



*CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA EN ÁREAS DE EXPLORACIÓN DEL VALLE
MEDIO DEL MAGDALENA (V.M.M.) BASADA EN INFORMACIÓN
ESTRATIGRÁFICA, SÍSMICA Y PETROFÍSICA.*

JOHN MARIO BALLESTEROS PRADA 2031005

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2010



**CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA EN ÁREAS DE EXPLORACIÓN DEL VALLE
MEDIO DEL MAGDALENA (V.M.M.) BASADA EN INFORMACIÓN
ESTRATIGRÁFICA, SÍSMICA Y PETROFÍSICA.**

JOHN MARIO BALLESTEROS PRADA 2031005

*Proyecto de grado presentado como requisito parcial
para optar al título de Geólogo.*

Director de la práctica Empresarial:
Geólogo Msc. JORGE EDUARDO PINTO VALDERRAMA
Escuela de geología UIS

Tutor de la práctica Empresarial:
Geólogo Msc. LUIS ERNESTO ROJAS
Gerencia de Exploración Nacional V.M.M. ECOPETROL S.A.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2010

Bogotá, 04 de Septiembre de 2009



Señores:

Universidad Industrial de Santander **UIS**

Carrera 27 con Calle 9. Edificio Jorge Bautista Vesga.

Por medio de la presente se certifica que el señor **John Mario Ballesteros Prada** finalizó su contrato como aprendiz universitario el día 15 de Agosto del año en curso, quedando así en paz y salvo con todas las labores y entregables requeridos por parte de la Gerencia de Exploración Nacional ECOPEPETROL S.A. (Cuenca del Valle Medio del Magdalena). El señor John Mario Ballesteros Prada se desempeñó de manera sobresaliente como apoyo a los diferentes proyectos del VMM contribuyendo al logro de los objetivos para éste año, así como a reforzar sus conocimientos en el área de la geología del petróleo.

Cordialmente,

Luis Ernesto Rojas

Coordinador de exploración de la cuenca V.M.M.

ECOPEPETROL S.A.

DEDICATORIA

A Dios, por darme siempre oportunidades

A mis Padres por su paciencia y amor

A "Maqnita" y a la "Sonchis" por su apoyo incondicional durante mi carrera

A mis amigos por los buenos momentos.

"Porque después de cada sueño realizado viene uno nuevo por cumplir".

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus más sinceros agradecimientos a:

A la escuela de geología de la Universidad Industrial de Santander, por brindar tantos medios para mi formación profesional.

A la vicepresidencia de exploración nacional ECOPETROL S.A. por brindar la oportunidad a desarrollar este trabajo y realización de la practica empresarial.

Al geólogo Luis Ernesto Rojas, líder de exploración nacional V.M.M. ECOPETROL, y tutor de este proyecto por todas sus enseñanzas y aportes durante el desarrollo de esta práctica empresarial.

A los geólogos del grupo de trabajo de exploración cuenca valle medio del magdalena Sergio, Martin, Sandra, Xiomara, Cesar, Iván, Román, por sus aportes y consejos durante este periodo de practica empresarial.

A la geóloga Paulina Ferreira, por todo su apoyo incondicional, observaciones y aportes en este trabajo y en mi vida.

Al Geólogo Ricardo Mier Umaña, quien con sus aportes ayudo a mejorar la calidad de este proyecto.

CONTENIDO

	Pág
1. INTRODUCCIÓN.....	20
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	21
3. OBJETIVOS.....	22
3.1 OBJETIVO GENERAL.....	22
3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	22
4. INTEGRACIÓN - COMPILACIÓN DE INFORMACION GEOLÓGICA APLICADA A ZONAS ACTUALES DE TRABAJO Y EXPLORACIÓN DEL V.M.M.....	23
4.1 FUENTE DE DATOS.....	23
4.2 INTEGRACIÓN - COMPILACIÓN DE INFORMACIÓN DE POZOS.....	24
4.3 REVISIÓN A LA INFORMACIÓN REFERENTE A CHECK SHOTS EN POZOS DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	27
5. PETROFÍSICA.....	32
5.1. METODOLOGÍA DE TRABAJO APLICADA PARA ANÁLISIS PETROFÍSICOS EN AREAS DE PROSPECCIÓN DEL V.M.M.....	32
5.1.1. Identificación del área petrofísica.....	33
5.1.2. Información disponible.....	34
5.2. CONTROL DE CALIDAD DE LA INFORMACIÓN.....	34
5.2.1. Orden de la información.....	34
5.2.2. Software utilizado y carga de los archivos.....	35
5.2.3. Revisión grafica de los archivos .LAS/.LIS/.DLIS.....	37
5.2.4. Edición de curvas.....	38
5.2.5. Puesta en profundidad entre corridas.....	39
5.2.6. Verticalización del registro SP.....	41

5.2.7. Re-escalamiento.....	43
5.2.8. Filtrados y suavizado de curvas.....	44
5.3. REALIZACION DE HISTOGRAMAS Y CROSSPLOT.....	45
5.4. CALCULOS COMPLEMENTARIOS.....	53
5.4.1. Conversión de matrices Neutrón.....	53
5.4.2. Calculo de las curvas M y N.....	53
5.4.3. Resistividad del Agua aparente R_{wa}	55
5.4.4. Temperatura de la Formación.....	58
5.4.5. Correcciones Ambientales.....	58
5.4.6. V_{Clay}	58
5.5. DETERMINACIÓN DE LA SATURACIÓN.....	59
5.5.1. Parámetro R_w (<i>resistividad del agua</i>).....	59
5.5.2. Parámetros a, m y n.....	62
5.5.3. Cálculo de S_w en el modulo Quick look.....	64
6. CARACTERIZACIÓN ESTRATIGRÁFICA – ESTRUCTURAL EN UN ÁREA PROSPECTIVA DEL V.M.M.....	68
6.1 INFORMACIÓN UTILIZADA PARA LA CARACTERIZACIÓN.....	69
6.2 GENERALIDADES DEL AREA DE TRABAJO.....	71
6.3 UBICACIÓN DEL AREA.....	72
6.4 ESTRATIGRAFÍA DEL ÁREA.....	75
6.5. EVOLUCIÓN TECTÓNICA DEL ÁREA.....	85
6.6. INTERPRETACIÓN MORFOESTRUCTURAL REGIONAL POR MEDIO DE IMÁGENES SATELITALES.....	87
6.7. REVISIÓN DE LA INFORMACIÓN SISMICA 2D DISPONIBLE EN EL AREA.....	101
6.8. NORMALIZACIÓN Y EDICIÓN DE LAS CURVAS DISPONIBLES EN LOS POZOS INVOLUCRADOS.....	106
6.9. REVISION Y CARGA DE LOS TOPES FORMACIONALES PARA CADA POZO.....	106
6.10. CROSS SECTIONS EN LA ZONA DE INTERES.....	110

6.11. DESARROLLO DE UN SISMOGRAMA SINTETICO A UN POZO DE AMARRE.....	113
6.12. INTERPRETACION SÍSMICA – ESTRUCTURAL.....	117
6.13. GENERACIÓN DE MAPAS EN TIEMPO DOBLE (DISCORDANCIA EOCENO MEDIO).....	127
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	139
8. BIBLIOGRAFÍA.....	141

LISTA DE TABLAS.

	Pág
Tabla –1. Registros utilizados en el análisis petrofísico.....	39
Tabla - 2. Cuadro de situación comparando las curvas de cada pozo.....	45
Tabla –3. Programas sísmicos ordenados por décadas.....	102
Tabla – 4. Recolección Topes formacionales.....	107

LISTA DE FIGURAS.

	Pág
Figura –1. Portal de Información ITEP y sección de información de Pozos.....	23
Figura – 2. Organización de toda la información de pozo recolectada.....	25
Figura 3. Inventario digital realizado a la base de datos interna de pozos de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	26
Figura – 4. Inventario de comparación a la información de VSP y Check Shot descargada con la cargada en Geoframe.....	29
Figura – 5. Carga y revisión de Check Shot a los pozos en los proyectos de Geoframe.....	30
Figura – 6. Muestra de los archivos en Excel que se generaron con los resultados de la revisión y carga de los datos de check shot (parte superior) en los proyectos de Geoframe y la ubicación específica de los mismos en cada proyecto (parte inferior).....	31
Figura – 7. Inventario de la Información a utilizar en el análisis petrofísico.....	35
Figura - 8. Barra de herramientas del software Power Log.....	35
Figura – 9. Revisión y carga de un archivo .LAS en el software Power Log.....	36
Figura -10. Comparación visual de los registros originales con las curvas .LAS cargadas en el software.....	38
Figura – 11. A la Derecha se observa el registro DT con problemas de profundidad. A la izquierda se encuentra corregido.....	41
Figura - 12. Ejemplo de Verticalización del registro SP en base a la línea de arcillas generada por los registros resistivos	43
Figura - 13. Suavizado y filtrado de una curva SP (derecha curva filtrada).....	44
Figura – 14. Histograma realizado a las curvas SP.....	47
Figura – 15. Histograma del registro GR disponible en los pozos a analizar.....	48

Figura -16. Crossplot Neutrón-Densidad.....	49
Figura - 17. Modulo Synthetic Curve Generator , generador de la ecuación para la curva sintética basado en curvas de referencia.....	50
Figura - 18. Modulo Synthetic Curve Generator , aplicando dicha ecuación en los pozos que no poseen curva DT.....	51
Figura - 19. Histograma de las resistividades en 5 pozos del análisis.....	52
Figura – 20. Conversión de la matriz del registro Neutrón.....	53
Figura –21. Modulo Basic Log Functions en Power Log.....	54
Figura – 22. Crossplot M-N realizado a los pozos con información de las curvas DT, NPHI y RHOB.....	54
Figura – 23. Modulo N-D Crossplot porosity y N-S Crossplot porosity para calcular la curva de porosidad.....	55
Figura – 24. Cálculo de la curva de porosidad en base al registro sínico y Densidad en Basic log funtions.....	56
Figura – 25. Calculo curva de porosidad modulo Quick look.....	57
Figura – 26. Calculo de la curva de Rwa para cada pozo.....	57
Figura – 27. Modulo Clay volume y tabla de datos estadísticos.....	58
Figura – 28. Comparación de la curva Rwa con un DST.....	60
Figura – 29. Carta de interpretación Resistivity of NaCl Solutions cortesía de Schlumberger.....	61
Figura – 30. CrossPlot de Picket en dos pozos mostrando la calibración de los parámetros m, n y Rw.....	63
Figura – 31. Modulo Quick look para deducir la curva de Saturación Sw y su modelo característico.....	65
Figura – 32. Modulo Bacht summary.....	66
Figura – 33. Inventario digital de la información de pozos del área.....	70
Figura – 34. Mapa de Localización del área.....	73
Figura – 35. Mapa Geológico área de trabajo. Tomado del Atlas geológico de Colombia, plancha 5-06 Ingeominas.....	74
Figura – 36. Columna Estratigráfica Generalizada VMM.....	77

Figura – 37. Imagen LANDSAT referenciando la zona de interés.....	88
Figura 38. Área con los principales datos Cargados en el SIG.....	89
Figura 39. Interpretación de los principales lineamientos estructurales en el área.....	91
Figura – 40. Evolución de la rotación flexural del Valle del Magdalena por levantamiento transpresivo del sistema de flor positiva las Brisas.....	93
Figura – 41. D.E.M y Contorneo del Área.....	96
Figura – 42. TIN formado a partir de curvas de nivel.....	97
Figura – 43. Exageración vertical de 7 aplicada al TIN.....	99
Figura – 44. Zoom del área de interés al TIN con exageración vertical, dos puntos de vistas orientados NE-SW (arriba) y SW-NE (abajo) enmarcando las anomalías superficiales.....	100
Figura – 45. SHIF realizado a una línea sísmica 2D.....	103
Figura – 46. Ubicación y estadística de las líneas sísmicas 2D presentes en el área.....	105
Figura – 47. Parte superior Modulo Wel Pix mostrando cada pozo con los topes cargados, Parte inferior atributo de relleno a los perfiles de cada pozo.....	109
Figura – 48. Cross Section propuestas en el área.....	110
Figura – 49. Correlación N-S, JMB-NS-1.....	112
Figura – 50. Desarrollo del sismograma sintético en el Modulo Sintetics del software GEOFRAME.....	115
Figura – 51. Corrección de la deriva en el registro sísmico basado en el Checkshot.....	116
Figura – 52. Sismograma sintético ajustado en la línea sísmica 2D le-81-02.....	117
Figura- 53. Sección sísmica de Buzamiento perteneciente a la zona Sur del área. Parte superior No interpretada, parte inferior interpretada.....	120
Figura- 54. Sección sísmica de Buzamiento perteneciente a la zona Centro del área. Parte superior No interpretada, parte inferior interpretada.....	121

Figura- 55. Sección sísmica de Buzamiento perteneciente a la zona Norte del área. Parte superior No interpretada, parte inferior interpretada.....	122
Figura- 56. Sección sísmica de Rumbo perteneciente a la zona Oeste del área. Parte superior No interpretada, parte inferior interpretada.....	123
Figura- 57. Sección sísmica de Rumbo perteneciente a la zona Este del área. Parte superior No interpretada, parte inferior interpretada.....	124
Figura- 58. Disposición de las líneas sísmicas 2D presentes en el área, visualizadas en el modulo GEOVIZ de Geoframe.....	125
Figura- 59. Disposición de los componentes asociados a la interpretación (horizontes, fallas, pozos) en el área, visualizados con exageración vertical de 3.5 en el modulo GEOVIZ de Geoframe.....	126
Figura- 60 líneas sísmicas 2D con interpretación del horizonte JMB-DISC-EO en el área.....	128
Figura- 61. Interpretación del horizonte JMB-DISC-EO con exageración vertical de 3.5 en el área, visualizado en el modulo GEOVIZ.....	128
Figura- 62. Interpretación del las fallas (fault boundaries) que cortan al horizonte JMB-DISC-EO.....	129
Figura- 63. Visualización del horizonte JMB-DISC-EO, las fallas o fault boundaries y los pozos con registro SP y resistivo en el área, visualizado con exageración vertical de 3.5 en el modulo GEOVIZ.....	130
Figura- 64. Modulo Structural griding de BASEMAP (IESX), para ajustar los parámetros de grillado.....	131
Figura- 65. Mapa estructural en tiempo doble a la discordancia del Eoceno Medio.....	132
Figura- 66. Visualización de la grilla y el contorno perteneciente al horizonte JMB-DISC-EO, visualizado con exageración vertical de 3.5 en el modulo GEOVIZ...	133
Figura- 67. Visualización de todo el set de datos producto del mapeo estructural (líneas sísmicas 2D, superficies modeladas, pozos y fallas), visualizado con exageración vertical de 3.5 en el modulo GEOVIZ.....	134

Figura- 68. Modelado 3D de las superficies interpretadas (2 Discordancias y 2 Topes formacionales de edad Cretácica.....	135
Figura- 69. Distribución de la información sísmica 2D en el área norte.....	137
Figura- 70. Idea exploratoria en las secciones sísmicas de amarre.....	138

TITULO: CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA EN ÁREAS DE EXPLORACIÓN DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (V.M.M.) BASADA EN INFORMACIÓN ESTRATIGRÁFICA, SÍSMICA Y PETROFÍSICA.*

AUTOR: Ballesteros Prada, John Mario **

PALABRAS CLAVE: Base de datos de pozo en el VMM, metodología de trabajo, análisis petrofísico, interpretación sísmica, análisis estratigráfico.

RESUMEN

Durante la fase de exploración de hidrocarburos en Colombia, y en este caso en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, es necesaria la completa interacción con toda la información geológica disponible de la cuenca, de este modo se realiza basado en un control de calidad, una base de datos con información tanto de pozos perforados en la cuenca VMM como información geológica de campo de la misma. Al momento de poseer esta base de datos con un buen grado de confiabilidad en la información recolectada, se procede a la realización de análisis estratigráficos del área (*basada en información de pozos perforados como topes formacionales, well logs, columnas o secciones medidas en campo*), como de una interpretación sísmica estructural de la geología del subsuelo (*basada en información geofísica 2D*), todo esto en un protocolo o metodología de trabajo la cual optimiza el proceso en la exploración. A su vez, se realiza un análisis del tipo petrofísico en un área ya escogida como prospecto en donde intervienen los datos recolectados y revisados (*Well logs. Informes o reportes de pozo, imágenes y correlaciones*) para generar valores de saturación en una formación o estrato de interés con algún tipo de acumulación de hidrocarburo. De este modo se pudieron generar Correlaciones o transectas estratigráficas en el área, también por medio de la interpretación sísmica de las líneas 2D disponibles se generaron mapas en tiempo doble al tope tanto de las discordancias del Eoceno Medio y Mioceno Medio como de formaciones de edad Cretácico, con fines de caracterización geológica en áreas prospectivas en la cuenca VMM.

* Trabajo de grado modalidad Práctica empresarial, desarrollado en la gerencia de exploración nacional ECOPETROL S.A. Valle Medio del Magdalena.

* Facultad de ingenierías físico – Químicas, escuela de Geología. Director Geólogo Msc. Jorge Eduardo Pinto (UIS), Tutor de la practica empresarial Geólogo Msc. Luis Ernesto Rojas (ECOPETROL VEX-GEN).

TITLE: GEOLOGICAL CHARACTERIZATION IN EXPLORATION AREAS OF THE MIDDLE MAGDALENA VALLEY BASIN (V.M.M.) BASED ON STRATIGRAPHY, SEISMIC AND PETROPHYSIC INFORMATION. *

AUTHOR: Ballesteros Prada, John Mario **

KEY WORDS: VMM Well data base, work Methodology, petrophysical log analysis, seismic interpretation, stratigraphic analysis.

ABSTRACT

During the oil exploration phase in Colombia, and in this case, over the Middle Magdalena valley basing, it's necessary a total interaction between the whole geologic information available about this basin or area. In this way, a data base has been made based in a quality control, which contains information about the drilled wells that in the VMM basin and geological field information collected in this basin. At the time of having this data base, with a reasonable confiablility grade on this collected information, it's follow by a realization on stratigraphic analysis on this area (*based on well information like formational tops, well logs and stratigraphic cross sections*), and structural seismic interpretation of all geologic configuration (*based on 2D geophysics information*). All that in a protocol or methodology of work which optimizes the process in the exploration. In turn, an petrophysics analysis is realized in an area already chosen as prospectus where they control the gathered and checked information (*based on well logs, well reports, images and correlations*), to generate saturation values in a selected formation or stratum with some type of a hydrocarbon accumulation. Correlations or cross sections could be generated in the area, Also by means of the 2D seismic lines interpretation, maps were generated in double time to the ceiling both of the disagreements of the Average Eocene and Mioceno Medio and formations of age Cretaceous, with purposes of geological characterization in prospectives zones in the basin VMM.

* Trabajo de grado modalidad Práctica empresarial, desarrollado en la gerencia de exploración nacional ECOPETROL S.A. Valle Medio del Magdalena.

* Facultad de ingenierías físico – Químicas, escuela de Geología. Director Geólogo Msc. Jorge Eduardo Pinto (UIS), Tutor de la practica empresarial Geólogo Msc. Luis Ernesto Rojas (ECOPETROL VEX-GEN).

1. INTRODUCCIÓN

El trabajo realizado en esta ocasión se desarrollo gracias a la convocatoria realizada por parte de ECOPETROL S.A. en donde se gestiono la participación de un aprendiz universitario en la Gerencia de Exploración Nacional, el cual sirviera de apoyo en toda la labor referente a la exploración de hidrocarburos en la cuenca del Valle medio del Magdalena V.M.M.

Por medio de este trabajo de grado desarrollado en la modalidad “Practica empresarial” se definirá un protocolo de manejo de datos, comenzando con la apropiada recolección y revisión de toda la información estratigráfica, geofísica, estructural y petrofísica de pozos del Valle Medio del Magdalena (V.M.M.), como la información general en cuanto a geología de superficie, la cual se almacenará de manera ordenada y con un fácil acceso para todo el grupo de trabajo de exploración; esto con el fin de servir de apoyo valedero a la tarea de interpretación sísmica “*exploratoria*” que realiza el grupo de trabajo de la cuenca del V.M.M.

Por otro lado, la selección e interpretación de información geológica con fines a caracterizar de manera estratigráfica, estructural y petrofísica zonas prospectivas del V.M.M., es una labor importante y a destacar en la realización de este trabajo, intentando de esta manera aportar con el objetivo de buscar y reevaluar oportunidades exploratorias en la cuenca.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Por muchas décadas la cuenca del Valle medio del Magdalena ha sido motivo de estudio y exploración gracias a su prolifera condición en términos de explotación de hidrocarburos; de este modo la información obtenida por las diferentes entidades petroleras a través de la historia es abundante y en muchos casos no se le ha dado un buen manejo en términos de control de Calidad y almacenamiento para una posterior reinterpretación.

En la Gerencia de exploración Nacional de ECOPETROL S.A. y más específico el grupo de exploración de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, tienen como fin incrementar la actividad de perforación exploratoria, basada en la integración e interpretación de información Geológica existente necesaria al momento de definir un patrón estructural predominante y un modelo tanto estratigráfico como petrofísico para una zona en prospección o una ya perforada; teniendo en cuenta la importancia que se le tiene que dar al estado de esta información, el cual será vital al momento de ejecutar dicha tarea de interpretación. Este tipo de información se encuentra en su gran mayoría disponible en la base de datos ITEP (*Información Técnica de Exploración y Producción*).

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Aplicar de forma sistemática un protocolo de trabajo, basado en la integración y análisis de información geológica en áreas de exploración del Valle Medio del Magdalena para la Gerencia Nacional de Exploración – ECOPETROL S.A.

3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Realizar una base de datos interna en donde toda la información geológica compilada de los pozos de interés este en una forma organizada y ordenada.
- Hacer un control de calidad a toda la información recopilada, la cual servirá como base en la labor de interpretación ya sea del tipo sísmica, estratigráfica y petrofísica.
- Realizar interpretación de tipo Estratigráfica, estructural y Petrofísica enfocada a zonas prospectivas del V.M.M basada en el desarrollo de un protocolo de trabajo definido.

4. INTEGRACIÓN - COMPILACIÓN DE INFORMACION GEOLÓGICA APLICADA A ZONAS ACTUALES DE TRABAJO Y EXPLORACIÓN DEL V.M.M.

En esta sección se mostrara todo el proceso de recolección y ordenamiento referente a la información geológica de pozos requerida por parte del grupo de trabajo del V.M.M. y su posterior reporte ante la empresa.

4.1. FUENTE DE DATOS

Como una herramienta más de trabajo en ECOPETROL, el portal **ITEP** (*Información Técnica de Exploración y Producción.*) se generó con la finalidad de administrar, cargar, validar, integrar, consultar y descargar información y datos para los distintos proyectos de la empresa. Este portal tiene un cubrimiento en las distintas áreas y proyectos tanto de Exploración como Producción. La información se encuentra ordenada en 6 niveles los cuales son: Pozos, Sísmica, Inventarios, Proyectos, SIG, play Fair Way Maps. Como se muestra en la figura 1.

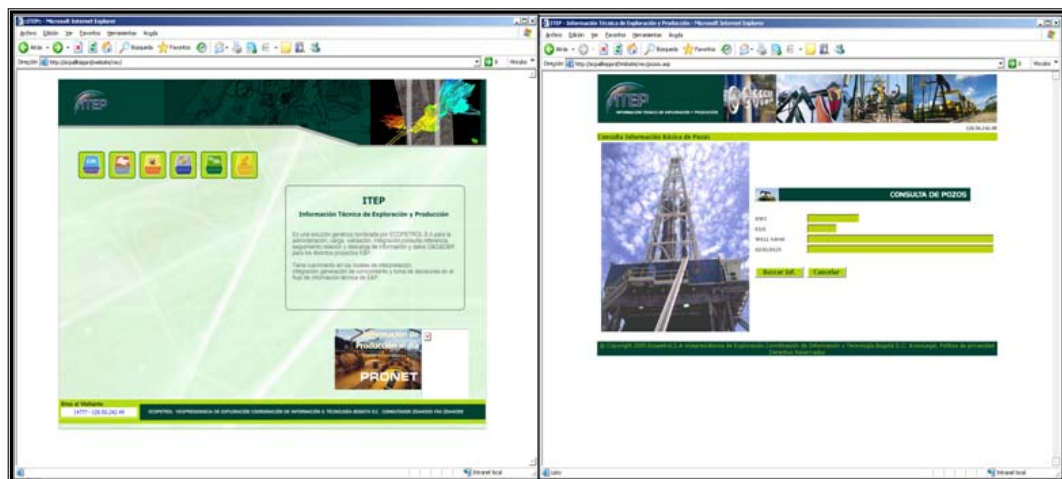


Figura 1. Portal de Información ITEP y sección de información de Pozos

4.2. INTEGRACIÓN - COMPILACIÓN DE INFORMACIÓN DE POZOS.

De este modo se comienza a realizar la base de datos interna específica para el grupo de exploración del Valle medio del Magdalena. Cabe resaltar que este portal tiene algunas deficiencias propias del manejo de grandes paquetes de información, se pudieron encontrar irregularidades en documentos como de pozos cambiados, documentos e información en blanco o mal cargada, caída de la red al momento de descargar la información entre otras. Por esto cabe resaltar la tarea realizada en el control de calidad propio para esta información en la base de datos interna; la cual culminó con un número de 216 pozos, los cuales se seleccionaron basándose en las necesidades propias del grupo de trabajo, como análisis estratigráficos, petrofísicos y de amarre con las diferentes interpretaciones sísmicas realizadas en áreas de interés exploratorio, los cuales pasaron por una etapa de revisión y orden.

La forma en que se organizó esta información fue la siguiente:

A cada pozo se le asignó una carpeta con nombre propio, en la cual se almacenaría toda la información disponible para este y se organizarían alfabéticamente para su fácil acceso, esta información propia de cada pozo se divide en tres paquetes como los son: **Imágenes** (.TIFF), **Well Logs** (.LAS .LIS .DLIS) y **Reportes o documentos** (.PDF).

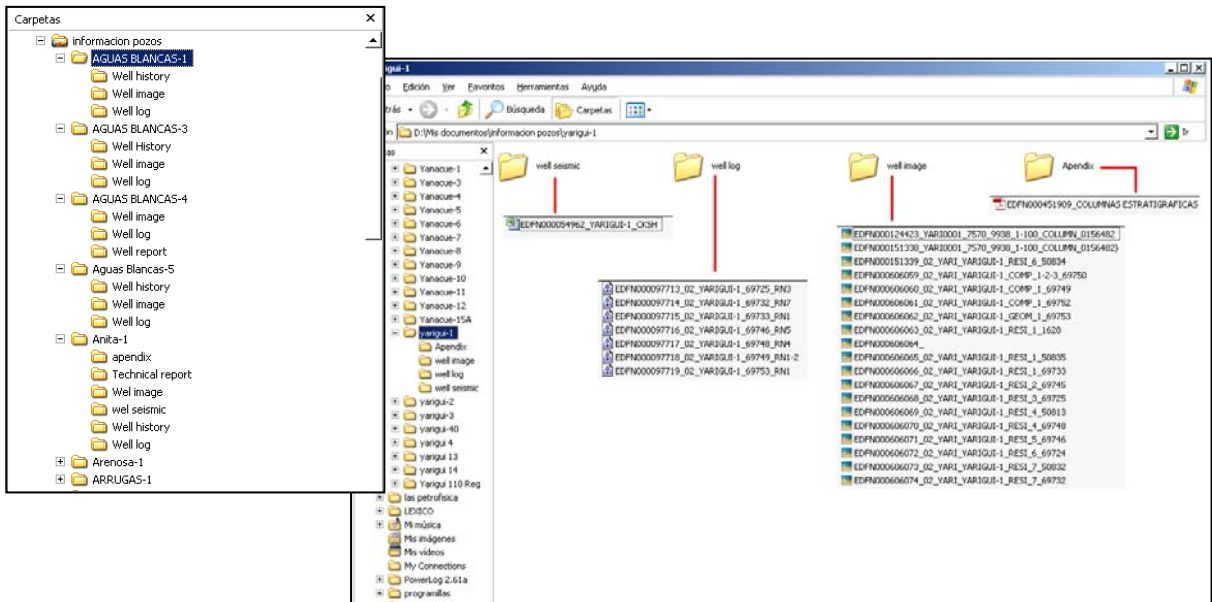


Figura – 2 Organización de toda la información de pozo recolectada.

De este modo se descargo y se revisó toda la información, ordenándola jerárquicamente en subcarpetas como se muestra en la figura – 2.

Cabe adicionar que a cada archivo se le respeta su número de inventario original y se le proporciona un nombre con el que se pueda identificar fácilmente al momento de hacer un posterior inventario interno o de grupo de trabajo. A la hora de revisar informes de *prospectos* o *leads* ya realizados en la cuenca, la información está disponible en papel junto a una colección amplia de Registros Gráficos Compuestos de la mayoría de pozos en sectores de exploración de la cuenca V.M.M., y disponible a todo el grupo de trabajo, lo que no ocurría con la información disponible en *ITEP*, la cual nunca se había compilado en un ordenador, si no que había que realizar la descarga de los archivos individualmente quitando tiempo de interés al intérprete.

Esta base de datos interna para el V.M.M. se guardo en el ordenador BOGED10233 y se compartió en red con cada uno de los integrantes de la cuenca

para su fácil y rápida interacción e identificación. Finalmente se entrega a todo el grupo de trabajo un inventario detallado de la labor de recolección de toda la información en formato HTML con el PAD o ubicación de cada archivo referenciado, información sobre el tamaño del mismo, fecha de descarga e hipervínculo en cada dato, el cual es de fácil manejo y búsqueda de cualquier dato relacionado con los pozos de interés. En la figura 3 se puede observar un tramo o sección de este inventario digital.

Nombre	Tamaño	Fecha	Hora
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUEBLO CHUCURI-1			
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUEBLO CHUCURI-1\WELL HISTORY	DIR	13/03/2009	04:08:57 p.m.
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUEBLO CHUCURI-1\WELL IMAGE	DIR	13/03/2009	04:08:57 p.m.
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUEBLO CHUCURI-1\WELL LOG	DIR	13/03/2009	04:06:06 p.m.
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUEBLO CHUCURI-1\Pueblo chucuri-1 Inventario.xls	59.5 KB (60928 bytes)	13/03/2009	04:04:23 p.m.
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUEBLO CHUCURI-1\WELL HISTORY			
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUEBLO CHUCURI-1\WELL HISTORY\EDFN000415397_WELL_FILES_ETAPA_POZO_ACTIVIDADES PRELIMINARES_FORMA 4.CR - INTENCION DE PERFORAR.TIF	58.0 KB (59351 bytes)	13/03/2009	04:07:59 p.m.
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUEBLO CHUCURI-1\WELL HISTORY\EDFN000415398_PUEBLO CHUCURI-1 MAPAS DE LOCALIZACION.TIF	47.7 KB (48825 bytes)	13/03/2009	04:08:28 p.m.
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUEBLO CHUCURI-1\WELL HISTORY\EDFN000415399_PUEBLO CHUCURI-1 INFORMES DIARIOS DE PERFORACION.TIF	2.07 MB (2175374 bytes)	13/03/2009	04:08:49 p.m.
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUEBLO CHUCURI-1\WELL IMAGE			
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUEBLO CHUCURI-1\WELL IMAGE\EDFN000131634_02_ND_PUEBLO-CHUCURI-1_GEOL_1_43225.TIF	535.9 KB (548777 bytes)	13/03/2009	04:05:48 p.m.
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUEBLO CHUCURI-1\WELL IMAGE\EDFN000131635_02_ND_PUEBLO-CHUCURI-1_GEOL_1_43225.TIF	2.52 MB (2642449 bytes)	13/03/2009	04:05:59 p.m.
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUEBLO CHUCURI-1\WELL IMAGE\EDFN000131636_02_ND_PUEBLO-CHUCURI-1_RESI_1_2_43224.TIF	1.06 MB (1108040 bytes)	13/03/2009	04:06:39 p.m.
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUEBLO CHUCURI-1\WELL IMAGE\EDFN000131637_02_ND_PUEBLO-CHUCURI-1_RESI_1_43222.TIF	3.88 MB (4071258 bytes)	13/03/2009	04:06:47 p.m.
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUEBLO CHUCURI-1\WELL IMAGE\EDFN000131638_MICROLOG 1998-7258' RUN 1 11-Feb-59 1-200FT TUFF.TIF	3.21 MB (3367983 bytes)	13/03/2009	04:06:56 p.m.
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUEBLO CHUCURI-1\WELL IMAGE\EDFN000131639_JEL INDUCTION ELECTRICAL LOG 71 50-9274' RUN 2 18-Feb-59 1-200FT TUFF.TIF	1.14 MB (1192065 bytes)	13/03/2009	04:07:10 p.m.
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUEBLO CHUCURI-1\WELL IMAGE\EDFN000131640_MICROLOG 7140-9280' RUN 2 18-Feb-59 1-200FT TUFF.TIF	1.28 MB (1342506 bytes)	13/03/2009	04:07:26 p.m.
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUEBLO CHUCURI-1\WELL IMAGE\EDFN000131641_02_ND_PUEBLO-CHUCURI-1_RESI_ND_130944.TIF	381.6 KB (390764 bytes)	13/03/2009	04:07:39 p.m.
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUEBLO CHUCURI-1\WELL IMAGE\thumbs.db	7.0 KB (7168 bytes)	13/03/2009	04:07:40 p.m.
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUEBLO CHUCURI-1\WELL LOG			
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUEBLO CHUCURI-1\WELL LOG\EDFN000094263_JEL INDUCTION ELECTRICAL LOG 71 50-9274' RUN 2 18-Feb-59 1-200FT TUFF LAS	240.5 KB (246312 bytes)	13/03/2009	04:05:10 p.m.
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUEBLO CHUCURI-1\WELL LOG\EDFN000094264_02_PUEBLO-CHUCURI-1_43233_RN1 LAS	1.57 MB (1643972 bytes)	13/03/2009	04:05:34 p.m.
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUERTO-1			
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUERTO-1\WELL IMAGE	DIR	18/06/2009	08:02:38 a.m.
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUERTO-1\WELL LOGS	DIR	18/06/2009	08:02:40 a.m.
D:\Mis documentos\informacion pozos\PUERTO-1\Puerto-1 Inventario.xls	53.0 KB (54272 bytes)	01/04/2009	12:33:19 in m

Figura 3. Inventario digital realizado a la base de datos interna de pozos de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

4.3. REVISIÓN A LA INFORMACIÓN REFERENTE A CHECK SHOTS EN POZOS DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.

A la hora de realizar una interpretación sísmica en tiempo, es necesario tener información geofísica directa de pozos, para ajustar y amarrar ya sean datos de horizontes interpretados, marcadores en los pozos o relacionar directamente los perfiles (*en profundidad*) con la sísmica (*En tiempo*). Por esto, la información o los datos que nos generan estos estudios de geofísica de pozo (CHECK SHOTS y VSP), son de valiosa importancia y deben estar muy bien controlados a la hora de ser utilizados.

De esta manera se realizó una búsqueda de los pozos en el Valle Medio del Magdalena que contaran con información de CHECK SHOT y VSP para su posterior revisión y ajuste del set de datos. Posterior a almacenar la información digital recolectada (formato Excel), se lleva a cabo una fase de organización por orden alfabético a esta información por medio de carpetas, y se realiza el respectivo inventario digital de todos los pozos. A la hora de tener esta información ordenada, se revisa cual es el estado actual de la información disponible en cada proyecto de Geoframe; finalmente se hace una comparación de toda la información ya organizada y descargada con la ya cargada en los diferentes proyectos del VMM en la plataforma Live Quest Geoframe de Schlumberger (licencia de la gerencia de exploración nacional). Lo cual se generó una tabla de resultados figura - 4.

Los datos de cada check shot o vsp se encuentran tabulados en formato Excel y son revisados uno por uno para detectar incongruencias y errores, a su vez es inferido a este, el datum de 0.00 metros sobre el nivel del mar, ya que los check shots son calculados para diferentes datums, para de esta manera unificar toda la información a la hora de cargarla en los proyectos del valle medio. También se

calculo el TWOT o tiempo doble de transito a partir del dato de *Vertical Travel Time from Datum* y se revisó las unidades correspondientes para que a la hora de realizar la carga en Geoframe no exista ningún error de unidades (*convertir de milisegundos a segundos*). El resultado de cada corrección y cálculo para cada archivo se unifico en un documento Unicode delimitado por tabulaciones .txt con dos columnas, la primera columna hace referencia al TD en pies y la segunda el TWOTIM ya calculada en segundos para importarlos a la plataforma de Geoframe como un archivo .ASCII de fácil manipulación. Estos archivos se cargaron a cada pozo correspondiente (figura -5), y mediante la utilidad *ASCII load* estos archivos son asignados a su debido pozo o **Borehole** contenido jerárquicamente este en un **well** y a su vez en un **Field**. Los resultados se presentaron como un reporte de Excel (*resultado carga.xls* y *ubicación en geoframe.xls*), los cuales son un inventario detallado en cuanto a la información cargada en cada proyecto, la ubicación en el proyecto como tal y la comparación con la base de datos en digital que se recopiló durante esta labor. Figura 6.

El total de pozos a los que se les revisaron los datos de *Check shot* y *VSP* fue de 154, de esta forma a los check shots cargados y revisados en este trabajo en cada proyecto de Geoframe se les añadió a su nombre el sufijo -J- (**AGUAS_CLARAS_CKSH - J - Checkshot**) para llevar un control de la información ya revisada y lista para utilizar por parte del equipo de exploración de la cuenca del valle medio del magdalena.

Pozos con informacion de vel-checkshot-sint..... cargados en el vmm									INVENTARIO DIGITAL DE CHECK SHOT VSP-Reg de Vel...
Llanito Matacuaya	Combulo_92	Guarumo_95	Guarumo temp_166	VMM_Nuevo Mundo_97	VMM_Quebrada Largo_90	VMM_RG_QC_171	VMM_RIO_HORTA_93	VMM_TORCOROMA_96	
A	A	A	A	A	A	A	A	A	A
Aguas blancas-1				Aguas Blancas-1		Aguas blancas-1	Agata-1	Aguachica-1	AGATA-1_CKSH_EDFN000054161.xls
Aguas blancas-3				Aguas Blancas-2		Aguas blancas-2	Agata-1st1		Agata_1ST_1chst_EDFN000054162.XLS
Aguas claras-1				Aguas claras-4		Aguas blancas-4			AGUACHICA-1_CKSH_EDFN000054163.XLS
Anita-1				Aguas claras-4		Ambalema-1			aguas blancas 4CKSH.xls
Arrugas-1				Arenosa-1		Angeles 2			AGUAS_CLARAS-1_CKSH_EDFN000054165.XLS
									AGUAS_CLARAS-4_CKSH_EDFN000054166.XLS
									ALMENDRO-1_CKSH.xls
									ANGELES-1_CKSH_EDFN000054187.XLS
									ANGELES-7_VSP_EDFN000054188.XLS
									ANITA-1.xls
									Arcangel_1_vel_report_EDFN000054210(1).XLS
									Armero_1_vel_report_EDFN000054213(1).XLS
B	B	B	B	B	B	B	B	B	B
Banbuco-1	Beltran-1	Bellavista-1	Bellavista-1	Bellavista-1		Barranca lebrija-1	Bronce-1	Bosques-2	BALSO-1_CKSH_EDFN000054232.XLS
Bellavista-1	Bronce-1	Bosques-1		Berlin-1		Barranca lebrija-10	Bronce-2		BAMBUCO-1_CKSH_EDFN000054233.XLS
Berlin-1				Berlin-2		Barranca lebrija-2			BELLAVISTA-1(III).xls
Berlin-2				Bosques-1		Barranca lebrija-3			bellavista-1-checkshot.xls
Bosques-1				Bosques-2		Barranca lebrija-6			BELLAVISTA-1_CKSH_EDFN000054241.XLS
Bosques-2				Braval-2		Barranca lebrija-7			BOSQUES-1_CKSH_EDFN000054244.xls
						Barranca lebrija-8			BRONCE-1_CKSH_EDFN000054246.XLS
						Barranca lebrija-9			BRONCE-2_CKSH_EDFN000054247.XLS
						Berlin-1			
						Berlin-2			
						Bosques-1			
						Bosques-2			
						Buturama-1			
						Buturama-2			
						Buturama-3			
						Buturama-4			
						Buturama-5			

Carpets × **Nombre** ^

- Escritorio
- Mis documentos
- Bloque Tinguá
- Buturama jefe
- Cheks Shots CVMM
 - A
 - B
 - C
 - D
 - E
 - F
 - G
 - H

AGATA-1_CKSH_EDFN000054161_
Agata_1ST_1chst_EDFN000054162
AGUACHICA-1_CKSH_EDFN000054...
aguas blancas 4CKSH
AGUAS_CLARAS-1_CKSH_EDFN000...
AGUAS_CLARAS-4_CKSH_EDFN000...
ALMENDRO-1_CKSH
ANGELES-1_CKSH_EDFN000054187
ANGELES-7_VSP_EDFN000054188
ANITA-1
Arcangel_1_vel_report_EDFN00005...
Armero_1_vel_report_EDFN000054...

Figura – 4 Inventario de comparación a la información de VSP y Check Shot descargada con la cargada en Geoframe.

Well Checkshot Survey Editor - ANGELES-1 CHK_J - Checkshot

Name: ANGELES-1 CHK_J | Borehole: ANGELES-1 | Working Datum (ft): KB 280

CDD and ETZ measured from Project Reference Datum

Checkshot Depth Datum (CDD) (ft): 280 | Elevation At Time Zero (ETZ) (ft): 0

Velocity To Seismic Reference Datum (m/s): 1998.51

Operations	TVD (ft)	TWOTIM (s)	INTV (m/s)	MD (ft)
	280	0	0	280
	500	0.0735	1874.65	500
	1000	0.209	2249.45	1000
	2000	0.46248	2404.92	2000
	2560	0.6012	2468.9	2560

Figura - 5 Carga y revisión de Check shot a los pozos en los proyectos de Geoframe.

