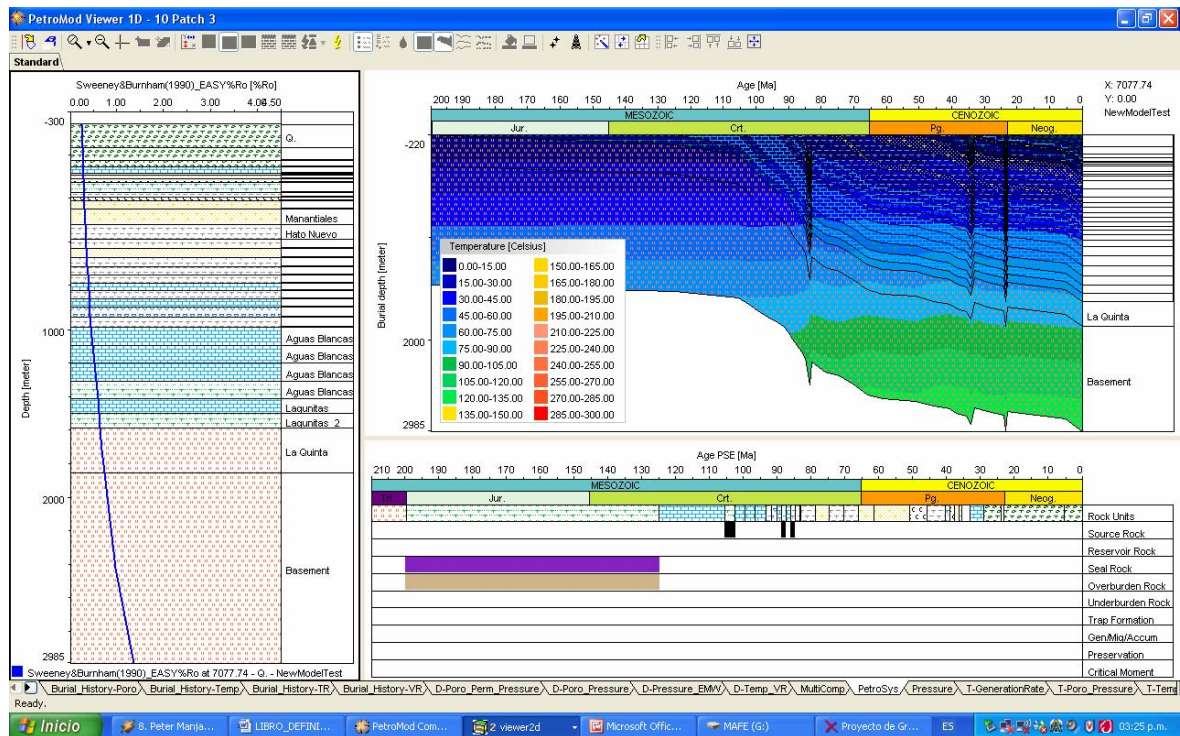
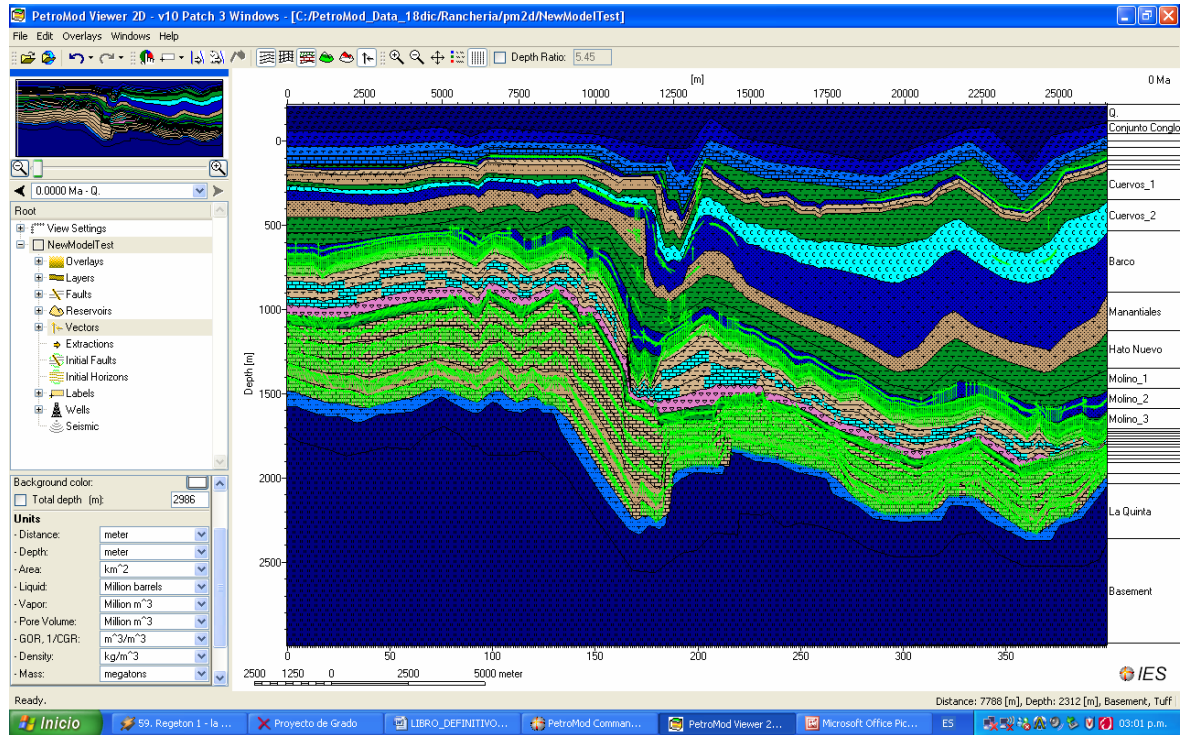


