



**ESTIMADO GEOESTADÍSTICO DE LA POROSIDAD DE UN SUBVOLUMEN
DE LA FORMACIÓN MUGROSA EN EL CAMPO COLORADO**

CRISTHIAN JULIAN ZAFRA MANRIQUE

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2009**

**ESTIMADO GEOESTADÍSTICO DE LA POROSIDAD DE UN SUBVOLUMEN
DE LA FORMACIÓN MUGROSA EN EL CAMPO COLORADO**

CRISTHAIN JULIAN ZAFRA MANRIQUE

Proyecto de grado para optar el título de: geólogo

Director:

**ANDRÉS EDUARDO CALLE OCHOA
M. Sc. Geofísica**

Codirector:

**GERMÁN YURI OJEDA BUENO
Ph. D. Geofísica**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2009**

DEDICATORIA

A Dios por acompañarme siempre en todo momento y en cada paso que he dado en mi vida

A mi madre Lúgía Manríque que con sus consejos y amor incondicional me motivo a que estudiara y saliera adelante en esta etapa de mi vida

A mi padre Felipe Armando Zafra por brindarme su apoyo y sus buenos deseos en esta etapa de mi vida

A mis hermanos Martha Zafra, Claudia, Martín Alberto, Milton, Bibiana Vanesa, Aldwin Alexis, Juan Sebastián por brindarme su amor

A mis sobrinos Felipe, Flavio, Tatiana, Andrés y Juan Eduardo que son la luz de mi ojos.

Y a una persona que ha sido muy especial en mi vida y ella sabe que esto también es para ella

Crísthian Julián Zafra Manríque

AGRADECIMIENTOS

A Dios por estar conmigo siempre en cada paso que he dado y que daré, por confiar en mí para sacar adelante este proyecto, y por estar siempre al lado mío en esta etapa de mi vida y en la que vendrá.

A mis Padres que siempre confiaron en mi y creyeron que yo sacaría adelante mis metas y proyectos, por que ellos siempre han estado al lado mío y lo estarán.

A mis hermanos y mis sobrinos por brindarme su amor, respaldo y fe.

A mi director de tesis Andrés Eduardo Calle, no solo por supervisar mi trabajo y guiarme, si no también por brindarme su amistad incondicional

A William Agudelo, Gemán Yuri Ojeda y el personal de Geofísica por ayudarme en las diferentes etapas del proyecto.

A los Geólogos Diego Fernando Barrera, Maria Alexandra Plata, Mario Alberto Patiño Y German David Meza, que de una u otra forma colaboraron en gran parte en la realización de este proyecto.

Al instituto Colombiano del Petróleo en especial al grupo de Geofísica por abrirme las puertas y dejarme pertenecer al grupo de investigación de petrosísmica.

A los profesores de Escuela de Geología por su formación académica. En especial a Carlos García, Jairo Clavijo, Juan Diego Colegia, Ricardo Mier, Jorge Eduardo Pinto, por ser excelentes profesores.