INFORMACIÓN DISPONIBLE CHECK SH				
INVENTARIO DIGITAL DE CHEK SHOT-VSP-from ITEMP	CHEK SHOT-VSP- ya cargados y revizados en el proyecto: VMM_RG_QC_171	CHEK SHOT-VSP- ya cargados y revizados en el proyecto: Llanito Matacuaya	CHEK SHOT-VSP- ya cargados y revizados en el proyecto: Cambulos 92	CHEK SHOT-VSP- ya cargados y revizados en el proyecto: guarumo_95
A	A	A	A	A
AGATA-1_CKSH_EDFN000054161.xls	agata-1 chk J - Checkshot	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO
Agata_1st1_chkst_EDFN000054162.XLS	agata-1 st1 chk J - Checkshot	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO
AGUACHICA-1_CKSH_EDFN000054169.XLS	aguachik 1 chk J - Checkshot	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO
aguas blancas 4CKSH.xls	aguas blancas 4 chk J - Checkshot	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO
AGUAS_CLARAS-1_CKSH_EDFN000054165.XLS	AGUAS_CLARAS_CKSH J - Checkshot	AguasClaras-1 J - Checkshot	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO
AGUAS_CLARAS-4_CKSH_EDFN000054166.XLS	aguas claras 4 chk J - Checkshot	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO
ALMENDRO-1_CKSH.xls	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO
ANGELES-7_VSP_EDFN000054187.XLS	ANGELES-1 CHK J - Checkshot	ANGELES-1 CHK J - Checkshot	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO
ANGELES-7_VSP_EDFN000054188.XLS	angeles-7 chk vsp J - Checkshot	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO
ANITA-1.xls	NO EXISTE EN EL PROYECTO	chk_anita-1 J - Checkshot	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO
arcangel_1_vsp_report_EDFN000054210(1).XLS	arcangel 1 chk J - Checkshot	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO
Americo_1_vsp_report_EDFN000054211(1).XLS	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO
B	B	B	B	B
BALSO-1_CKSH_EDFN000054232.XLS	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO
BAMBUCO-1_CKSH_EDFN000054233.XLS	chk_bambuco-1 J - Checkshot	chk_bambuco-1 J - Checkshot	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO
Bellavista-1-checkshot.xls	Chk_Bellavista-1-J - Checkshot	Chk_Bellavista-1-J - Checkshot	NO EXISTE EN EL PROYECTO	Chk_Bellavista-1-J - Checkshot
BOSQUES-1_CKSH_EDFN000054244.xls	bosque 1 chk J - Checkshot	bosques-J chek shot - Checkshot	NO EXISTE EN EL PROYECTO	bosque 1 chk J - Checkshot
BRONCE-1_CKSH_EDFN000054246.XLS	BRONCE-1 chk J - Checkshot	NO EXISTE EN EL PROYECTO	BRONCE-1 chk J - Checkshot	NO EXISTE EN EL PROYECTO
BRONCE-2_CKSH_EDFN000054247.XLS	bronce 2 chk J - Checkshot	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO	NO EXISTE EN EL PROYECTO

INFORMACIÓN DISPONIBLE CHECK SHOT Y VSP				
VMM_REG_QC_171 (Project)	VMM_LLANITO_MATACUAYA_91 (Project)	VMM_CAMBULOS_92 (Project)	VMM_GUARUMO_95 (Project)	VMM_NUEVO_MUNDO_97 (Project)
AGAT -----> FIELD	LA ROMPIDA -----> FIELD	RNEG -----> FIELD	SANTAELENA -----> FIELD	TEMP -----> FIELD
AGATA-1 -----> WELL	LARO006 -----> WELL	RIO NEGRO-5 -----> WELL	SANTA ELENA-1 -----> WELL	TEMPESTUOSA-1 -----> WELL
AGATA-1 -----> BOREHOLE	LA ROMPIDA-6 -----> BOREHOLE	RIO NEGRO-5 -----> BOREHOLE	SANTA ELENA-1 -----> BOREHOLE	TEMPESTUOSA-1 -----> BOREHOLE
agata-1 chk J - Checkshot	la rompida 6 chk J - Checkshot	rio negro 5 chk J - Checkshot	santa elena vsp J - Checkshot	tempestuosa chk J - Checkshot
AGATA-1ST1	SANTOS	ND	santa elena chk J - Checkshot	TESORO
agata 1st1chk J - Checkshot	SAN RAFAEL-1	QUINA-1	SANTOS	TESORO-8
agata-1 st1 chk J - Checkshot	SAN RAFAEL-1	QUINA-1	SAN RAFAEL-1	TESORO-8
ESCI	san rafael 1 chk J - Checkshot	PITAYA-1	san rafael 1 chk J - Checkshot	tesoro-8 chk J - Checkshot
ESCOCIA-2	ND	PITAYA-1	PUNA	TESORO-5
escocia-2	REGALO-1	PITAYA-1	PUNTAPIEDRA-2	TESORO-5
escocia-2 chk J - Checkshot	REGALO-1	pitaya 1 vsp J - Checkshot	PUNTAPIEDRA-2	tesoro 5 vsp J - Checkshot
OPON	regalo 1 chk J - Checkshot	LUMBI-1	PERL	YARIGUI
OPON-3	PUNTAPIEDRA-2	lumbi chk J - Checkshot	PERALONSO-2	YARIGUI-1
opon 3 chk J - Checkshot	punta piedra 2 chk J - Checkshot	ISLERO-1	PERALONSO-2	YARIGUI-1 CHK SL J - Checkshot
opon 3 vsp J - Checkshot	LAS PAVAS-1	ISLERO-1 ST1	PERALONSO-2_CHK_SL_J - Checkshot	SANTAELENA
OPON-6	LAS PAVAS-1	BRONCE-1	PAVA	SANTA ELENA-1
OPON-6	las pavas 1 cksh J - Checkshot	BRONCE-1	PAVAS-1	santa elena vsp J - Checkshot
opon 6 chk J - Checkshot	COCUYO-1	BRONCE-1	PAVAS-1	santa elena chk J - Checkshot
OPON-14	COCUYO-1ST1	PULI	PAVAS-1_CHECKSHOT_SL J - Checkshot	SANTOS
OPON-14	cocuyo-1 J chek shot - Checkshot	PULI-2	LIEB	SAN RAFAEL-1
Opon14_CKS J - Checkshot	CIRAMA-1	PULI-2	LIEBRE DEEP-1	SAN RAFAEL-1
ND	CIRAMA-1	puli 2 vsp J - Checkshot		san rafael 1 chk J - Checkshot
PALMAS-1	cirama-1 J chek shot - Checkshot			

Figura – 6. Muestra de los archivos en Excel que se generaron con los resultados de la revisión y carga de los datos de check shot (parte superior) en los proyectos de Geoframe y la ubicación específica de los mismos en cada proyecto (parte inferior).

5. PETROFÍSICA

En esta sección se verá reflejado el trabajo producto a una caracterización petrofísica realizada en un área prospectiva de la cuenca V.M.M, en la cual se hará un énfasis en el desarrollo de una metodología de trabajo apoyada por un software petrofísico y la presentación de los diferentes resultados aplicados a un área específica denominada prospecto por todas las características presentadas tanto en la interpretación sísmica como en su análisis estratigráfico.

5.1. METODOLOGÍA DE TRABAJO APLICADA PARA ANÁLISIS PETROFÍSICOS EN AREAS DE PROSPECCIÓN DEL V.M.M.

Los análisis o interpretación petrofísica se utiliza en el área de exploración para dar un conocimiento más claro y específico al determinar condiciones geológicas estáticas fundamentales en las formaciones reservorio o parámetros básicos para el cálculo de las reservas y definición de la calidad del reservorio tales como la litología, el espesor real de las unidades, la porosidad, permeabilidad y Saturación de agua o de fluidos presentes. Basados en este requerimiento, los análisis petrofísicos utilizan como herramientas toda aquella información que es generada al perforar un pozo, en los cuales se encuentran los corazones (cores), ripios, side wall, registros o Well logs, pruebas de formación, análisis de aguas de formación y pruebas especiales como difracción de rayos x y microscopia electrónica; los cuales se relacionan en forma directa con toda la secuencia o formaciones a las cuales se tuvo acceso en la perforación o a su vez cualquier tipo de material que haya estado confinado en estas, ya sea agua, hidrocarburo o gas.

En exploración, al momento de evaluar un reservorio ya se tiene localizada un área prospectiva identificada anteriormente por los intérpretes en la sísmica, y de cierta forma ya se encuentra controlada tanto estructural como

estratigráficamente, por lo cual se tiene un modelo geológico determinado para este propósito o un *play* que con certeza posea información en cuanto a los topes formacionales, tipo de entrapamiento y cierre del mismo. Esta área prospectiva identificada, será el objetivo de los análisis petrofísicos, apoyándose en toda la información que nos generen individualmente todos los pozos y campos cercanos; por esto, cabe resaltar la importancia que se le tiene que dar al modelo estratigráfico y estructural en la zona prospectiva, el cual tiene que estar en forma clara y muy bien definida.

En este caso, se realizó un análisis petrofísico aplicado a una zona prospectiva en el Valle Medio del Magdalena con el apoyo del consultor Lic. Álvaro Sánchez de Bustamante, el cual por medio de la compañía RPS SCOTIA sirve de mentor en la labor del análisis y reportes petrofísicos en áreas de prospección para toda la gerencia de exploración nacional. Gracias a este apoyo se realizó el análisis petrofísico a un set de pozos seleccionados, cercanos al prospecto con la siguiente metodología de trabajo:

5.1.1. Identificación del área petrofísica.

En este caso, el área está bien definida por el prospecto interpretado, y se cuenta apoyada por toda la información de un set de 18 pozos cercanos, los cuales nos relacionaran e interconectan los elementos del *Play* propuesto como la trampa, el sello y el **reservorio**; el cual es el intervalo de estudio primordial para este análisis. También hay que generar o conocer con certeza los topes formacionales en cada uno de los 18 pozos, definiéndolos lo mejor que se pueda, para de esta manera, tener identificada la formación o secuencia a estudiar, que estará delimitada en cada pozo por un intervalo en pies conocido.

5.1.2. Información disponible.

En este primer paso se realiza la recopilación de toda la información disponible de los 18 pozos en la base de datos interna (*realizada con anterioridad en esta práctica*), la cual se menciona anteriormente, y se descartan todas las fuentes disponibles para esta recolección de información. También se tienen en cuenta y se revisan estos pozos cargados en los proyectos de **GEOFRAME** de Schlumberger (licencia de la gerencia de exploración nacional), para tener certeza en que los datos o información recopilada en la base de datos inicial esta o no directamente relacionada con la información de cada uno de estos 18 pozos (*Well logs, Markers*) en los proyectos cargados en el software, de esta manera comparándolos, se puede tener completa la información a preparar para el análisis.

5.2. CONTROL DE CALIDAD DE LA INFORMACIÓN

5.2.1. Orden de la información

Lo primero que se tiene que realizar al tener un contenido grande de información o datos es realizar un orden de acuerdo a su tipo, en este caso, toda la información se dispone o selecciona aparte ya sea en una carpeta o directorio confiable “*a modo de protegerla*” y se agrupa en carpetas individuales por pozos para una identificación fácil y directa.

Cada pozo (*carpeta*) va a contener tres tipos de archivos: Well logs (*archivos LAS para determinar las curvas existentes, aproximadas para cada pozo entre 20 y 30*), Well image (*archivos TIF o PDS*) y Reportes (*relacionados con reportes de competición, mud logging, geológicos, bioestratigráficos...*); de la misma manera en que se organizó la base de datos interna del V.M.M. Al momento de poseer la información ordenada, se realiza su debido inventario en un documento **EXCEL** el cual brindará una vista detallada y de rápido acceso a la información. En este reporte o inventario, se detalla la información directa del dato; en el caso de los

Well log, se describe el intervalo de la corrida y el set de registros utilizados, en los reportes simplemente se sintetiza en una frase el contenido del mismo y en las imágenes, en caso de ser un registro original escaneado, se describe el intervalo de la corrida con su determinada herramienta y si es otro archivo, se describe en forma breve su contenido. Figura - 7

Análisis petrofísico Prospecto						
Inventario y Control de Calidad de la información de Pozos						
Pozo: 1						
ARCHIVOS .LAS			REPORTES		ARCHIVOS DE IMÁGENES .TIFF	
#	Intervalo (ft)	Descripción del registro	#	Descripción del reporte	#	Descripción del reporte
EDF000058060	60/8774	DT	EDF000360003	Resumen de perforación	EDF000128366	Interpretación Dipmeter
EDF000058061	9690/11200	SP/SN/ILD/CILD	EDF000360008	Muestras de zanja	EDF000128367	Gráfico de Velocidad
EDF000058062	8694/12202	SP/CALI/DT	EDF000385713	Dipmeter	EDF000138362	CCL
EDF000058063	30/950	SP/CALI	EDF000385714	Reporte DST	EDF000138327	Carta Desviación
EDF000058064	7284/7578	SP/DI/CALI	EDF000386025	Coordenadas	EDF000138328	Dipmeter pad
EDF000058065	986/7274	CALI/SP	EDF000386322	Registro de brocas	EDF000138329	Dipmeter pad
EDF000058066	8694/11202	SP/CALI/DT	EDF000386323	Topes (propuestos)	EDF000541156	sin documento
EDF000077953	9138/10244	PADS/CALI/RB/AZIM/DEVI	EDF000386873	Análisis agua y Oil	EDF000597480	DT(30/990ft)
EDF000077954	8748/9180	DEVI/AZIM/RB/PADS/CI	EDF000386984	Reporte Dipmeter	EDF000597481	DT(1000/7270ft)
EDF000077933	1600/7600	DIP/AZI/QMAG	EDF000387094	Programa Cementación	EDF000597482	DT(8000/11202ft)
EDF000077956	8800/11200	DIP/AZI/QMAG	EDF000391944	Informe Terminación	EDF000597484	CBL
EDF000077957	1600/8820	MNDR/MCAL/MINV	EDF000473048	Justificación Perforación	EDF000597485	Curva de Temperatura
EDF000077958	8780/11180	MCAL/MINV/MNOR	EDF000482098	Programa Perforación	EDF000597488	LOG SP/ILD (IMPRESO R.G.C.)
EDF000077959	8780/9808	SP/SN/ILD/CILD	EDF000482100	Reporte de Registros	EDF000597489	Micro Perfil (1600/8820ft)
EDF000077960	7530/8818	SP/SN/ILD/CILD			EDF000597490	ILD (100/1000)
EDF000077961	5150/7574	SP/SN/ILD/CILD			EDF000597491	Micro Perfil (8800/11120ft)
EDF000077962	972/5166	SP/SN/ILD/CILD			EDF000597492	ILD (972/5166ft)
EDF000077963	30/1002	SP/SN/ILD/CILD			EDF000597493	ILD (5150/7574ft)
EDF000077964	30/990	DT			EDF000597494	ILD (7530/8818ft)
EDF000077965	1000/7270	DT			EDF000597495	ILD (8694/11202ft)

Figura – 7 Inventario de la Información a utilizar en el análisis petrofísico

5.2.2. Software utilizado y carga de los archivos.

El software utilizado en este análisis es **Power Log** de la compañía **Petcom** (licencia por parte del consultor Álvaro Sánchez de Bustamante), el cual se organiza en forma similar a la metodología que se utiliza en este análisis petrofísico. Dando una presentación rápida del software, se puede observar en su barra de herramientas claramente las siguientes pestañas Figura - 8.

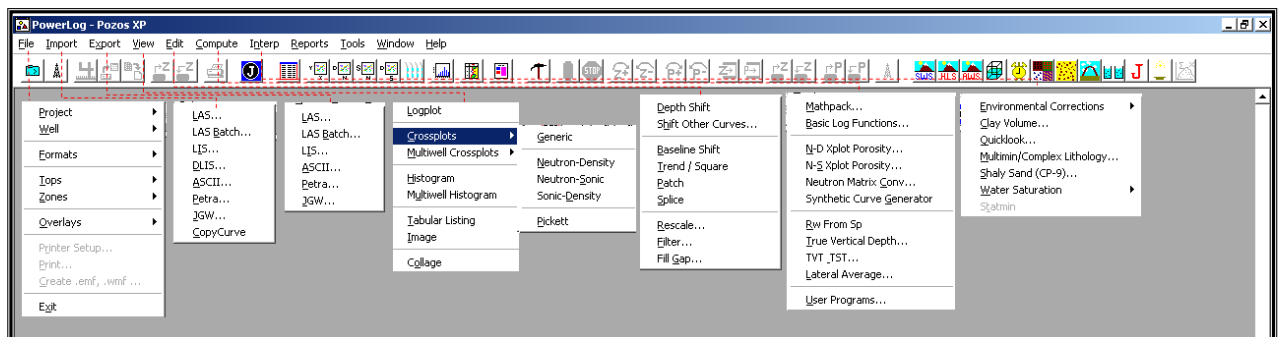


Figura - 8. Barra de herramientas del software Power Log

En la pestaña de **File** se encuentra todo lo relacionado a crear pozos y administrar todos los datos concernientes a esto en cada proyecto; **Import**, en donde se puede realizar la carga de los archivos .LAS .LIS .DLIS o datos tabulados en formato .ASCII y en donde nos da los parámetros de carga y revisión de los datos intrínsecos de las corridas como los cabezales o diferente información adicional.
Figura – 9

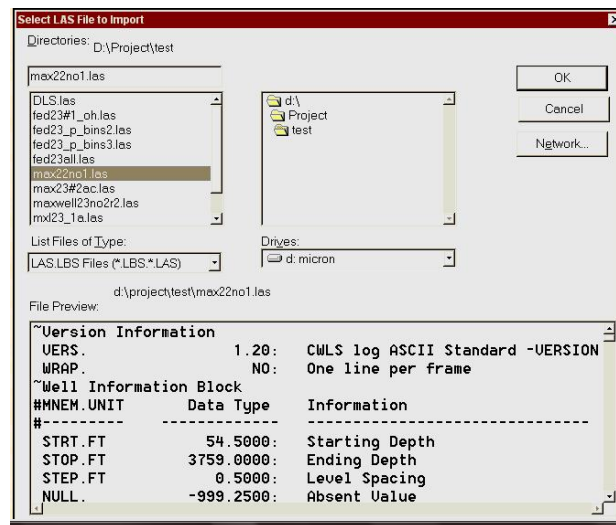


Figura – 9 Revisión y carga de un archivo .LAS en el software Power Log

En la pestaña de **Expor**, nos da la oportunidad de exportar todos los datos y curvas cargadas o generadas, dando la opción de sacarlas del software en cualquiera de los formatos disponibles. En la sección de **View** se despliegan los datos en Logplots, Crossplots, Histogramas e imágenes combinadas de las curvas de uno a más pozos cargados. **Logplot**, el cual nos da opciones de visualización del pozo manipulando escalas y distintas formas de visualización. **Edit**, en donde se encuentran los módulos de edición de curvas puesta en profundidad (Depth Shift), Verticalización de curvas (Baseline Shift), Trend/Square, Patch, and Splice. **Compute**, nos da la opción de realizar los respectivos cálculos con los datos

cargados con módulos como paquetes de análisis matemáticos, funciones básicas con los registros o ecuaciones ya cargadas para determinar porosidad, litologías, resistividades y saturaciones por medio de las curvas cargadas, cálculos de r_w a partir del registro SP y cálculos de TVD (True Vertical Depth), TST (true stratigraphic thickness) y TVT (true vertical thickness). En la pestaña de **Interpretation** están los módulos del cálculo de volumen de arcillas, la sección de Quick look en donde se pueden estimar valores o curvas de porosidad, saturaciones y volumen de arcillas por medio de las curvas cargadas. Finalmente se encuentra la pestaña de **Reports**, en donde se generan datos estadísticos y puntuales del análisis.

En caso de que se posean archivos .DLIS es posible tener más herramientas de calidad para este dato o curva ya que en la mayoría de estos archivos se guardan las secciones repetidas (*en los .LAS 2.0 no existe esta opción*), y gracias a esto se puede tener un punto de comparación de la misma corrida (*profundidad*) 2 veces y calibrar exactamente la puesta en profundidad dando más confiabilidad al dato, por esto cabe mencionar la importancia que se le tiene que dar al control de calidad del dato para de esta forma estar confiados de los parámetros reflejados en las curvas a analizar y su respectiva correlación y comparación con las demás.

5.2.3. Revisión grafica de los archivos .LAS/.LIS/.DLIS

En los análisis petrofísicos se tiene que preparar el dato (*curvas o Well Logs en formato .LAS .LIS y .DLIS*) para su posterior interpretación; Luego de haber cargado todos los pozos con sus respectivas curvas en el software **Power Log** de **Petcom**, se inicia una fase de revisión y comparación visual de las curvas desplegadas con las originales en formato .TIFF o impresas, para corroborar de esta forma la certeza del dato (escalas, tramos de corrida, y otras características meramente visuales del registro como la forma de la curva...) (Figura – 10), todos los detalles como escalas e irregularidades se llevan detalladamente en un historial y de otro modo se aprovecha para identificar y cargar en el software los

datos de los cabezales de cada registro como coordenadas de localización del pozo, referencia de la corrida (KB,SL,RT), fecha, profundidad del pozo (MD), Tamaño de la broca (bit size), profundidad de los topes y base tanto del perforador como de la compañía que registro y a su vez las propiedades del lodo acompañado de las resistividades y temperaturas.

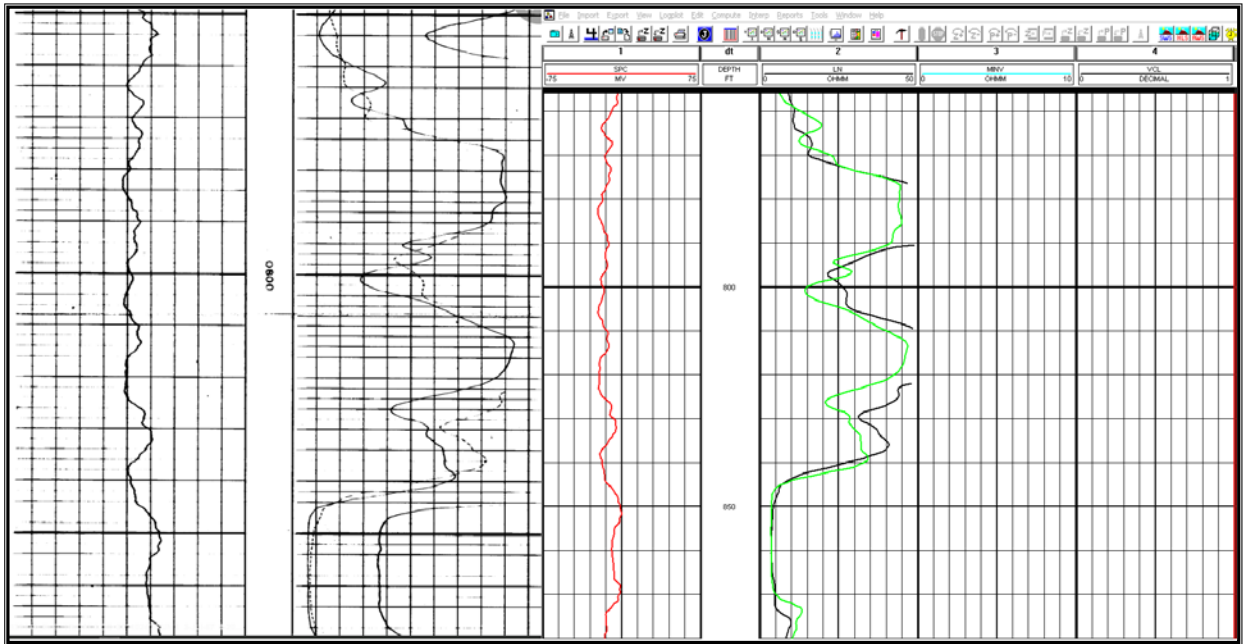


Figura -10. Comparación visual de los registros originales con las curvas .LAS cargadas en el software.

5.2.4. Edición de curvas.

En esta sección se termina la parte de preparar el dato, ya que más del 60% de los datos poseen deficiencias y necesitan de esta edición para quedar listos a la interpretación, lo cual consiste básicamente y en la mayoría de los casos en cuatro procesos los cuales son:

- *Puesta en profundidad entre corridas*
- *Verticalización del registro SP (Baseline Shift)*
- *Re escalamiento de las curvas*
- *Filtrados y suavizado de curvas*

Antes de seguir hablando del procedimiento de edición, es bueno conocer en forma general la función principal de los registros a utilizar en este tipo de análisis, este sumario de propiedades lo podemos encontrar en la tabla – 1, la cual nos muestra cada registro con sus respectivas siglas o nemónicos dispuestos por la herramienta como tal o por la compañía encargada de su corrida, y a su vez las mediciones directas e indirectas que se pueden lograr con estos de una manera muy básica y general.

TIPO DE REGSITRO	MEDIDA DIRECTA	MEDICIÓN INDIRECTA
Potencial Espontaneo (<i>SP-SPC</i>)	Mili Voltios	Contenido de Arcilla
Gamma Ray (<i>GR-HCGR-CGR-SGR-HSGR</i>)	Unidades API	Contenido de Arcilla
Caliper (<i>CAL</i>)	Diámetro del hueco	Varias correlaciones
Acústicos (<i>DT-DTLN-DTLF-DTCO-DTL-VELC</i>)	Tiempo de viaje	Porosidad
Densidad (<i>DRHO--HDRA-DRH-CORR</i>) (<i>RHOB-RHOZ-RHOM-ZDEN-DEN-DENC</i>)	Densidad total	Porosidad
Neutrón (<i>NPHI-TNPH-CN-CNC-CNLS</i>)	Índice de hidrogeno	Porosidad
Inducción/laterales (<i>RT-ILD-LLD-AHORT-AORT-ATRT-AFRT-HART-HLLD-RD-RILD</i>)	Resistividades	Saturación de H2O

Tabla –1. Registros utilizados en el análisis petrofísico.

5.2.5. Puesta en profundidad entre corridas.

Este es un paso crítico y muy importante que se le realiza a cada set de curvas en un pozo, ya que de esto depende la exactitud del análisis del dato y no se puede permitir desfases entre las curvas. Esta puesta en profundidad es necesaria

realizarla ya que al momento de tomar una corrida con un set de herramientas en el pozo ocurren elongaciones por el peso de cada set herramientas o por la velocidad en que se esté registrando, por esto, en un mismo intervalo una corrida reflejará exactamente todos los paquetes o propiedades de la litología a su paso y al compararla con otra corrida de herramientas en el mismo tramos se presentaran en la mayoría de los casos desfases de hasta 5 o más pies con referencia a la anterior.

El caso más común es la puesta en profundidad del registro sónico DT, el cual presenta una serie de elongaciones y desfases por la naturaleza del mismo, lo cual es necesario corregir para poder analizar exactamente los paquetes o cuerpos delimitados por estos registros; la manera en que se procede a realizar esta puesta en profundidad es realizando una comparación en base a los registros resistivos, ya que estos poseen mayor estabilidad y confiabilidad por la respuesta a fluidos naturales del pozo. En este paso se plotean los dos registros a la vez (*DT y RESISTIVOS de cualquier naturaleza*). Entrando en el modulo **Depth Shift** se realiza un barrido cada 50 o 100 pies para asegurarse visualmente de la variabilidad dato o mejor dicho de la curva; la clave se basa en corregir el registro sónico en base a los resistivos por medio de los picos que estos nos genera según cada cambio de propiedades y finalmente se estabiliza o se modifica el registro DT con respecto a los resistivos. (Figura – 11).

De esta misma manera se chequea los saltos de ciclo del registro sónico DT para con esto suprimir específicamente el pequeñísimo tramo que nos genera este salto de ciclo o lectura errónea por medio de la herramienta **Patch y Splice** del mismo modulo de Edición. Para este análisis se realizaron las puestas en profundidad en todos los pozos que tuvieran el registro sónico y a su vez esta curva se convertirá en DSDT (*Depth Shift DT*).

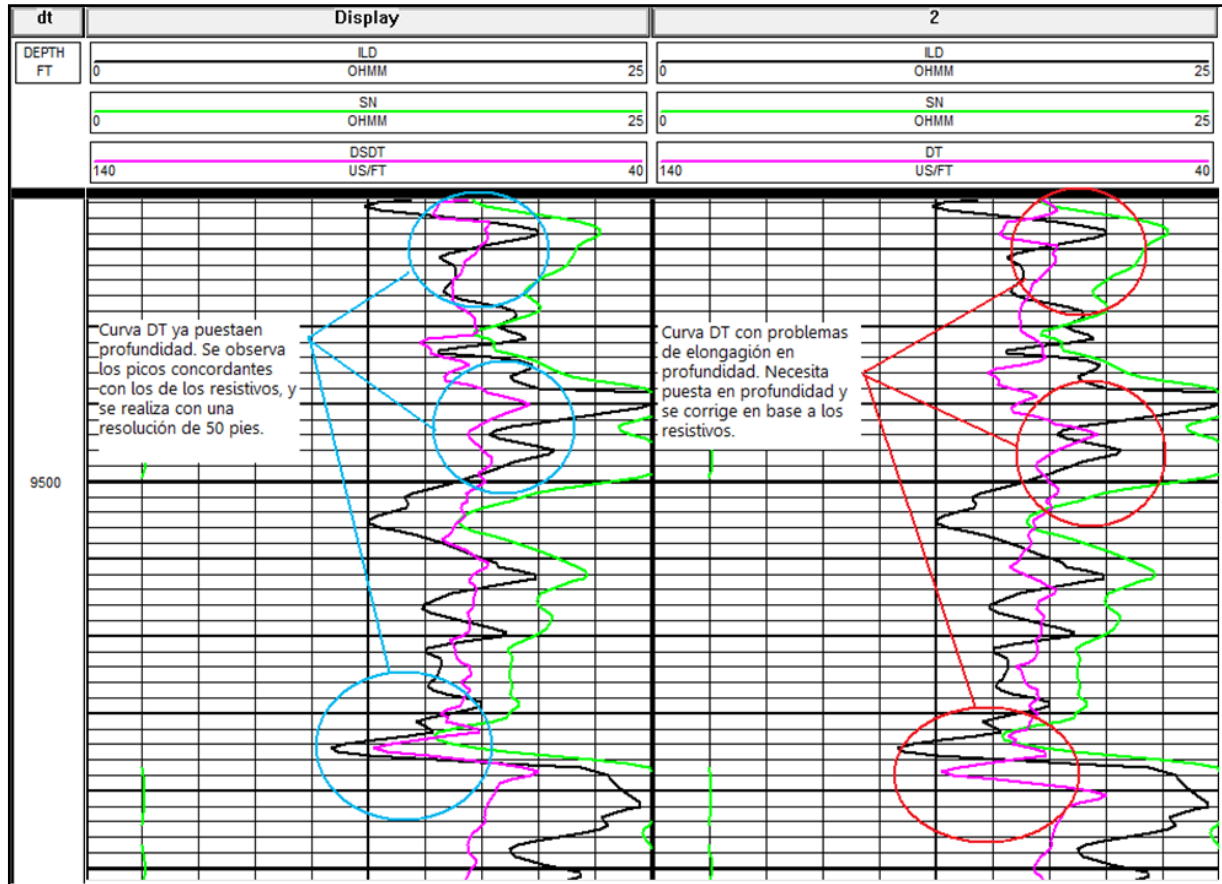


Figura – 11. A la Derecha se observa el registro DT con problemas de profundidad. A la izquierda se encuentra corregido.

5.2.6. Verticalización del registro SP.

El registro SP pocas veces muestra la línea de las arcillas bien definida en su toma original, exceptuando solo cuando el encargado de la corrida o el ingeniero de registros manipula manualmente las escalas para este alineamiento; Y básicamente esto ocurre cuando dos zonas con diferentes salinidades en las aguas connatas se encuentran separadas por capas de shale las cuales no sirven como una membrana cationica perfecta o cuando simplemente existen cambios de salinidad en un mismo cuerpo de roca.

Debido a esto hay que verticalizar necesariamente el registro SP. Por medio de la herramienta **Baseline Shift** se ajustará este registro en base a la arcillosidad generada o reflejada en principio por el registro GR, pero dada la circunstancia de la falta de este registro en los pozos a analizar, se calcula la línea de arcilla por los valores arrojados en los registros resistivos. En este caso, se identifica por medio de los registros resistivos disponibles los valores o “línea” que nos dará la base o delimitará las arcillas a través de toda la corrida, identificada esta línea base arcilla (valores bajos en la resistividad) se comienza con identificar y a amarrar los puntos arcillosos en los dos registros y se selecciona un valor en la escala del SP para que se dé el desplazamiento de la curva, por estándar en 0 Milivoltios para el SP.

En la Figura – 12 se muestra el procedimiento a realizar al momento de la Verticalización del SP, en donde primero se plotea la curva SP junto con las resistivas, después se identifica la línea base de las arcillas en los resistivos y se observa en que tramos del SP esta información corrobora con la respuesta típica de arcillas (*se sabe que el registro SP mide los potenciales creados por las corrientes eléctricas inducidas químicamente cuando la salinidad del lodo de perforación es diferente a la del agua de formación y en las zonas no permeables o arcillosas no se genera ninguna corriente, por lo tanto el SP se comporta con una tendencia lineal en 0 Milivoltios*), en la mayoría de los casos se observa la deriva (Drift) o deflexión en toda la curva mencionada anteriormente.

Este procedimiento también es muy importante ya que al momento de analizar el comportamiento de las curvas (*en este caso el SP*) en una formación determinada, ya sea por medio de un histograma, nos generara valores anómalos o fuera del rango normal al que la curva registraría para cada formación o intervalo al no hacer la Verticalización, y por consiguiente este histograma nos dará resultados no normalizados o no ajustados para cada intervalo.

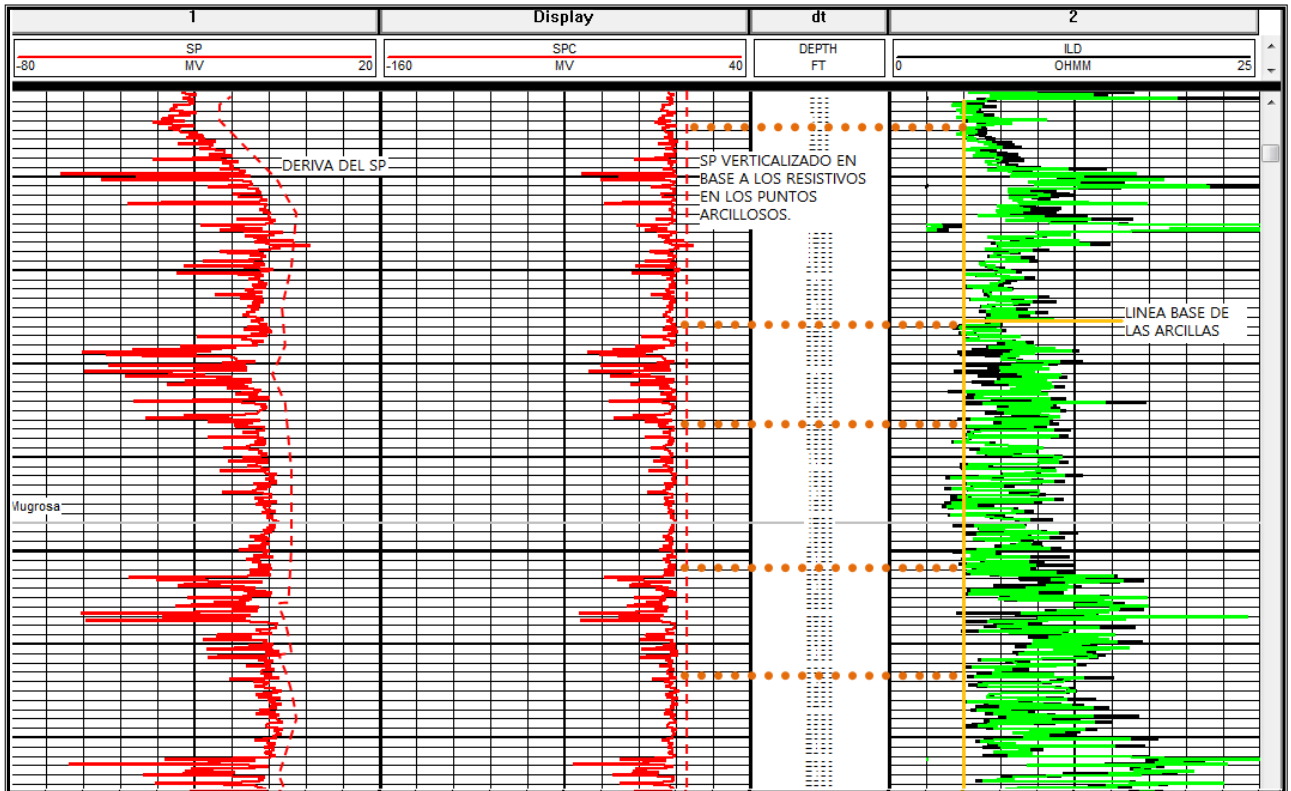


Figura - 12. Ejemplo de Verticalización del registro SP en base a la línea de arcillas generada por los registros resistivos

5.2.7. Re-escalamiento.

Esta etapa del análisis es necesaria, ya que al comparar todas las curvas de la misma naturaleza se necesita una uniformidad en cuanto a parámetros, en este caso las escalas juegan un papel muy importante, ya que no en todas las corridas los registros están tomados con las mismas escalas y es necesario para su evaluación una homogeneidad de los datos. Esta diferencia de escalas se da en casi la mayoría de los registros entre pozos y en ocasiones entre corridas de un mismo pozo, debido a factores propios de la compañía que registró, al año de toma de los registros o a necesidades puramente relacionadas con la calidad de la información. De este modo, se realiza un inventario global en cuanto a las escalas de los registros disponible y se procede a analizar cuál es la que predomina y a su

vez reescalar los que no estén en este rango de probabilidades por medio de la herramienta **Rescale** en el modulo de **Edit**. El objetivo final es poseer todas las curvas en igual condición de escalas para con esto poder analizar o comparar esta respuesta en los intervalos de interés.

5.2.8. Filtrados y suavizado de curvas.

En ciertas ocasiones es necesario realizar este tipo de filtrado o suavizado a curvas que presenten características impropias a su naturaleza, esto se debe en parte a factores como la digitalización manual de los datos o las curvas, la calibración y corrida junto a otra herramienta de distinta naturaleza o a factores ajenos que afectan la respuesta como campos magnéticos generados por transformadores aledaños lo cual induce ruido al registro. Para mejorar la calidad del dato se realiza o se le aplican filtros apropiados en el modulo de **Edit – Filter**.

Figura - 13.

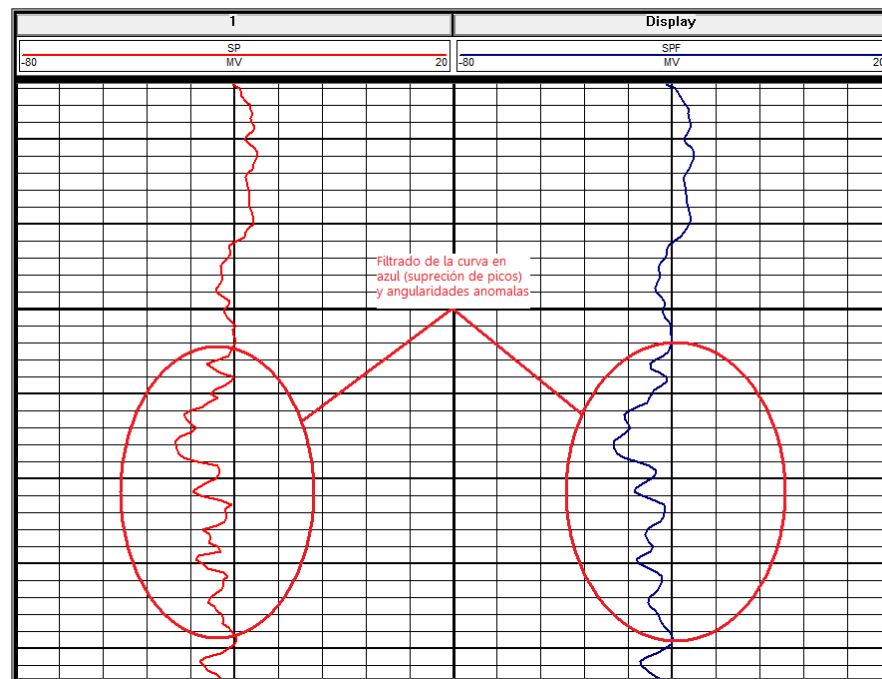


Figura - 13. Suavizado y filtrado de una curva SP (derecha curva filtrada)

Al culminar la etapa de edición de todas las curvas se procede a realizar un inventario de situación en donde se observan todos los pozos con sus respectivas curvas, esto con el fin de poder estimar e identificar a cuales pozos hay que generar sintéticamente algunas curvas y de esta manera completar lo mas que se pueda el set de registros para cada pozo y dejar lista la información para su posterior análisis.

Cabe resaltar que la etapa tanto de recolección como de edición y control de calidad de la información abarca más de un 75 % de la totalidad del análisis, por esto es importante llevar un buen orden en los procedimientos e inculcar responsabilidad en el control de calidad a la información, esto aplicado a cualquier tipo de análisis el cual necesite un volumen de información considerable ya sea de cualquier tipo y en cualquier modalidad. En la *Tabla - 2* se puede observar el cuadro de situación para todos los pozos analizados en esta ocasión.

Pozo	GR	SP	Cali	Rt Deep	Rt Med	Rt Som	Dt	Rhob	Nphi	MII	Topes
Aguas Blancas 1	-	Spc	Cali	Ild	-	Sn	Dsdt	-	-	Si	Si
Aguas Blancas 3	-	Spc	Cali	Ild	-	Sn	Dsdt	-	-	Si	Si
Aguas Blancas 4	Gr	Spc	Cali	Ild	-	Sn	Dsdtf	-	-	Si	Si
Aguas Blancas 5	-	Spc	Cali	Ild	-	Sn	Dsdt	-	-	Si	Si
Arrugas 1	-	Spc	Cali	Ild	-	Sn	Dsdt	-	-	Si	Si
Bravo 1	Gr	Spc	Cali	Ild	-	Sn	Dsdt	Dsrhob	Dsnphis	Si	Si
Cincuenta 1	-	Spc	Cali	Ild	-	Sn	Dsdt	-	-	-	Si
Colorado 18	-	Spc	-	Ln	-	Sn	-	-	-	Si	Si
Fuego 1	Gr	Spc	Cali	Ild	-	Sn	Dt	Dsrhob	Dsnphis	Si	Si
Mojada 1	-	Spc	Cali	Ild	-	Sn	Dsdt	-	-	Si	Si
Mugrosa 5	-	Spc	-	Ln/Lat	-	Sn	-	-	-	Si	Si
Mugrosa Sur 1	Gr	Spc	Cali	Ild/Lid	-	Sn	Dsdt	Dsrhob	Dsnphis	Si	Si
Palmas 1	Gr	Spc	Cali	Lid	-	Lls	Dt	Rhob	Nphis	Si	Si
Pena de Oro 1	-	Spc	Cali	Ild	-	Sn	Dsdt	-	-	Si	Si
Pico 1	-	Spc	Cali	Ild	-	Sn	Dsdt	-	-	Si	Si
Regalo 1	Gr	Spc	Cali	Ild	-	Sn	Dsdt	Dsrhob	Dsnphis	Si	Si
San Luis 12	-	Spc	Cali	Ild	-	Sn	Dsdt	-	-	-	Si
Vizcaina 1	-	Spc	-	Ln	-	Sn	Dsdt	-	-	Si	Si

Tabla - 2. Cuadro de situación comparando las curvas de cada pozo.

5.3. REALIZACION DE HISTOGRAMAS Y CROSSPLOT

Una vez se pueda tener toda la información (Curvas) revisada y editada, es necesario realizar una metodología para comparar o relacionar la calidad de las curvas pozo a pozo, la mejor forma para esta labor, es realizar histogramas para llegar a correlacionar los datos de todos los pozos en conjunto y crossplot para

identificar o determinar distribuciones y predominancia de mineralogías por un método de correlación grafica.