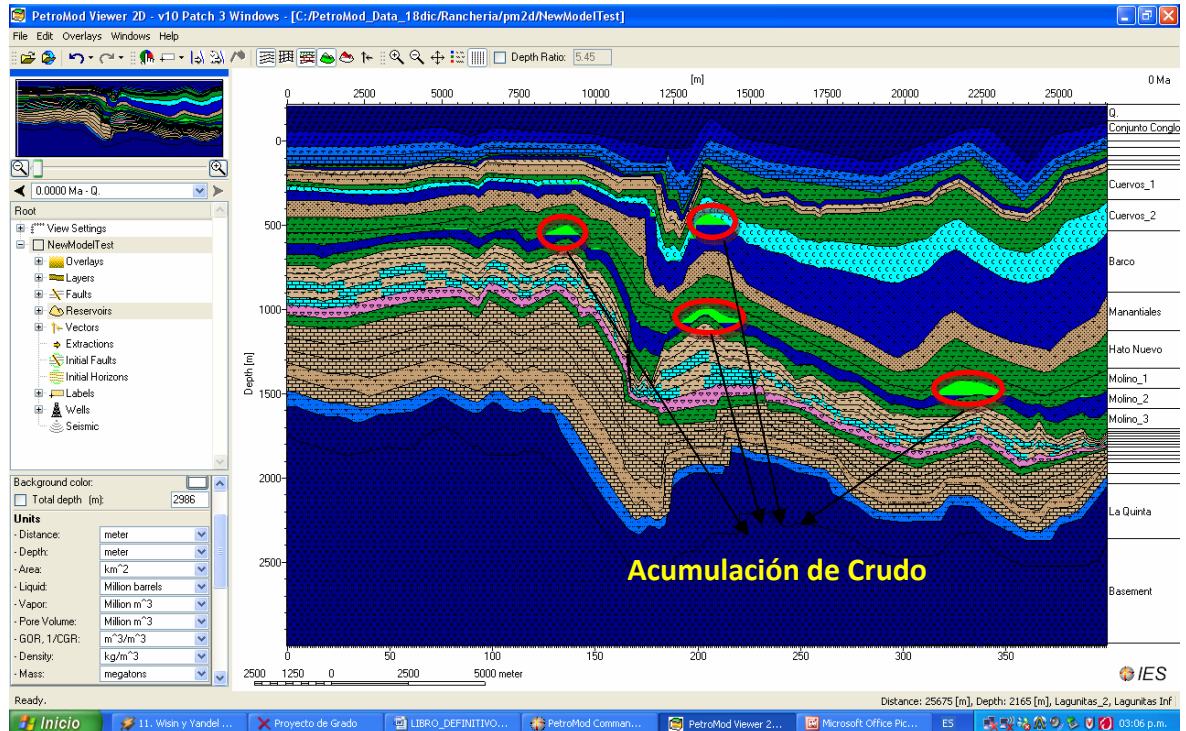
Figura 47. Petro - System, **PetroMod 10 – 2D** (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS)