A mis amigos, Monica suarez, Yudy Estevez, Juan Sebastián Zafra, Marcela Ortegón, Alexandra Plata, Francisco Melo, Natalia García, Gigiola Garcia, Tania Vaca, Erica Calderon, Silvia Toloza Maury Pardo, Diana Quintero, Ladys Reyes, Oscar Marquez, miguel Jiménez, July Cristina Lich, Mayra Andreina, Mario Patiño, Johann Araque, Angelica Olarte, Janith Angulo, Lorena Giraldo, Luisa Hortua, Leydi Valencia, Camilo Mateus, por brindarme su sincera amistad y apoyarme en la realización de este trabajo Graciasssss. Y especial a Monica y Juancho mi amigo de toda la vida.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1. OBJETIVOS	2
1.1 Objetivo General	2
1.2 Objetivos Específicos.....	2
2. GENERALIDADES	3
2.1 LOCALIZACIÓN.....	3
2.2 LOCALIZACIÓN ÁREA DE ESTUDIO	4
2.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	4
2.4 RESEÑA HISTÓRICA.....	5
3. MARCO TEÓRICO	6
3.1 PRINCIPIOS DEL PROCESAMIENTO	6
3.1.1 Preapilamiento	7
3.1.2 Apilamiento	13
3.1.3. Post-Apilado.....	18
3.1.4 Procesamiento en profundidad (PSDM)	21
3.1.5 Migración Preapilado	21
3.2 REGISTROS DE POZOS	23
3.2.1. Proceso de Obtención de los Registros de Pozo.....	23
3.2.2. Registro de Potencial Espontáneo (SP).....	24
3.2.3 Origen del Potencial Espontáneo.....	24
3.2.4. Interpretación	25
3.2.5. Registro de Rayos Gama (GR).....	26
3.2.6. Origen de los rayos gamma	27
3.2.7. Interpretación	27
3.3 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE PETROFÍSICA.....	28
3.3.1 Porosidad.....	28
3.3.2 Permeabilidad	32
3.3.3 Saturación.....	33
3.3.4. Registros convencionales y principales respuestas de los perfiles usados para la interpretación petrofísica.....	33
3.4 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE GEOESTADÍSTICA	37
3.4.1. Origen de la Geoestadística.....	37
3.4.2. Concepto de la Geoestadística	38
3.5 INVERSIÓN	40
3.6 INVERSIÓN ACÚSTICA	41
3.6.1 Método Banda Limitada	42
4. GEOLOGÍA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	43
4.1 ESTRATIGRAFIA	43
4.2 ROCAS DEL TRIÁSICO	44
4.2.1. Formación Girón (Jurásico-Cretácico Inferior)	44
4.3 ROCAS DEL GRUPO CALCAREO BASAL.....	44
4.3.1. Formación Los Santos (Tambor) (Berriasiano-Hauteriviano Superior)	44
4.3.2. Formación Rosablanca (Hauteriviano-Barremiano)	44
4.3.3. Formación Paja (Barremiano).....	44
4.3.4. Formación Tablazo (Aptiano-Albiano).....	45

4.4 ROCAS DEL CRETACEO	45
4.4.1. Formación Simití (Albiano).....	45
4.4.2. Formación La Luna (Turoniano-Conaciano-Santoniano)	45
4.4.3. Formación Umir, (Campaniano-Maestrichtiano)	45
4.4.4. Formación Lisama (Paleoceno)	46
4.5 ROCAS DEL TERCIARIO.....	46
4.5.1. Formación La Paz (Eoceno medio).....	46
4.5.2. Formación Esmeraldas (Eoceno medio-superior).....	47
4.5.3. Formación Mugrosa (Eoceno-Oligoceno)	47
4.5.4. Formación Colorado (Oligoceno Superior a Mioceno Inferior)	48
4.5.5 Grupo Real (Mioceno – Plioceno)	48
4.5.6. Formación Mesa (Plioceno-Pleistoceno)	48
4.6 MARCO TECTÓNICO REGIONAL	48
4.6.1 Evolución Tectónica Regional.....	50
4.6.2 Cuenca extensional de retroarco (Triásico-Jurásico).....	50
4.6.3 Cuenca Pericratónica (Cretáceo – Paleoceno).....	50
4.6.4 Cuenca Antepaís (Eoceno – Mioceno temprano).	50
4.6.5 Cuenca Intramontana (Mioceno).....	50
5. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	52
6. METODOLOGIA DE TRABAJO.....	56
6.1 CONTROL DE CALIDAD	57
6.2 PREAPILAMIENTO PRIMERA FASE	58
6.2.1 parámetros de la adquisición	58
6.2.2 secuencia de procesamiento preapilado.....	58
6.2.3 Conversión de Formato SEG-D a Formato proMAX.....	60
6.2.4 Geometría	60
6.2.5 Editado Manual de Trazas (TRACE KILL/ REVERSE	60
6.2.6 Recuperación de Amplitudes	62
6.2.7 Supresión de los primeros arribos (TRACE MUTE).....	63
6.2.8 Filtrado.....	63
6.2.9 Deconvolución	65
6.2.10 Corrección de estáticas por refracción.....	66
6.3 APILAMIENTO SEGUNDA FASE	68
6.3.1 Secuencia Procesamiento Apilamiento.....	68
6.3.2 Ordenamiento por CDP	69
6.3.3 Corrección por NMO	69
6.3.4 Análisis de velocidades.....	69
6.3.5 Apilado de velocidades constantes (CVS)	72
6.3.6 Aplicación Estáticas Residuales	75
6.3.7. Análisis de Velocidades con Estáticas Residuales	75
6.3.8. Apilado.....	75
6.4 MIGRACIÓN EN TIEMPO Y PROFUNDIDAD TERCERA FASE.....	79
6.4.1. Secuencia Migración en Tiempo (PSTM) y Profundidad (PSDM) ..	79
6.4.2. Migración	79
6.6 MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO	80
6.6.1 Generación del Grid.....	81
6.6.2 Definición de Horizontes	82
6.6.3 Definición de Armazon.....	84
6.6.4 Definición del Layering.....	84
6.6.5 Escalamiento de Propiedades	85

7. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	87
7.1 PROCESAMIENTO EN PROFUNDIDAD	87
7.2 INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL	98
7.3 Modelamiento Petrofísico	99
7.4 INVERSIÓN ACÚSTICA	104
7.2.1 Metodología Inversión Acústica	106
7.2.2 Extracción de la ondícula	106
8. CONCLUSIONES	124
9. RECOMENDACIONES	125
10. BIBLIOGRAFIA	126
11. ANEXOS	129

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1** Localización de la cuenca del Valle Medio del Magdalena ¡Error! Marcador no definido.
- Figura 2** Mapa de localización del área de estudio ¡Error! Marcador no definido.
- Figura 3.** Etapas del procesamiento convencional ¡Error! Marcador no definido.
- Figura 4.** Primera Etapa del Procesamiento Convencional ¡Error! Marcador no definido.
- Figura 5.** Ejemplo de la edición de un CMP gathers. ¡Error! Marcador no definido.
- Figura 6.** Deconvolución ¡Error! Marcador no definido.
- Figura 7.** Aplicación de Estáticas. ¡Error! Marcador no definido.
- Figura 8.** Segunda Etapa del Procesamiento Convencional ¡Error! Marcador no definido.
- Figura 9.** Ordenamiento CMP ¡Error! Marcador no definido.
- Figura 10.** Análisis de Velocidades de un supergather. ¡Error! Marcador no definido.
- Figura 11.** Apilado de Velocidades Constantes. ¡Error! Marcador no definido.
- Figura 12.** Efecto hiperbólico debido al offset y corrección por NMO ¡Error! Marcador no definido.
- Figura 13.** Apilamiento. ¡Error! Marcador no definido.
- Figura 14.** Tercera etapa del procesamiento convencional ¡Error! Marcador no definido.
- Figura 15.** Migración por el metodo de Kirchhoff ¡Error! Marcador no definido.
- Figura 16.** Migración en el dominio F-K ¡Error! Marcador no definido.
- Figura 17.** Refracción en un medio con variación lateral de la velocidad. ¡Error! Marcador no definido.
- Figura 18.** Interfase entre zona virgen y la zona lavada para una corrección de línea base de la Curva SP ¡Error! Marcador no definido.
- Figura 19.** Porosidad de una arenisca en sección delgada. ¡Error! Marcador no definido.
- Figura 20.** Porosidad total en una roca volcánica ¡Error! Marcador no definido.
- Figura 21.** Porosidad Efectiva ¡Error! Marcador no definido.
- Figura 22.** Formación Porosidad Primaria ¡Error! Marcador no definido.
- Figura 23.** Porosidad secundaria en Calizas ¡Error! Marcador no definido.
- Figura 24.** Muestra la obtención del registro neutrón ¡Error! Marcador no definido.
- Figura 25.** Comportamiento mixto de una función aleatoria. ¡Error! Marcador no definido.
- Figura 26.** Columna generalizada de la Cuenca del Valle medio del Magdalena ¡Error! Marcador no definido.