En este análisis se realizaron histogramas de comparación para el intervalo o formación de interés en las curvas **DT-GR-NPHI-RHOB-RT-SPC**; A su vez se generaron los crossplot Densidad-Neutrón y M-N también para este intervalo definido por su prospectividad como reservorio. Al analizar en estos el comportamiento de las curvas entre los pozos, es necesario tener en cuenta la variabilidad en las características propias de este reservorio o intervalo de interés mostradas en los gráficos.

A continuación se muestran dos histogramas realizados para este análisis, el primero realizado al conjunto de curvas SP Corregidas en los pozos (figura 14) y el segundo realizado a las curvas GR (Figura -15), en los cuales se puede revisar la heterogeneidad del reservorio y la falta de información en este caso.

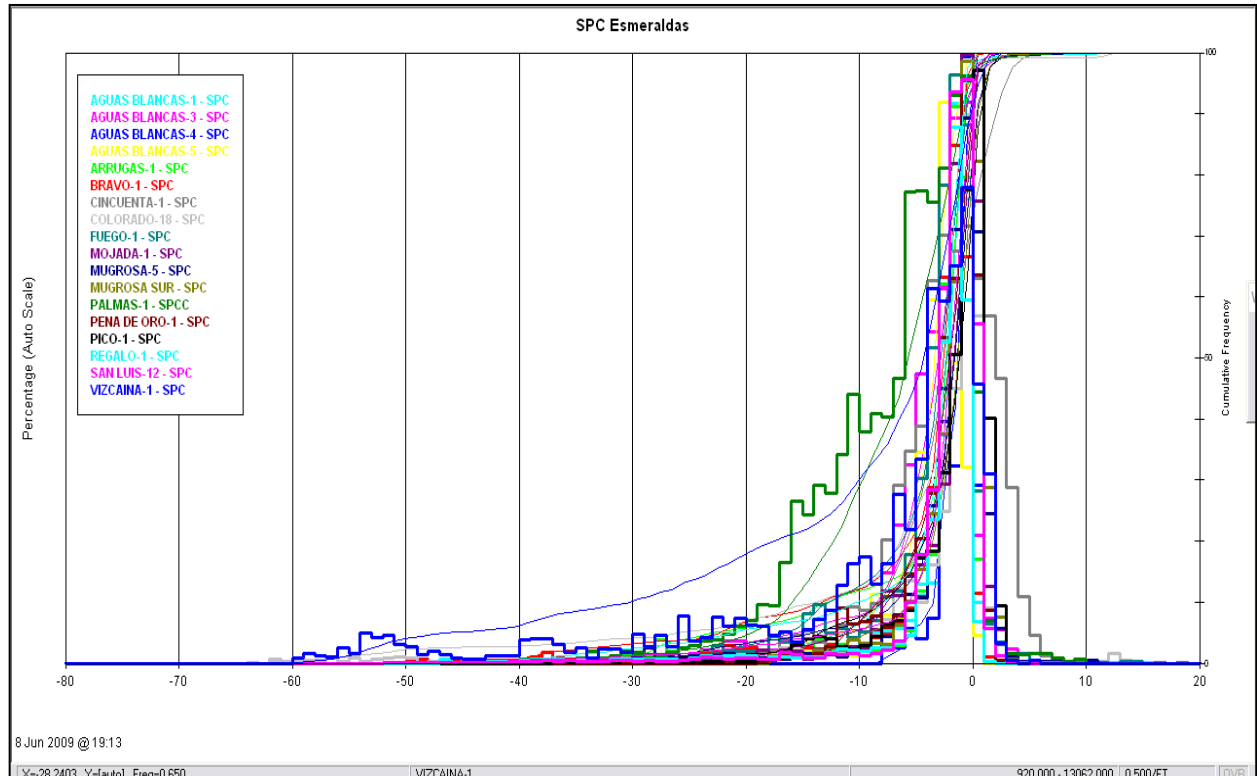


Figura – 14 Histograma realizado a las curvas SP.

Este análisis o metodología estadística realizado a los datos reflejados en las curvas nos muestra cuales de estos pozos “están” o se salen de la norma o promedio del comportamiento ante esta unidad reservorio, y de esta forma, da oportunidad a revisar los que no están en el promedio para dar un mejor ajuste o normalización a los datos por medio del manejo de las escalas o simplemente reflejándose la heterogeneidad del reservorio entre pozo y pozo. En el caso del análisis del histograma para los registros SP, se puede observar un buen ajuste o correlación entre todos los pozos reflejado en la forma del histograma con una sola moda.

En el caso de revisar los registros GR disponibles por medio del histograma, se puede notar la heterogeneidad de la formación a analizar, mostrando resultados

muy individuales de un pozo a otro. Con esta conclusión sabemos que no es recomendable utilizar en este análisis, la curva del GR para relacionarla o realizar algún tipo de cálculo, ya sea el de determinar contenido de arcillas pues por su heterogeneidad ante el reservorio castigará o arrojará valores predominantes o de otra manera para asociar el GR como curva de referencia en la generación de otras curvas por medio sintético. Este tipo de análisis por medio de histogramas nos dan un panorama general en cuanto a la correlación de cada set de curvas en un intervalo de interés relacionando con todos los pozos utilizados para esta interpretación y a su vez conocer o evaluar tendencias propias en las respuestas de los registros en esta zona o intervalos definido para el análisis.

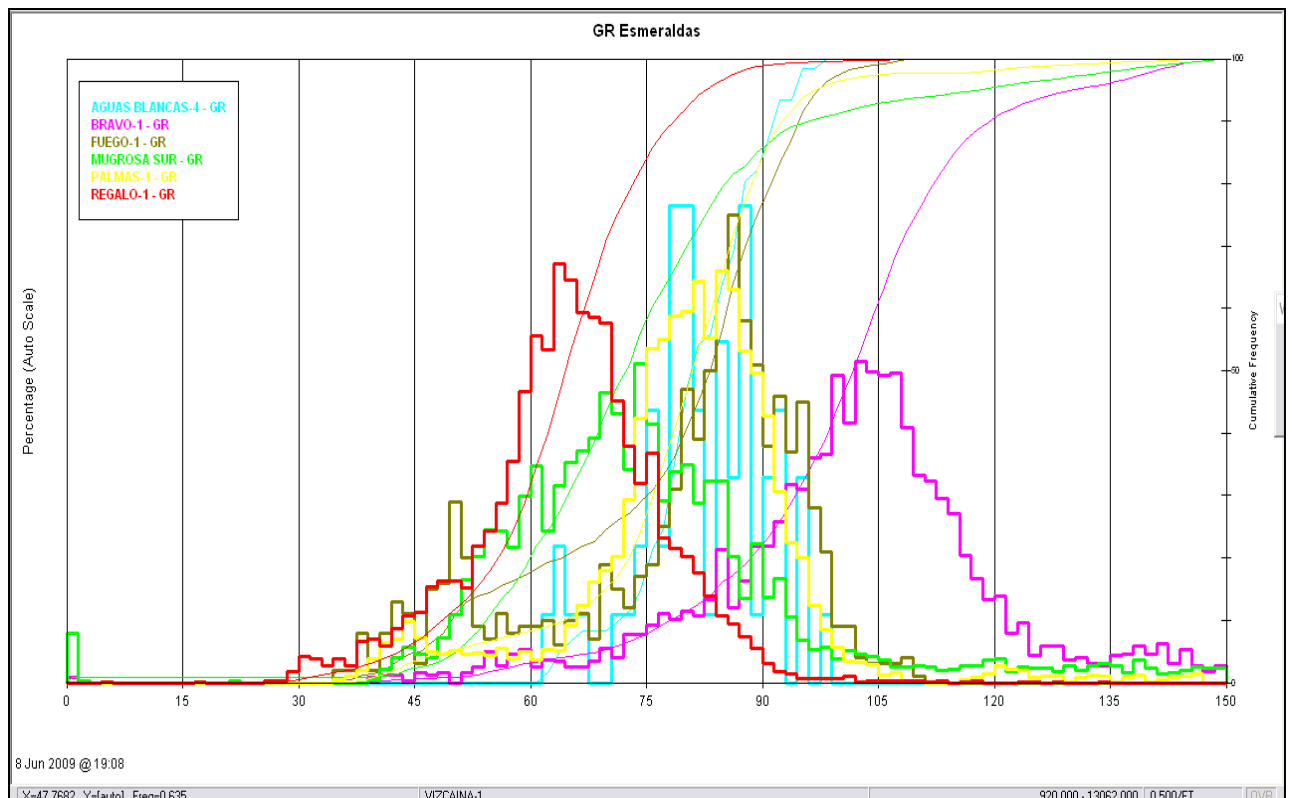


Figura – 15 Histograma del registro GR disponible en los pozos a analizar

De igual manera se intento realizar algunos crossplot con la información disponible para inspeccionar rasgos meramente litológicos, como el caso del *Neutrón* –

Densidad, aplicado para los pozos que tuvieran estas curvas (Figura -16). En donde nos refleja valores totalmente dispersos para la zona limpia entre los pozos, la cual es de interés para este tipo de análisis.

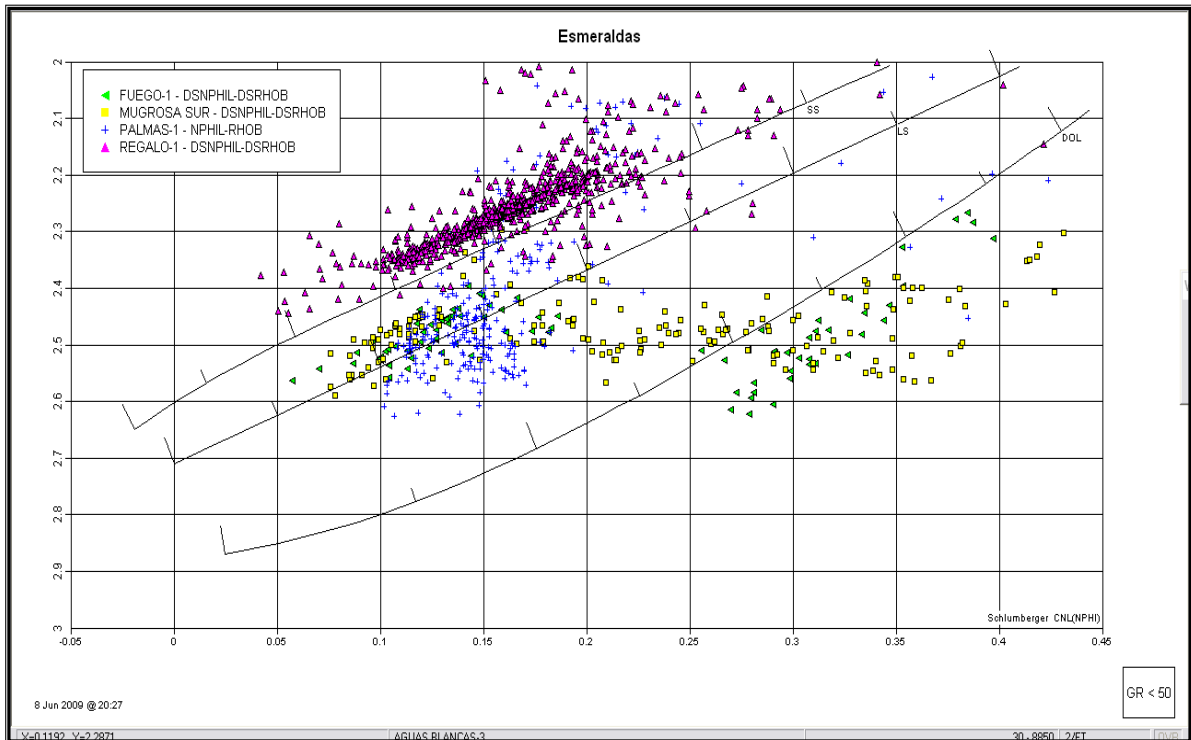


Figura -16 Crossplot Neutrón-Densidad

Debido a la falta de curvas de porosidad en dos pozos, se decidió generar estas mismas a través del modulo **Synthetic Curve Generator** del programa **Powerlog**, y con esto completar en su totalidad el set de curvas para cada pozo. Dicha aplicación, funciona de tipo lineal, encuentra la correlación existente entre una curva objetivo (en este caso la curva de porosidad **Dt**), y curvas llamadas de referencia (Sp, Gr, Rt, etc.), los pozos con las curvas de referencia se encuentran analizando su comportamiento por medio de los histogramas la curva a generar, en este caso la de porosidad DT, la cual mostraba un comportamiento muy similar en tres pozos.

En este caso, estas curvas de referencia fueron muy pocas ya que la curva GR faltaba en los mismos pozos en que no existía curva de porosidad DT haciendo de esta manera más difícil la interacción y correlación que necesita el programa para generar la curva de modo sintético. La falta de curvas produce un resultado pobre, pero siempre es mejor hacer este tipo de estimaciones en cuanto a la generación de curvas por medio sintético, que utilizar valores promedios de porosidad, sobre todo teniendo en cuenta la complejidad de los reservorios involucrados en esta zona y la cantidad de datos estipulada o asumida para este análisis en cuestión.

En la Figura - 17 se muestra el modulo **Synthetic Curve Generator**, en donde la primera solapa es utilizada para encontrar la ecuación de ajuste que registrá la curva sintética a crear en base a unas curvas de referencia cargadas en los pozos de correlación que más se ajustaron.

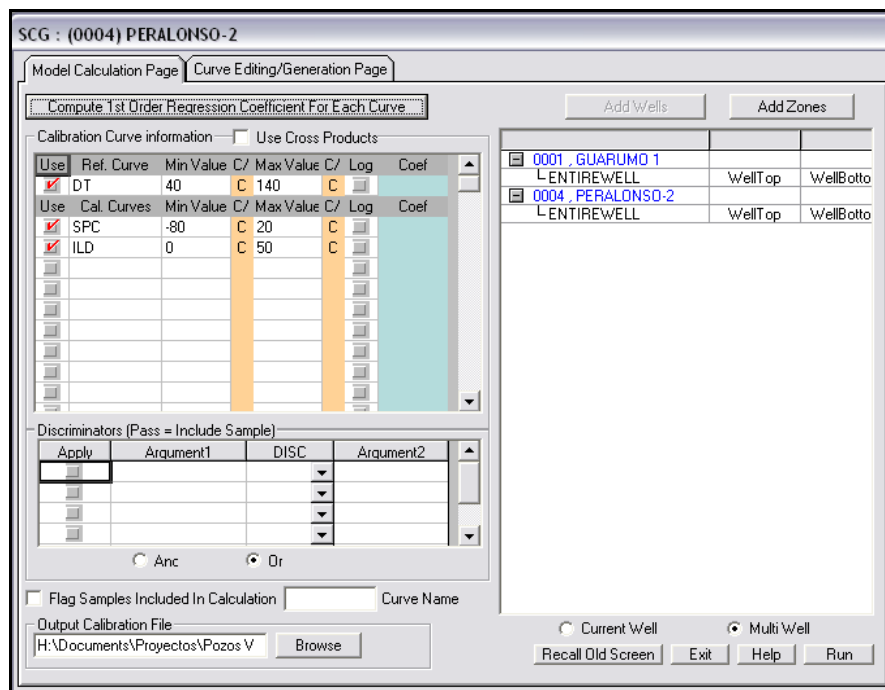


Figura - 17. Modulo **Synthetic Curve Generator**, generador de la ecuación para la curva sintética basado en curvas de referencia.

En la Figura - 18 Se puede observar la segunda pestaña del modulo **Synthetic Curve Generator**, en la cual se aplica dicha ecuación sintética generada en los pozos que no poseen la información que se está generando, en este caso la curva DT.

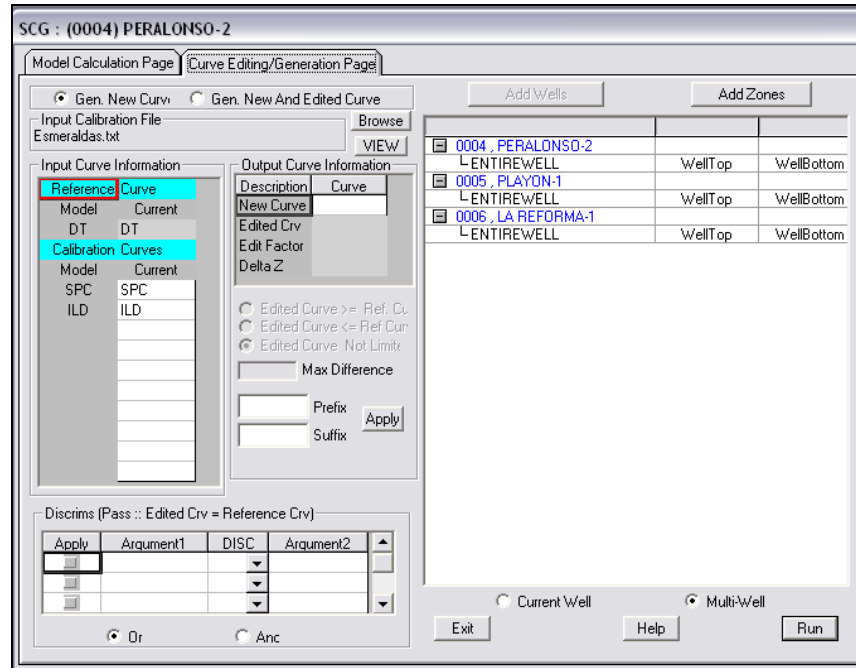


Figura - 18. Modulo **Synthetic Curve Generator**, aplicando dicha ecuación en los pozos que no poseen curva DT.

Para generar la curva DT sintética se eligieron los pozos Bravo 1, Fuego 1 y Regalo 1, por su comportamiento semejante en algunos registros mostrado o reflejado en los histogramas realizados con anterioridad para cada una de las curvas, en este caso se reviso el histograma de los resistivos, y se evidencia en la Figura - 19. Se utilizó las Resistividades en escala logarítmica, Esto suele hacerse cuando el histograma nos indica una moda importante en el rango de valores, pues de esta manera se distribuye mejor el peso de dicha curva y se obtiene una escala más amplia.

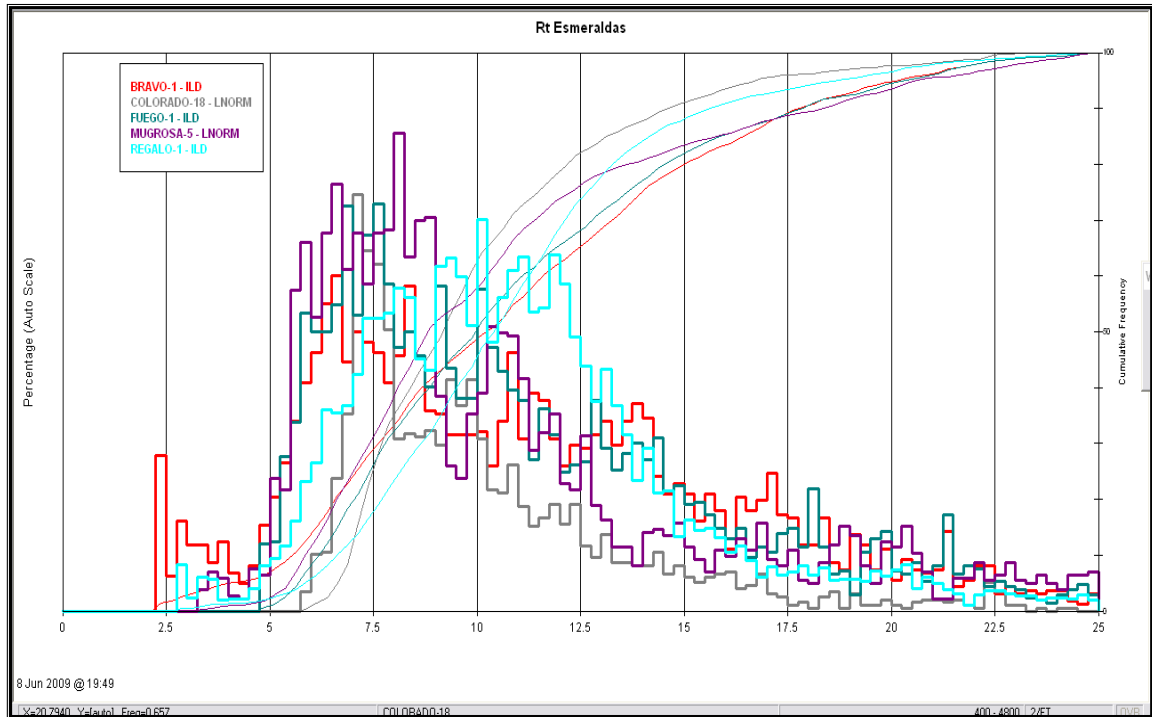


Figura - 19. Histograma de las resistividades en 5 pozos del análisis.

La ecuación obtenida para generar la curva DT sintética por medio del modulo es:

$$DT = 117.937 + -47.1651 * \text{Log}_{10}(\text{SN}) + 10.5553 * \text{Log}_{10}(\text{ILD}) + -0.593477 * \text{SPC}$$

En donde se puede analizar la función que crea o genera el modulo **Synthetic Curve Generator** y toda la relación puntual que tienen los registros base a la hora de generar o interactuar con la curva DT sintética.

5.4. CALCULOS COMPLEMENTARIOS

Esta sección del análisis comprende todos aquellos cálculos de parámetros para realizar el análisis, en este análisis se realizaron los siguientes cálculos:

5.4.1. Conversión de matrices Neutrón: Este paso se realiza ya que todos los módulos de interpretación, ya sean litológicos, crossplot o de cálculo se Sw requieren que esta curva se encuentre registrada en matriz de calizas. En el valle medio se refleja que todos estos registros Neutrón se encuentran tomados en matriz arena. Para realizar esta conversión se utiliza el modulo **Neutron Matrix Conversion** de **Power Log** (Figura – 20), En donde simplemente se escoge la curva Neutrón NPHI, su nombre de salida y la compañía que registro, de esta forma se escoge el tipo de conversión, en este caso de arena a caliza y se trabaja con la curva generada en este caso NPHIL ($L=Limestone$)

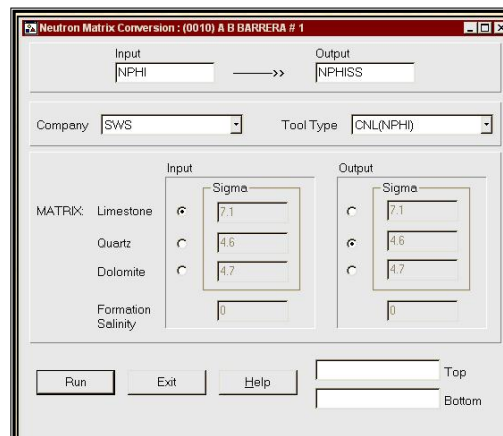


Figura – 20 Conversión de la matriz del registro Neutrón.

5.4.2. Calculo de las curvas M y N: Estas curvas permiten crear el crossplot M-N para analizar y ajustar características del tipo de predominancia de litología en el intervalo a analizar; para la generación de estas curvas se necesitan los registros sísmico DT, Neutrón NPHIL y densidad RHOB ajustados en profundidad, de otra manera se necesitan dos parámetros adicionales como los son el *Delta t de fluido* que para esta zona se toma por default en 189 (usec/f), y la densidad del fluido la

cual se asume como 1 en lodos de perforación dulces. En la figura 21 se observa el modulo **Basic Log functions** en donde se realizan los cálculos complementarios por medio de las ecuaciones correspondientes relacionando los diferentes registros disponibles.

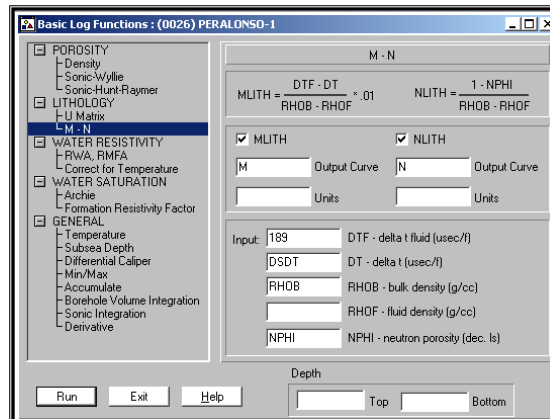


Figura –21 Modulo Basic Log Functions en Power Log

Al momento de haber generado estas curvas se procede a realizar el crossplot M-N Fig-22, el cual arrojó resultados no muy buenos y muy dispersos, ya que las curvas DT, NPHI y RHOB que fueron la base para la generación de estas curvas M y N suelen afectarse en muchas condiciones por el pozo. En este caso se realizo el crossplot para 4 pozos que poseían estas curvas.

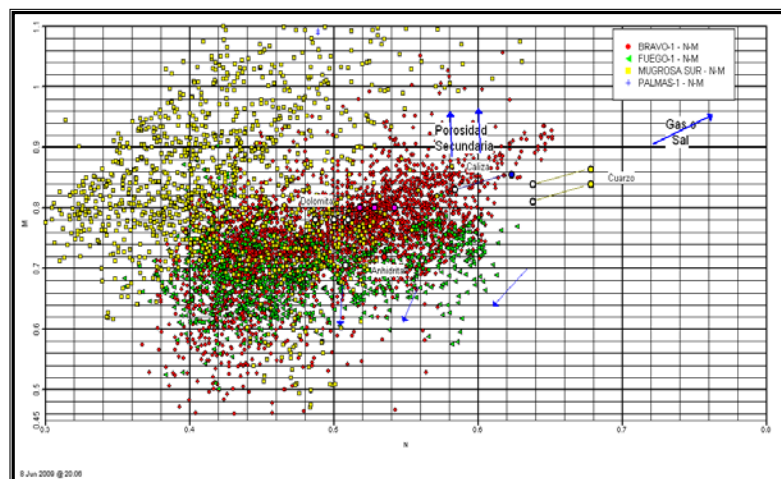


Figura – 22 Crossplot M-N realizado a los pozos con información de las curvas DT, NPHI y RHOB

5.4.3. Resistividad del Agua aparente R_{wa} : Para poder generar esta curva, primero se tiene que contar con una curva de porosidad generada dependiendo de los recursos o curvas disponibles. Al momento de generar esta curva de porosidad hay diferentes opciones, todas estas dependen de las curvas o parámetros que se conozcan con anterioridad del reservorio. La primera es generarla por medio de la función *N-D Crossplot porosity*, en donde se requiere contar con curvas de Neutrón (en Caliza) y Densidad; El segundo método es contar con curvas Neutrón y Sónico para trabajar en el modulo *N-S Crossplot porosity*. (Figura-23).

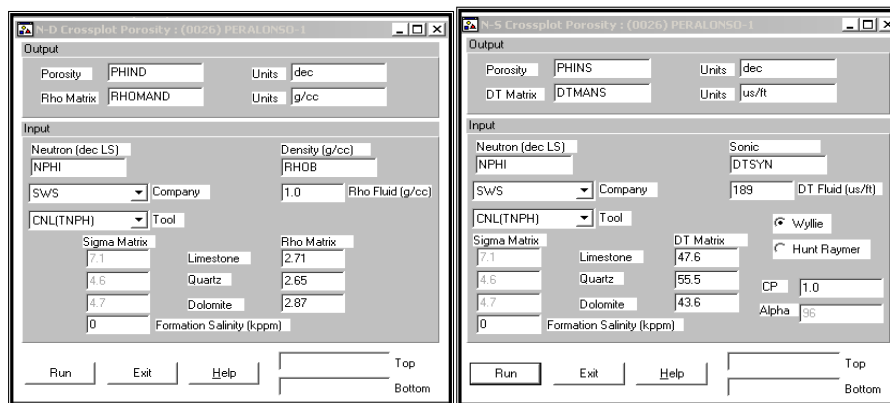


Figura – 23. Modulo *N-D Crossplot porosity* y *N-S Crossplot porosity* para calcular la curva de porosidad.

Otra utilidad es realizar el cálculo de la curva de porosidad por medio del modulo **Basic Log Functions** contando con las curvas Densidad y Sónico. Cada cálculo depende meramente de los datos y las curvas con las que cuente cada pozo a generar. En este modulo (Figura – 24), los parámetros a utilizar son básicamente la curva DT junto con la de densidad, teniendo en cuenta a su vez algunos parámetros adicionales como el delta T de matriz, la corrección por compactación en el caso del modulo por medio del sónico y para el cálculo de la curva de porosidad en función de la curva neutrón se tienen en cuenta otros factores o curvas como la del factor fotoeléctrico PEF y un dato o rango de porosidad total aparente PHI para la zona o intervalo en el área petrofísica, de esta manera se generan los parámetros de U de matriz aparente **U_{maa}** y densidad de matriz aparente **R_{hmaa}**.

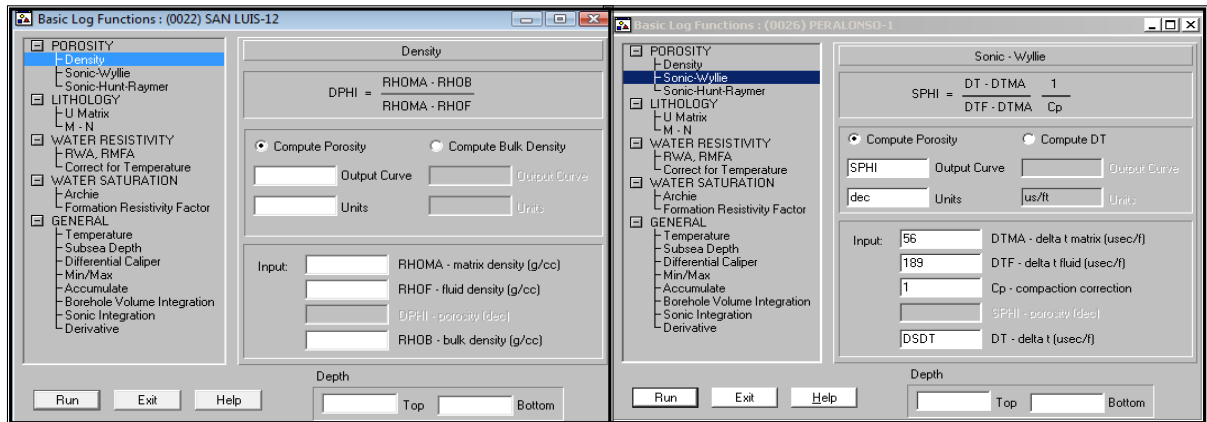


Figura – 24 Cálculo de la curva de porosidad en base al registro sísmico y Densidad en **Basic log funtions**.

Para este análisis se trabajo con el modulo **Quick lock**, en donde nos da la oportunidad de generar curvas y parámetros de una forma rápida y sistemática, cabe resaltar que cada modulo se utiliza según la información que se conozca o se posea del pozo. En este caso se utilizo el cálculo de la curva de porosidad para la mayoría de los pozos por medio de un modelo de porosidad en base al perfil Sónico, se necesito básicamente el registro sísmico puesto en profundidad y otros parámetros como lo son el **delta T de matrix** el cual refleja el tiempo de transito compresional para el tipo de formación a analizar (*en este caso el cuarzo, para las areniscas basado en las descripciones de la formación en la zona con arenas y limolitas cuarzosas con presencia de feldespatos*) y se escogió el valor de 56 respaldado por las tablas de corrección de Schlumbreger; otro parámetro fue el **delta T de fluido**, el cual se relaciona con la salinidad media en promedio para la zona de trabajo (30.000 ppm) con un valor 189; **El coeficiente de compactación** el cual afecta en intervalos someros, ya que no existe una compresión considerable en las unidades y por esto se registran altas velocidades para la difracción de la onda sísmica, **PHI max** el cual refleja el valor de la porosidad máxima registrada para esta unidad ya sea en campo o en pruebas de laboratorio

: 0.17; y el valor de **Alpha**, relacionado con la litología (95-96 arenas limpias, 95-100 arenas sucias) el cual se escogió 97 (figura – 25).

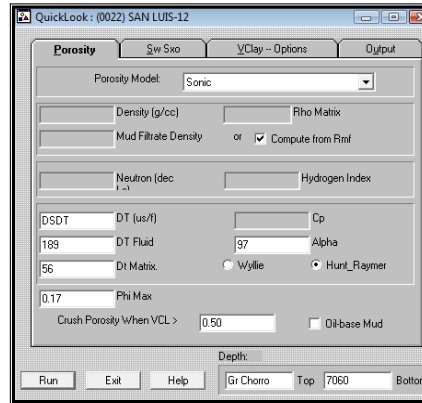


Figura – 25. Calculo curva de porosidad modulo **Quick look**.

De este modo teniendo para cada pozo la curva de porosidad atada o resultado de los mejores parámetros, se prosigue al cálculo de la curva de **Rwa** (*resistividad de agua aparente*), Figura – 26, en donde se utilizan las curvas de Porosidad y resistividad más confiable en el pozo.

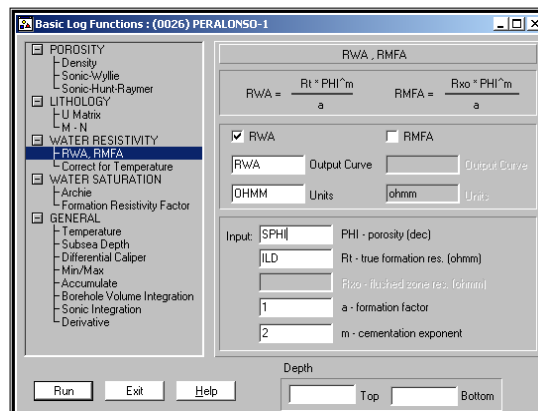


Figura – 26. Calculo de la curva de Rwa para cada pozo

5.4.4. Temperatura de la Formación: Se calculo para todos los pozos una curva que asimila un gradiente de temperatura, sabiendo básicamente la temperatura de fondo dictada por el cabezal de cada registro y la de temperatura de superficie;

esta operación se realiza automáticamente en el software y se utiliza en los módulos de interpretación solo el tramo en donde se delimito la formación reservorio.

5.4.5. Correcciones Ambientales: en la mayoría de los pozos no se contaba con los datos suficientes como para hacer estas correcciones, dado que los cabezales estaban incompletos o eran muy antiguos, por lo que se decidió usar curvas no corregidas para no generar más error.

5.4.6. VClay: se exploraron varios indicadores, pero en la mayoría de los casos se utilizo el del SP, pues el GR no responde correctamente a los cambios observados en las capas. El del Densidad-Neutrón no pudo usarse por estar muy afectado por el calibre del pozo y el de Resistividad tiene un comportamiento variable, lo que lo hace inútil para estimar este parámetro. Este cálculo se realizo por medio del modulo **Clay Volume**, en donde por medio de distintas curvas se puede realizar el análisis de contenido de arcillas o generar la curva VCLAY, en este caso se utilizo la curva SP corregida Figura – 27.

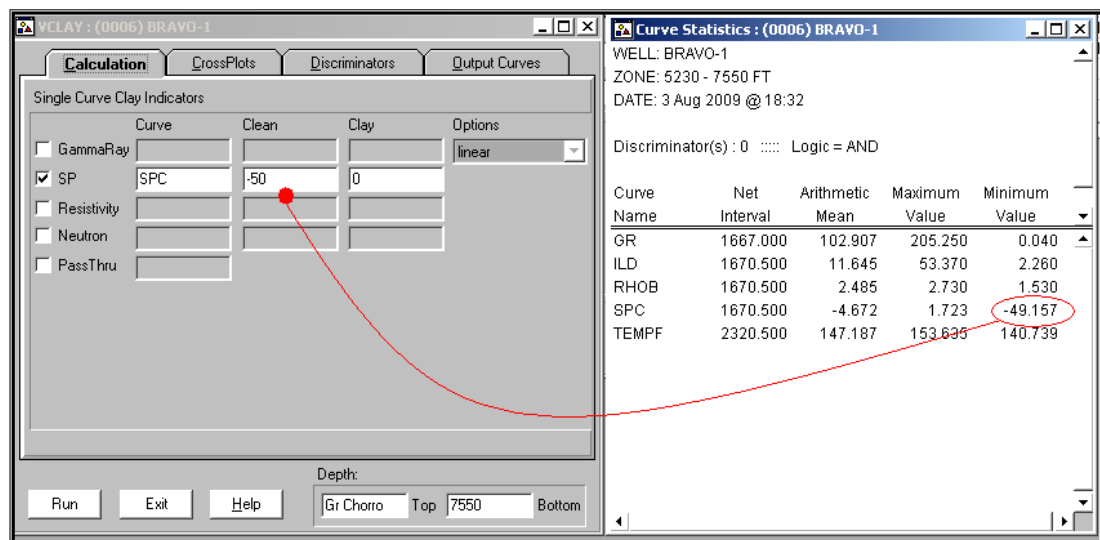


Figura – 27 Modulo Clay volume y tabla de datos estadísticos

El modulo necesita información puntual de la respuesta de la curva escogida, en este caso la SP en el intervalo de interés, por esto se calcula estadísticamente valores como Los máximos, mínimos y promedios para distintas curvas en un intervalo predeterminado. En este caso se observa que el valor mínimo de la curva SPC en el intervalo es -49.157 (*ósea el valor con mayor contenido de arenas “limpias” o deflexión negativa del SP*) y se coloca el valor de las arcillas en 0. También existe la opción de utilizar el registro Neutrón o densidad para generara la curva VCL, pero estos se ven muy afectados por el calibre del pozo y el de resistividad posee un comportamiento muy variable en este intervalo de interés.

5.5. DETERMINACIÓN DE LA SATURACIÓN

La parte final de esta interpretación consiste en escoger o identificar los parámetros restantes de la ecuación de Saturación SW en el intervalo definido como reservorio de el prospecto a evaluar, para esto se siguieron los siguientes pasos con el fin de encontrar los parámetros necesarios de este cálculo:

5.5.1. Parámetro R_w (resistividad del agua): para esta sección es bueno realizar un inventario que cuente con datos resultado de pruebas o ensayos de producción DST (*Drill Stem Test*), en esta ocasión se conto con datos de salinidades en los fluidos, pero no se tuvo detalle en cuanto a presiones registradas, los rangos variaban entre 5000 a 20000 ppm para estos pozos.

Debido a la falta de análisis en laboratorio y a la variabilidad de la salinidad, se genero con anterioridad la curva de R_{wa} (resistividad de agua aparente) con el fin de comparar los valores obtenidos por esta, con los valores de los tramos en los cuales teníamos certeza de información en cuanto a salinidades y temperatura de Formación por medio de ensayos DST, en la figura – 28 se observa un ejemplo de la comparación de la curva generada R_{wa} con los valores de la prueba de

formación DST y su vez teniendo en cuenta la temperatura en ese tramo de la formación. Esta comparación arroja valores muy razonables, por lo que se decidió utilizar la curva de Rwa en el cálculo de la Sw en vez de utilizar un valor fijo de resistividad con el fin de dar mayor ajuste y mejores resultado.

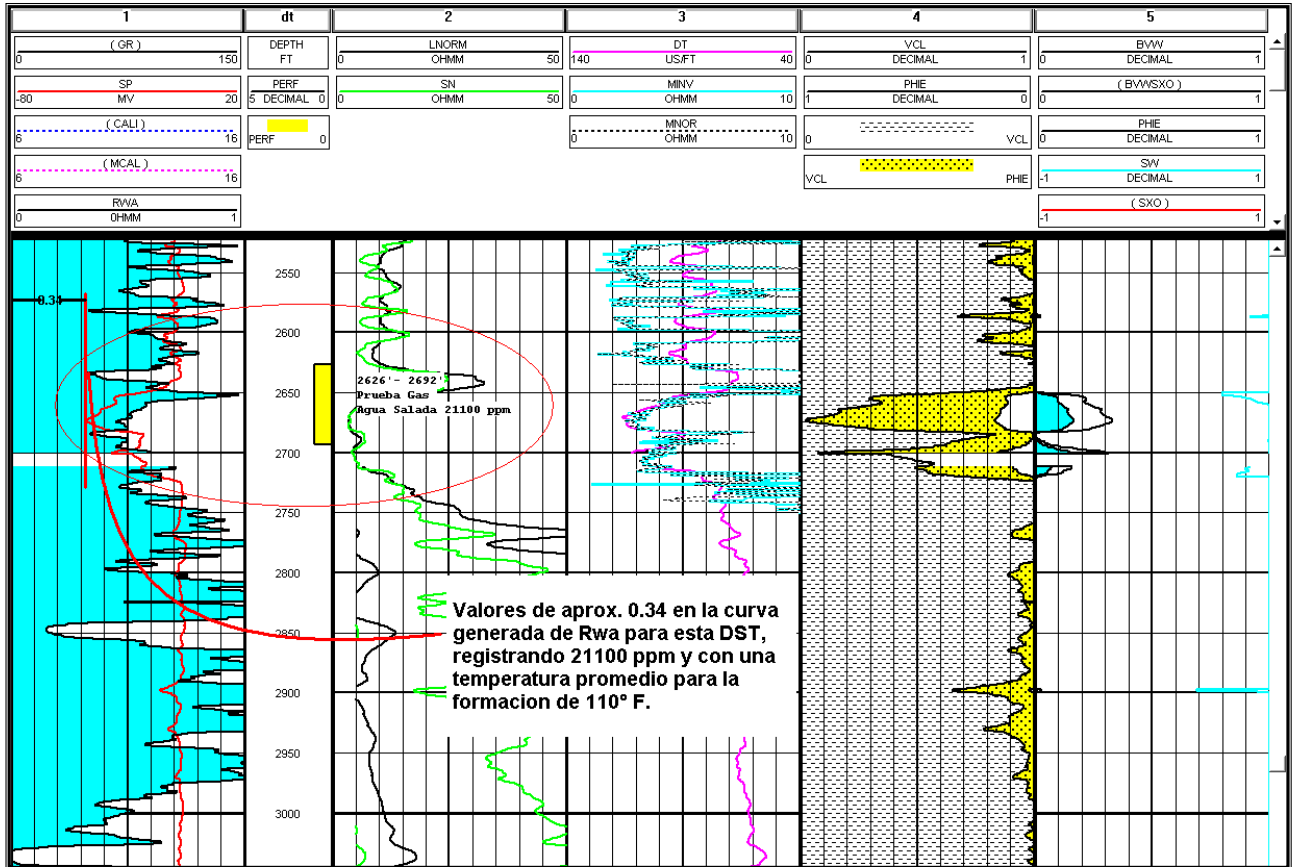


Figura – 28. Comparación de la curva Rwa con un DST.

Se nota claramente los valores promedio de la curva Rwa, en este ejemplo calibra muy bien la respuesta realizada por la prueba DST (en donde nos arroja valores de salinidad iguales a 21100 ppm a una temperatura que se promedió para la formación o el tramo de interés igual a 110° F.), con la generada por la curva de Rwa que en este caso es aproximadamente 0.32 a 0.34. Estos resultados los podemos corroborar para saber su certeza o exactitud con las cartas de interpretación de Schlumberger, más específicamente en la que nos muestra las

relaciones entre las resistividades y las soluciones NaCl junto con la temperatura, y el valor relacionado o resultado es de 0.34 – 0.36 como se muestra en la figura – 29.