**Figura 48.** Diagrama de rutas de migración sección sísmica CV – 88 – 1100 VNS, *PetroMod 10 – 2D* (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS)



**Figura 49.** Diagrama acumulación de crudo sección sísmica CV – 88 – 1100 VNS, *PetroMod 10 – 2D* (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS)



## 11. EVALUACION FINAL DE RESULTADOS

- De la calidad de información sísmica se concluye que los programas corridos en la subcuenca Ranchería además de ser pocos los disponibles cuentan con una calidad de información moderada a mala, debido a que los parámetros de adquisición de dichos programas son pobres o presentan falencias, razón por la cual se dificulta el proceso de interpretación y modelamiento de las secciones sísmicas.
- La verificación de la calidad de la información sísmica y posterior selección de las mismas se realizó con base en los parámetros propios de la adquisición de cada programa como son: visualización, resolución vertical y horizontal, el fold, la corrección de velocidad, la corrección de tiempo, los instrumentos utilizados en la adquisición, el número de trazas, el cubrimiento, la fuente de energía, la tasa de muestreo y el intervalo de  $\Delta t$ , de esta forma se garantiza la calidad de las secciones sísmicas como “moderada” y pertinente para la respectiva y posterior interpretación y modelamiento.
- De la interpretación de las secciones sísmicas se logró identificar los reflectores más fuertes como son: el basamento, formación la quinta, formación la luna, formación molino y formación barco – cuervos, con los cuales son marcados los topes de las respectivas formaciones; a partir de estos horizontes se logró identificar y trazar las principales estructuras presentes en las secciones sísmicas dichas estructuras corresponden a los thrust Cesar – Ranchería 1 (TCR – 1) y el thrust Ranchería 1 (TR -1), de esta forma se verifica el modelo estructural propuesto por Kellogg en 1984.

- El gradiente geotermal calculado a partir de la circulación del lodo de perforación para el caso del pozo Cerrejón - 1, como los calculados a partir de los datos de BHT para los pozos Molino – 1 y Molino – 1X y dada la separación espacial que hay entre ellos se puede decir que , la cuenca presenta uniformidad térmica ya que el gradiente geotérmico aparentemente se mantiene en toda su extensión; no obstante dentro de la secuencia estratigráfica para el pozo Molino – 1X existen manifestaciones de crudo (fm. lagunitas y aguas blancas del grupo cogollo) en volúmenes tan pequeños que no es rentable su explotación.
- Con el modelo geoquímico se plantean posibles áreas de generación, acumulación y rutas de migración de hidrocarburos, los volúmenes de petróleo eventualmente encontrados explica que gran parte del crudo que se genera en la cuenca migra, de igual forma ocurre con las manifestaciones gasíferas ya que según el modelamiento los vectores de migración de gas no muestran áreas de acumulación; no obstante según estudios anteriores se declara el pozo Molino – 1X y Papayal – 1 como gasíferos no comercial; además la migración de gas ocurre dentro de la formación Cerrejón, razón por la cual se podría pensar que este gas generado esta asociado al carbón de la formación Cerrejón.