Figura 27. Modelo evolutivo regional de la Cordillera Oriental y las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Llanos. (Tomado de Cooper, M.A et al 1995).....	¡Error! Marcador no definido.
Figura 28. Corte Geológico de la cuenca del Valle Medio del Magdalena	¡Error! Marcador no definido.
Figura 29. Localización líneas sísmicas cercanas al campo Colorado	¡Error! Marcador no definido.
Figura 30. Línea Sísmica –DM 89-1440.....	¡Error! Marcador no definido.
Figura 31. Línea sísmica PMS 98-1700 cortando al campo en sentido SW-NE.....	¡Error! Marcador no definido.
Figura 32. Línea sísmica PMS 98-1700 cortando al campo en sentido SW-NE.....	¡Error! Marcador no definido.
Figura 33. Línea Sísmica –DM 87-1470 E.	¡Error! Marcador no definido.
Figura 34. Metodología planteada para el desarrollo del proyecto	¡Error! Marcador no definido.
Figura 35. Diagrama del tendido realizado para las líneas	¡Error! Marcador no definido.
Figura 36. Diagrama del arreglo de geófonos....	¡Error! Marcador no definido.
Figura 37. Secuencia preapilado.....	¡Error! Marcador no definido.
Figura 38. Carga de geometría	¡Error! Marcador no definido.
Figura 39. Gráfica de Spikeness contra TRC.....	¡Error! Marcador no definido.
Figura 40. Ejemplo de la edición de un CMP gathers.	¡Error! Marcador no definido.
Figura 41. Ejemplo de un disparo sin ningún método de recuperación de amplitud	¡Error! Marcador no definido.
Figura 42. Ejemplo de un disparo aplicando Control Automático de Ganancia (AGC)	¡Error! Marcador no definido.
Figura 43. Ejemplo de la edición, aplicación del mute	¡Error! Marcador no definido.
Figura 44. Análisis ISA, para determinar el rango de las frecuencias de interes	¡Error! Marcador no definido.
Figura 45. Disparo sin deconvolución	¡Error! Marcador no definido.
Figura 46. Disparo con Deconvolución	¡Error! Marcador no definido.
Figura 47. Corrección de estáticas por refracción Línea SL-95-1290	¡Error! Marcador no definido.
Figura 48. Corrección de estáticas por refracción Línea SL-95-1420	¡Error! Marcador no definido.
Figura 49. Secuencia Apilamiento segunda fase	¡Error! Marcador no definido.
Figura 50. Apilado sin corrección NMO línea SL-95-1290	70
Figura 51. Apilado con corrección NMO línea SL-95-1290	71
Figura 52. Análisis de velocidades constantes para 4 velocidades diferentes línea SL-95-1290.....	73

Figura 53. Análisis de Velocidades de un supergather	74
Figura 54. Apilado con NMO con los horizontes rayados para cálculo de estáticas residuales línea SL-95-1290	76
Figura 55. Apilado con NMO con los horizontes rayados para cálculo de estáticas residuales línea SL-95-1290	77
Figura 56. Campo de Velocidades con estáticas Residuales	78
Figura 57. Secuencia Migración en Tiempo (PSTM) y Profundidad (PSDM) y graficado de las imágenes de las líneas sísmicas	¡Error! Marcador no definido.
Figura 58. Ubicación espacial de los pozos	¡Error! Marcador no definido.
Figura 59. Ubicación espacial de los pozos en el gris de celdas.	¡Error! Marcador no definido.
Figura 60. Generación del esqueleto del área de estudio que representa la base y el tope de la Formación Mugrosa.	¡Error! Marcador no definido.
Figura 61. Carga de Topes en los pozos del Campo	¡Error! Marcador no definido.
Figura 62. Definición de Horizontes de cada subunidad	¡Error! Marcador no definido.
Figura 63. Armazón Campo Colorado con las 7 subunidades definidas como Mugrosa C2, C1, C0, B3, B2, B1, Fósiles de mugrosa Según (Fonseca, Garcia 2009)	¡Error! Marcador no definido.
Figura 64. División vertical del campo a nivel de subunidad a partir de la generación del Layering.....	¡Error! Marcador no definido.
Figura 65. Registro de porosidad PHIER escalado	¡Error! Marcador no definido.
Figura 66. Registro de porosidad PHIR escalado	¡Error! Marcador no definido.
Figura 67. Campo Inicial de Velocidades en el procesamiento de profundidad de la Línea SL-95-1420.....	87
Figura 68. Campo de velocidades final en promax Procesamiento en Tiempo de la Línea SL-95-1420.....	88
Figura 69. Migración preapilado en tiempo con la técnica de Kirchhoff de la SL-95-1420	90
Figura 70. Migración posapilado en tiempo con la técnica de Kirchhoff de la línea SL-95-1420.....	91
Figura 71. Campo de Velocidades Intervalo Final de La Sísmica SI-95-1420.....	92
Figura 72. PSDM de la línea SL-95-1420	93
Figura 73. Campo Inicial de Velocidades en el procesamiento de profundidad de la Línea SL-95-1290.....	94