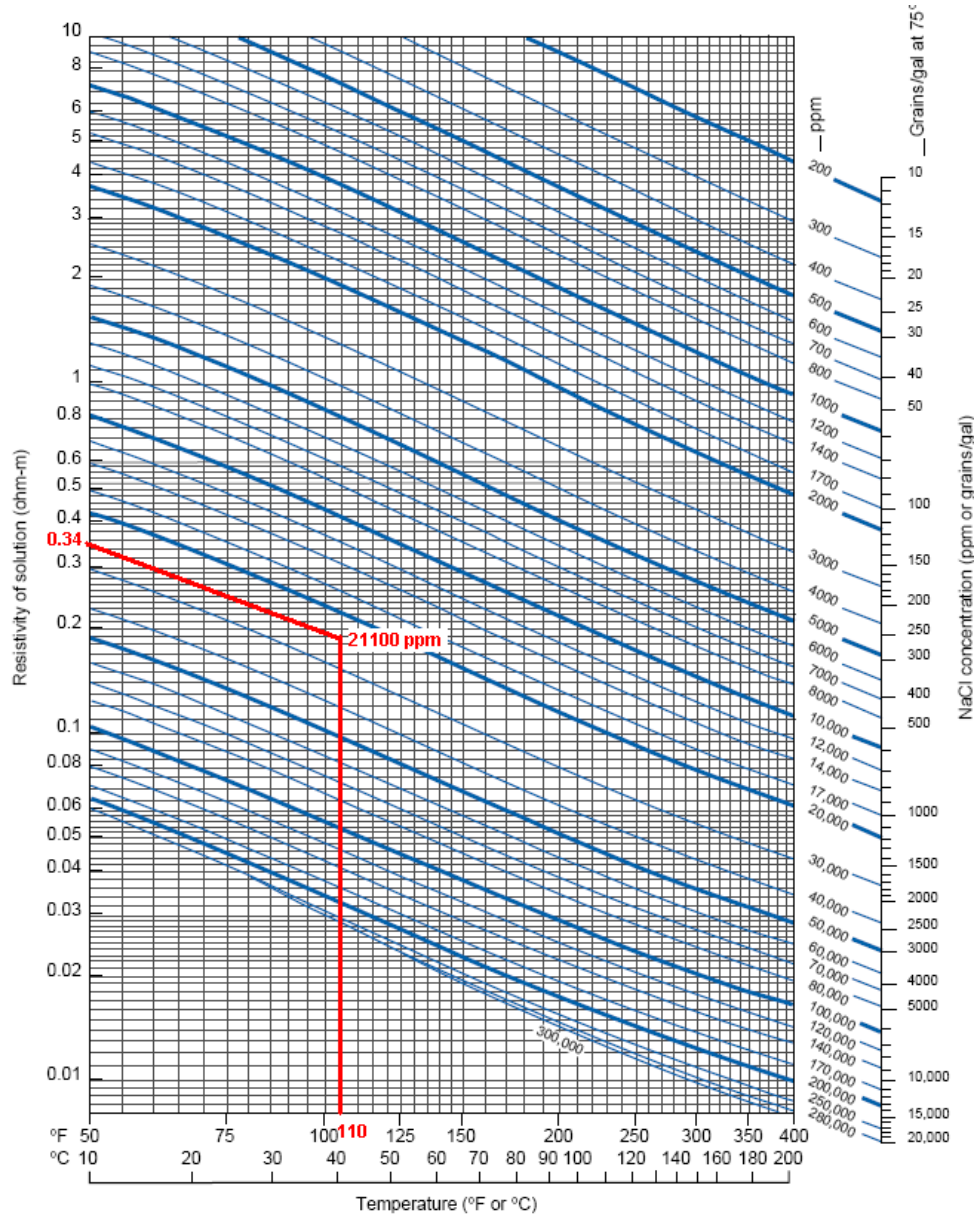


Figura – 29. Carta de interpretación Resistivity of NaCl Solutions cortesía de Schlumberger

5.5.2. Parámetros a, m y n: Lamentablemente para esta interpretación no se conto con ningún tipo de estudio o resultados de análisis de corazones en laboratorio como para tener veracidad o punto de comparación en estos

parámetros, por lo que se decidió utilizar el gráfico o *Cross plot* de **Pickett**, el cual relaciona la porosidad en el eje de las Y, la resistividad en el eje de las X y en este caso el SP como factor de identificación, para ajustar los parámetros a , m y n en cada pozo, y a su vez relacionarlo directamente con datos arrojados en las pruebas DST. El diagrama de Pickett está directamente relacionado con la ecuación de saturación de Archie, en donde juegan también un papel importante los parámetros en cuestión y en donde se puede dar un mayor ajuste a este tipo de constantes (R_w , a , m y n), partiendo del dato de mayor fiabilidad, para esta ocasión el valor de R_w , (si se conocieran datos de laboratorio referentes a estos parámetros existiría una mayor calibración).

En la figura – 30, se puede observar la calibración de los parámetros en el *Cross plot* de **Pickett**, en donde se analizó a dos intervalos, el primero, probado en la formación de interés y se graficó en el *Cross plot* de **Pickett**. Se puede observar que en las líneas de saturación se ajustaron manualmente para corroborar estos valores, comprobándose con los datos resultado de la prueba DST que arrojaba una capa de arena acuífera con manifestaciones de gas, y en Pickett se ajustó la nube de datos en el intervalo delimitado por la prueba. (La línea base muestra una saturación del 100 % de agua disminuyendo hacia la parte superior). Los datos calibrados para este pozo fueron:

Resistividad de agua de formación $R_w=0.16$ (Calibrada por medio de la curva de R_{wa} para este intervalo)

Coeficiente de cementación $m=1.74$ (calibrada).

Factor relacionado con la tortuosidad $a=1$ (al no poseer datos de laboratorio se asumió por default).

Exponente de Saturación $n=2$ (al no poseer datos de laboratorio se asumió por default).

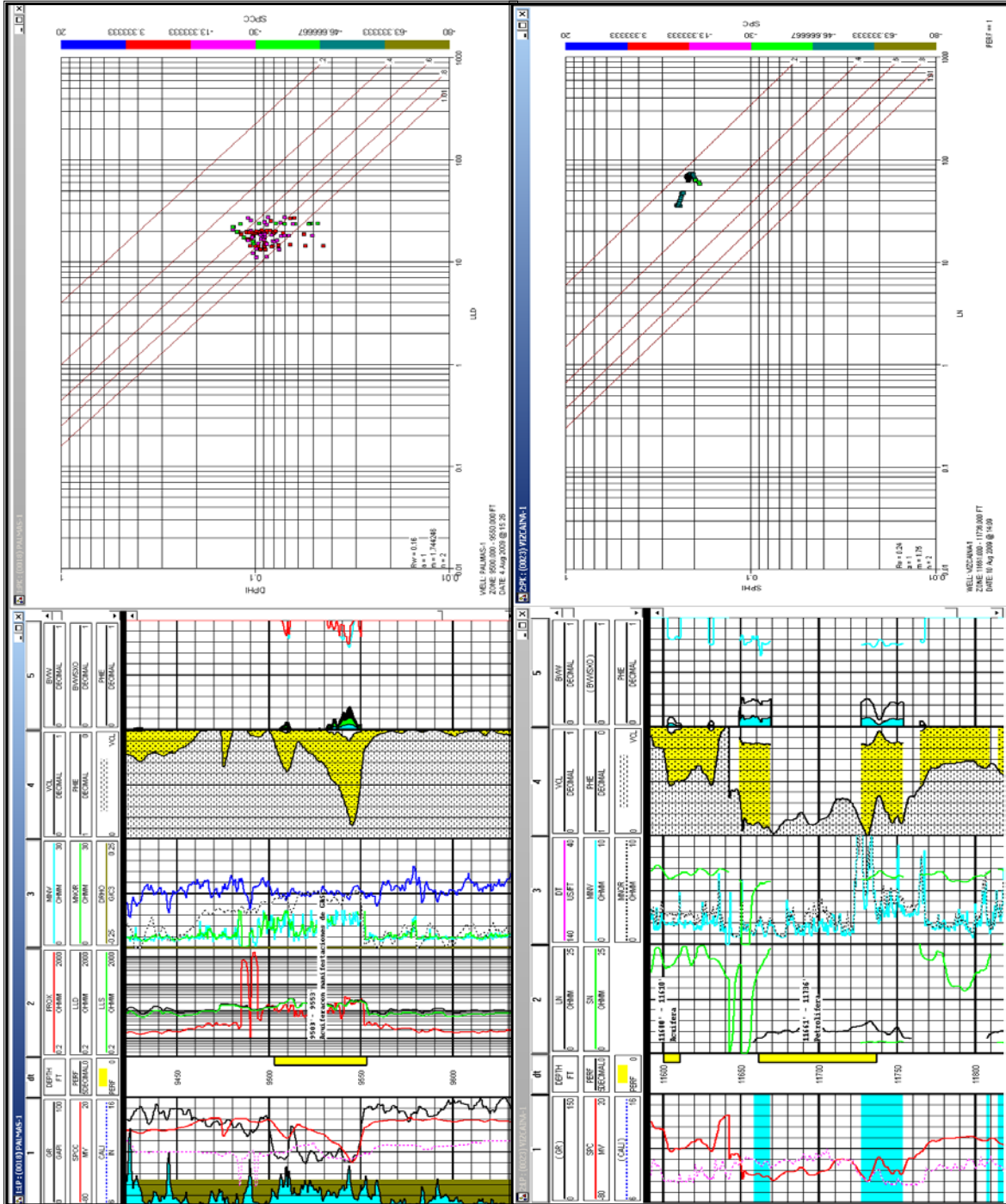


Figura – 30. CrossPlot de Picket en dos pozos mostrando la calibración de los parámetros m, n y Rw.

De esta misma manera se ajustaron los parámetros a , m , n y R_w para el segundo pozo mostrado en la figura (parte inferior de la figura - 28), el cual corrobora la información tomada por la prueba DST con el resultado mostrado en el crossplot de Picket para este intervalo determinado por la prueba. Se manifiesta una nube de datos en la parte superior de la grafica, donde se ubica la saturación de aceite corroborando el ensayo DST. Todos los pozos involucrados en el intervalo de interés para este análisis se graficaron y calibraron por medio de Picket, y se promedió o se dio un estándar de estos mismos parámetros, los cuales correspondieron a $m=1.75$, $n=2$, $a=1$ y una Resistividad de agua de formación equivalente a 0.28 a 175°F. y 0.16 a 182° F.

5.5.3. Cálculo de S_w en el modulo Quick look: Para generar esta curva por medio de este modulo es necesario utilizar todos los valores o parámetros calculados con anterioridad.

Básicamente este modulo se divide en tres subíndices.



Cada uno juega un papel importante para la generación de la S_w junto con otros parámetros adicionales. El primer modulo es el de *porosidad* (figura-31), el cual identificamos el modelo de porosidad a utilizar de acuerdo a las necesidades y herramientas disponibles, en este caso por medio de la curva DT ya que el modelo de porosidad escogido es el sónico (*explicado en el aparte de generación de la curva de porosidad*), El segundo subíndice corresponde a la parte en la cual se resolverá la ecuación o modelo de saturación con el aporte de los parámetros ya identificados.

Primero es necesario escoger un modelo para la saturación, en este caso se tomo la ecuación de indonesia o una modificación de la ecuación de Archie ya que se tenían curvas de porosidad, las arenas o reservorio a analizar poseían valores de salinidades muy bajas y la calidad del reservorio predominante se basa en alternancias con arcillas que se presentaban a lo largo de toda la unidad; a su vez,

la importancia o el aporte de estos rasgos propios de la unidad en las características hidráulicas del reservorio a estudiar. Los parámetros necesarios o de entrada en esta sección fueron una curva de resistividad, en este caso la **ILD** que ajustaba bien en los histogramas, el valor tanto de **Rw, a, m, n, y la temp de Rw** para este reservorio ajustado en Picket y revisado con los DST, dos parámetros llamados Boost m When VCL > el cual se utilizó como 0.5 en donde es utilizado para incrementar la saturación de agua en zonas arcillosas y Boost Sw When Porosity < : 0.02, usado en para incrementar la saturación en zonas con baja porosidad o secuencias muy duras. (Figura – 29). Finalmente encontramos la sección de **VClay** en el **Quick Look**, en donde se necesita la curva de VCL calculada con anterioridad y unos parámetros de arcillosidad característicos en algunos perfiles de cada pozo, en esta ocasión se revisó o se tuvo en cuenta las respuestas de los registros resistivos y DT en zonas arcillosas y se colocó un valor promedio para esta unidad.

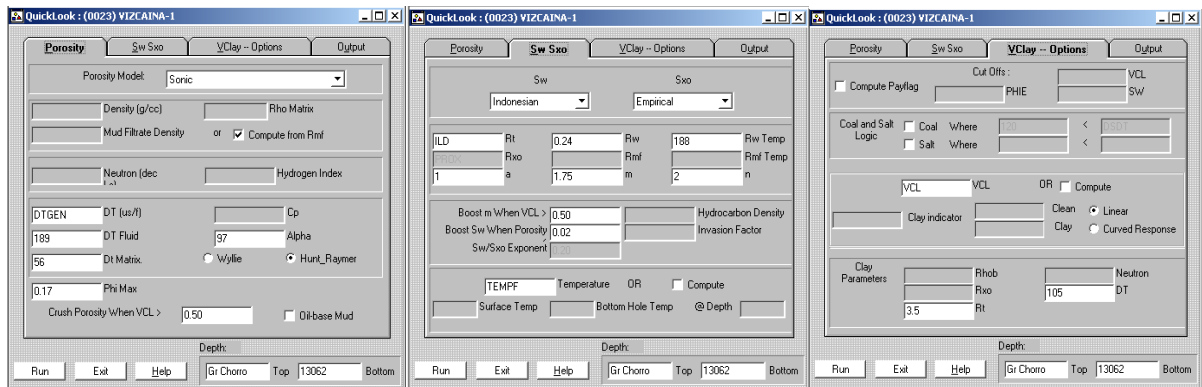


Figura – 31. Modulo Quick look para deducir la curva de Saturación Sw y su modelo característico.

Para cada pozo se realizó esta labor individualmente y a su vez, al momento de poseer todos los valores listos, se puede extraer una estadística o promedio del valor utilizado en conjunto, para de esta manera poseer una visión Global de estos parámetros en el reservorio de interés. Para este pozo de ejemplo, los parámetros

despejados en este cálculo final fueron: Dt Matrix: 56 - Dt de Arcilla: 105 - Rt arcilla: 3.5.

Finalmente se presentaron los resultados o las curvas obtenidas y se concluye que los valores de porosidad efectiva son confiables, pero no se considera de igual manera para la saturación, debido básicamente a la falta de datos adicionales que ayuden a generar un mayor ajuste o calibración de este tan importante valor, a su vez no se encontraron datos claros para deducir la SWI (Saturación Irreducible) por medio de datos de presiones. Otro punto importante en este protocolo de actividades finales es la determinación del espesor neto de arenas, espesor de pay etc. Al no poseer datos exactos de corazones para ajustar un poco mejor los Cut off se eligieron los mismos en base a las características del reservorio y este resumen o resultado se puede calcular en la sección de *Batch Summary* (Figura – 32), el cual nos dará los valores en pies o MD de las diferentes cantidades o volúmenes de interés en formato Excel para todos los pozos.

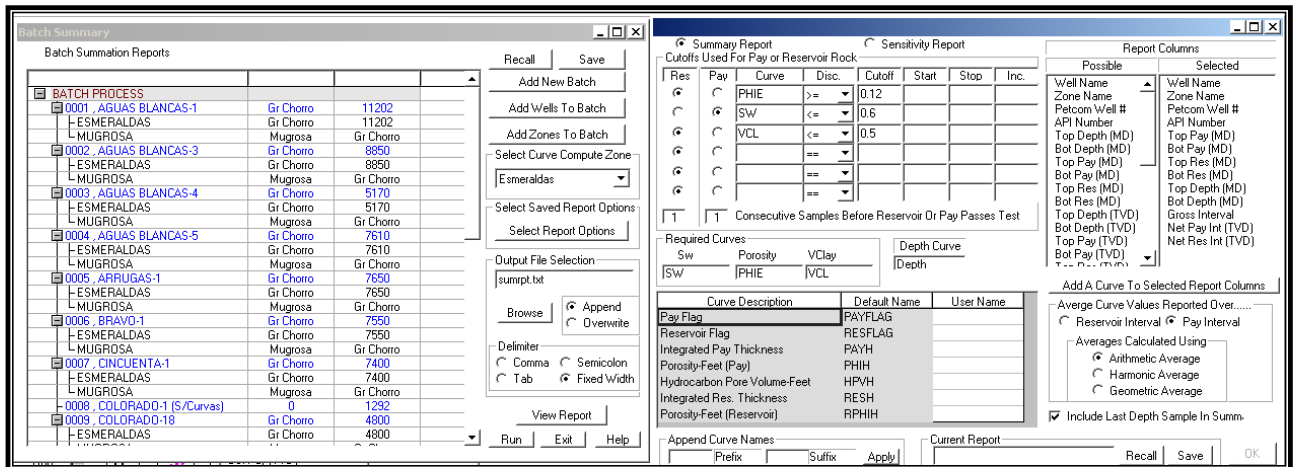


Figura – 32. Modulo Batch summary.

De esta manera, para este análisis se puede decir que para un espesor total sumado de 38324 ft en todos los pozos analizados, solo se puede tener en calidad de reservorio 371 ft y con un valor de Pay de 37.5 ft, lo cual indica una relación de Res/Gross de tan solo el 1.16% y una de Pay/Porosos del 1% para esta zona, cabe

mencionar que la porosidad promedio resultado para este reservorio es de 11.76%, el VCL:0.30 y la saturación zonal de 0.50.

Como una conclusión general a este análisis en particular, se puede inferir que este tipo de reservorio es de regular calidad por problemas del tipo litológico, los cuales afectan directamente la producción, ya que la litología predominante en este reservorio es de areniscas de grano fino a muy fino e intercalaciones de arcillas con componentes de glauconita indicando esto un origen marino en condiciones restringidas. Junto a estas características litológicas se suman las características estructurales propias de la zona de estudio y se aconseja o se propone realizar un posterior estudio en cuanto al fracturamiento natural de este reservorio para determinar una verdadera permeabilidad en la zona.

Siempre es conveniente recopilar la mayor cantidad de datos posibles existentes en un estudio integrado, para un análisis a futuro es aconsejable tener en cuenta datos puntuales de pruebas y análisis de corazones, tener datos en cuanto a pruebas de presiones en los pozos perforados aledaños a la zona prospectiva e integrar un estudio mas a nivel regional en donde se tengan en cuenta características propias de la depositación en las secuencias a analizar, su diagénesis y posterior influencia estructural regional, y de esta manera determinar con mayor claridad zonas con propiedades petrofísicas optimas a nivel prospectivo en el sector de exploración.

6. CARACTERIZACIÓN ESTRATIGRÁFICA – ESTRUCTURAL EN UN ÁREA PROSPECTIVA DEL V.M.M.

En el área o campo de la exploración es básico y fundamental poseer un conocimiento en cuanto a la situación geológica de las zonas prospectivas, en este caso se realizó un control geológico tanto estratigráfico como estructural en una zona de la cuenca del valle medio del Magdalena, con el motivo primordial de poseer certeza y servir de apoyo en los prospectos ubicados en cercanías o dentro de la misma área.

Se siguió una metodología funcional y práctica para poder realizar este tipo de caracterización, siguiendo una serie de pasos o un protocolo de trabajo el cual involucra distintos parámetros o campos de acción en los cuales se verán involucrados tanto la información de pozos recopilada con anterioridad en la base de datos interna como la interpretación sísmica para controlar o descifrar la configuración estructural presente en la zona de estudio. Para este caso se realizó énfasis en identificar de forma clara la discordancia del Eoceno medio en la zona, realizando su debido amarre y mapeo, como a su vez revisar la secuencia cretácica que infra-yace esta discordancia, tratando de identificar algunas formaciones y asociarlas al nivel de prospectividad propio que nos pueda generar, ya sea por medio de las estructuras existentes o por su acunamiento contra la discordancia.

Básicamente la metodología que se maneja para esta caracterización fue la siguiente:

- Recopilación y control de calidad de toda la información disponible en cuanto a los pozos involucrados en la caracterización de esta zona.
- Análisis morfoestructural Regional por medio de Imágenes Satelitales y revisión del Modelo Digital de Terreno disponible en esta zona por medio del SIG ARC-GIS licenciado por la gerencia de exploración Nacional.
- Revisión de las líneas sísmicas 2D involucradas en el área de estudio y realización de los Shift para correlacionar cada línea y realizar un modelo coherente en el espacio.
- Normalización y edición de las curvas disponibles en los pozos involucrados.
- Revisión de los topes para cada pozo y carga en el modulo Wellpix del software Geoframe.
- Correlaciones o Cross Sections por medio de electroformas y datos de perforación en los perfiles de cada pozo, tanto N-S como E-W.
- Calibración de los horizontes en la sísmica con los topes en profundidad por medio de la realización de un sismograma sintético.
- Interpretación sísmica en el área de estudio controlando la discordancia y la secuencia cretácica.
- Elaboración de mapas en tiempo doble tanto para la discordancia del eoceno medio como para un reflector sobresaliente en la secuencia cretácica.

6.1. INFORMACIÓN UTILIZADA PARA LA CARACTERIZACIÓN

Para la realización de esta caracterización se utilizo la base de datos interna recopilada y ordenada con anterioridad, se escogieron 21 pozos los cuales se encontraban perforando el área de interés. Esta información se almaceno y selecciono en un directorio aparte con el fin de tener en un solo grupo de datos la información necesaria, posterior a esto se realizo su debido inventario digital en Excel como lo muestra la Figura – 33.

algunos archivos se encontraron incongruencias o a su vez se encontraban repetidos o simplemente en blanco. Todo esto con el fin de involucrar información veraz y clave al momento de definir un modelo estratigráfico en la zona de interés.

6.2 GENERALIDADES DEL AREA DE TRABAJO.

Los trabajos geológicos y de perforación realizados en la zona nor–occidental de la cuenca del valle medio del Magdalena son muy escasos y en su mayoría antiguos, Los pozos escogidos para esta caracterización fueron perforados en la década de los 60, 70 y 80's; y haciendo un recuento en cuanto a los trabajos de geología de superficie realizados en el área, se pueden mencionar los más influyentes, como los relacionados con la Serranía de San Lucas realizado por el servicio Geológico Nacional & Inventario Minero Nacional en 1966 y la cartografía geológica de la plancha 106 realizada por Clavijo & Royero en 1996.

En cuanto a la parte evolutiva del área, recientemente se han generado trabajos en cuanto a correlaciones o transectas regionales como las publicadas en el 2005 por parte del ICP como apoyo al proyecto de *Play fairway maps* por Rubiano, Caro y Bernardo. A su vez se han realizado trabajos en cuanto a interpretación fotogeológica los cuales presentan esquemas regionales como los realizados por Kassem y Arango en 1977 publicando el Mapa Fotogeológico de la serranía de San Lucas a escala 1 : 500000; y el realizado por Ujeta en 1992 en la parte central y Norte del Valle medio del Magdalena el cual propone que los sedimentos presentes en esta cuenca se podrían agrupar en cuatro categorías, como los sedimentos continentales terciarios, sedimentos cretáceos de miogeosinclinal, sedimentos de origen marinos neríticos y sedimentos continentales del paleozoico superior-Jurasico.

6.3 UBICACIÓN DEL AREA.

El área de estudio se encuentra ubicada en el sector norte de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en los departamentos de Santander (Zona Norte) y Bolívar (Zona Sur) (Figura – 34). Está caracterizada por una topografía plana disectada por corrientes fluviales y ciénagas asociadas, y al sector occidental se caracteriza por el levantamiento de la serranía de San Lucas, influenciando indudablemente la configuración estructural aledaña a esta, en el sector de la cuenca.

Los campos productores de aceite más cercanos son Totumal, Buturama, Doña Marina, Los Ángeles, Tisquirama y Lebrija. En superficie la zona se encuentra ocupada por depósitos aluviales recientes relacionados con el río Magdalena y su sistema de ciénagas y canales. Por debajo de este relleno cuaternario (Figura – 36), se encuentran rocas del terciario que fueron depositadas en ambientes continentales correspondientes al grupo Real de edad Mioceno medio-Plioceno que se encuentra por encima de la discordancia del Mioceno Medio y las Formaciones Colorado de edad Mioceno temprano y Mugrosa de edad Oligoceno que se encuentra suprayaciendo la discordancia del Eoceno Medio.

Por debajo de esta discordancia regional se encuentran una secuencia formada por las formaciones Lisama de edad Paleoceno, Umir de edad Maastrichtiano-Campaniano, la Luna de edad Conaciano-Turoniano, Simití de edad Cenomaniano-Albiano Medio, Tablazo de edad Albiano temprano-Aptiano, Rosablanca de edad Barremiano temprano-Hauteriviano Tardío, Tambor de edad Hauteriviano-Berrasiano y Giron de edad Jurasica.

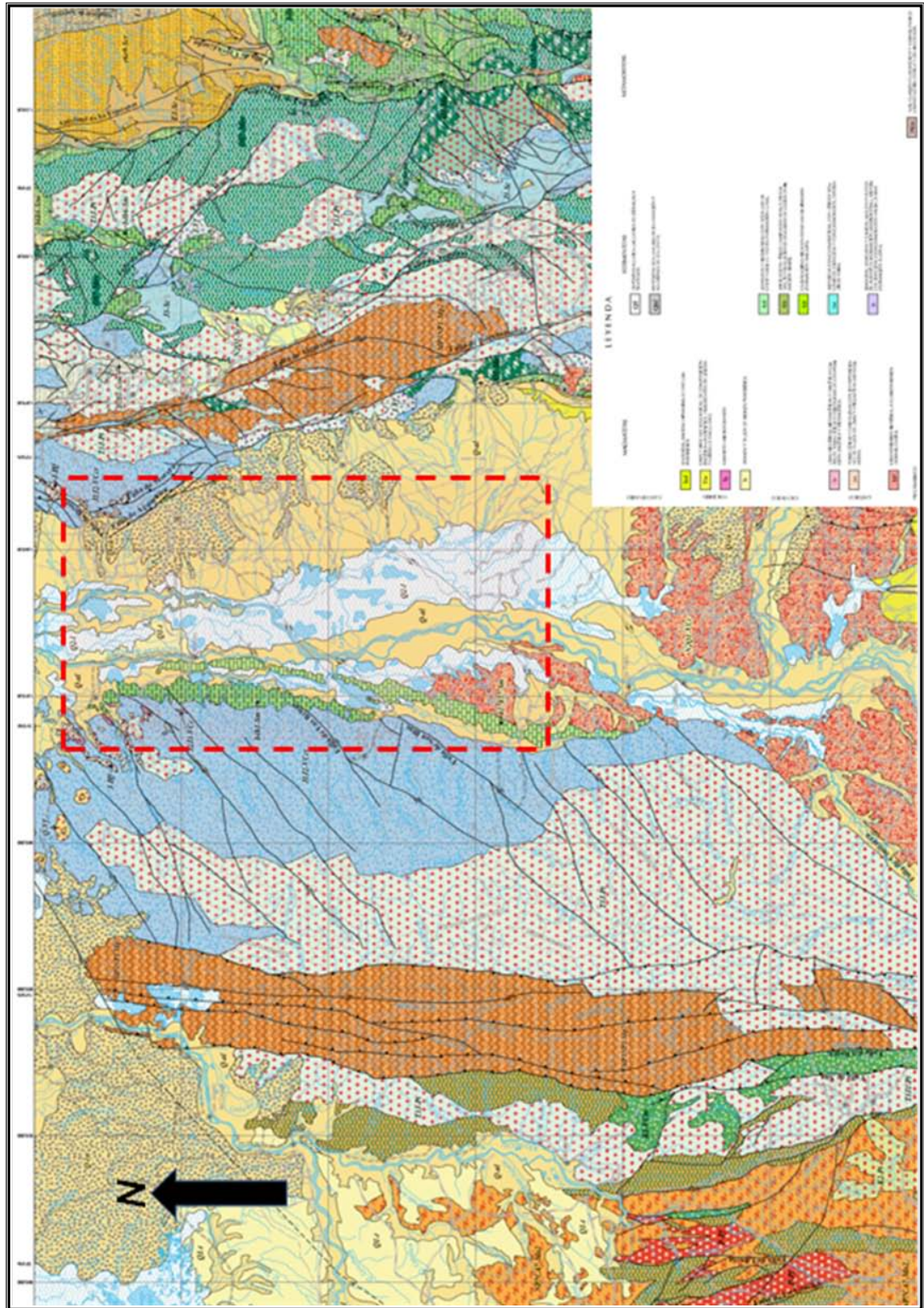


Figura – 35. Mapa Geológico área de trabajo. Tomado del Atlas geológico de Colombia, plancha 5-06 Ingeominas.

6.4 ESTRATIGRAFÍA DEL ÁREA.

En la cuenca del VMM se identifican tres secuencias de primer orden depositadas sobre el basamento cristalino constituido por rocas ígneas y metamórficas de edad Pre-Jurásico (Figura-34). La Secuencia A (Triásico-Jurásico); La Secuencia B (Cretáceo-Paleoceno) y La Secuencia C (Post-Eoceno Medio).

Secuencia A (Triásico-Jurásico)

Reposa discordantemente sobre el basamento cristalino y aflora en el borde occidental de la cuenca, en las estribaciones de la serranía de San Lucas y en el Macizo de Santander. Está constituida por limolitas rojas, intercaladas con flujos de lavas riodacitas, brechas volcánicas, tobas y piroclastitas depositados en ambientes continentales a marginales (Etayo et. al, 1985). Esta sucesión se presenta intruída por plutones dioríticos a cuarzodioríticos de edad Jurásico Tardío, Cretáceo Temprano.

Secuencia B (Cretáceo-Paleoceno)

Constituida por las formaciones Tambor, Los Santos, Cumbre, Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití, La Luna, Umir y Lisama. Esta limitada en su base por la discordancia del Jurásico y en su parte superior por la discordancia del Eoceno Medio. Esta secuencia se depositó en condiciones marinas, de plataforma, las cuales se hicieron transicionales desde el Maestrichtiano. Sísmicamente está caracterizada por reflexiones paralelas a levemente divergentes que corresponden a calizas, margas, shales y lodolitas. La geometría y estructura es tabular indicando un ambiente muy estable con subsidencia uniforme. La amplitud es variable debido a la intercalación de niveles arcillosos con niveles de calizas y ocasionalmente areniscas; la continuidad y frecuencia son variables.

El Cretáceo Inferior está representado por cuarzoarenitas de grano fino a conglomeráticas de las formaciones Los Santos, Tambor (de distribución local)

depositadas en ambientes continentales. El ingreso marino esta registrado por las cuarzoarenitas y limolitas de tonos verdosos con fósiles de moluscos (bivalvos) y por arcillolitas laminadas negras de la Formación Cumbre de ambiente intermareal, restringidos (albúferas). Estas formaciones han sido reportadas en el borde oriental de la cuenca. (Rolón y Numpaque, 1997). En la parte central y oeste de la cuenca no han sido reportadas estas unidades. Las condiciones de plataforma marina prevalecieron permitiendo el depósito de calizas, mudstone, wackestone y packestone, en la Formación Rosablanca.

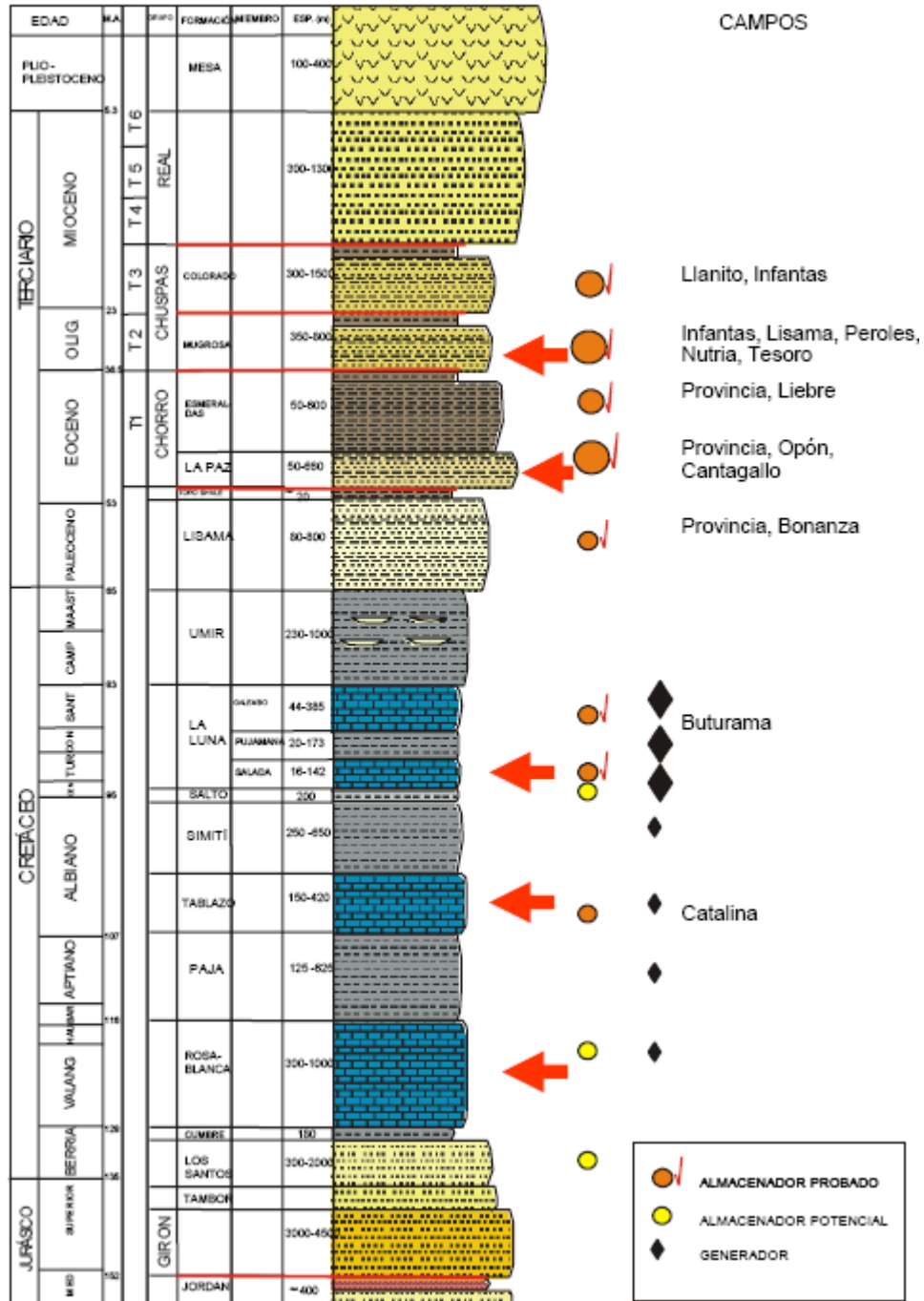


Figura 36. Columna Estratigráfica Generalizada VMM. (Tomada base de datos ECOPETROL S.A)

Shales negros y arenitas de grano fino arcillosas, depositadas en ambientes intermareales a supramareales correspondientes a la Formación Paja. Mudstone, wackestone con terrígenos, ocasionalmente bioclastos, shales negros, arenitas de grano fino arcillosas, calcáreas y algunas glauconíticas de la Formación Tablazo.

El Cretáceo Superior está caracterizado por gruesos paquetes de shales negros con algunas intercalaciones de arenitas arcillosas y niveles de concreciones, depositados en ambientes submareales que constituyen la Formación Simití. La Formación La Luna representada por sucesiones de mudstone, wackestone de terrígenos y wackestone-packstone de microfósiles, lodolitas silíceas y shales negros depositados en ambientes submareales. Esta sucesión termina con el establecimiento de condiciones someras en donde se depositaron shales negros, limolitas, algunos niveles de areniscas de grano fino con laminación cruzada y mantos de carbón, correspondientes a ambientes litorales, intermareales y restringidos (pantanos), que constituyen la Formación Umir.

El intervalo Paleoceno está representado por la Formación Lisama y se localiza en el sector noroccidental de la cuenca, suprayace transicionalmente la Formación Umir y representa la transición de condiciones marinas a continentales.

Una descripción de la sucesión estratigráfica iniciando en el Grupo Calcáreo Basal se comenta a continuación.

Grupo Calcáreo Basal.

Formación Rosablanca

La parte inferior de la Formación Rosablanca, varía composicionalmente en sentido Oriente–Occidente, desde evaporitas y areniscas en el sector Occidental de la Cordillera Oriental, Mesa de los Santos, hasta una alternancia de mudstones y wackestones en los sectores central y occidental de la cuenca. En la parte media de la formación predominan packstones y grainstones de oolitos, bioclastos,

intraclastos, las cuales representan depósitos de barras de plataforma. La porción superior de la unidad consta principalmente de alternancia de wackestones de bioclastos y terrígenos, mudstones y limolitas calcáreas (margas), las cuales se acumularon en un ámbito de plataforma semiconfinada. El espesor de la Formación Rosablanca varía en términos generales de 300 a 500 pies (91 m a 152 m) en la parte plana de la cuenca, con un incremento notable hacia la Cordillera Oriental, aproximadamente en el sector comprendido entre la Falla de La Salina y el Macizo de La Floresta (Depto. Santander), indicando un depocentro en esta área. Las dataciones que se han realizado evidencian el carácter diácrono de esta unidad, la cual se va haciendo más joven hacia los bordes de la cuenca. Es así como en el sector Occidental de la Cordillera Oriental, faja del Anticlinal de Los Cobardes – Vélez (posible depocentro de la cuenca), la Formación Rosablanca es de edad Valanginiano, pero hacia el occidente de la cuenca, Mesa de Los Santos y Casabe, es de edad Hauteriviano y en el extremo Norte de los campos Playón-Buturama, llega a ser incluso de edad Barremiano.

Formación La Paja

Esta unidad presenta predominio de lutitas grises oscuras a negras, con algunas capas de mudstone, más abundantes en la parte inferior, acumuladas en una plataforma interna a media con niveles de fósiles nectónicos, ammonitas y en ocasiones, restos de peces. Con frecuencia presenta concreciones calcáreas, venas de calcita e impregnaciones de hidrocarburos, posiblemente acumuladas como lodo orgánico en un fondo marino no muy profundo. Esporádicamente presenta evaporitas, en especial en el sector oriental, Mesa de Los Santos y Villa de Leyva, nivel conocido como "Arcillolitas Abigarradas" (Etayo F., 1968), que representan típicos depósitos litorales. Al igual que la mayoría de las unidades del Cretáceo Temprano del VMM y Cordillera Oriental esta unidad presenta un carácter diácrono, evidenciado por edades que varían desde el Barremiano a Aptiano Medio. Su registro cronoestratigráfico manifiesta una interrupción del Aptiano Inferior (Rolón, L. & Numpaque L, 1997).

Formación Tablazo

Esta unidad está constituida principalmente por lutitas, calizas y en menor proporción arenitas. En el sector oriental de la cuenca la sucesión tiene un mayor componente terrígeno llegando a presentarse areniscas calcáreas fosilíferas, mientras que en el sector occidental de la cuenca, consiste de wackstones y packstones de pelecípodos, interestratificadas con lutitas calcáreas grises oscuras, que representan acumulaciones en una plataforma de carbonatos somera que se desarrollo de oriente a occidente, hacia costa afuera (offshore) desde una zona litoral hasta una zona submareal a través de una isla barrera (ambiente nerítico). Las calizas se distribuyen tanto en la parte superior como inferior de la formación. Los espesores de esta unidad en la parte plana de la cuenca varían entre 200 y 550 pies (61 m y 144 m), con un ligero incremento en el sector centro-occidental, en donde los espesores aumentan hasta 800 pies (244 m). En el sector más occidental de la cuenca, alcanza valores de hasta 1200 pies (366 m), indicando profundización de la cuenca en este sentido, relacionada posiblemente con la inclinación de la plataforma de esta época. Con base en dataciones recientes realizadas a partir de ammonitas, se le asigna un rango de edad desde el Aptiano Tardío hasta la base del Albiano Medio.

Formación Simití

Consta de lutitas grises oscuras a negras, localmente calcáreas, con concreciones de ammonitas en la parte más superior de la formación, así como láminas delgadas conglomeráticas, con gránulos, nódulos de fosfato, dientes de peces y arena (Morales *et. al.*, 1958). Hacia el sector oriental en el piedemonte de la cordillera (región de mesas y cuevas) en la base de la unidad se presenta un cambio litológico a arenitas. Esta unidad se interpreta como desarrollada en una amplia plataforma desde la zona litoral al oriente hasta la zona submareal al occidente. El espesor de la Formación Simití varía de 800 a 2000 pies. El rango de edad que se le asigna es Albiano Medio - Cenomaniano.

Formación La Luna

Esta unidad consta de tres miembros denominados de base a tope Salada, Pujamana y Galembo. El Basal de naturaleza calcárea lutítica, el Intermedio compuesto por lutitas calcáreas, el Superior calcáreo con terrígenos limosos arenosos (piedemonte cordillera Oriental). Predominan en la formación las calizas negras, laminares, con concreciones elipsoidales y láminas de pirita. Algunas contienen fragmentos de conchas de pelecípodos, abundantes foraminíferos planctónicos, radiolarios y carecen de foraminíferos bentónicos. Esta unidad se interpreta como acumuladas en fondos amplios, abiertos (plataforma externa) con abundancia de nutrientes, indicada por la presencia de calizas y concreciones calcáreas y bajo el influjo constante de corrientes de surgencia, lo cual se refleja en la presencia de fosfatos y glauconita. En términos generales el espesor de la Formación la Luna muestran un incremento hacia el sector suroeste de la cuenca. Por su posición estratigráfica y con base en dataciones realizadas a partir de ammonitas, se le asigna un rango de edad desde el Turoniano Temprano hasta el Santoniano.

Formación Umir

La Formación Umir consiste de lutitas gris oscuro a gris medio, con delgadas intercalaciones de limolitas, las cuales son más frecuentes hacia la parte superior de la formación donde hay delgadas capas de arenisca de grano fino a muy fino, laminadas, y capas de carbón bituminoso, sub bituminoso. Las facies lodosas contienen numerosas bandas de pirita del tipo framboidal (Tchegliakova, 1993), siderita y óxidos de hierro, además de grandes cantidades de foraminíferos, predominantemente bentónicos. El ambiente de sedimentación de la formación ha sido interpretado como desarrollado en la zona de transición entre la plataforma interna, hasta llanuras de marea y frente deltáico (en su parte superior), predominantemente en lago semi-restringido (Flórez, 1997), bajo condiciones predominantemente litorales continentales, anaeróbicas. El espesor de la

formación es variable y alcanza un máximo de 3300 pies. Siguiendo las dataciones realizadas por diferentes autores con base en foraminíferos bentónicos, se le asigna una edad Campaniano a Maastrichtiano.

Formación Lisama

La secuencia Paleocena está representada por la Formación Lisama que suprayace transicionalmente a la Formación Umir. Representa la transición de condiciones marinas a deltáicas y consiste principalmente de lodolitas varicoloreadas con algunas intercalaciones de arenitas de grano fino a medio, esporádicamente con estratificación cruzada y lentes de carbón (Morales *et. al.*, 1958). El límite superior de esta secuencia corresponde a la discordancia angular del Eoceno Medio. El espesor de esta unidad puede alcanzar hasta 3500 pies. Se ha estimado una edad Paleoceno, según datos palinológicos.