## CONCLUSIONES

De la interpretación sísmica y modelamiento estructural:

- Las secciones sísmicas fueron seleccionadas teniendo en cuenta parámetros como: visualización, resolución vertical y horizontal, el Fold, la corrección de velocidad, la corrección de tiempo, los instrumentos utilizados en la adquisición, el número de trazas, el cubrimiento, la fuente de energía, la tasa de muestreo y el intervalo de SP.
- La posterior interpretación de las secciones sísmicas seleccionadas fue realizada siguiendo de forma rigurosa la metodología planteada y el tutorial de **GeoGraphix Explorer** (R2007.1 HALLIBURTON - LANDMARK) y la aplicación **SeisVision** (R2007.1 HALLIBURTON - LANDMARK).
- El modelamiento estructural planteado a partir de la interpretación de las secciones sísmicas, muestra que las estructuras dominantes en la cuenca son principalmente el thrust Cesar – Ranchería 1 (TCR – 1) y el thrust Ranchería 1 (TR -1) definidos en estudios anteriores por Kellogg 1984.

Del modelamiento geoquímico:

- Las secciones sísmicas seleccionadas fueron interpretadas haciendo uso del **PetroMod Express 10 - 2D** (IES; INTEGRATED EXPLORATION SYSTEMS).
- Los resultados obtenidos de este modelamiento son principalmente rutas de migración y áreas de acumulación de hidrocarburos.

- Según el modelamiento y la posterior interpretación, la cuenca presenta manifestaciones de hidrocarburos en los miembros Lagunitas y Aguas Blancas del Grupo Cogollo; dichas manifestaciones no son de gran importancia debido a la poca rentabilidad económica para su explotación.
- El gradiente geotermal calculado para esta cuenca es deficiente para la producción de hidrocarburos, no obstante presenta manifestaciones de crudo, como se menciona en el aparte anterior.
- La cuenca presenta manifestaciones gasíferas no comerciales en la formación Cerrejón como es el caso de los pozos el Molino – 1X y Papayal - 1, estas manifestaciones se aprecian con la ocurrencia de vectores de migración en dicha formación.

## RECOMENDACIONES

- Realizar un inventario de programas y secciones sísmicas teniendo en cuenta el área de distribución con el fin de poder identificar las regiones que menos densidad de líneas sísmicas tenga, de esa forma poder adquirir nuevos programas sísmicos de mejor calidad en estas zonas.
- Homogenizar los parámetros de adquisición y procesamiento de los programas sísmicos, con el objeto de mejorar y agilizar el proceso de interpretación.
- Disminuir la interferencia generada por la falla de Oca y la serranía del Perijá en la adquisición de información geofísica, utilizando métodos alternos como magnetometría, gravimetría y tomografía sísmica.
- Realizar un estudio petrográfico completo en los pozos presentes en el área de estudio, con el fin de poder determinar las propiedades geoquímicas de las rocas y mejorar la base de datos de los mismos.
- Realizar un pozo profundo en el área de estudio, con el fin de poder realizar estudios petrográficos y de análisis de gases en el mismo.
- Realizar estudios proximales a las formaciones donde se presentan migraciones de gas con el fin de conocer la naturaleza del mismo.

## BIBLIOGRAFÍA

ALFONSO-PAVA, G. Jentzsch, & J. Kley. Crustal structure of the southwestern Colombian Caribbean area. A. Mantilla-Pimiento, C. A.. 6th International Symposium on Andean Geodynamics (ISAG 2005, Barcelona), Extended Abstracts: 472-476.

ALFARO, C. y otros. (2000). Colombia, Country Update. Ingeominas, (The Colombian Geological Survey). Santa Fe de Bogotá, Colombia. Proceedings World Geothermal Congress 2000 Kyushu-Tohoku, Japan.