Secuencia C (Eoceno Medio-Superior-Cuaternario)

Esta Secuencia se depositó en un ambiente continental en una cuenca de antepaís hasta el Mioceno Medio e intramontana a partir de este momento. Sobre la Discordancia del Eoceno Medio se definen seis tectono-secuencias depositadas en ambientes aluviales y fluviales (Suárez, 1996). Estas secuencias comprenden la Tectonosecuencia T1 (Grupo Chorro, Formaciones La Paz y Esmeraldas), Tectonosecuencia T2 (Grupo Chuspas, Formación Mugrosa), Tectonosecuencia T3 (Grupo Chuspas, Formación Colorado). La expresión sísmica de estas secuencias tectónicas presenta configuración de reflexiones con poco paralelismo y alta divergencia, características de depósitos en ambientes continentales. Tres horizontes fosilíferos han sido identificados como marcadores: “Los Corros” al tope de la Tectonosecuencia T1 (Eoceno Superior), “Mugrosa” al tope de la Tectonosecuencia T2 (Oligoceno) y “La Cira-Shale” al tope de la Tectonosecuencia T3 (Mioceno Inferior – Medio).

Estos marcadores se caracterizan por ser unidades delgadas pelíticas coetáneas depositadas en ciénagas y extensas llanuras de inundación. En sísmica, se pueden observar como reflexiones continuas, debido a que al tope de cada una de ellas se presenta una discordancia regional de baja angularidad o paraconformidad que separan las tectonosecuencias (Suárez, 1996).

Grupo Chorro (Tectonosecuencia T1)

Comprende las formaciones La Paz y Esmeraldas, ambas de edad Eoceno. La Formación La Paz corresponde al primer depósito continental después del dominio marino del Cretácico y es el más importante almacenador en la parte Norte y Oriental de la cuenca del VMM.

En el sector Occidental de la cuenca (Campo Yariguí-Cantagallo) posee un espesor de 2000 pies y está constituida principalmente por arenitas de grano grueso a conglomerático con intercalaciones de lodolitas depositadas en sistemas fluviales trenzados de baja sinuosidad (Suárez, en Córdoba et al., 2001). En el sector Oriental de la cuenca, el espesor varía entre 650 a 3000 pies y consta de intercalaciones de arenitas de grano grueso y arcillolitas con variaciones a arenitas de grano fino y grueso separadas por delgados intervalos de lodolitas acumuladas en un sistema de corrientes trenzadas. Subyace a la Formación La Paz, de manera local, en el sector del Sinclinal de Nuevo Mundo y San Luis, el Miembro Toro, constituido por lutitas arenosas, alcanzando un promedio de 30 metros de espesor y a su vez se apoya discordante sobre la Formación Lisama.

La distribución de la Formación La Paz fue controlada por la actividad tectónica durante el Eoceno Medio. Las áreas fuente para la Formación La Paz fueron la Cordillera Central en el sector de Yariguí – Cantagallo, es decir al Occidente de la cuenca y el paleo-macizo de Santander y paleoalto de Sogamoso para el sector del campo Provincia, al Oriente de la cuenca. Suprayaciendo la Formación La Paz se presenta la Formación Esmeraldas. Al igual que la Formación La Paz, la

Formación Esmeraldas es una unidad diácrona que abarca la mayor parte del Eoceno Tardío en el sector Oriental de la cuenca y el tope de Eoceno Tardío en el sector Occidental de la cuenca. El espesor varía desde 160 pies en el área de Yariguí-Cantagallo hasta 1500 pies en el sector de Provincia. La litología consiste de intervalos competentes de lodolitas y limolitas oscuras, algunos niveles de arenitas de grano fino y delgados mantos de carbón depositados en llanuras de inundación asociadas a canales entrelazados (Rubiano 1995, en Córdoba et al., 2001a). El tope de la Formación Esmeraldas y a la vez de la Tectonosecuencia 1 está caracterizado por varios niveles arcillosos ricos en moluscos de agua dulce y palinomorfos, de edad Eoceno Tardío conocido como "Horizonte fosilífero Los Corros".

Grupo Chuspas (Tectonosecuencia T2)

Definida por Suárez (1996) corresponde a la Formación Mugrosa (zonas operacionales C y B), de edad Oligoceno - Mioceno Inferior. Está constituida por intercalaciones de arenitas de grano fino y lodolitas abigarradas, acumuladas en un sistema de ríos entrelazados (Rubiano, 1995). El espesor varía de 1900 pies en los sectores Central y Oriental de la cuenca, hasta 2400 pies al Occidente de la misma, indicando que el depocentro para este tiempo se ubicaba en este sector. El tope de la Tectonosecuencia está caracterizado por un nivel arcilloso rico en fósiles (restos de reptiles, peces) llamado "Horizonte fosilífero de Mugrosa", de edad Mioceno Temprano.

Grupo Chuspas (Tectonosecuencia 3)

Corresponde a la Formación Colorado de edad Mioceno inferior- Base del Mioceno Medio. Compuesta por lodolitas masivas con intercalaciones de arenitas de grano fino a grueso, depositadas en un ambiente fluvial, de canales con presencia de barras puntuales y longitudinales (De La Cruz E., 1988, Córdoba et al., 2001). El mayor espesor de la unidad es de 3200 pies y se presenta en el sector central de la cuenca. El tope de la Tectonosecuencia 3 está marcado por

un nivel de lutitas carbonáceas y fosilíferas de edad Mioceno Medio, conocido como "La Cira Shale".

6.5. EVOLUCIÓN TECTÓNICA DEL ÁREA

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es el resultado de una compleja evolución geológica donde se han producido diferentes eventos tectónicos de expansión, colisión oblicua, acreción y transpresión ocurridos durante el Mesozoico y Cenozoico. Estas diferentes fases de evolución geológica dieron como resultado la intensa deformación y superposición de diferentes estilos estructurales y eventos deposicionales, que reflejan una compleja interacción y cambios mayores en la dinámica de placas con importante implicación en la generación, preservación y acumulación de hidrocarburos de esta región.

Secuencias vulcano-sedimentarias y sedimentarias continentales del Jurásico fueron depositadas en bloques hundidos limitados por fallas normales (graben) generados durante un evento de Rifting (Etayo-Serna *et al.* 1985; Fabre, 1983 a, 1983b, 1987). Durante el Jurásico, el sistema de "Rift" generó una geometría compleja de altos de basamento y depocentros que fueron rellenados inicialmente por secuencias syn-rift de edad Jurásico Superior-Cretácico Inferior.

Rocas sedimentarias predominantemente marinas del Cretácico-Paleoceno que representan un gran ciclo transgresivo-regresivo se distribuían en un área mucho más extensa que el Valle Medio del Magdalena. La sedimentación se inició durante el Berriasiano con depósitos clásticos continentales y continuó con lodolitas negras y carbonatos marinos someros. La sedimentación hasta el Aptiano ocurrió en una cuenca extensional detrás de un Arco Magmático (Back-Arc) (Fabre, 1983a, 1983b, 1985, 1987), y seguida durante el Cretáceo Tardío por sedimentación fino granular, predominantemente marina, en una cuenca de fosa marginal (Macellari C., 1988).

Durante el final del Cretáceo y el Paleoceno la acreción de terrenos de naturaleza oceánica de la Cordillera Occidental (Bourgeois *et. al.*, 1982; McCourt *et. al.*, 1984) ocasionó la deformación y el levantamiento de la paleo Cordillera Central y el desarrollo incipiente de una cuenca de Antepaís “Foreland” (Colleta *et. al.*, 1990; Dengo y Covey, 1993 y Cooper *et. al.*, 1995) que produjo el gradual retiro del mar y que culminó con un período de deformación y erosión durante el Eoceno Temprano, representado por la inconformidad regional que tiene una clara expresión en la cuenca del VMM. La sedimentación del Eoceno al Mioceno ocurrió en una cuenca de antepaís (foreland), asociada con eventos de deformación y erosión de la Cordillera Central (Colleta *et. al.*, 1990; Dengo y Covey., 1993; Cooper *et. al.*, 1995). Los principales yacimientos clásticos fluviales de la cuenca son depositados de forma sincrónica con estos eventos deformacionales lo que produce fuertes variaciones faciales en estas unidades.

Posteriormente durante el levantamiento de la Cordillera Oriental, (Orogenia Andina) el Valle Medio del Magdalena alcanzó su configuración actual de cuenca intermontana, como parte del cinturón de deformación, asociado a la colisión del arco de Panamá con el noroeste de Colombia (Duque H., 1990, Colleta *et. al.*, 1990; Dengo y Covey, 1993; Cooper *et. al.*, 1995).

El área de estudio se encuentra junto a un sector dominado por fallas y asociado a la tectónica compresiva de finales del Cretáceo que produjo el levantamiento de la cordillera central, representado aquí por el cabalgamiento propuesto del borde oriental de la Serranía de San Lucas (vulcanitas y sedimentitas Jurásicas), sobre el flanco oeste del sinclinal Cretácico de la cuenca del Valle medio del Magdalena.

6.6. INTERPRETACIÓN MORFOESTRUCTURAL REGIONAL POR MEDIO DE IMÁGENES SATELITALES.

En estos días, los sistemas de información geográfica tienen un avanzado desarrollo, convirtiéndose de esta manera en una herramienta de muy fácil acceso y a su vez importante a la hora de cualquier toma de decisiones, involucrando infinidad de datos que muy seguramente servirán de apoyo en casos y análisis relacionados con las ciencias de la tierra.

En el área de exploración, los sistemas de información geográfica S.I.G. juegan un papel importante, ya que es necesario el manejo de un volumen de datos elevado, y en este caso, datos ubicables en el espacio y manejables en los SIG. Pero en esta ocasión el SIG servirá como apoyo en situaciones en las cuales la información es muy escasa, y una interpretación regional servirá para dar un indicio o certeza ante cualquier toma de decisiones de una manera rápida. En este caso, las imágenes satelitales LANDSAT servirán de apoyo para interpretar e intentar localizar la presencia de lineamientos y anomalías o indicadores superficiales de estructuras en subsuelo, las cuales pudieran ser significativas en la exploración de hidrocarburos en un área definida o delimitada. Para la realización de esta interpretación se recurrió al departamento de carga de datos de Ecopetrol, el cual suministro una imagen de satélite LANDSAT correspondiente a la zona de interés y a su vez se generó un Modelo Digital de Terreno (DEM).

El software con el cual se realizó esta interpretación fue el ArcGis con sus módulos ArcMap y ArcScene, licenciado por la Gerencia de exploración Nacional, en donde se cargaron todos los tipos de datos e imágenes relacionados necesarios para esta caracterización. La imagen que se interpretó tiene un

cubrimiento espacial de 85 x 134 Kilómetros, ubicada al norte de la cuenca del Valle medio del Magdalena, con influencia al occidente por la serranía de San Lucas y al Oriente por la cordillera Oriental (Figura – 37). A su vez, se cargaron datos culturales propios de la zona como los drenajes y Ríos predominantes, la ubicación de los pozos, vías, poblados e información de geología de superficie (Figura – 38).

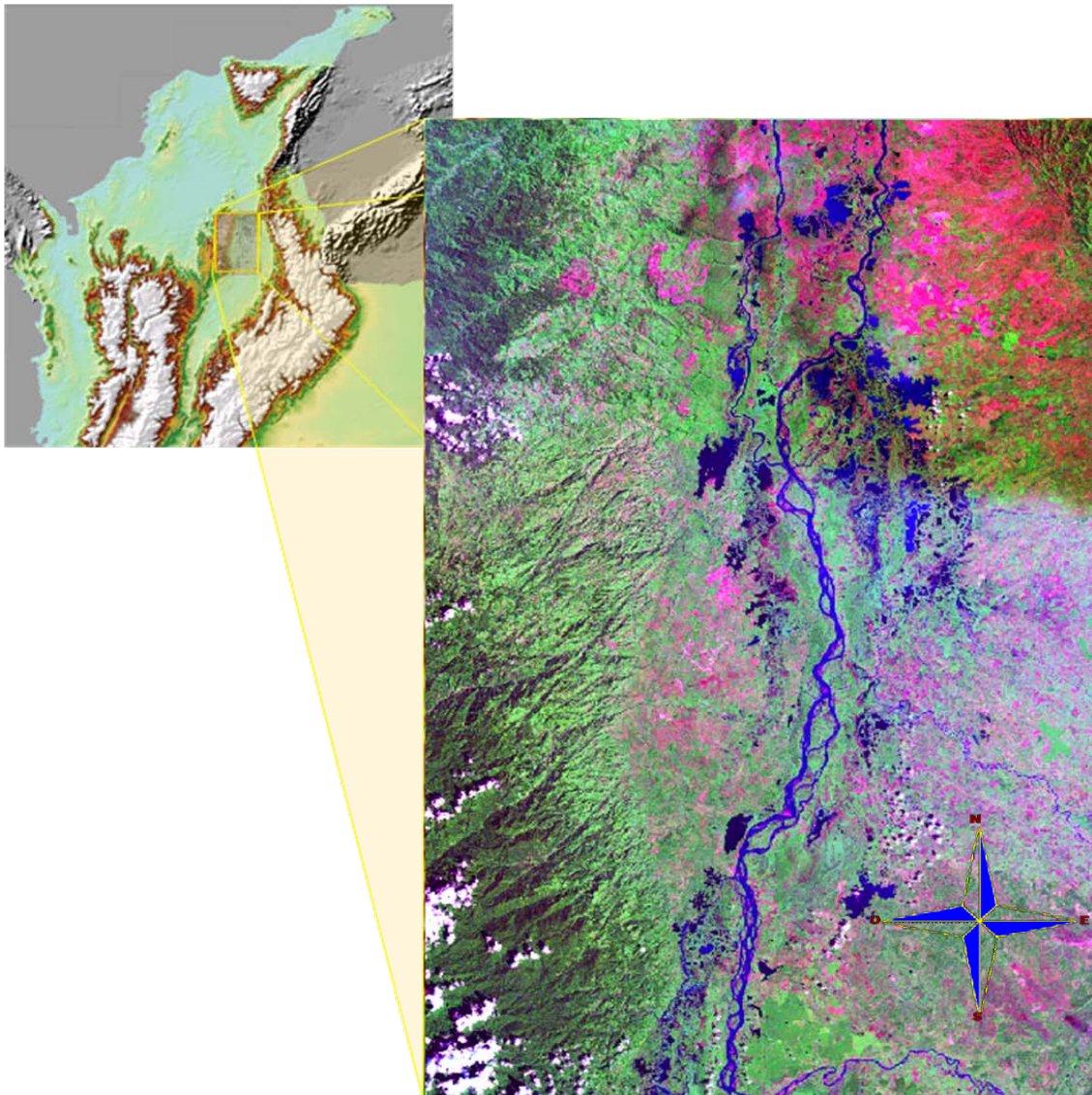


Figura – 37 Imagen LANDSAT referenciando la zona de interés

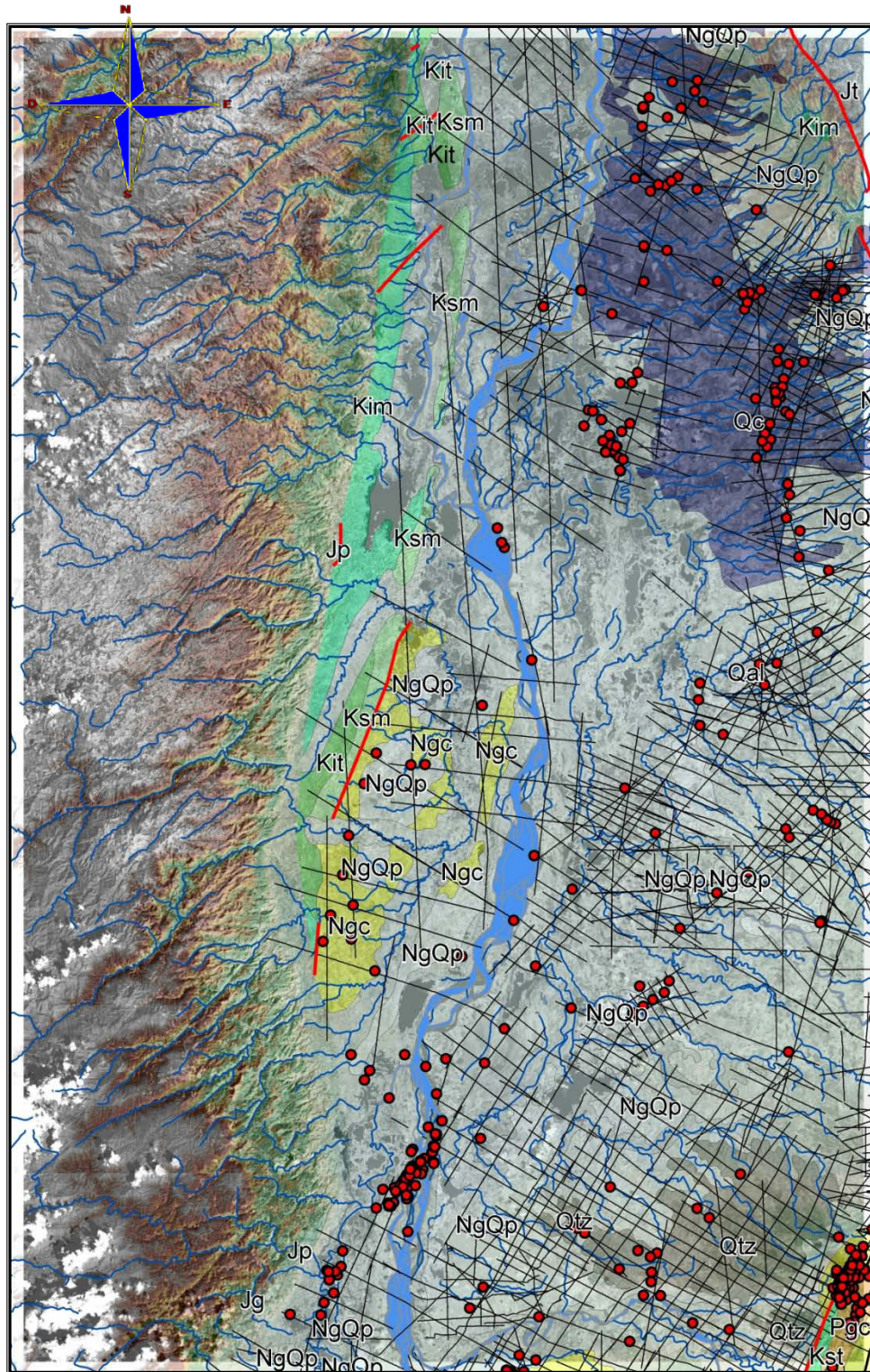


Figura 38. Área con los principales datos Cargados en el SIG.

Ya teniendo cargados todos estos datos e información de interés, empieza la fase de interpretación y reconocimiento de las tendencias morfo estructurales predominantes regionalmente. Por medio de diferentes atributos, se pueden resaltar rasgos en la imagen satelital para facilitar dicha interpretación, como también interpolar las imágenes LANDSAT con diferentes configuraciones de el modelo digital de terreno (DEM), para dar una perspectiva de elevación y a su vez relacionar o involucrar las transparencias de cada capa en la interpretación; el fin principal es identificar esos lineamientos regionales y extrapolarlos al depósito o sección de la cuenca como tal para posteriormente compararlos con la interpretación de la sísmica del subsuelo en el área.

En la figura-39 se observa la interpretación de los lineamientos o rasgos estructurales identificados en la imagen correspondiente al área de interés, la cual está compuesta básicamente por la superposición del D.E.M. sobre la imagen LANDSAT, como se puede notar, el modelo digital de terreno tiene la característica de representar la superficie terrestre mediante una malla de pixeles que se componen de una componente espacial (*tamaño del pixel y localización del mismo en coordenadas X, Y*) y una componente temática o de atributos, la cual se modifica para resaltar en este caso los cambios de elevación por medio de una tabla de colores. La imagen LANDSAT se coloca en una escala de grises, lo cual ayuda en la identificación de lineamientos estructurales a gran escala y se le da una cantidad de transparencia a las dos imágenes o capas hasta obtener un resultado confortable y apto para la interpretación. Para esta zona es visiblemente claro que se tiene dos familias o clases de lineamientos, el primero y más notorio tiene una dirección SW-NE y el segundo casi perpendicular a este en algunos sectores con dirección SE-NW, ambos dominados por la influencia de la configuración estructural de la serranía de San Lucas y a su vez un fallamiento principal o regional, el cual delimita en parte, la sección occidental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena en esta zona. Otro rasgo importante y para tener en cuenta es la característica de fallas de rumbo predominando la sección oeste

del área, ya que se puede tener una buena prospectividad según las unidades que involucre este tipo de fallamiento, el alto ángulo de estas fallas y las estructuras de deformación que genera la interacción de este mismo sistema de fallas como lo son las estructuras en flor o de palmera, en donde en el interior de la estructura se ponen en contacto unidades muy fácilmente, ayudando a la generación de trampas estructurales en el caso que existiera hidrocarburo.

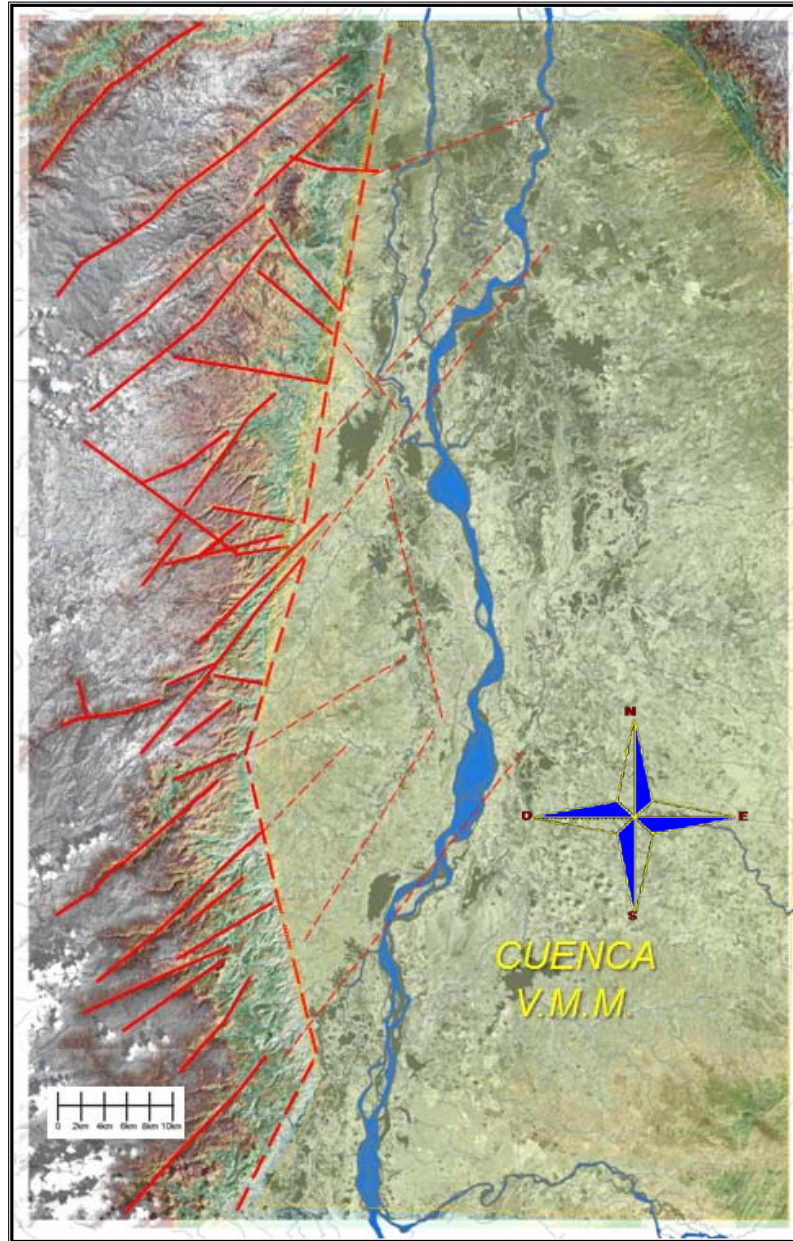


Figura 39. Interpretación de los principales lineamientos estructurales en el área.

Para entender de una manera más clara este tipo de tendencias o lineamientos es bueno conocer más a fondo la evolución de la zona y acoplarla o aprovechar esta influencia para la sección de la cuenca como tal. La serranía de San Lucas como factor dominante en esta zona, corresponde a un gran bloque emergido del basamento de la cordillera central, durante la terminación transpresiva del sistema de falla Palestina, ocurrida en su fase principal durante el triásico tardío (Barreto, 2001). La zona actualmente se encuentra dominada y limitada por la falla Espíritu Santo al Norte y la de Cimitarra a Sur con carácter dextral principalmente. Esta configuración de las principales fallas, generan en el interior de estas, deformaciones asociadas a rotaciones de bloques más pequeños en un sistema de cizalla, el cual se puede corroborar con la familia de lineamientos interpretados. Regionalmente este sistema deformativo se representa claramente por una estructura transpresiva de flor positiva con dirección NE afectando las secuencias ubicadas en la cuenca del valle medio del Magdalena y en su mayoría la secuencia cretácica, la cual se encuentra muy somera en este sector Norte occidental de la misma (Borde de cuenca). El sistema de fallas interiores se comportarán como de estilo transcurrente-inverso por lo que se puede inferir en que este sector del área de análisis se encuentra sometido a un proceso compresional el cual a su vez genera un levantamiento de las unidades involucradas en el sistema de Flor positiva.

De otra manera, es importante observar el dominio estructural que tiene este sistema de cizalla sobre este sector de la cuenca, dando control sobre el río Magdalena y todos los drenajes en el área, la cual se puede corroborar con la interpretación de los lineamientos y la extrapolación de algunos de estos sobre o hacia el río Magdalena.

Las principales Fallas en la zona se han definido como las Brisas, Simití y San Blas las cuales son descritas en la planchas 85 "Simití" (Ingeominas & UIS 2005), ubicadas en la margen oriental de la serranía de San Lucas. La falla de Brisas

está ubicada en la zona norte de este sistema, controla la transcurrencia de este sistema de flor positiva. La Falla Simití hace parte del sistema interno de la flor positiva y de carácter dextral extendiéndose de SW a NE orientando el cauce del río Magdalena y limitando la cuenca de la Ciénaga de Simití, en donde la morfología de los drenajes permiten estipular o interpretar su continuidad sobre la parte central de la cuenca V.M.M., y la Falla de San Blas limita esta estructura en su sector oriental y es una estructura de rumbo dextral que genera claros índices de deformación asociados a desplazamiento del relieve, control del drenaje y ruptura del cuaternario en la zona.

En la zona más sur de la interpretación se asocian los lineamientos asociados con la Falla de Cimitarra, la cual hace parte del sistema cuaternario Palestina, pues esta se desprende de la falla de Palestina con rumbo subparalelo y aproximadamente 50 km de longitud. (Calpa & Lopez 2000).

La estructura en Flor referenciada con anterioridad y ubicada en el área de interés presenta una rotación en sentido horario, generando una respuesta flexural ante las unidades o secuencias al E, causando de forma progresiva el aumento proporcional de un basculamiento de ese sector de la cuenca en dirección SE. En la figura – 40, se muestra un modelo realizado por ingenieros en el 2005, en donde se nota la evolución flexural del valle Medio del Magdalena por el levantamiento del sistema de Flor Positiva denominado “Las Brisas”.

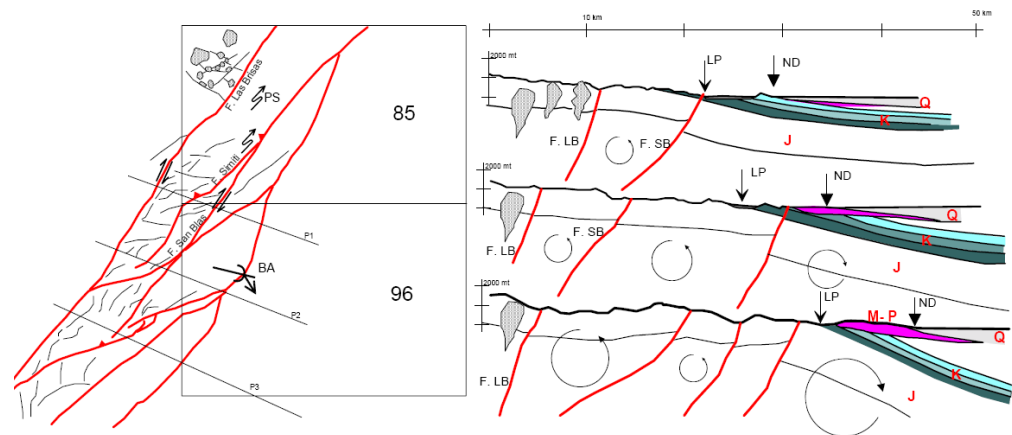


Figura – 40 Evolución de la rotación flexural del Valle del Magdalena por levantamiento transpresivo del sistema de flor positiva las Brisas. LP Línea de piedemonte, ND nivel de depositación actual, F. LB falla Las Brisas, F.SB F San Blas, Q cuaternario, M –P depósitos de la unidad Real-Mesa, K secuencia cretácica, J secuencia Jurasica. Arcos indican la dirección de rotación. Achurado en cruz cuerpos volcánicos de las Brisas. Tomado de memoria geológica de la plancha 85 Simití. Ingeominas 2005.

Otra herramienta que se utilizó en esta interpretación fue la de aprovechar el DEM o modelo digital de elevación, para evaluar superficialmente el área en el depósito de la cuenca del Valle medio del Magdalena, el cual tiene una superficie más aplanada comparándola con el sector occidental de la serrana de San Lucas. Esto con el fin de encontrar o identificar algún tipo de anomalía presente en superficie para tratar de extrapolarla a subsuelo, y con esto poder influir en la ubicación de estructuras prospectivas.

Este DEM se puede obtener por varios métodos, uno es utilizar la extensión 3D analyst de ArcScene en ArcGIS 9.2 de ESRI aunque no es la única forma de obtener dicho modelo, ya que también se pueden interpolar o obtener este modelo por medio de puntos de cota o también por mapas topográficos con atributos reales de

curvas de nivel. En este caso se explicará la metodología que se utiliza para obtener un DEM:

- A partir de curvas de nivel (*al no disponer de estas, se pueden obtener a partir de la digitalización de un mapa topográfico asignándole a su vez valores de altitud*).
- Una vez teniendo las curvas de nivel, se procede a la generación de un TIN o red irregular Triangulada, la cual se genera a través de algoritmos de triangulación del tipo Delaunay, y se define como un modelo o superficie basada en triángulos conformado por vértices o nodos (datos). Cada nodo tendrá datos de X, Y y en este caso z corresponde al de altitud.

La figura - 41 nos muestra el DEM proporcionado por el departamento de Carga de datos de Ecopetrol, para la zona de estudio, el cual tiene características ya nombradas, y se le ha aplicado una paleta de colores de forma tal que nos muestre las zonas altas con colores cálidos y las zonas bajas con colores fríos. A su vez también se muestra las curvas de nivel generadas para este DEM en el modulo 3D analist en la sección Contour, con un intervalo de contorneo denso de 25 para que no se omitan algunos detalles en la elevación de la zona más plana (Deposito de la cuenca), un factor Z : 1 y un contorno máximo de 2225. Se genero a su vez su posterior TIN en base a los dos modelos anteriores, en la sección create TIN from Features, se designaron los contornos generados como dato de entrada para este propósito, ya que este contorno contiene valores exactos en cuanto a altitud para cada curva de nivel. (Figura – 42)

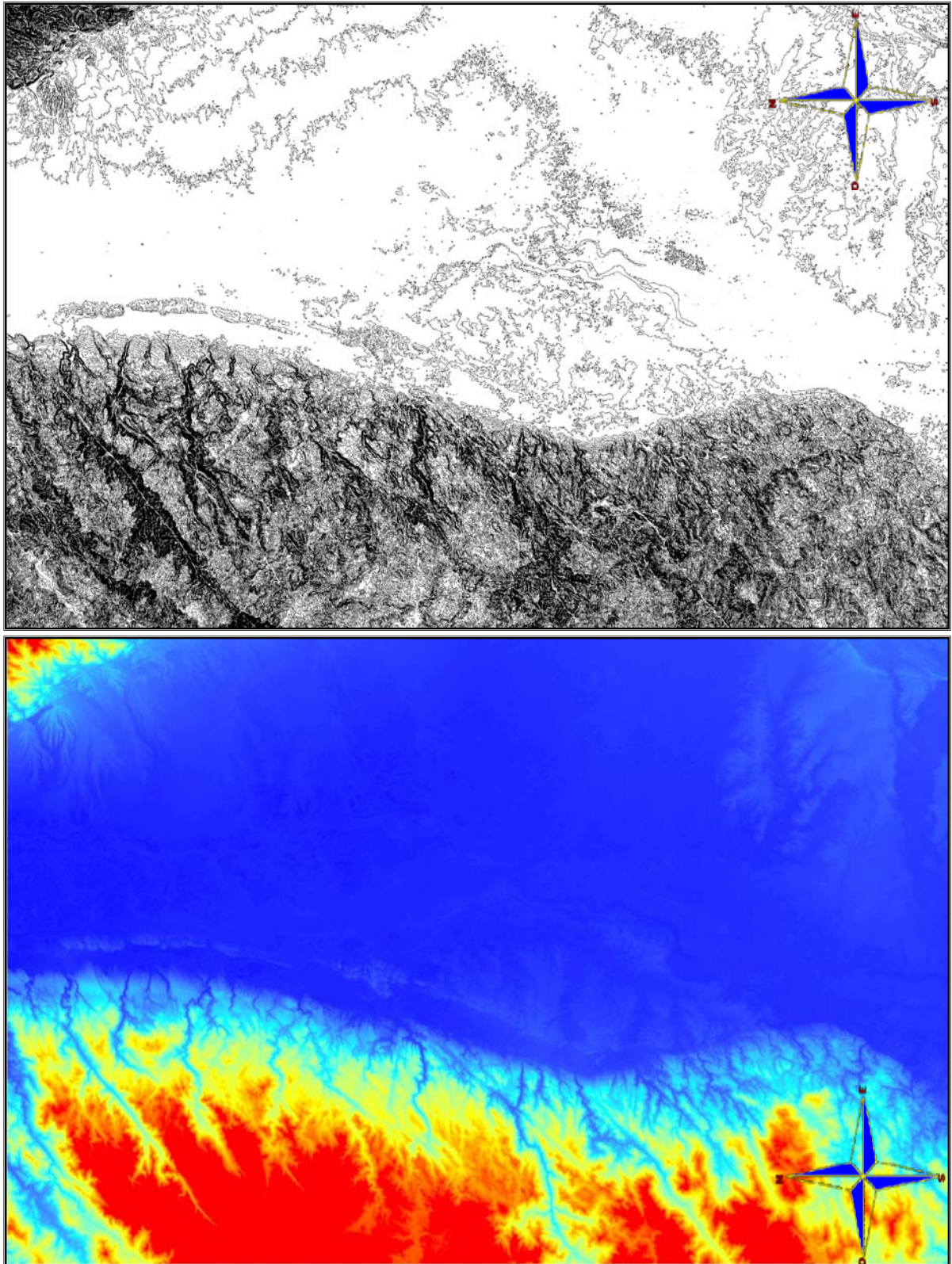


Figura – 41 D.E.M y Contorneo del Área.

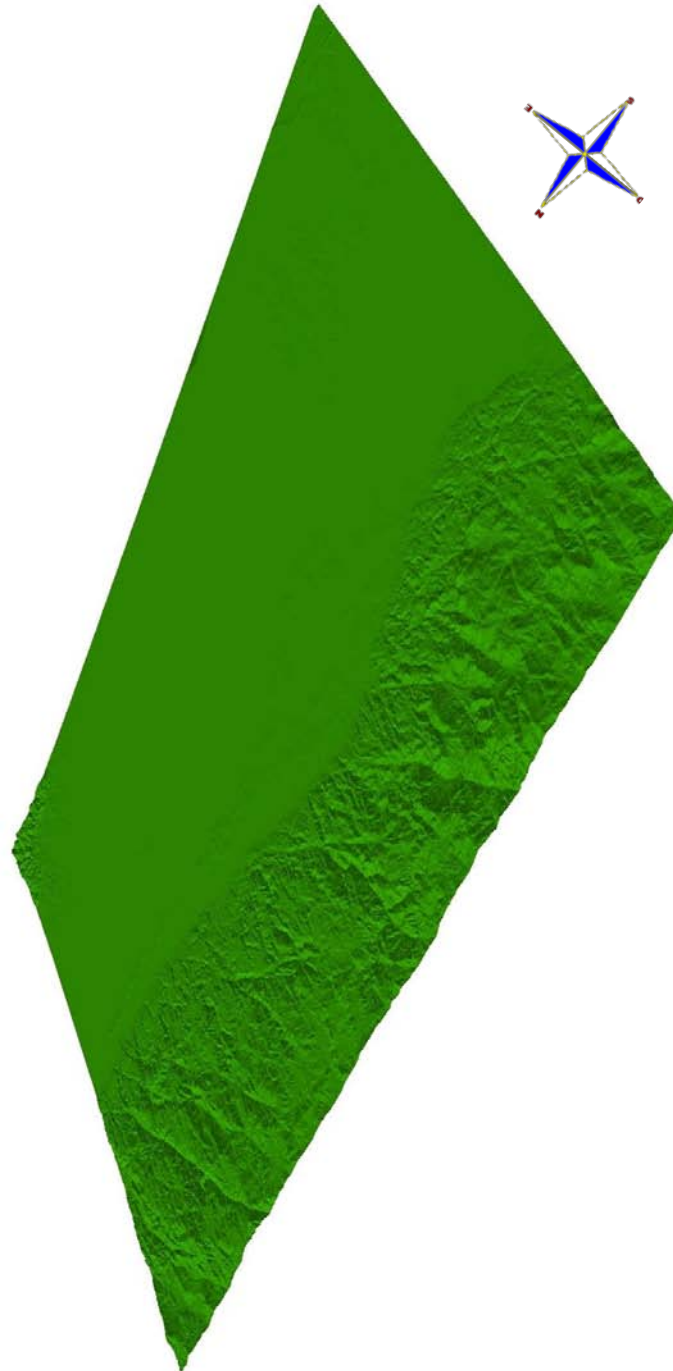


Figura – 42 TIN formado a partir de curvas de nivel

Al evaluar la superficie de una cuenca, cualquier anomalía o elevación, por más pequeña que sea, podrá estar reflejando las estructuras que están configurándose

en el subsuelo, también por otro lado el patrón de drenajes presente en la superficie de este depósito, mostrara la influencia de fallamientos, altos y estructuras que están directamente relacionadas con las secuencias presentes en el subsuelo de esta cuenca. Por esto, la superficie generada a partir del modelo de elevación digital será revisada a detalle para encontrar cualquier cambio en la morfología y a su vez asociarlo con la interpretación de lineamientos, teniendo en cuenta la geología de superficie. Una herramienta muy útil para esta evaluación es examinar el TIN 3D generado con una exageración vertical, lo cual modelara mejor el entorno y reflejara mucho más las anomalías presentes en el depósito de la cuenca. Esta metodología se ve reflejada en a figura – 43, En donde se le aplico una exageración vertical al TIN creado en base a los contornos generados por el DEM. Los parámetros que se escogieron para este tipo de análisis fueron de un factor de elevación o *Z unit conversión: 7* exagerando las pendientes de la superficie, y para suavizar esta superficie creada se aplico el atributo de smoth shading al TIN. De otro modo, se pueden adicionar características a este modelo de elevación igual que se realizo en la imagen satelital LANDSAT (ubicación de pozos, ubicación de las líneas sísmicas, drenajes....). Se puede notar a simple vista al momento de realizar una interpretación, una serie de anomalías en la superficie del relleno de la cuenca, las cuales fueron resaltadas y revisadas más en detalle por medio de un zoom a la zona representativa (Figura – 44), la cual en la zona occidental, muestra unas claras elevaciones, exponiendo en superficie una faja de secuencia cretácica antes del borde de la cuenca, cabría la posibilidad de evaluar cómo está configurada esta faja “elevada” en el subsuelo por medio de la sísmica presente en el área. Otras dos anomalías se presentan en la parte central - sur, generando elevaciones significativas en la planicie de la cuenca, las cuales se corroboran debido a la perforación de campos petroleros o pozos exploratorios en estas áreas las cuales se tendrán en cuenta al momento de evaluar o analizar la sísmica en el subsuelo.

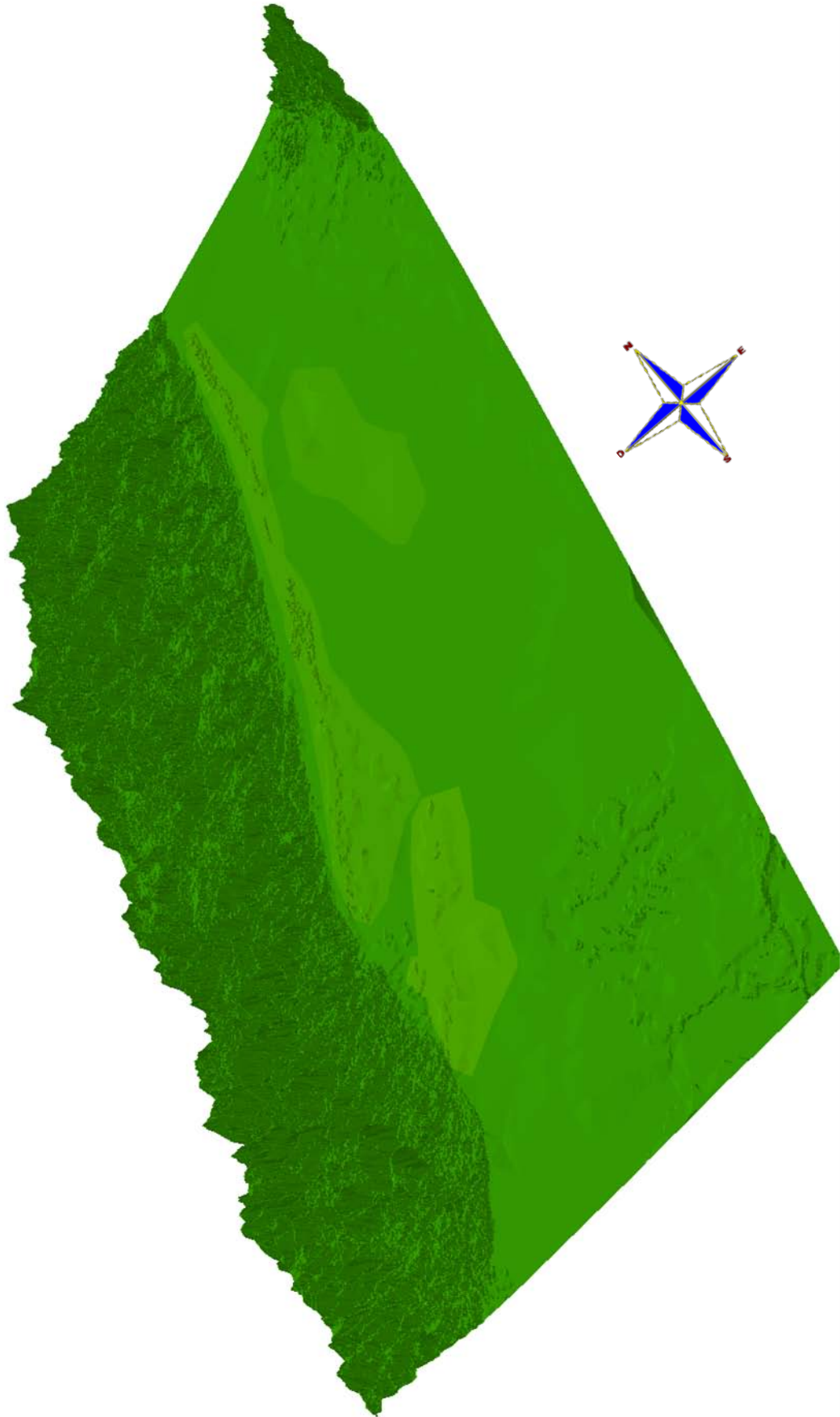


Figura – 43 Exageración vertical de 7 aplicada al TIN

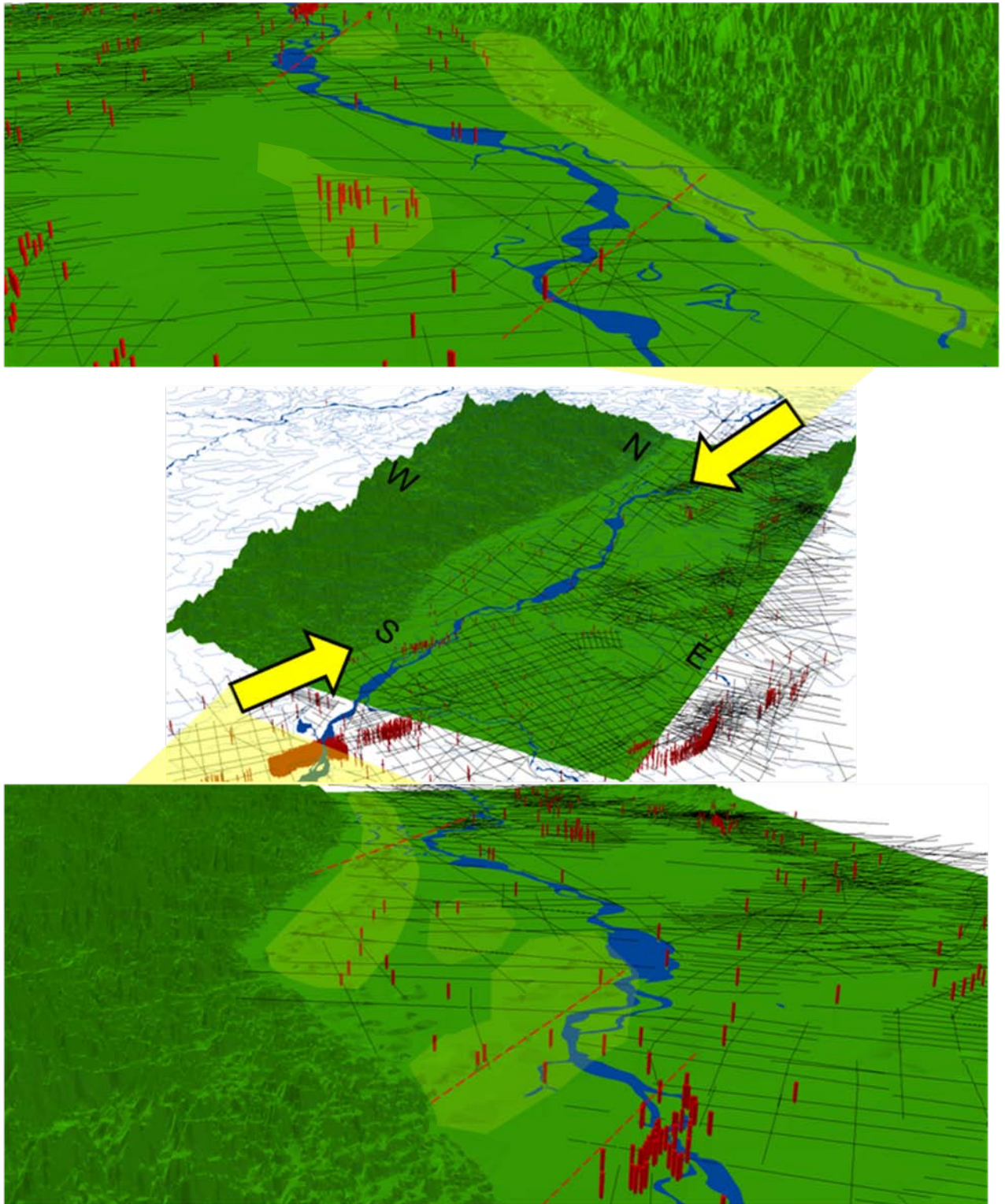


Figura – 44. Zoom del área de interés al TIN con exageración vertical, dos puntos de vistas orientados NE-SW (arriba) y SW-NE (abajo) enmarcando las anomalías superficiales.

Por medio de esta interpretación se puede tener una visión regional en cuanto la configuración estructural de la zona a groso modo, y a su vez generar ideas o amarres para tomar decisiones en el área exploratoria, en el caso de generar programas sísmicos en áreas que no cuenten con este recurso, también sería de gran utilidad esta interpretación regional al momento de decidir tomar o no un bloque o región para explorar en caso de que se presente como una cuenca frontera sin información o datos análogos para comparar.

En esta área específicamente, se tiene en cuenta los lineamientos interpretados y amarrados con análisis estructurales generados previamente y a su vez, se tienen en cuenta estructuras a nivel regional como la estructura en Flor de Brisas, la cual tiene una gran influencia sobre la secuencia cretácica y terciaria en el área del sector norte de la cuenca del valle medio del Magdalena. La extrapolación de este gran tren de fallas sería importante generarla en una forma clara hacia el depósito de la cuenca, ya que teniendo indicios tales como la morfología del río Magdalena la cual está fuertemente influenciada por esta gran configuración estructural regional, e indudablemente realizar un empalme con la interpretación de superficie con la interpretación sísmica en tiempo del subsuelo, para de esta manera estipular y asociar las estructuras y fallamientos interpretados en los dos rangos con mayor posibilidad o prospectividad.

6.7. REVISIÓN DE LA INFORMACIÓN SÍSMICA 2D DISPONIBLE EN EL AREA

El área cuenta con información o programas sísmicos desarrollados en distintas épocas que varían desde la década de los 70 hasta la actualidad, y la distribución de esta red de sísmica está dada aleatoriamente en toda la zona. Para dar inicio a esta interpretación, se revisó toda la información disponible y se realizó un inventario de las líneas sísmicas disponibles con el fin de llevar un buen control de la información. En la tabla – 3 se puede observar los programas sísmicos utilizados

ordenados por décadas de adquisición y una grafica en donde se nota una estadística de la situación para esta interpretación por cada programa.

Decada del 70	Decada del 80	Decada del 90	Recientes
EQ-E-78	B-89	BSM-91	COT-01
ET-77	CN-81	PT-96	CP-08
M-77	L-1985	TOR-94	TIM-04
M-78	L-81		
MI-79	L-83		
MM-75	L-85		
MM-76	L-87		
MM-77	LE-81		
S-78	PC-80		
SC-79	PC-81		
	PCR-86		
	TL-89		

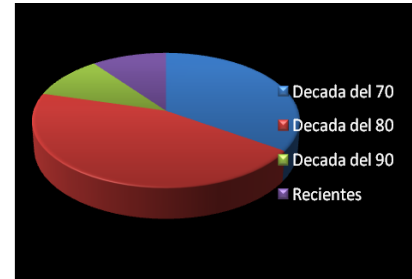


Tabla –3. Programas sísmicos ordenados por décadas

En cuanto al cubrimiento de estos programas sísmicos en el área de interés, se puede deducir que no es muy completo, ya que existen sectores los cuales no poseen control sísmico y que potencialmente podrían ser evaluadas como oportunidades exploratorias. En esta interpretación y al comienzo de cualquier tipo de interpretación sísmica, se tiene que realizar un completo amarre o sincronismo de todas las líneas sísmicas antes de interpretar cualquier tipo de horizonte, en este caso las líneas 2D, para con esto poder tener reflectores concordantes y correlacionables en todos los programas a través de toda el área y generan por medio de la interpretación un modelo que represente la realidad del subsuelo en este sector. Por esto se realizan *Shift* o desplazamientos entre cada línea 2D, en esta ocasión, se tomo como amarre el programa sísmico mas reciente presente en el área, el cual corresponde al CP-08 que tiene las características más confiables para este propósito y por otro lado al estar referenciado con Datum sísmico 0 metros a nivel del mar, ideal para esta zona de la cuenca del valle medio del magdalena. Teniendo un punto de partida se empieza con el ajuste de todas las líneas correlacionables con este programa sísmico y mediante el modulo de interpretación IESX de Geoframe (licenciado por la gerencia de exploración

Nacional), se comienza a realizar los SHIF o desplazamientos en milisegundos correspondientes a todas las líneas necesarias para la interpretación.

En la figura – 45 se observa un ejemplo del SHIF realizado en una sección sísmica compuesta 2D del área, tomando como referencia la línea 2D del programa CP-08 (de amarre) en un cruce de las mismas.

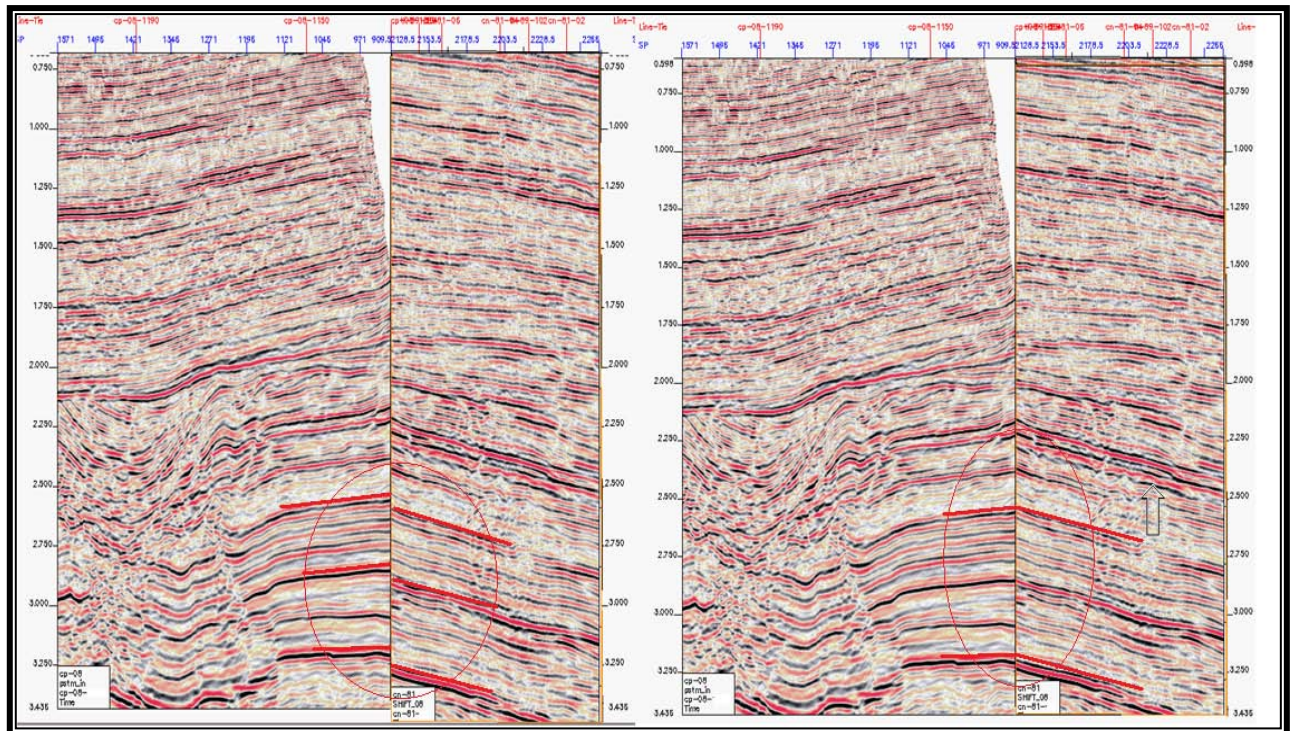


Figura – 45. SHIF realizado a una línea sísmica 2D

Para guardar o mantener la clase original de cada línea, se creó una clase adicional en la cual se guardarían todas las líneas ajustadas o con *SHIFT*, esta clase se denominó SHIF – 08 y toda la interpretación se realizó sobre esta clase, dando la confianza de poseer un buen amarre entre línea y línea. Cabe mencionar el inconveniente que se tiene al integrar programas sísmicos de varias generaciones, ya que algunos no tienen el match o ajuste necesario de programa a programa, debido tal vez al procesamiento que tuvo cada uno en cada década y el objetivo con el cual fueron realizados, ya que en algunos casos se observó un ajuste con la secuencia terciaria entre programas de distintas épocas pero para la

secuencia cretácica este ajuste se perdía, por esto se tuvo que descartar algunas líneas que no dieron el SHIFT requerido y pues generaban más ruido o error al momento de la interpretación. De esta misma manera, en el desarrollo de la actividad se encontraron líneas mal cargadas en la plataforma de interpretación, ya que al compararlas con las versiones originales en imagen .TIFF se notaban las incongruencias con la carga, retrasando de esta manera la interpretación. Finalmente se trató de realizar el mejor ajuste para integrar todas las líneas disponibles en un solo modelo de interpretación en Datum 0 metros sobre el nivel del mar. A continuación se muestra un inventario detallado de las líneas que necesitaron ajuste para la interpretación y una estadística gráfica por programa y su respectiva ubicación en la Figura – 46:

CP-08-1100	B-89-2410	CN-81ole	L-83-26	M-77-01	PC-80-03	TIM-04-2810
CP-08-1150	B-89-2480	COT-01-108	L-83-26-to	M-77-02	PC-81-06	TIM-04-2820
CG-07-1300	B-89-2650	COT-01-110	L-83-28	M-77-03	PC-81-08	TL-89-100
CP-08-1190	B-89-2830	COT-01-112	L-85-107E	M-77-04	PCR-86-9060	TL-89-101
CP-08-1070	B-89-7000	EQ-E-78-12	L-85-109	M-77-05	PCR-86-9061	TL-89-102
CP-08-1220	BSM-91-1225	ET-77-01	L-85-110	M-77-06	PCR-86-9062	TL-89-103
CP-08-1260	BSM-91-1505	L-1985-102	L-85-134	M-77-08	PCR-86-9066	TL-89-105
CP-08-1280	BSM-91-1535	L-1985-103	L-87-9075	M-78-07	PCR-86-9066	TL-89-106
CP-08-1410	BSM-91-1585	L-1985-104	L-87-9076	M-78-11	PCR-86-9068	TL-89-110
CP-08-1460	BSM-91-1730	L-1985-106	L-87-9077	MI-79-01	PCR-86-907	TOR-94-101
CP-08-1605	BSM-91-2020E	L-1985-107	L-87-9078	MI-79-03	PT-96-01	TOR-94-103
B-89-1200	BSM-91-2070	L-1985-108	L-87-9079	MM-75-05	PT-96-03	TOR-94-106
B-89-1260	BSM-91-2210	L-1985-112	L-87-9080	MM-76-01 C	PT-96-04	
B-89-1300	BSM-91-2270	L-1985-114	L-87-9082	MM-76-01b	PT-96-05	
B-89-1370	BSM-91-2620	L-81-09	L-87-9084	MM-76-04	S-78-38	
B-89-1420	BSM-91-2690	L-83-05	L-87-9086	MM-76-10	SC-79-01	
B-89-1490	Ca-1290	L-83-08	LE-81-02	MM-76-12	SC-79-02	
B-89-1590	CN-81-01	L-83-10	LE-81-05	MM-76-14	SC-79-02	
B-89-1670	CN-81-06	L-83-18	LE-81-07	MM-77-01	SC-79-03	
B-89-1700	CN-81-08	L-83-20	LE-81-11	MM-77-02	SC-79-04	
B-89-1850	CN-81-10	L-83-20	LE-81-13	MM-77-06	SC-79-06	

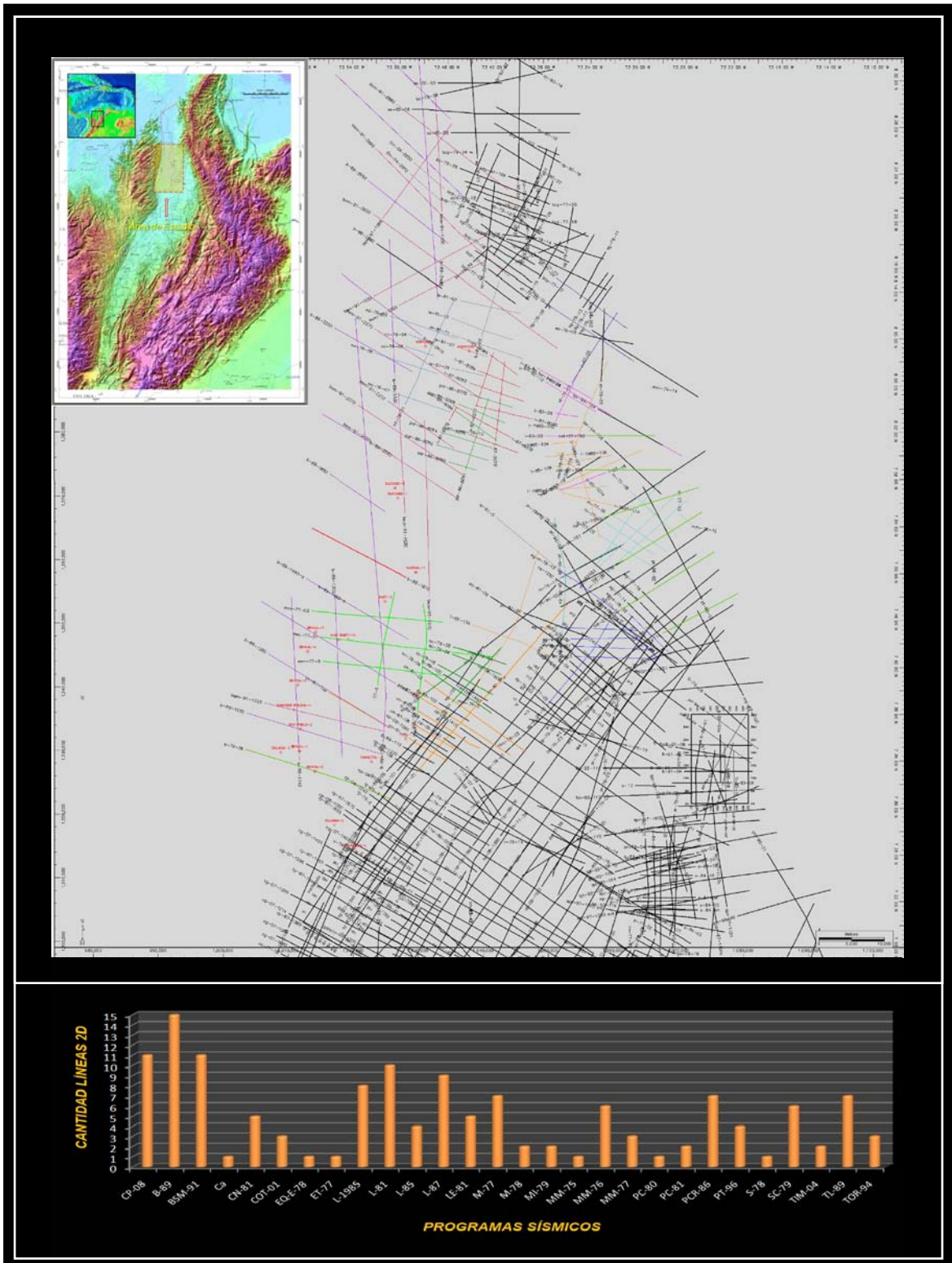


Figura – 46. Ubicación y estadística de las líneas sísmicas 2D presentes en el área.

6.8. NORMALIZACIÓN Y EDICIÓN DE LAS CURVAS DISPONIBLES EN LOS POZOS INVOLUCRADOS.

Se revisaron todos los 21 pozos involucrados en el área de análisis siguiendo la metodología desarrollada para la interpretación petrofísica mencionada anteriormente. Para esto se contaba con el inventario detallado de la información de cada pozo en digital, y de esta manera se comienza a realizar el debido análisis y edición de las diferentes curvas disponibles por pozo.

Principalmente se revisaron o compararon los registros impresos de cada pozo contra las curvas disponibles, y se le realizó la identificación de las escalas a cada perfil y su posterior Verticalización y corrección al registro SP presente en todos los pozos con la metodología ya nombrada anteriormente. De esta manera, contando con las curvas listas para utilizar, se procede a la carga de estas en el software Geoframe de Schlumberger, en donde se realizara su debida interpretación y correlación por medio del modulo *Well pix* como se nombrara a continuación. Este tipo de interpretación se realizará básicamente con los registros SP y resistivos los cuales están disponibles en todos los pozos, en los pozos que cuenten con el registro *Gamma Ray* se utilizara como herramienta adicional.

6.9. REVISION Y CARGA DE LOS TOPES FORMACIONALES PARA CADA POZO.

Antes de realizar la carga de todas las curvas en la plataforma de interpretación, se realiza la recopilación y revisión de todos los topes formacionales en diferentes fuentes de datos. La principal fuente de información para este fin es recopilar estos topes de los ya registrados en los registros gráficos compuestos de cada pozo durante la perforación, a su vez se reviso información de reportes, análisis de ripios, prognosis e informes de geología, correlaciones propuestas con anterioridad y los topes generados en las transectas regionales de la zona. En la

tabla – 4 se puede corroborar la recopilación de esta información, en sus diferentes fuentes de datos para su posterior carga de marckers en el modulo Well Pix de Geoframe.

POZO	TOPES FUENTE: REGISTROS GRAFICOS COMPUESTOS									
	REAL	COLORADO	MUGROSA	GR. CHORRO	LA PAZ	LISAMA	DISC EO-MED	UMIR	LA LUNA	SIMITI
BRAVAL-4						620	825			
BRAVAL-5						540	740			
CANALETAL-1		2650	3210	5500						
CULIMBA-1							740			
CULIMBA-2		1138				3660	4230			
GUAYABO-1		609	1896				2710			
GUAYABO-2		547	1488			1904				
LUNA-1		688		7173			7867			
MORALES-1							3100		3200	4550
MORROCOY-1			1964		2267	2910	4044			
SIMITI-1A			1900	2510			3000			
SIMITI-2A			1500	1950			2400			
SIMITI-3			2900	3780			4240			
TATO-1		2635	3426	5515	6406		7426			
VIJAGUAL-1			3077				5710		7476	
	TOPES FUENTE : PLAY FAIR WAY MAPS									
	REAL	COLORADO	MUGROSA	GR. CHORRO	LA PAZ	LISAMA	DISC EO-MED	UMIR	LA LUNA	SIMITI
BRAVAL-1		5500	1650				2215			
BRAVAL-2		1430	2540				3550			
BRAVAL-3			290				850			
BRAVAL-5		30	240				740			
GUAYABO-1		1200	1310				2710			
LUNA-1		3380					7800			
MORALES-1		790	890							
MORROCOY-1		1980					2905			
SIMITI-2A			1495				2790			
SIMITI-3		2150	2640	3850			4240			
VIJAGUAL-1		2940	4090	5500			5710			
	TOPES FUENTE : REPORTES DE POZO									
	REAL	COLORADO	MUGROSA	GR. CHORRO	LA PAZ	LISAMA	DISC EO-MED	UMIR	LA LUNA	SIMITI
CANALETAL-1		2650	3210		5500					
MORALES-1			390	690			1080			
SIMITI-3	540	1530		3140		3850	4240			

Tabla – 4. Recolección Topes formacionales.

Una vez se tuvo seguridad en los datos revisados, se genera una sesión en el modulo Well Pix de Geoframe, el cual permitirá crear y asignar todos los marckers referentes a los topes formacionales, medidas de la mesa rotaria (KB), Nivel del mar (SL), profundidad total (TD), y a su vez relacionarlos directamente con el

pozo. Al poseer las curvas existentes revisadas y editadas, el modulo permite la visualización de estas de una manera libre, en este caso se escogieron los perfiles SP y resistivos (SN, ILD, LN..), con las escalas originales de los mismos. Después de tener todos los pozos de interés con los perfiles cargados y visualizados en esta sesión, se procede a la parte de la creación de los topes, en este caso cada tope se creó con el prefijo JB para tener autonomía en el manejo de los mismos (*JB-FM. LA LUNA, JB-FM. COLORADO, JB-GR CHORRO...*), y se asignan pozo a pozo teniendo cuidado y seguridad en el valor de profundidad asignado para cada uno. En la figura – 45 (parte superior), se observa el modulo Well Pix con una serie de pozos cargados con los perfiles disponibles y revisados, y a su vez con los topes formacionales provenientes de la tabla – 3 cada uno con un color distinto y listos para utilizar en todos los otros módulos que se relacionen o se requieran. A su vez es importante conocer algunas utilidades de este modulo, las cuales son aplicadas al momento de realizar correlaciones entre los distintos pozos disponibles del área de trabajo.

En la figura – 47 (Parte inferior) se nota claramente una propiedad asignada a los perfiles de “relleno”, la cual identifica las zonas con valores bajos y altos y les asigna una paleta de colores en caso tal que se requiera una correlación entre pozos aledaños, útil para identificar facies o paquetes importantes al momento de la delimitación de formaciones o secuencias directamente asociadas por las electroformas presentes o reflejadas en los perfiles de cada pozo. Por otro lado se permite realizar ajuste de estos topes manualmente o con un valor de profundidad definido como fue realizado en esta ocasión.

Básicamente en este modulo se deja lista la sección referente a creación y carga de todos los topes relacionados directamente a cada pozo y también se puede notar las similitudes y rasgos principales de las electroformas de cada pozo si se requiere realizar algún tipo de correlación o análisis en detalle o simplemente tener una comparación a través de todo el pozo con otros pozos aledaños.

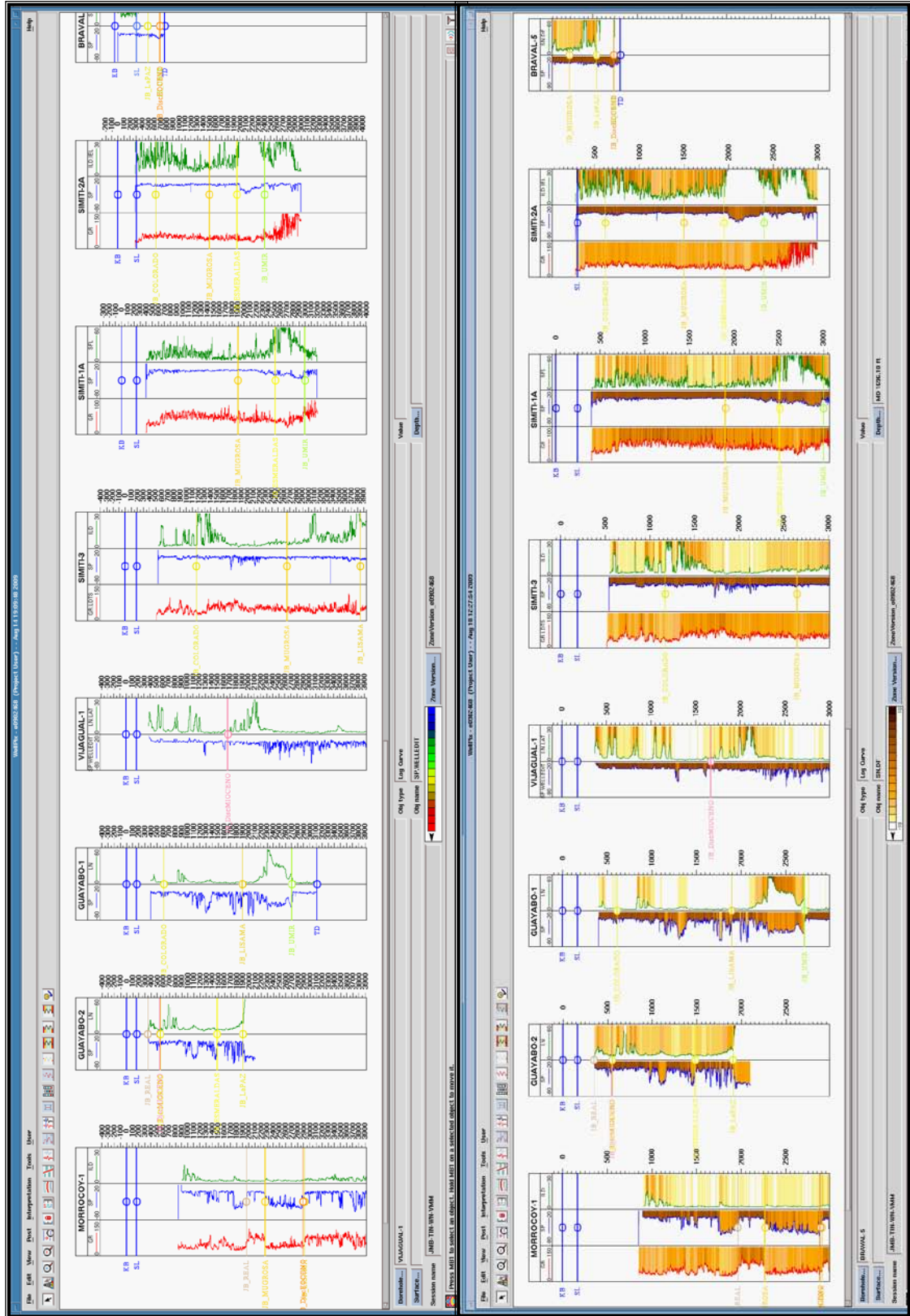


Figura – 47. Parte superior Modulo Wel Pix mostrando cada pozo con los topes cargados, Parte inferior atributo de relleno a los perfiles de cada

6.10. CROSS SECTIONS EN LA ZONA DE INTERES

Al momento de querer tener claridad en cuanto a la estratigrafía presente en el subsuelo de la zona de interés, es conveniente la realización o postulación de correlaciones o Cross Sections distribuidas entre los pozos que se encuentran perforando las distintas secuencias presentes en el subsuelo del borde Nor-Occidental de la cuenca del Valle medio del Magdalena (Zona de interés); También hay que tener en claro que el objetivo de esta correlación fue el de caracterizar esta zona regionalmente y la forma en la cual se realizo este tipo de correlación estratigráfica fue construyéndolas sobre el área en direcciones N-S y E-W con el fin de tener un control o enmallado de la zona. En la figura – 48 se puede observar las 7 correlaciones propuestas entre los pozos ubicados en la zona de interés.

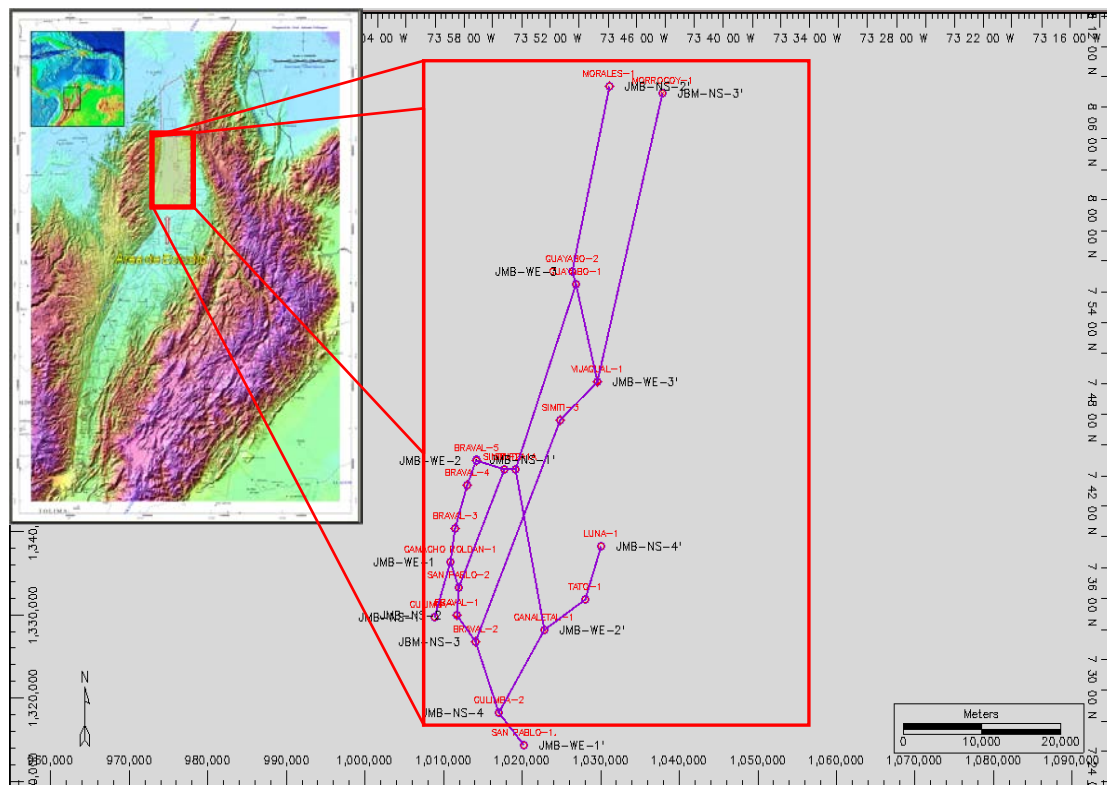


Figura – 48 Cross Section propuestas en el área.

Los 21 pozos disponibles en el área cuentan con registros SP y Resistivos y no poseen suficiente información para un buen análisis de las unidades, ya que la mayoría son pozos exploratorios que solo perforan la secuencia terciaria, la cual esta se encuentra adelgazada en esta zona identificada en la sísmica. Otra característica de los pozos del área es que casi ninguno cuenta con información de check shot, lo que dificulta aún más el amarre con la sísmica, los únicos que poseen este tipo de información serán objeto de estudio en la siguiente sección como el pozo Laurel - 1, en la cual se desarrolla un sismograma sintético con el fin de dar un mejor amarre en el sector.

La disposición de estas transectas o correlaciones estratigráficas permiten antes de realizar la interpretación sísmica obtener un cuadro de referencia o situación geológica real en el subsuelo, ya que hay que tener en cuenta que la información o datos utilizados para este tipo de análisis son provenientes de las perforaciones realizadas con anterioridad y las unidades que se reflejan por medio de las interpretaciones realizadas a los perfiles o las dataciones y descripciones realizadas a los núcleos y ripios propuestas en los registros gráficos compuestos o en reportes específicos de los mismos pozos. Como se nombro con anterioridad, se construyeron 7 Cross Section en la zona, 4 en sentido N-S y 3 en sentido E-W; nombrándolas JMB-NS-1 y JMB-EW-1.. Para tener mayor manejo y autonomía sobre las mismas. En la figura – 49 se observa un ejemplo de la transecta JMB-NS-1, en la cual se utilizan los pozos mas occidentales, los cuales perforaron unidades Neogenas como la formación Real y Colorado somerizadas en esta sección de la cuenca, también es de apreciar la profundidad de los pozos, la cual termina unos pies después de encontrar la discordancia del Eoceno medio.

Este tipo de correlaciones muestran las electroformas presentes en los pozos y su identificación en pozos vecinos, lo cual deja calibrar aun más los topes formacionales e identificar la presencia de fallamientos y cambios de espesor en las unidades a lo largo de la correlación; a su vez, es importante conocer que al

momento de necesitar cualquier tipo de prognosis con respecto a las unidades en un punto específico, las correlaciones propuestas generaran profundidades promedio para estos topes, esclareciendo en cierta forma los requerimientos en la proposición de cualquier tipo de prospecto en el área. Estas correlaciones están configuradas en TVDSS o sea que la medida de profundidad vertical de cada pozo toma como referencia el nivel del mar para su posicionamiento estructural y se ajusta automáticamente con todos los parámetros de entrada al momento de creación del pozo en el software.

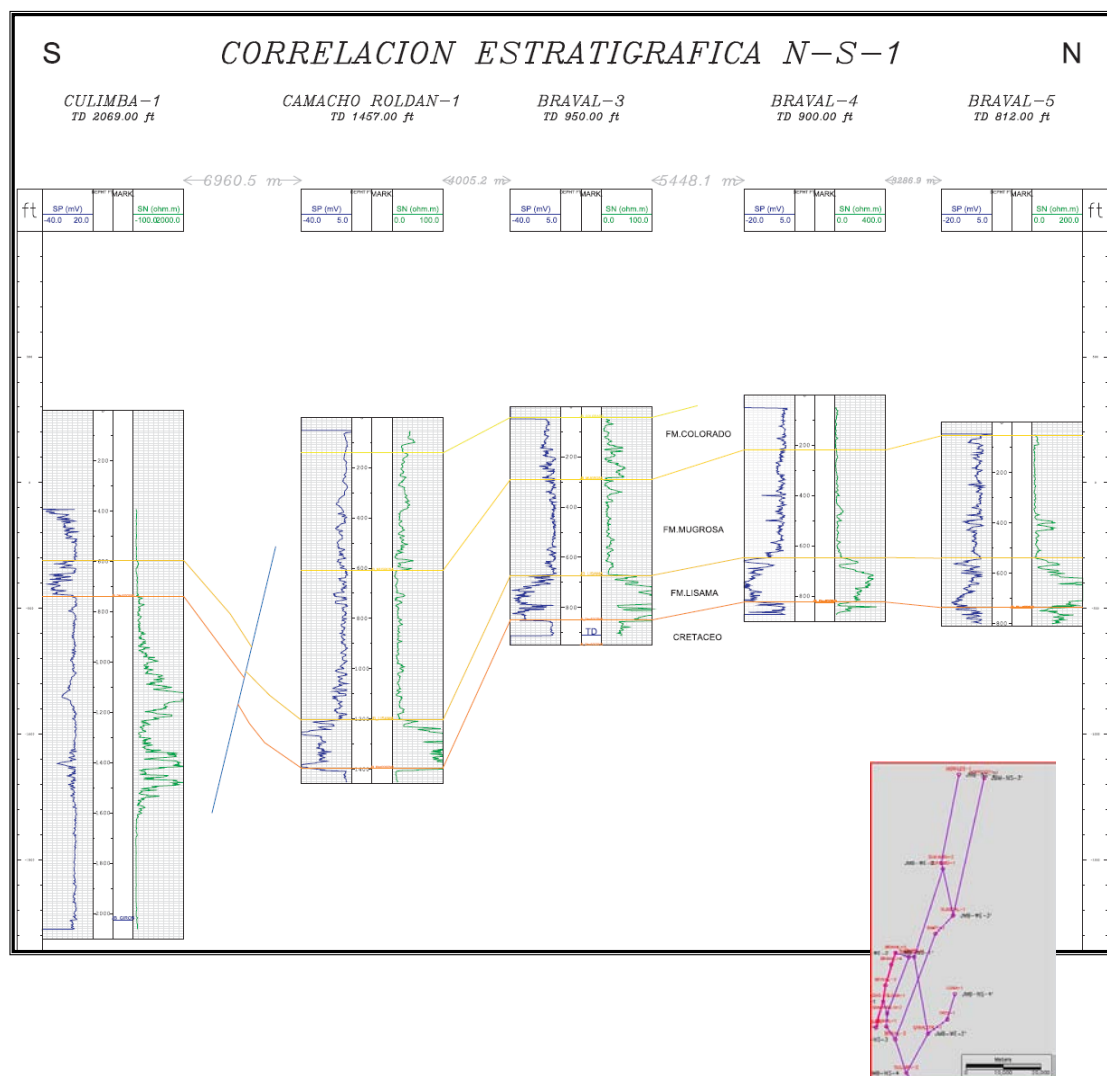


Figura – 49 Correlación N-S, JMB-NS-1

6.11. DESARROLLO DE UN SISMOGRAMA SINTETICO A UN POZO DE AMARRE

Es necesario tener un punto de amarre al momento de realizar algún tipo de interpretación sísmica para ajustar o tratar de identificar algún reflector de interés, el cual se encuentra interpretado en tiempo sobre la línea 2D y relacionarlo con información propia de pozo, la cual estará generada en profundidad; por esto, una herramienta utilizada es la creación de sismogramas sintéticos en los pozos que tengan las características viables para este trabajo.

Un sismograma sintético reproduce a partir de datos de perfiles o registros eléctricos la imagen en forma de traza sintética, de la vertical sísmica sobre la cual está situado el pozo. Por esta razón se dispone de una correlación de información o atributos meramente geológicos como la litología, secuencias estratigráficas, porosidades interpretadas directamente en los registros o perfiles eléctricos y parámetros meramente geofísicos como reflexiones sísmicas, amplitudes, frecuencias.... Tomados del trabajo sísmico 2D. El nexo de unión entre estos dos parámetros se denomina como el coeficiente de reflexión, el cual nos da una relación de amplitudes entre dos medios, y estos coeficientes son calculados a partir del perfil sísmico o densidad sea cual sea el caso.

En el área de estudio muy pocos pozos contaban con información apropiada para este tipo de análisis, debido a esto se revisó la base de datos de información de pozos del área y se encontró un pozo en el sector norte con características viables para esta interpretación. En este caso, se utilizó el módulo *Sintetics* de *Geoframe*, en donde se utilizaron como datos de entrada o herramientas a relacionar los registros de tipo Sísmico DT, información de check shot y los topes calibrados. El amarre entre los pozos y la sísmica es realizado mediante el uso combinado de registros de velocidad “*check shots*” y registros sísmicos; sin embargo como se mencionó anteriormente, la mayoría de los pozos en el área no tienen registros

completos o de buena calidad, por lo cual se procesaron y editaron los registros sísmicos existentes en todos los pozos antes de ser usados en la elaboración de los sismogramas sintéticos. Se contaba con un *check shot* del pozo Laurel-1, Con ésta información corregida y calibrada como “*input*” se construye el sismograma sintético que permite establecer no solo los amarres de pozo para la interpretación, sino el rango de variación de las velocidades sísmicas con respecto de los “*check shots*”. Cuando los reflectores sísmicos y sintéticos logran correlacionar sin necesidad de estirar o encoger el sismograma, ello refleja que ambas velocidades están mostrando la misma propiedad. Principalmente el pozo al cual se le generara un sismograma sintético necesita estar ubicado sobre una línea sísmica 2D o sobre un cubo sísmico 3D en tiempo, ya que es la única forma de realizar el empalme para ubicar en profundidad a este y a todo los atributos que lo contengan.

En este modulo (Figura - 50), se postean o visualizan los diferentes tracks como el de Check shot, registros DT u otro perfil que nos permita mostrar claramente la litología, el de los topes ajustados, el de profundidad y se escoge automáticamente la línea sísmica 2D con la cual se tendrá o se calculará este amarre.