BRIGAUD, F; CHADMAN, D; LE DOUARAN S; Estimating Thermal Conductivity in Sedimentary Basins Using Lithologic Data and Geophysical Well Logs; AAPG V 74, N° 9 September 1990

CACERES H; Estudio Geológico de la Cuenca del Ranchería y Posibilidades de Ocurrencia de Hidrocarburos. Informe Geológico No 685, ECOPETROL, enero de 1980.

-----; CAMACHO R; REYES J; The Geology of the Rancheria Basin, Empresa Colombiana de Petroleos, Ecopetrol; April 1980.

----- . Guide book to the geology of the Ranchería Basin. Soc. Col. Geol. Geofís. Petr. 1980.

Cartografía Geológica Cesar Ranchería, Geoestudios, 2006.

DURHAM, J; Stratigraphy of the Cesar – Rancheria Valleys and the Guajira Peninsula, Geological Report No 539, tropical Oil Company 1946.

ECOPETROL. Dimensionamiento del potencial gasífero en Colombia. Informe Sección 1. Piedecuesta, Santander, 1.998.

HERNÁNDEZ, Marina. GEOLOGÍA DE LA PLANCHA 48 LA JAGUA DE IBIRICO MEMORIA EXPLICATIVA. Bogotá, D.C., 2003

Instituto Colombiano del Petróleo; Proyecto Cesar – Ranchería Informe Final de Geología ECP – 199

IRVING, E. M. 1975. Structural evolution of the norther most Andes, Colombia. U.S. Geol, Profesional paper 846, 47 p.

KELLOGG, J. 1984. Cenozoic Tectonic History of the Sierra de Perijá, Venezuela-Colombia, and adjacent basins. Geol. Soc. Ame. Mem 162.

-----; BONINI, W.E., 1982. Subduction of the Caribbean Plate and basement uplifts in the overriding South American plate. En: Tectonics. Vol 1; p. 251-276.

KOCHINSKY. D, MALDONADO, A; Interpretación Geológica de la Interpretación Sísmica de la Subcuenca Ranchería, 003682783 EPIS.

Lopatin (1971)

LILL, R; Nugent J; Geology of the East Cesar Valley, Geological Report No 1009, Tropical Oil Company 1950.

NAGIHARA S., BROOKS J. M., COLE G. Y LEWIS T., 2002. Application of marine heat flow data important in oil gas exploration. OIL & GAS JOURNAL, PenWell Corporation, 7p.

Nota técnica Cesar Ranchería ECP - 198.

OLAYA, Iván D; Cuencas fronteras Cesar – Ranchería Informe de Recopilación de Información ECP – 1994

Potencial Petrolífero Cuenca Cesar Ranchería, Tomo I, Informe general. GEOPETROCOL Ltda. Diciembre 1998.

Potencial Petrolífero Cuenca Cesar Ranchería, Tomo I, Informe general. GEOPETROCOL Ltda. Diciembre 1998.

Proyecto Cesar Ranchería, informe final geología, 1990.

Tissot y Welte, 1984.

TURCOTTE, D; SCHUBERT, G. Geodynamics., 1982. New York: Jhon Wiley and Sons, 446 p.

TISSOT B P Y WELTE D H.. Petroleum formation and ocurrente. 2a Edition. Springer – Verlog Berlin Heidelberg Nueva York. Tokyo. (1984). P 458. ISBN 0-387-13281-3.