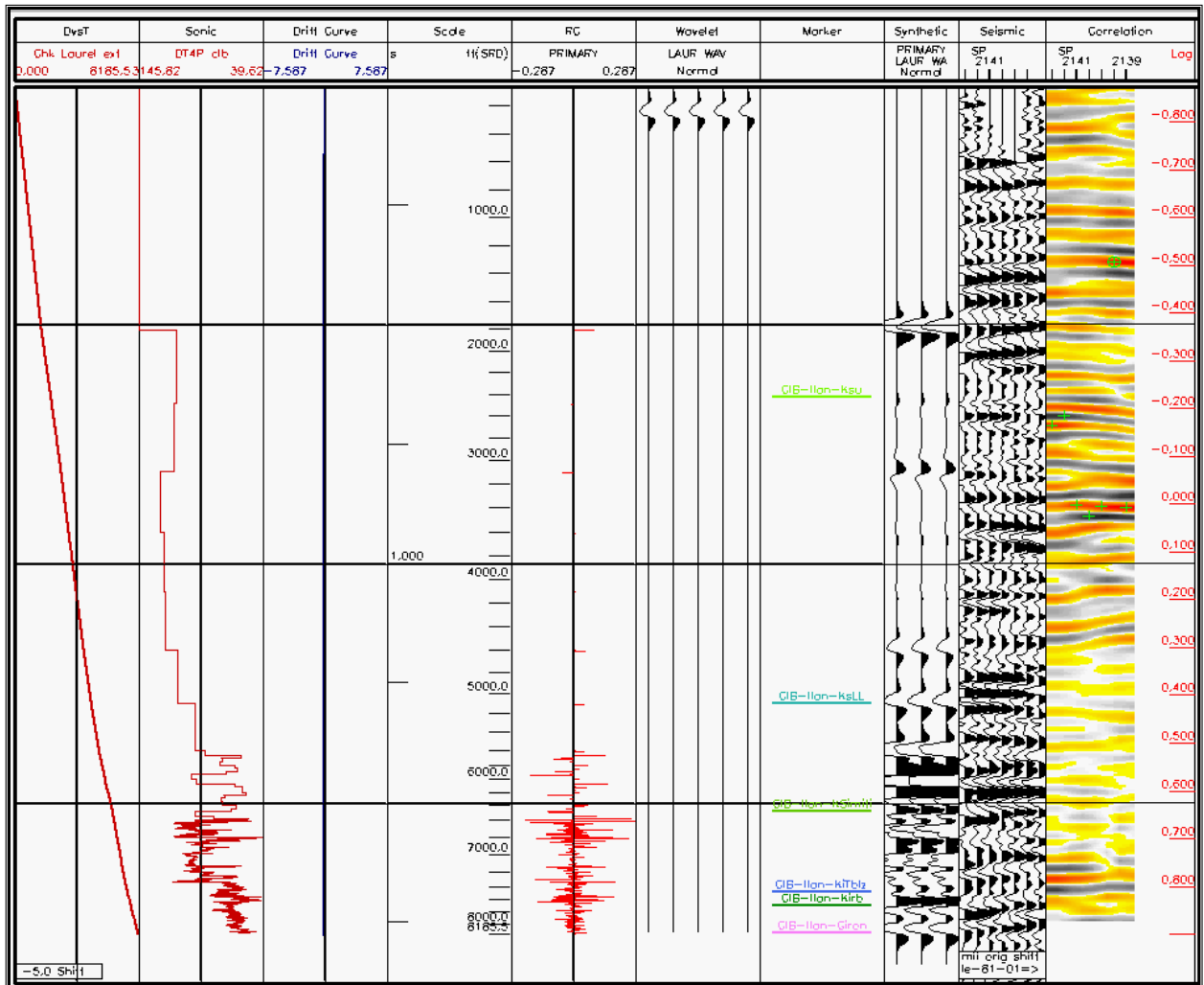


Figura – 50 desarrollo del sismograma sintético en el Modulo Sintetics del software GEOFRAME

Es importante antes de calcular este sismograma sintético, realizar una corrección de la deriva del registro sónico disponible, basándose o guiándose en el check shot del mismo, mediante un procedimiento de ajuste o picado manual, en donde se ajustan los puntos de inflexión y se es reflejado básicamente en la linealización mostrada en la casilla “Drift curve”, como se observa en la figura – 51.

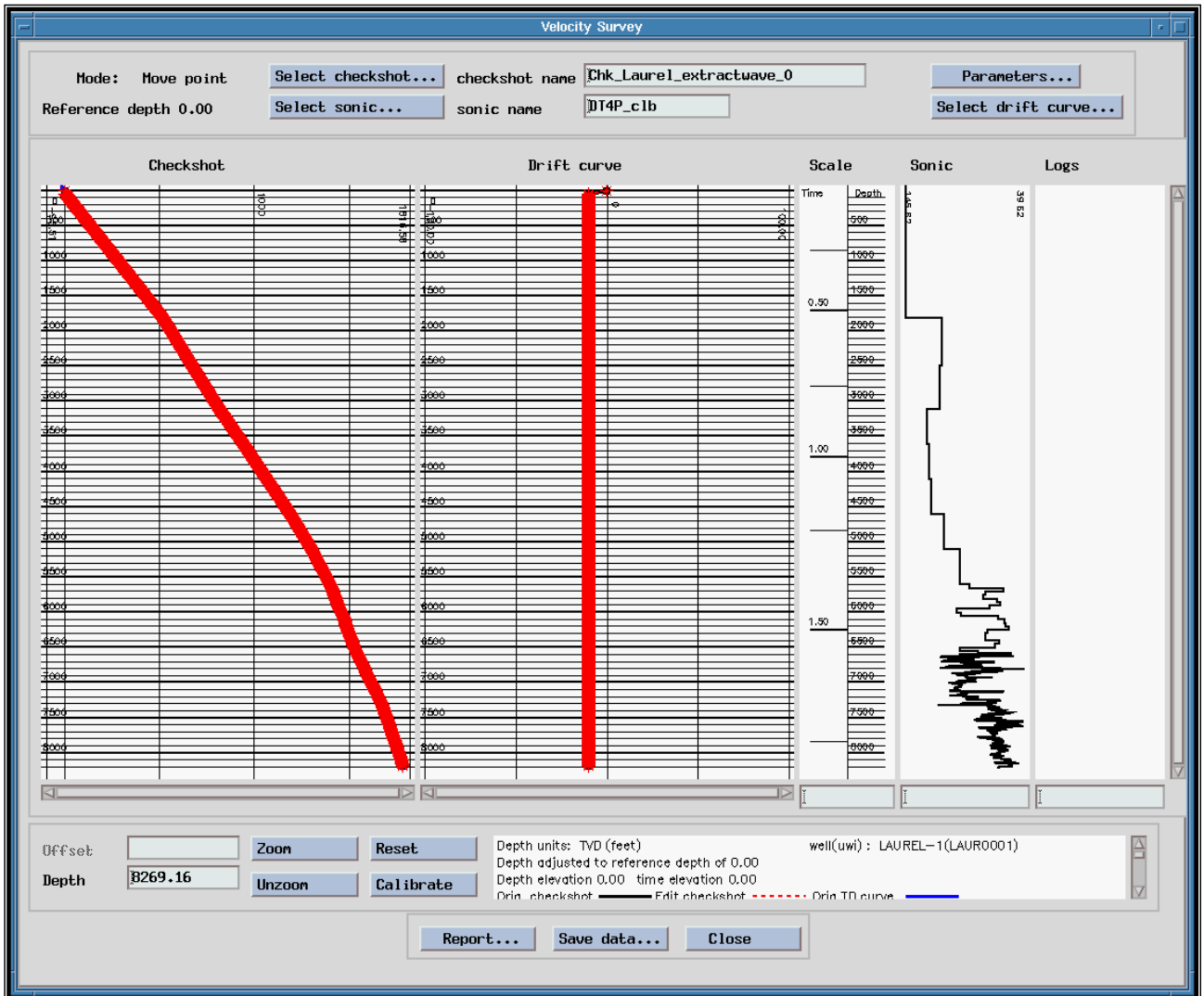


Figura – 51 Corrección de la deriva en el registro sónico basado en el Checkshot.

Al obtener ahora el registro sónico (DT) corregido o ajustado, se prosigue al cálculo de coeficiente de reflexión. Se escogió como wavelet la de tipo Ricker 30 para dar el ajuste al coeficiente de reflexión RC. El survey o línea 2D más cercana al pozo fue la *1e-81-02*, y se observa el buen amarre que dio el sismograma sintético en la línea 2D con respecto a los marcadores ubicados en el pozo (en profundidad) coincidiendo con los reflectores más predominantes, como se puede ver en la figura 52.

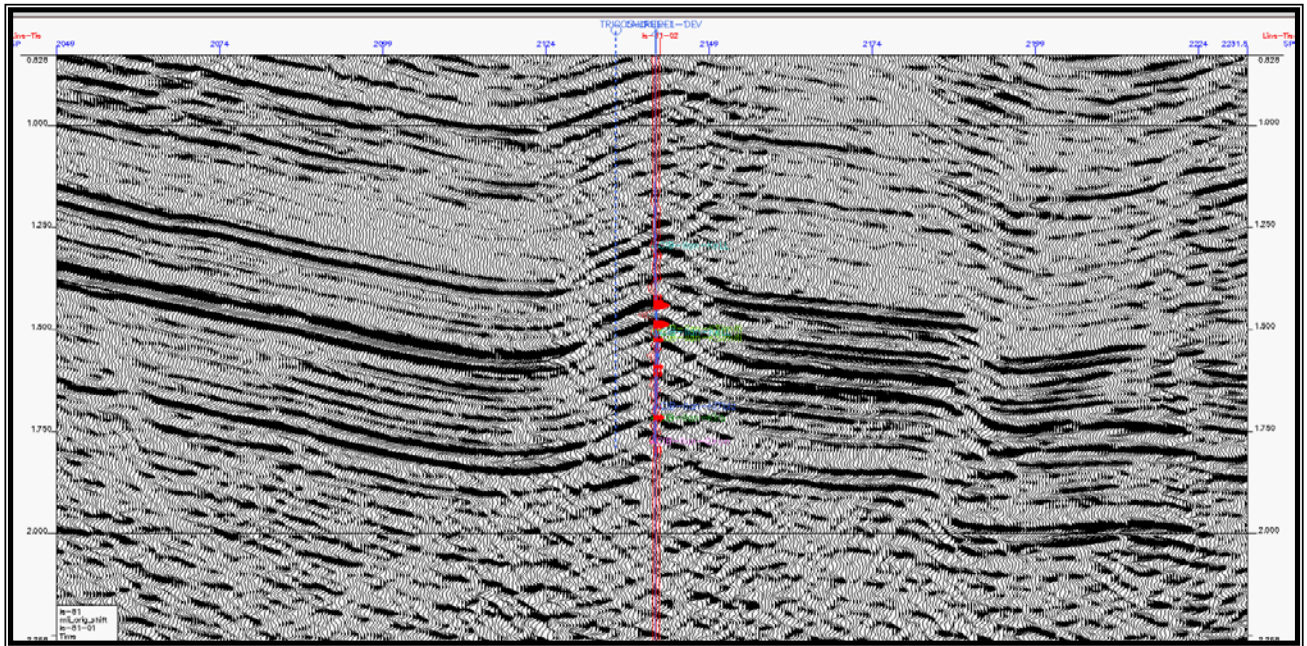


Figura – 52. Sismograma sintético ajustado en la línea sísmica 2D le-81-02

6.12. INTERPRETACION SÍSMICA – ESTRUCTURAL

La interpretación de todas las líneas sísmicas 2D revisadas como se nombro con anterioridad se realizó en el modulo IEXS (*seismic interpretation*) del Software Geoframe, licenciado por la Gerencia Nacional de exploración ECOPETROL S.A. En donde nos da la oportunidad de ver cada línea con su respectivo SHIFT (en este caso con la clase SHIFT 08 escogida para el modelo de interpretación), y en donde por medio de diferentes herramientas y variables mejoran la calidad tanto de la interpretación como de la visualización de todo el Survey 2D del área a analizar o interpretar.

Una vez cargadas todas las líneas 2D revisadas se da comienzo a la interpretación sísmica estructural de esta zona Nor – Occidental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. La estructuración geológica de la zona en el subsuelo se caracteriza principalmente por dos discordancias regionales, la superior corresponde a la del Mioceno medio y la inferior a la del Eoceno Medio con un fuerte predominio en la mayoría de las líneas.

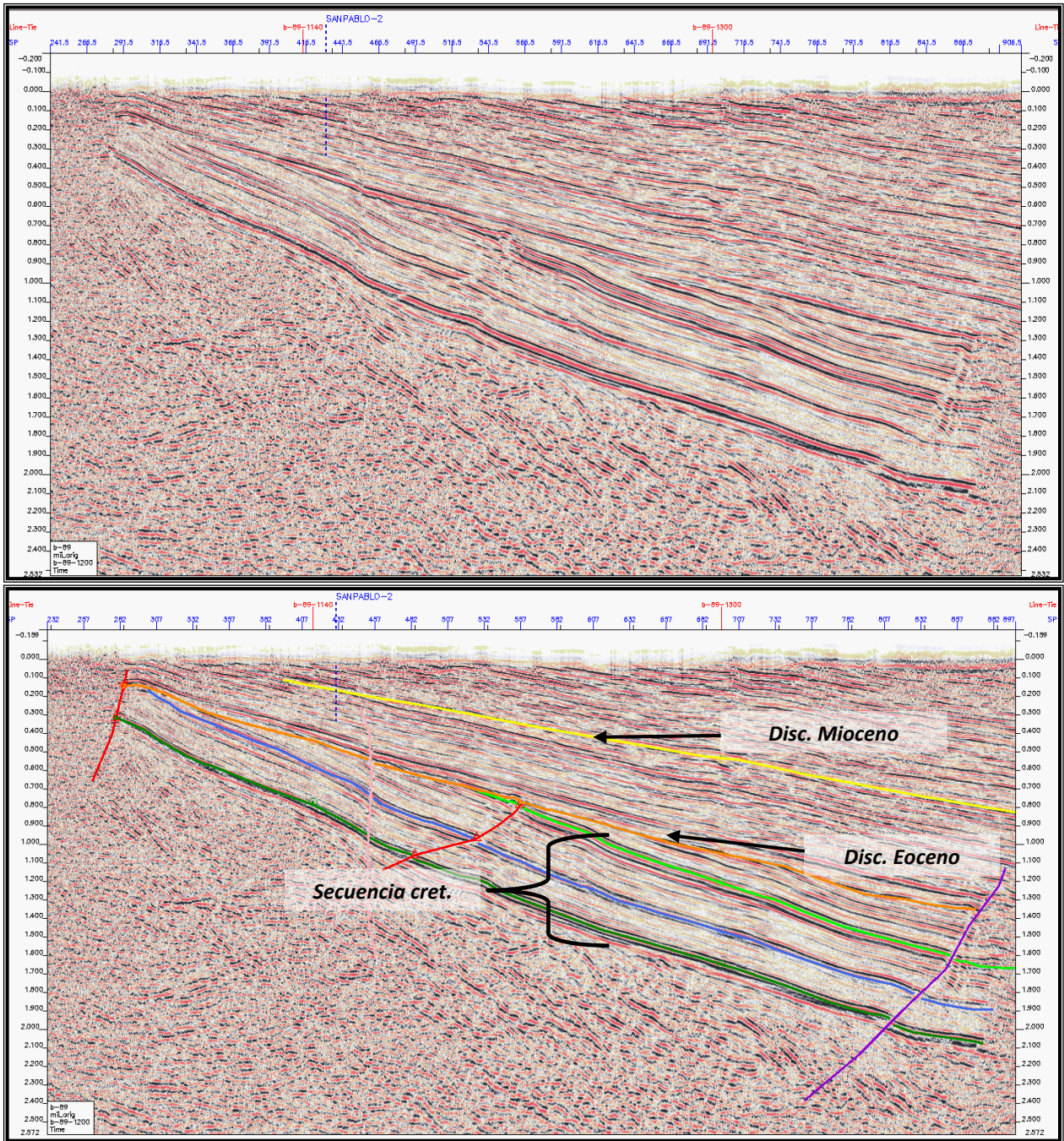
El principal objetivo que se dio a esta interpretación sísmica, fue el de controlar este tipo de discordancias en la zona, ya que existían algunas dudas en la posición de estas discordancias en las interpretaciones en tiempo ya generadas, posteriormente y con el avance de esta interpretación se decidió seguir otros reflectores importantes en la zona pero focalizados en la secuencia cretácica, la cual no se había tenido en cuenta por ningún interprete con anterioridad, la se encuentra por debajo de la discordancia del Eoceno medio, mostrando estructuras y fallamientos interesantes con un comportamiento principalmente transpresivo (*como se nombro en la interpretación por medio de imágenes satelitales*), ya que las fallas presentan un alto ángulo y afectan directamente esta secuencia, cabe aclarar que esta secuencia cretácica no presenta un cambio de espesor significativo en este borde Occidental de la cuenca, al contrario, presenta características uniformes solamente decapitadas por la discordancia del Eoceno medio, y en la parte más Nor–occidental por la discordancia del Mioceno medio como se verá en las líneas interpretadas.

En general la calidad de las líneas sísmicas en esta sección de la cuenca se puede considerar de regular a buena teniendo en cuenta la variabilidad de programas sísmicos, ya que al momento de seguir algún cambio de impedancia en el sector, los reflectores se tornan continuos y las estructuras y fallas son apreciables sin ningún tipo de procesamiento adicional.

El primer reflector que se escogió para seguir en esta interpretación fue la discordancia del Eoceno Medio, la cual se observa claramente como un evento erosivo a escala regional, y por esto, se detallan como los reflectores de la secuencia cretácica (*los cuales infrayacen a esta*) se estrellan contra el evento del Eoceno Medio formando los ON-LAP característicos en una discordancia. Este marcador u Horizonte sísmico en tiempo se denominó como *JMB-DISC-EO* en el módulo de interpretación IESX de Geoframe. A su vez también se interpretó la discordancia del Mioceno denominándola como el horizonte *JMB-DISC-MIO*, y toda la secuencia cretácica denominando cada reflector como *JMB-CRET-1*, *JMB-CRET-2*, *JMB-CRET-3*, *JMB-CRET-4*, *JMB-CRET-5*, *JMB-CRET-6*, nombrándolos del más antiguo al más joven.

Una vez se tuviera la interpretación de estos reflectores en interés se prosigue a la interpretación de las fallas presentes en la zona, las cuales se denominaban o nombraban con números *JMB-F1*, teniendo en cuenta su continuidad en las líneas de rumbo como de buzamiento para tener un modelo estructural coherente al momento de realizar los mapas en tiempo (grillado), que es donde realmente se nota la importancia de poseer un buen control en la interpretación tanto de las Fallas como de los horizontes presentes en cada línea.

A continuación se presentara la interpretación de algunas líneas sísmicas 2D en tiempo, presentes en el área de estudio:



*Figura- 53 Sección sísmica de Buzamiento perteneciente a la zona Sur del área.
 Parte superior No interpretada, parte inferior interpretada.*

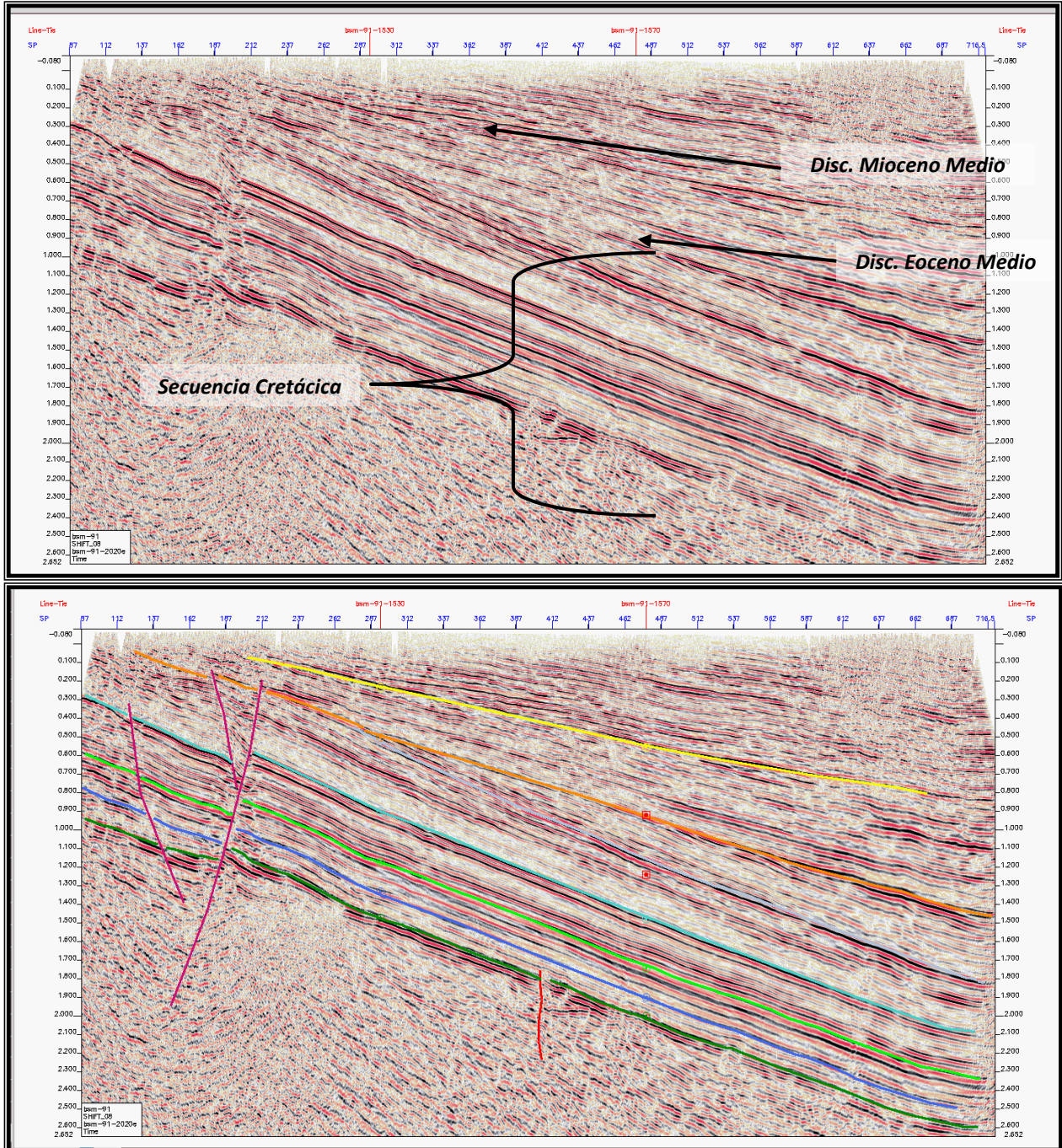
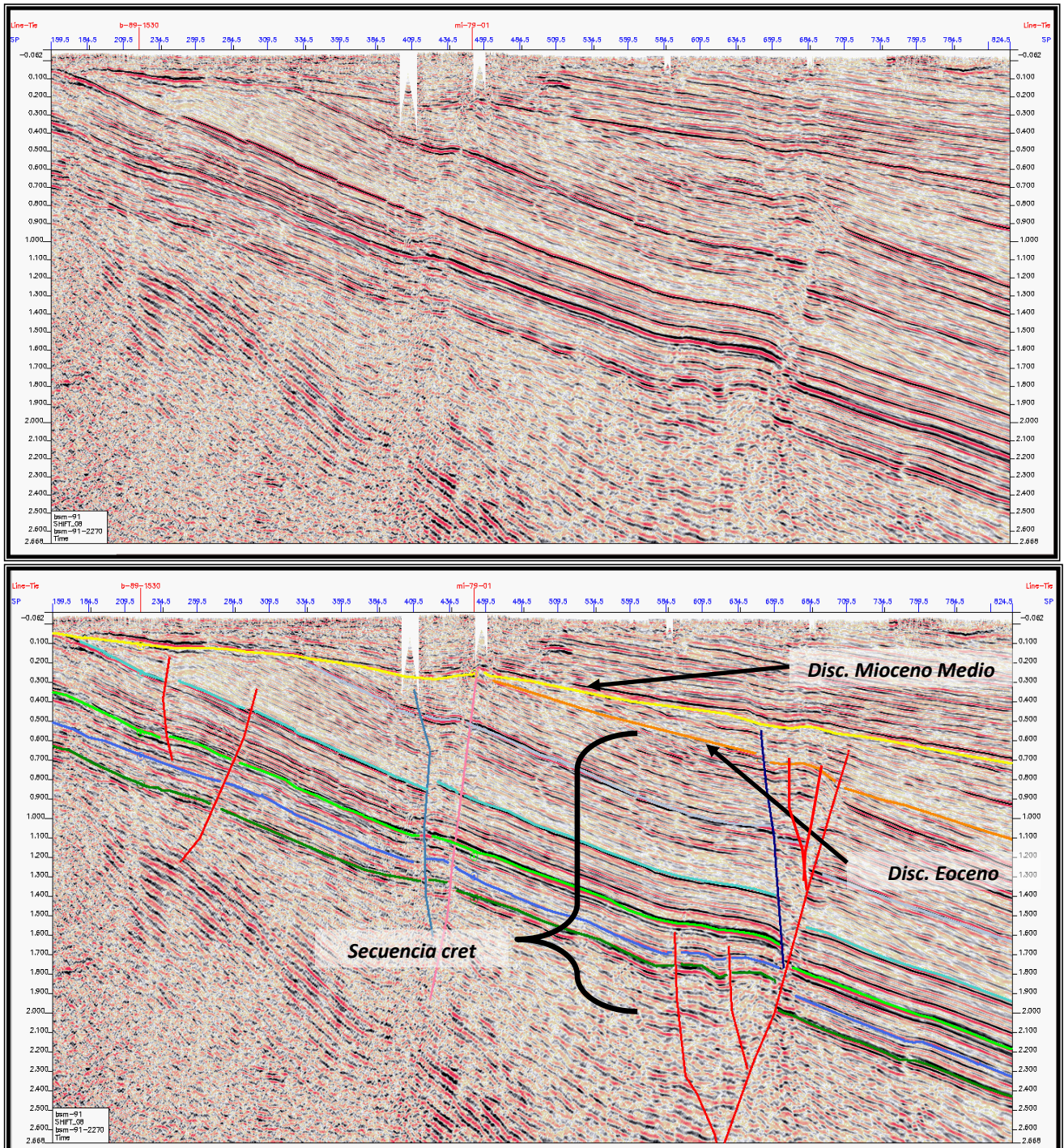
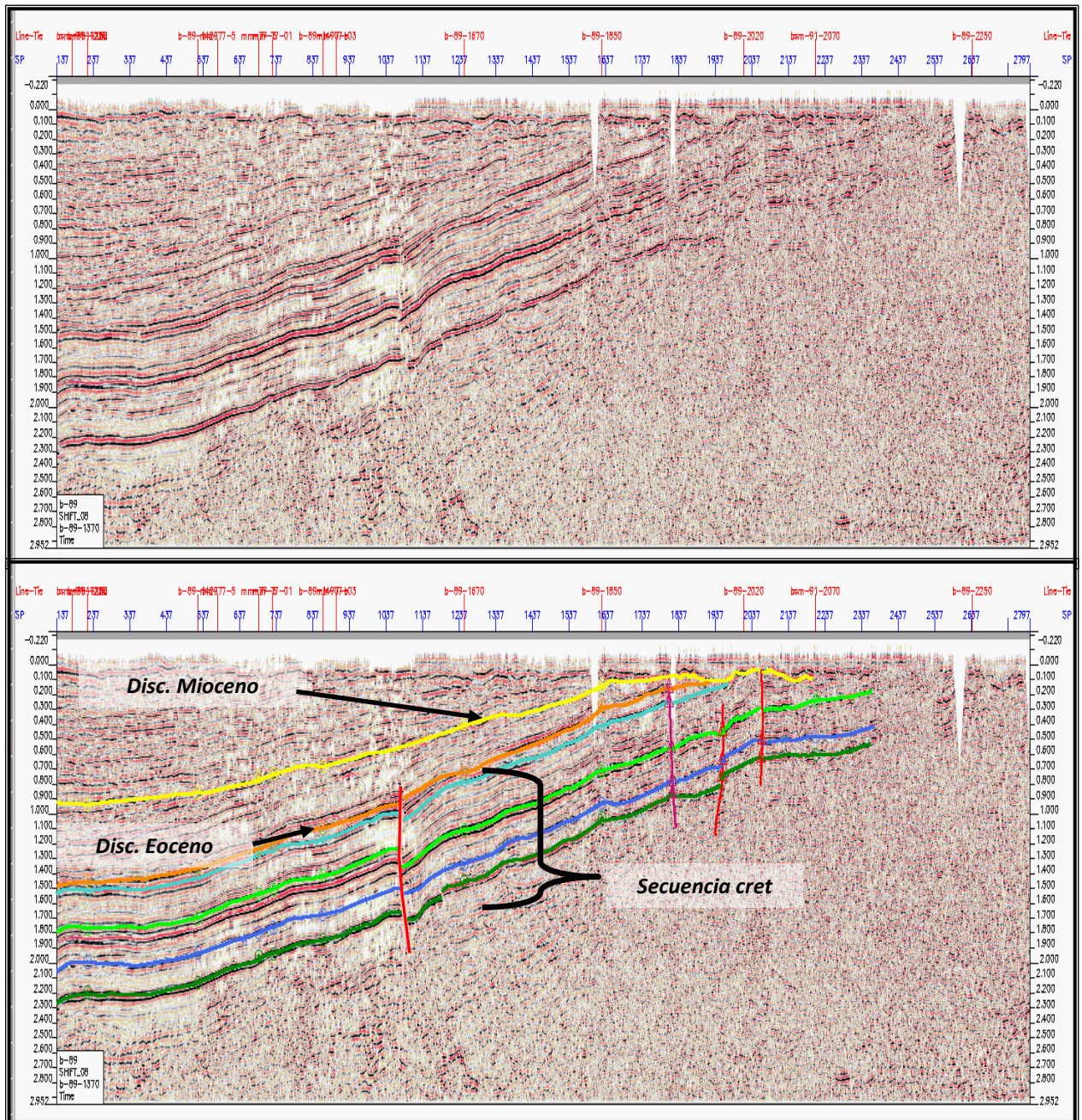


Figura- 54 Sección sísmica de Buzamiento perteneciente a la zona Centro del área. Parte superior No interpretada, parte inferior interpretada.



*Figura- 55 Sección sísmica de Buzamiento perteneciente a la zona Norte del área.
 Parte superior No interpretada, parte inferior interpretada.*



*Figura- 56 Sección sísmica de Rumbo perteneciente a la zona Oeste del área.
 Parte superior No interpretada, parte inferior interpretada.*

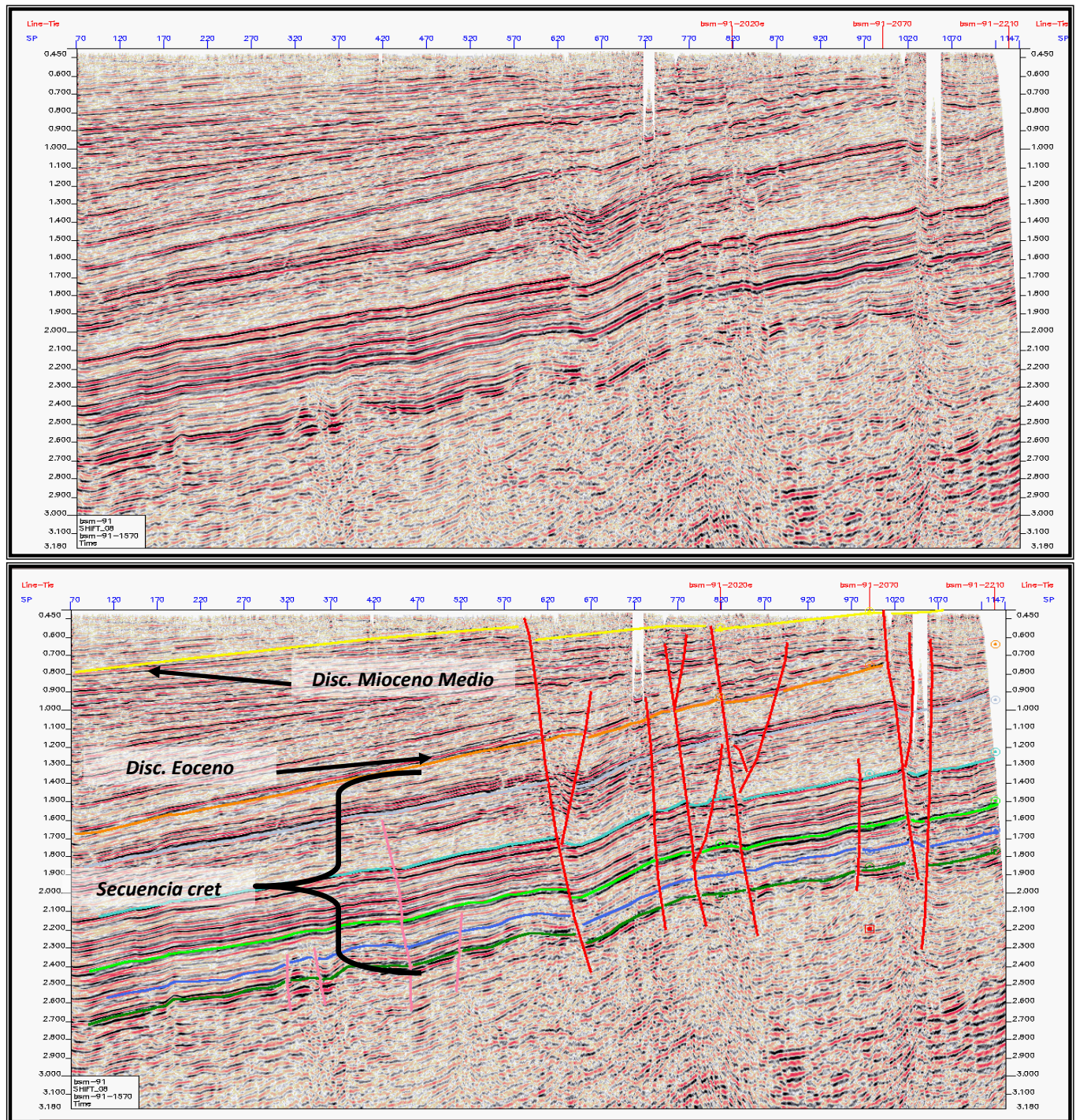


Figura- 57 Sección sísmica de Rumbo perteneciente a la zona Este del área. Parte superior No interpretada, parte inferior interpretada.

De otra manera se trabajo a la par con el modulo de visualización e interpretación GEOVIZ, el cual permite tener un control espacial en 3D de todos los parámetros, utilidades y componentes al momento de tener una interpretación sísmica. En la figura – 58 se observa la disposición de todas las líneas sísmicas utilizadas en esta interpretación, cada una con su respectivo ajuste en tiempo o Shift y con un atributo de color para resaltar en alguna forma los reflectores u “horizontes” presentes en el subsuelo.

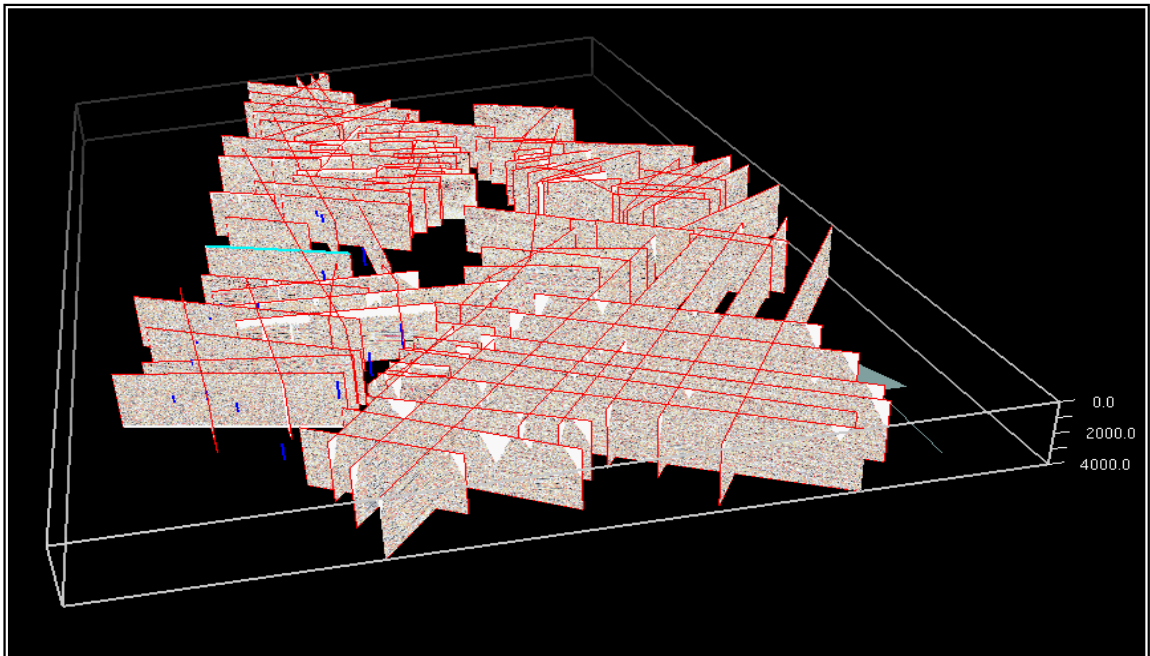


Figura- 58 Disposición de las líneas sísmicas 2D presentes en el área, visualizadas en el modulo GEOVIZ de Geoframe.

A la hora de tener un set de componentes generados en la interpretación como los son los Horizontes, las fallas, los pozos con algunos registros, son posteados o visualizados en GEOVIZ como una forma de tener el control global de todos los datos generados y realizar un inventario general, para de esta manera comenzar con la etapa de mapeo o grillado. En la figura – 59 se visualizan todos estos parámetros generados en el proceso de interpretación. Para tener un mejor control espacial se realizo una exageración vertical en un factor de 3.5, con el fin de apreciar mejor los cambios de “nivel” en los horizontes interpretados y tratar de

focalizar las áreas más prospectivas detectando altos estructurales y cambios drásticos generados por fallamientos o pinchamientos sea cual sea el caso. También es conveniente tener en cuenta la ubicación espacial de los pozos presentes en el área y visualizarlos apoyados con registros representativos, en este caso los resistivos y el SP presente en todos los pozos. Cabe aclarar que los pozos son entidades en profundidad, y el dominio presente en este caso en GEOVIZ es en tiempo, por esto para una correcta visualización de los pozos cada uno tiene que contar con su respectivo Check Shot para de esta forma realizar el amarre o la ajuste de tiempo y profundidad. En este caso muy pocos pozos tenían check shot, por lo cual simplemente se postearon con el fin de relacionarlos espacialmente con cada línea sísmica y su interpretación

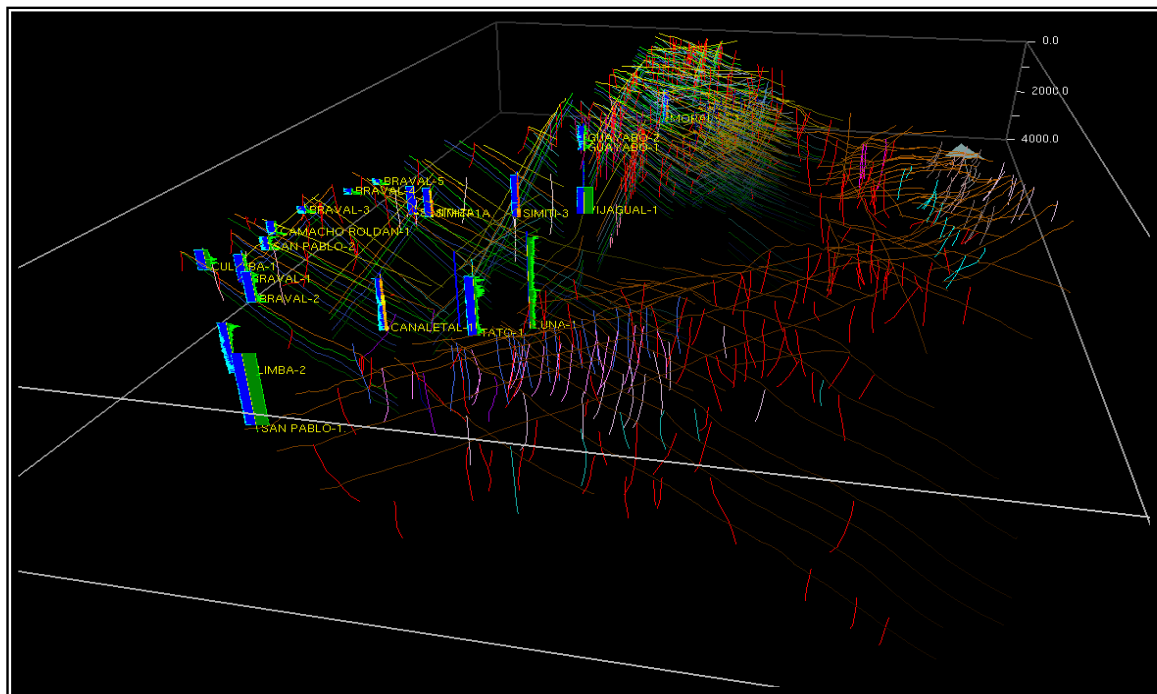


Figura- 59 Disposición de los componentes asociados a la interpretación (horizontes, fallas, pozos) en el área, visualizados con exageración vertical de 3.5 en el modulo GEOVIZ de Geoframe.

6.13. GENERACIÓN DE MAPAS EN TIEMPO DOBLE (DISCORDANCIA EOCENO MEDIO)

Finalizada la interpretación de todas las líneas sísmicas se generaron los mapas interpolados (Grids) en tiempo doble, en esta ocasión se hablara de la elaboración del mapa a la discordancia del Eoceno Medio.

El proceso de grillado es la representación de una superficie a partir de un conjunto de datos X,Y,Z provenientes directamente de la interpretación como tal y asociados espacialmente por medio de algoritmos, los cuales estadísticamente dependiendo del algoritmo, generan puntos de control con datos reales provenientes de la interpretación y asume o determina otros en los sectores donde no existe algún tipo de dato, y su exactitud afecta tanto a los contornos, las volumetrías y cualquier tipo de calculo que se realice con esta.

En la figura 60 se observa cuales líneas sísmicas 2D poseen interpretación del horizonte referente a la discordancia del Eoceno medio (JMB-DISC-EO) el cual se mapeara y su disposición espacial en la zona de interés. En esta ocasión el modulo de visualización GEOVIZ sirve de control de calidad, ya que permite una navegación espacial en 3D, permitiendo así reconocer la interpretación de este horizonte en los cruces de línea, su continuidad en todas las líneas tanto como las de rumbo como las de buzamiento y nos da una primera impresión de la superficie a generar. En la figura 61 se visualiza en el modulo GEOVIZ la interpretación del horizonte del Eoceno medio en cada línea símica, a su vez se le dio al entorno una exageración vertical de 3.5 con el fin de reconocer mejor la morfología de la superficie, en este caso de cada interpretación del horizonte presente en las líneas sísmicas.

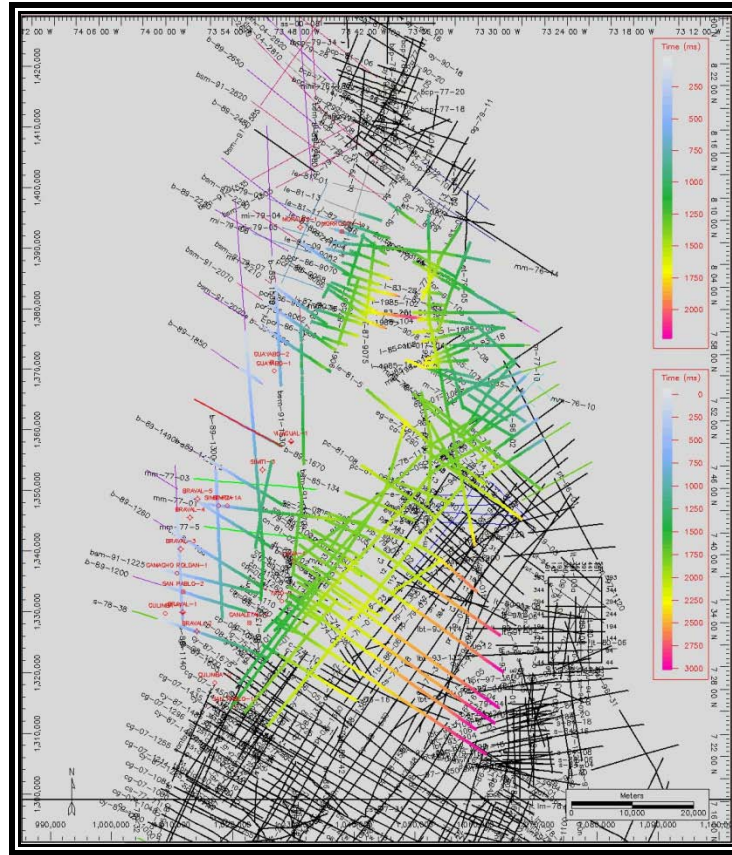


Figura- 60 líneas sísmicas 2D con interpretación del horizonte JMB-DISC-EO en el área.

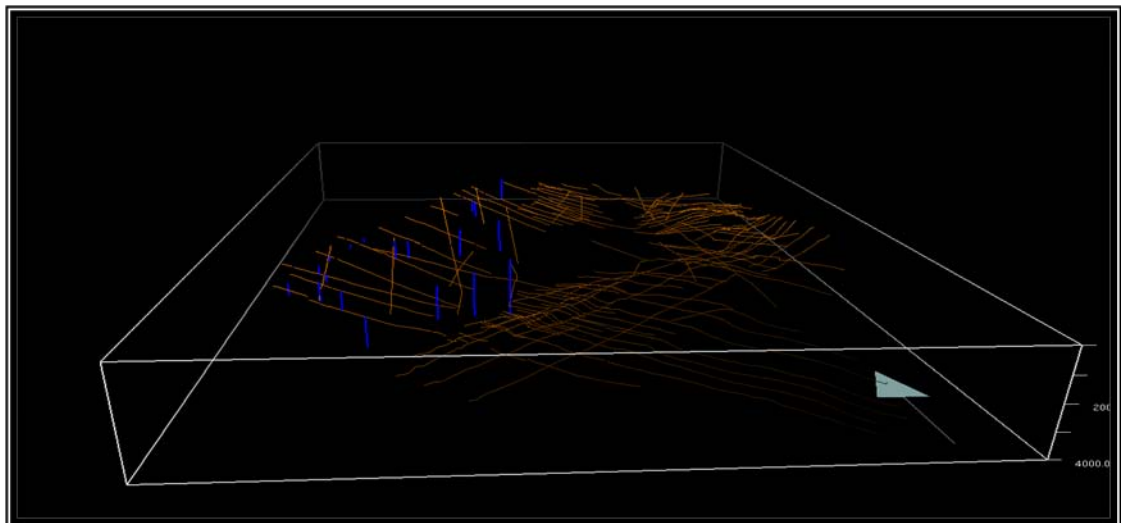
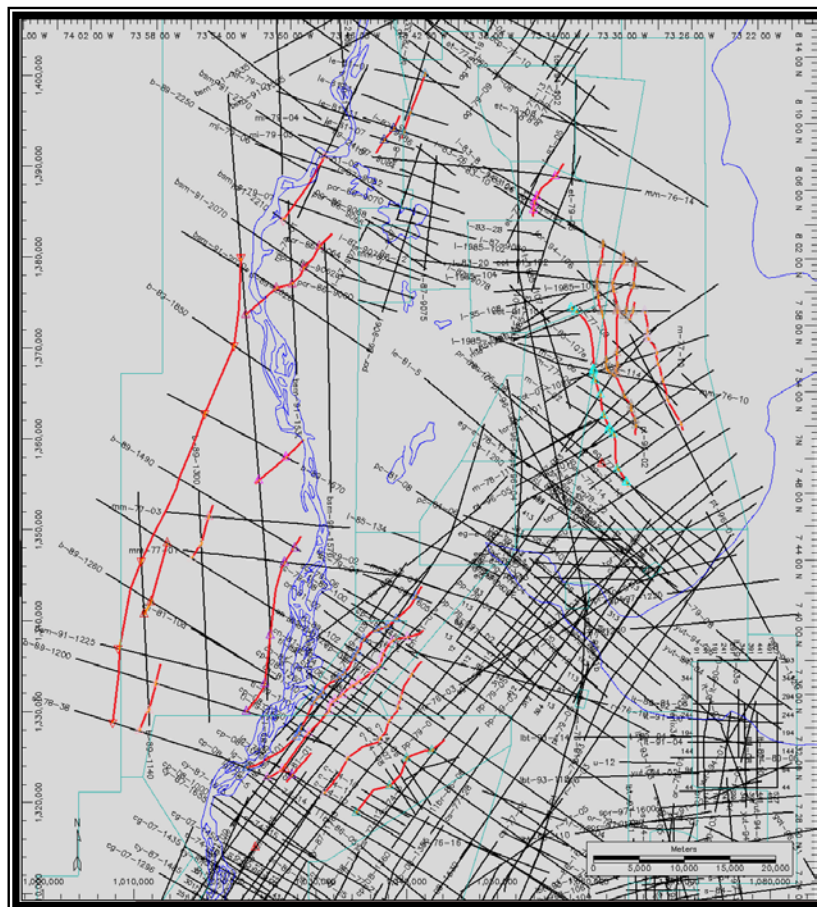


Figura- 61 interpretación del horizonte JMB-DISC-EO con exageración vertical de 3.5 en el área, visualizado en el modulo GEOVIZ.

Ya revisada toda la interpretación de el horizonte a grillar, es conveniente también revisar la interpretación de las fallas asociadas que “cortan” a esta superficie, ya que es necesario incorporar las trazas de las fallas en el proceso de grillado de la superficie en el mapa estructural, para que de una u otra forma se tengan en cuenta todos los saltos de falla en el mapa, en este caso la interpretación de las fallas y sus trazas en el horizonte a grillar (vista en planta de las fallas), se conoce como un polígono de falla o Fault boundaries; el cual se realiza uniendo cada punto de corte de la falla con el horizonte de interés, como se muestra en la figura 62, en donde se tiene el mapa de fallas desarrollado que cortan la discordancia del Eoceno Medio en la zona de estudio y en la figura 63 se visualiza en el modulo GEOVIZ.



*Figura- 62 interpretación del las fallas (fault boundaries) que cortan al horizonte
JMB-DISC-EO.*

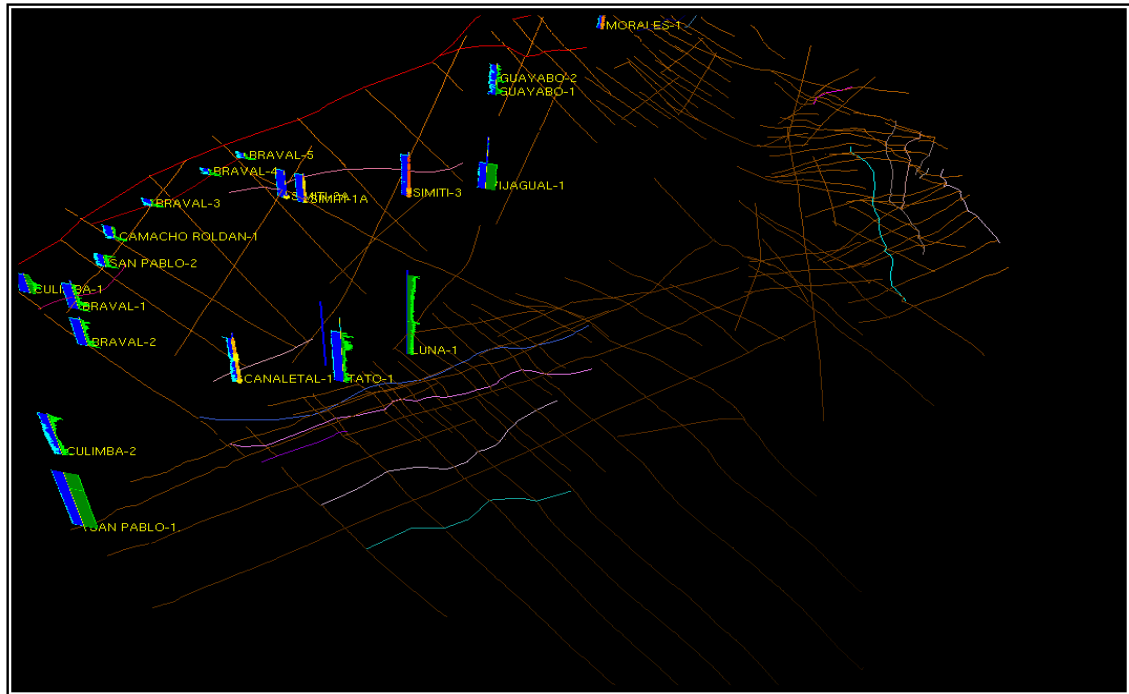


Figura- 63 Visualización del horizonte JMB-DISC-EO, las fallas o fault boundaries y los pozos con registro SP y resistivo en el área, visualizado con exageración vertical de 3.5 en el modulo GEOVIZ.

Con estos parámetros bien controlados en la interpretación es momento de empezar a realizar el proceso de grillado de la superficie. En esta ocasión se realizó con el módulo BASEMAP de Geoframe, el cual se visualiza todos los elementos concernientes a la interpretación con una vista en planta. Las utilidades en este módulo son variadas, ya que posee utilidades de mapeo como de visualización y su vez operaciones básicas entre grillas. Este grillado se realizó en la sección de Sctructural gridding, en el cual se escoge como dato de entrada el horizonte interpretado y se ajustan algunos parámetros (figura 64), como el espaciado o intervalo tanto de la grilla como del contorno, la definición del algoritmo de grillado (el cual se escogió el algoritmo convergente, que se define como multipropósito al momento de realizar mapas estructurales), el grid smoothing que ayuda a difuminar los valores de la grilla, entre otros.

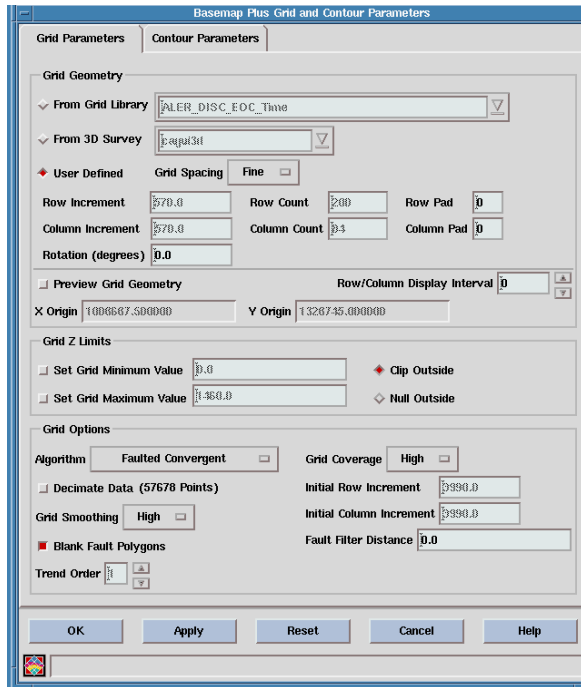


Figura- 64 Modulo Structural gridding de BASEMAP (IESX), para ajustar los parámetros de grillado y contorneo.

Al controlar los parámetros a las necesidades del mapeo, se continua para ejecutar este procedimiento y visualizar el mapa estructural generado en este modulo como se observa en la figura 65, en el cual se escogió una gama de colores cálidos para representar las zonas topográficamente más altas y colores pálidos las más profundas. En este mapa en tiempo se puede apreciar la configuración y disposición estructural de la discordancia del Eoceno Medio en la zona de trabajo, la cual en la zona occidental presenta plegamientos asociados a la deformación estructural de la serranía de San Lucas y una fuerte somerización de toda la secuencia tanto terciaria como cretácica. De otra manera se observa el basculamiento que ocurrió en la cuenca durante y después de la erosión provocada por la discordancia del Eoceno Medio, ya que las estructuras y pliegues pertenecientes a la secuencia cretácica al norte de la zona están en cierta forma más decapitadas que al sur de la misma, lo cual incidió en el movimiento o

levantamiento con sentido Nor Occidental de la cuenca del valle medio del magdalena.

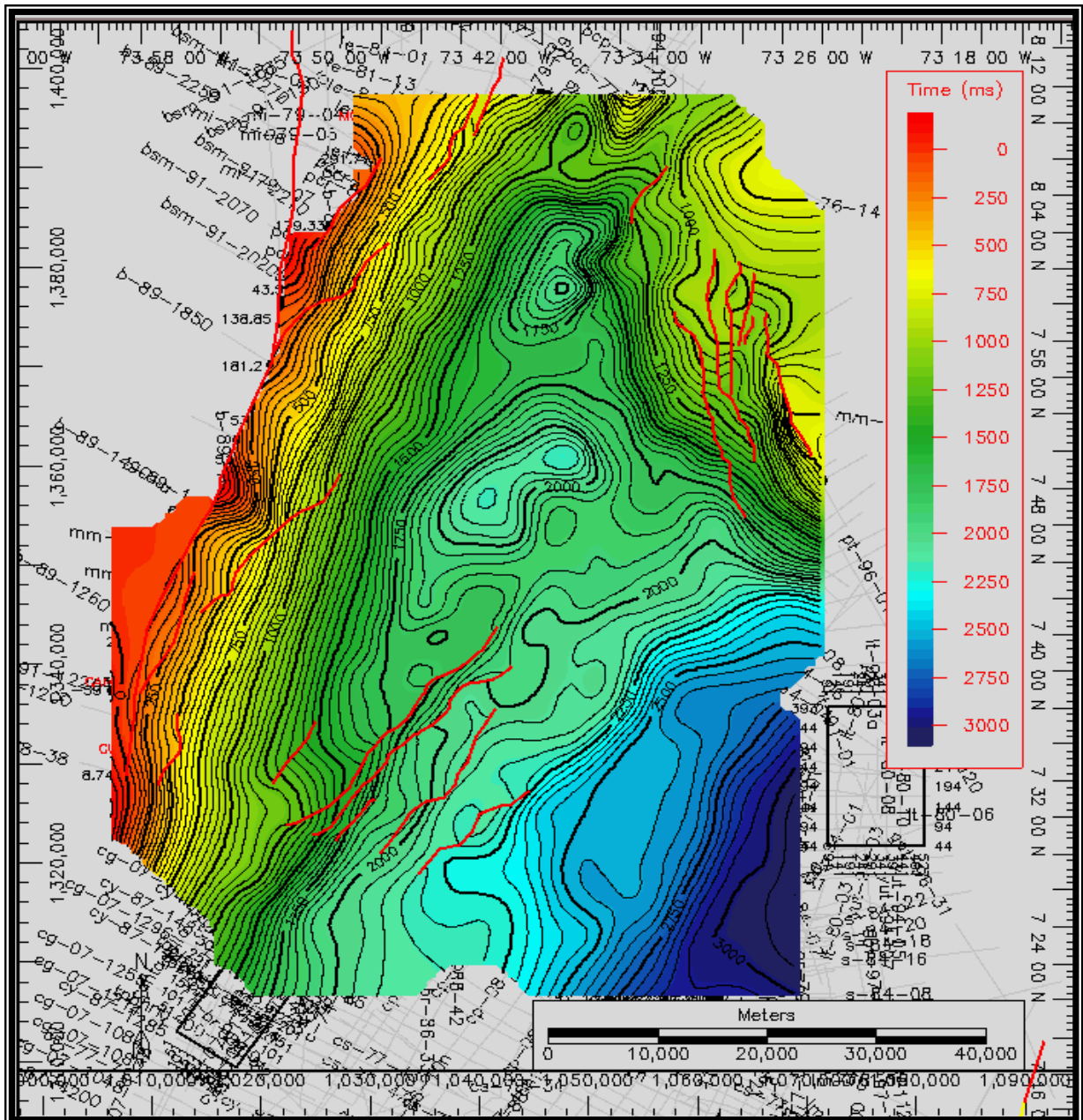


Figura- 65 Mapa estructural en tiempo doble a la discordancia del Eoceno Medio.

En la figura 66 se aprecia el mismo mapa estructural de la discordancia del Eoceno Medio visualizada en el modulo GEOVIZ, lo cual facilita explorar espacialmente algunas zonas con potencial prospectivo y a su vez también revisar los saltos de falla que afectan esta superficie, teniendo en cuenta todos los factores asociados a este mapeo.

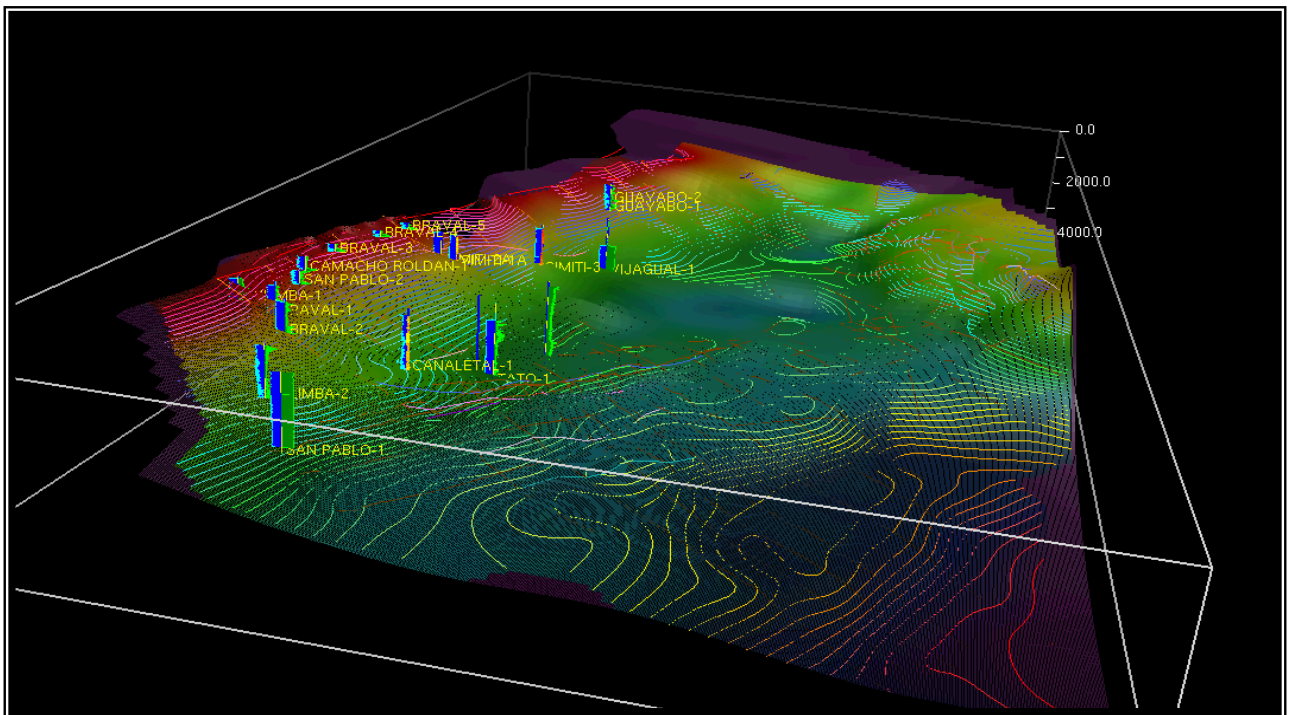


Figura- 66 Visualización de la grilla y el contorno perteneciente al horizonte JMB-DISC-EO, visualizado con exageración vertical de 3.5 en el modulo GEOVIZ.

Chequeando todo el conjunto o set de datos concernientes a esta interpretación (figura 67), tales como Líneas sísmicas, Pozos con sus principales perfiles, interpretación de horizontes, desarrollo de los mapas o grillas se puede llegar a tener un control estructural de la zona de interés, en este caso para la discordancia regional del Eoceno Medio. A su vez se desarrollaron los mapas para tres reflectores de la secuencia cretácica y a la discordancia del Mioceno

medio, con el fin de comprender la situación estructural de la zona y poder esclarecer o visualizar oportunidades exploratorias como un lead o llegado el caso un prospecto.

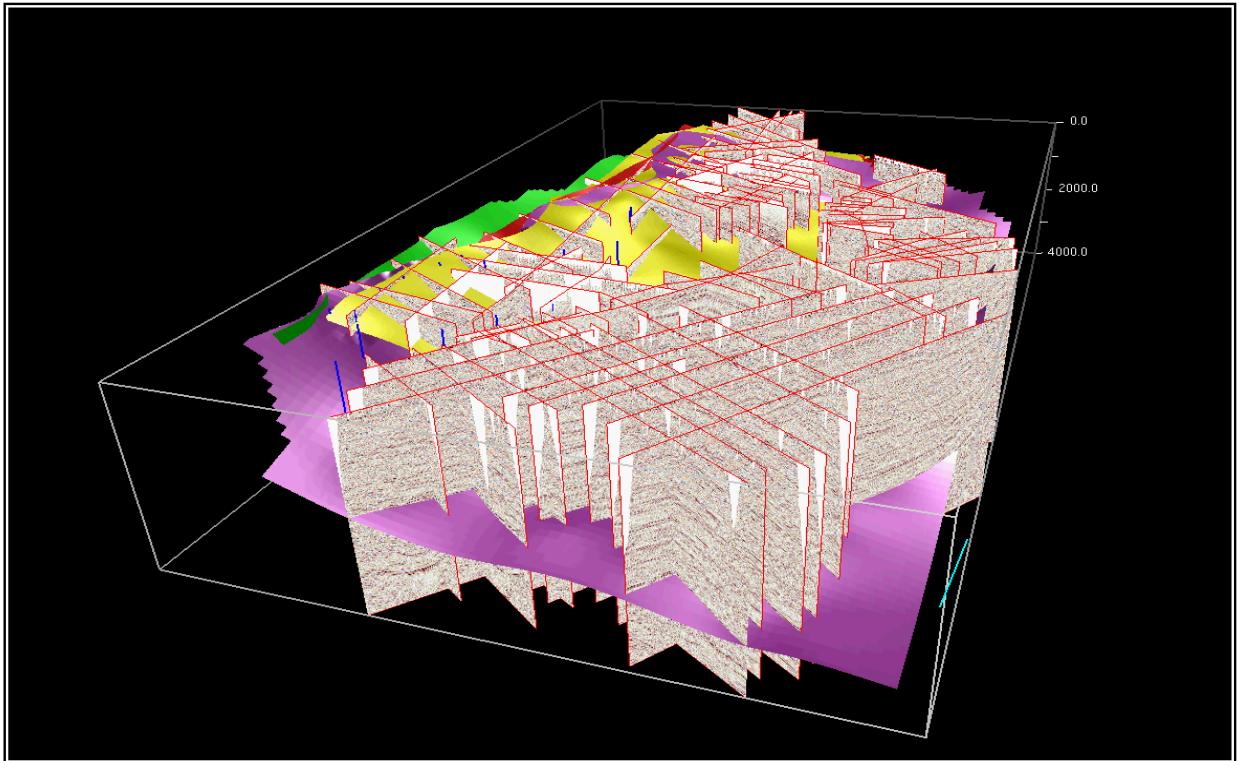


Figura- 67 Visualización de todo el set de datos producto del mapeo estructural (líneas sísmicas 2D, superficies modeladas, pozos y fallas), visualizado con exageración vertical de 3.5 en el modulo GEOVIZ.

La figura 68 corresponde al Modelamiento 3D de 2 topes de las superficies cretácicas (verde y rojo) y dos discordancias (Morado y amarillo), dejando ver toda su configuración estructural gracias a la interpretación sísmica 2D y a su posterior mapeo estructural en tiempo (TWT).

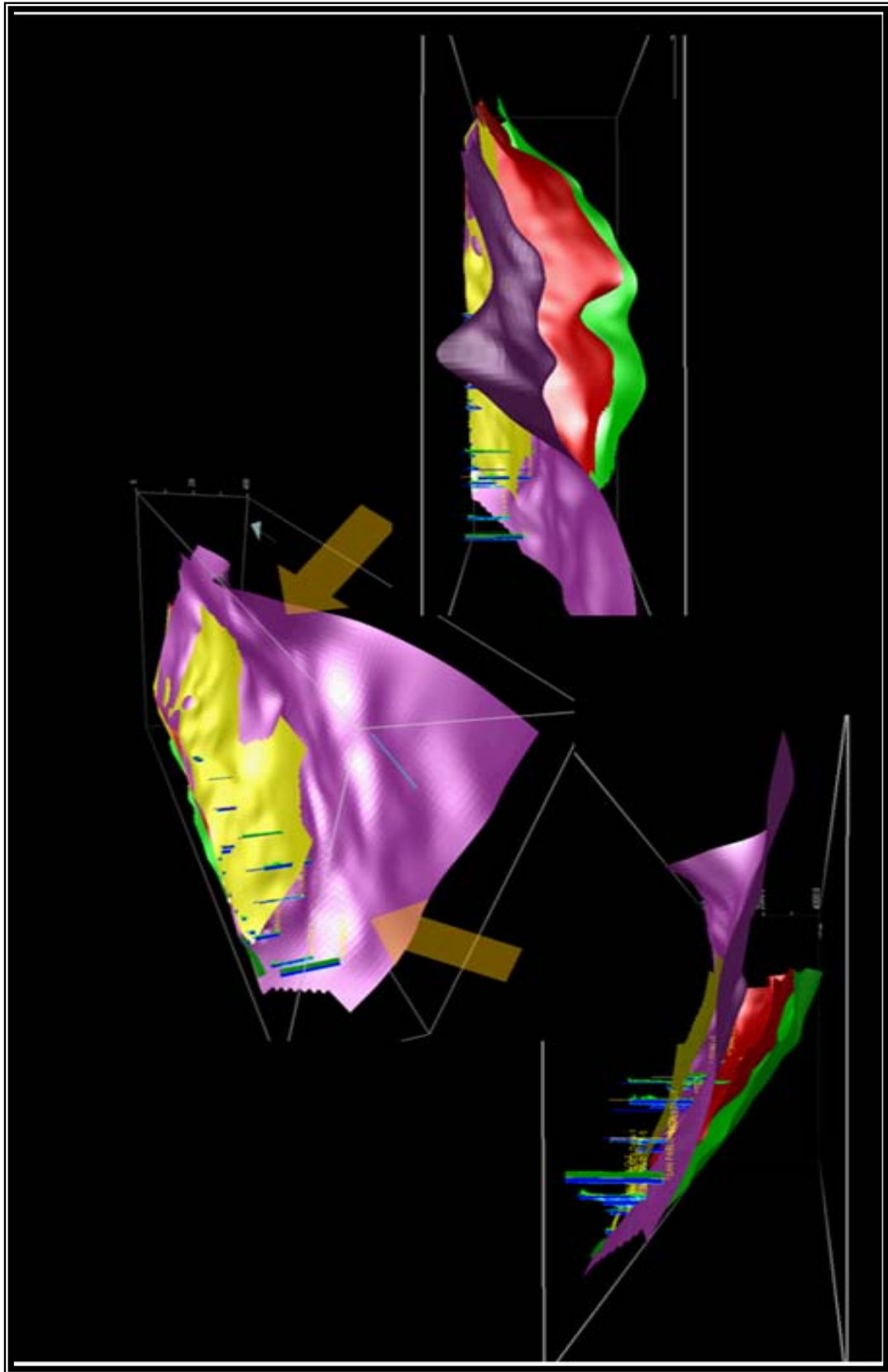


Figura- 68 Modelado 3D de las superficies interpretadas (2 Discordancias y 2 Topes formacionales de edad Cretácica..

Es interesante observar que existen algunas aéreas con carencia de información sísmica y con alguna oportunidad exploratoria latente, en esta ocasión se revisaron dos secciones sísmicas en una zona con discontinuidad de información geofísica que evidencia un bajo estructural muy posiblemente en la presencia de afluentes como el río Magdalena y sus numerosas ciénagas, las cuales impiden de otra manera la labor exploratoria en superficie.

En la figura 69 se observa cómo están distribuidas las líneas sísmicas en esta zona y como en una sección de aproximadamente 6 kilómetros (6195.92 metros) no hay datos de sísmica de subsuelo. Por un lado es bueno saber que al la margen oriental del río Magdalena y más al norte se ubican campos como el Doña Marina y el barranca Lebrija, objetivos de un tren estructural el cual posee rumbo Sw-Ne.

Estas dos secciones sísmicas de buzamiento no alcanzan a resolver la incertidumbre, debido a que la interpretación no se puede concluir, dejando esta a una idea de interpretación la cual se podría resolver con una adquisición de sísmica 2D en esta zona confirmando o negando la idea aquí propuesta, en la figura 70 se observan las dos líneas sísmicas con la idea exploratoria interpretada.

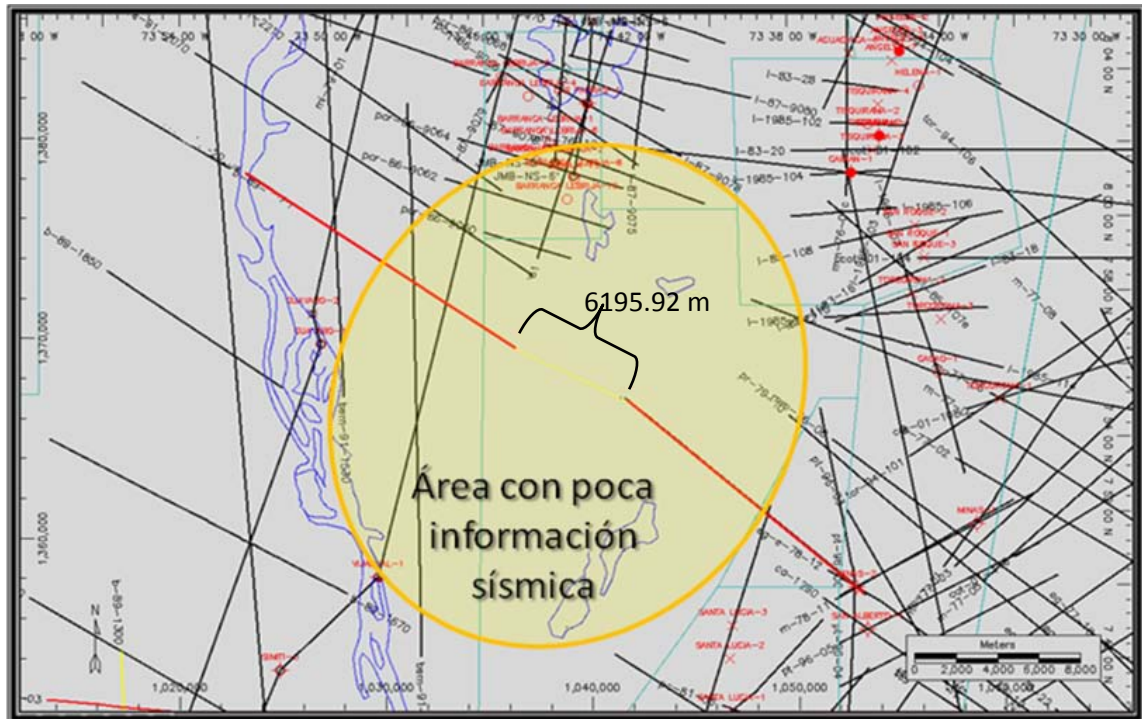


Figura- 69 Distribución de la información sísmica 2D en el área norte

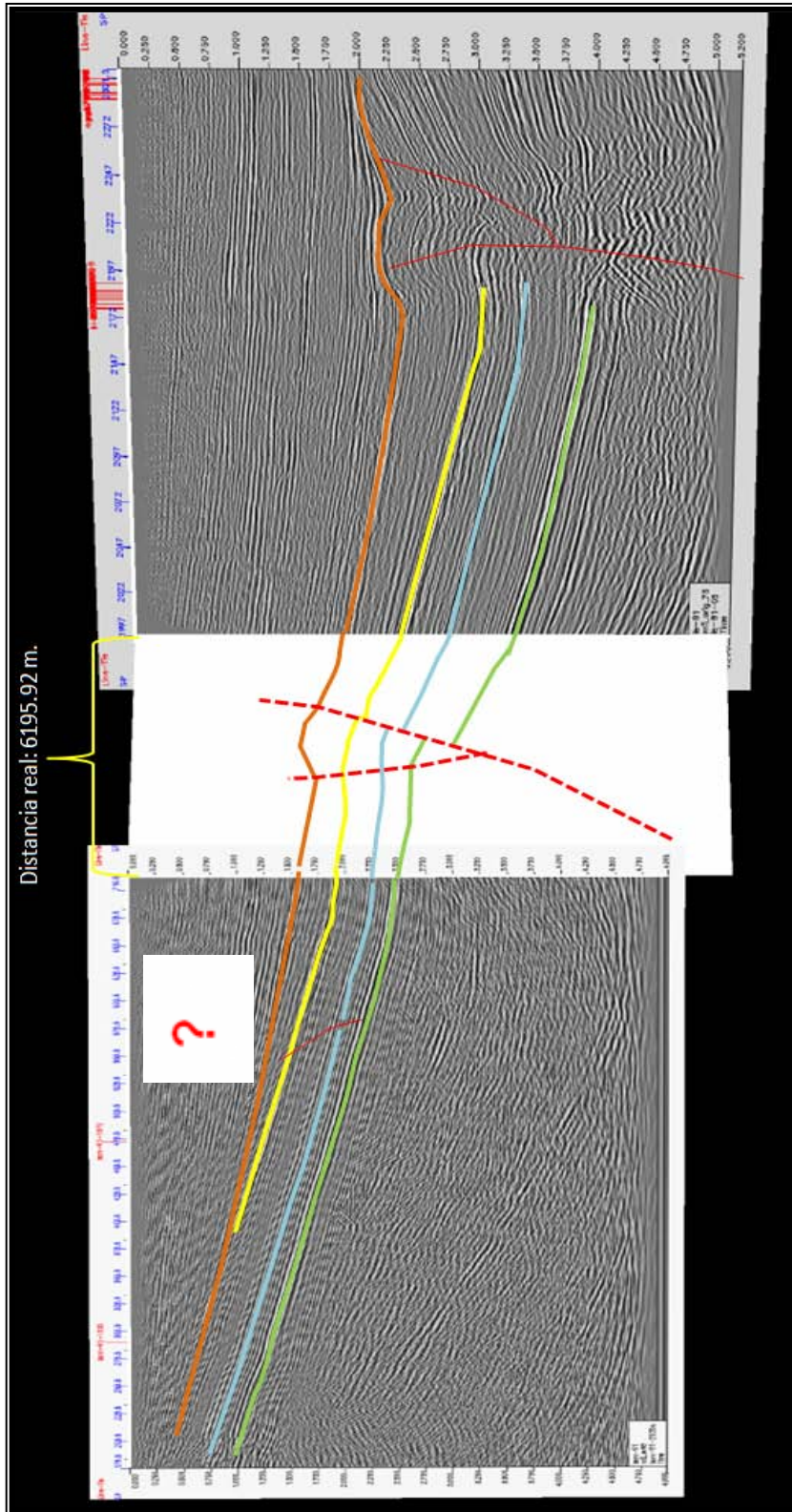


Figura- 70 Sección sísmica compuesta mostrando la idea exploratoria.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En la labor de búsqueda o exploración de hidrocarburos existen gran cantidad de riesgos presentes durante todo el proceso hasta su extracción, los datos e información existentes no deberían ser un riesgo mas, de esta manera se definió un protocolo de manejo de datos, en este caso aplicado a toda la información geológica de pozos disponible para la cuenca del Valle Medio del Magdalena V.M.M., la cual se almaceno en forma de base de datos y se reviso basada en un control de calidad.

Toda la información recopilada y revisada tendrá una utilidad para cualquier proyecto que se genere en la gerencia de exploración ECOPETROL S.A. para la cuenca del valle medio del Magdalena, lo cual cabe mencionar que fue un aporte a la optimización del trabajo enfocado en análisis estratigráficos, petrofísicos y de interpretación sísmica como en la toma de decisiones al momento de generar y postular algún tipo de prospecto o lead en esta fase de exploración.

Se pudo organizar una metodología completa de trabajo aplicada a análisis petrofísicos en un área de interés, la cual se desarrollo gracias al buen manejo de información de pozo (Well logs, reportes de pozo, imágenes de pozo...), y para el ejemplo mostrado en este informe se presentaron los resultados necesarios en la evaluación de un reservorio como calidad de reservorio en formación o res/gross, pay/gross, porosidad promedio, VClay y la saturación zonal para el intervalo de interés.

La utilización de innovadoras metodologías de trabajo en exploración aplicando recursos como imágenes satelitales y sistemas de información geográfica fue otro

aporte que se dio con este trabajo, ya que con un costo muy bajo se pueden realizar análisis e interpretaciones que al momento crítico de una toma de decisiones o a la hora de corroborar una zona prospectiva es de una gran ayuda.

La interpretación estratigráfica al momento de caracterizar un área y más en esta ocasión con fines exploratorios se debe realizar teniendo una buena base de datos de pozos, los cuales darán información concreta de la geología presente en el subsuelo. La realización de transectas o correlaciones estratigráficas nos darán una prognosis en caso de estipular la perforación de pozos exploratorios.

Se generaron Mapas estructurales en tiempo de las dos discordancias presentes en la zona de estudio (Mioceno y Eoceno Medio), como también al tope de las formaciones de la secuencia de edad cretácica con el fin principal de tener un control geológico en el área y de otro modo previsualizar algunas zonas o ideas exploratorias.

En el aérea de estudio se pudo generar una idea exploratoria debido a la falta de información sísmica 2D, en un sector el cual la configuración estructural regional muestra fallamientos compresivos de estilo flor positiva con un tren significativo, la generación de trampas combinadas tanto en la secuencia cretácica como en la unión de las dos discordancias pueden ser considerables pero a una escala no tan grande.

8. BIBLIOGRAFÍA

Base de datos ECOPETROL S.A

Bourgois, J., Calle, B., Tournon, J., And Toussaint, J., 1982. The Andean ophiolitic megastructures on the Buga Buenaventura transverse (Western Cordillera, Valle, Colombia). *Tectonophysics*, v. 82.

Colletta, B., Herbard, F., Letouzey, J., Werner & Rudkiweicz, J., 1990. Tectonic Style and crustal structure of the Eastern Cordillera (Colombia) from balanced cross section.

Córdoba. F., Malagón. F. & Valentín. D., 2001b. Evaluación del potencial generador de hidrocarburos de las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo, Cuenca Valle Medio del Magdalena, Colombia.

Duque–Caro, H., 1990. The Choco block in the northwestern corner of South American; structural, tectonostratigraphic and paleogeographic implications. In: *Journal of South American Earth Science*. v. 3.

Etayo-Serna F., 1968. El Sistema Cretácico en La región de Villa de Leiva y Zonas Próximas. *Geología Colombiana* No. 5, pp. 5-74, Universidad Nacional de Colombia. Bogotá.

Etayo-Serna, F., D. Barrero, H. Lozano, A. Espinosa, H. Gonzalez, A. Urrego, I. Ballesteros, H. Forero, C. Ramirez, F. Zambrano, H. Duque, R. Vargas, A. Nuñez, J. Alvarez, C. Ropain, E. Cardozo, N. Galvis,

L. Sarmiento, J. Albers, J., Case, D. Singer, R. Bowen, B. Berger, D. Cox Y C. Hodges. 1985. Mapa de terrenos geológicos de Colombia. Ingeominas. Pub. Geol. Esp. No. 14-1.

ITEP Portal de Información Técnica de Exploración y Producción en la gerencia de Exploraciónj ECOPETROL S.A.

Fabre, A., 1983 a. La Subsistencia de la Cuenca del Cocuy (Cordillera Oriental de Colombia) durante el Cretáceo y el Terciario. Primera parte: Estudio Cuantitativo de la Subsistencia, Geología Norandina, V.8,p. 21-27.

Flórez I. 1997. Análisis facial, estratigrafía de secuencias y calidad almacenadora de los miembros medio y superior de la Formación Umir en el área de San Luis, Cuenca Valle Medio del Magdalena. Tesis de pre grado, Universidad de Caldas. Manizales.

Macellari C., 1988. Cretaceous Paleogeography and Depositional Cycles of Western South America. ESRI, University of South Carolina, Columbia , S.C. USA.

Martínez C. W., 1996. Interpretación geológica de sismogramas sintéticos. Un ejemplo aplicado al sondeo Rio segura G1. Geogaceta, pp 153-156. Madrid.

Nava G. & Paez I., 2006. Estudio cartográfico geológico preliminar a escala 1:25000 de la plancha IGAC 85-III-A: sector santa rosa del sur –SIMITI (serranía de San Lucas, departamento de Bolívar), Bucaramanga. 116p. trabajo de grado investigación. UIS. Escuela de Geología.

Rolón, L. & Numpaque L., 1997. Análisis Estratigráfico Secuencial del Cretáceo Inferior en el VMM, Sector Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, Ecopetrol, Informe Técnico, Santa Fe de Bogotá.

Rubiano J., 1995. Modelo Estratigráfico y Estructural del Campo Provincia, Valle Medio del Magdalena, Santander, Colombia. Memorias VI cingreso Colombiano del Petróleo, pp. 235-242. Santa Fe de Bogotá.

SCHLUMBERGER. Log interpretation charts. 1991.

Suárez, M., 1996, Facies analysis of the upper Eocene La Paz Formation, and regional evaluation of the post-middle Eocene stratigraphy, northern Middle Magdalena Valley Basin, Colombia, Tesis de Master sin publicar, Universidad de Colorado, Boulder, 88 p.

Tchegliacova, N., 1993. Los Foraminíferos y Minerales Autígenos de la Formación Umir, (Sección Quebrada La Julia, Valle Medio del Magdalena): Registro de Laguna Costera a Finales del Cretáceo Superior (Maestrichtiano). Geología Colombiana: no. 18, p. 107-117.