Tutorial **SeisVision** (R2007.1 HALLIBURTON - LANDMARK),

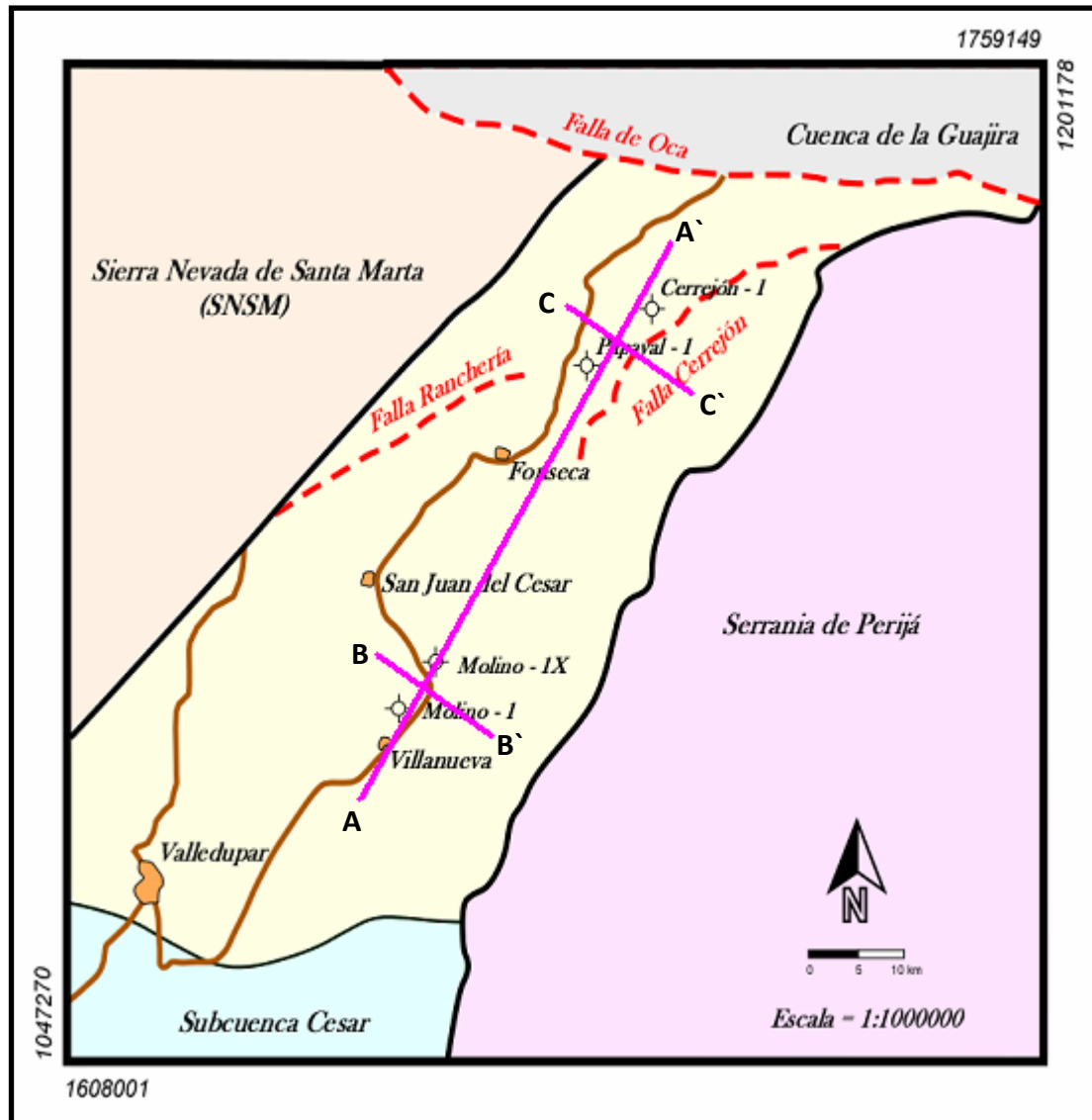
Tutorial **GeoGraphix Explorer** (R2007.1 HALLIBURTON - LANDMARK).

Van Hinte (1978)

WAPLES, D. W., 1980, Time and temperature in petroleum formation: application of Lopatin's method to petroleum exploration. En: AAPG Bulletin. Vol 64; p. 916 - 926.

ANEXOS

Anexo A. Mapa de Localización, Secciones Cronoestratigraficas



Anexo B. [Sección Cronoestratigrafica A – A'](#)

Anexo C. [Sección Cronoestratigrafica B – B'](#)

Anexo D. [Sección Cronoestratigrafica C – C'](#)