Figura 74. Migración preapilado en tiempo con la técnica de Kirchhoff de la SL-95-1290	95
Figura 75. Campo de Velocidades Intervalo Final de La Sísmica SI-95-1290.....	96
Figura 76. PSDM de la línea SL-95-1290	97
Figura 77. Interpretación de la línea SL-95-1420	¡Error! Marcador no definido.
Figura 78. Modelamiento de Porosidad efectiva para cada una de las Subunidades de la zona colorado sur donde a) Fosiles de Mugrosa, b) Mugrosa B1, c) Mugrosa B2, d) Mugrosa B3, e) Mugrosa C0, f) Mugrosa C1 y g) Mugrosa C2.....	¡Error! Marcador no definido.
Figura 79. Modelo integrado de porosidad Efectivas para todas las subunidades de la Formación Mugrosa en la zona definida como Colorado Sur	101
Figura 80. Modelamiento de Porosidad aparente para cada una de las Subunidades de la zona colorado sur donde a) Fosiles de Mugrosa, b) Mugrosa B1, c) Mugrosa B2, d) Mugrosa B3, e) Mugrosa C0, f) Mugrosa C1 y g) Mugrosa C2.....	¡Error! Marcador no definido.
Figura 81. Modelo integrado de porosidad Efectivas para todas las subunidades de la Formación Mugrosa en la zona definida como Colorado Sur	¡Error! Marcador no definido.
Figura 82. Ubicación de la Línea y los pozos Para la Inversión Acústica	¡Error! Marcador no definido.
Figura 83. Secuencia Inversión Acústica para datos sísmicos post-apilados	¡Error! Marcador no definido.
Figura 84. Ondícula sísmica wavelet	¡Error! Marcador no definido.
Figura 85. Modelo Para la Línea SL-95-1420 con el Pozo Aguas Blancas 003.....	107
Figura 86. . Inversión Utilizando el algoritmo Banda Limitada Para la Línea SL-95-1420 con el pozo Aguas Blanca 003.....	108
Figura 87. Crosplot de Porosidades Vs Impedancias Acústicas	¡Error! Marcador no definido.
Figura 88. Modelo para la Línea SL-95-1420 con el pozo Colorado 75	111
Figura 89. Inversión Utilizando el algoritmo Banda Limitada Para la Línea SL-95-1420 con el pozo Colorado 75	112
Figura 90. Crosplot Porosidades Vs Impedancias del pozo Colorado 75)	¡Error! Marcador no definido.
Figura 91. Modelo para la Línea SL-95-1420 con el pozo Colorado 003	114

Figura 92. Inversión Utilizando el algoritmo Banda Limitada Para la Línea SL-95-1420 con el pozo Colorado 003	115
Figura 93. Crosplot Porosidades Vs Impedancias del pozo Colorado 75)¡Error! Marcador	
Figura 94. Modelo para la Línea SL-95-1420 con los pozos Colorado 003, Colorado 75 y Aguas Blancas 003.....	117
Figura 95. Inversión Utilizando el algoritmo Banda Limitada Para la Línea SL-95-1420 con los pozos Colorado 3, Colorado 75 y Aguas Blancas 003....	118
Figura 96. Modelo para la Línea SL-95-1420 con los pozos Colorado 3 y Colorado 75	119
Figura 97. Inversión Utilizando el algoritmo Banda Limitada Para la Línea SL-95-1420 con los pozos Colorado 3 y Colorado 75.....	120
Figura 98. Modelo para la Línea SL-95-1420 con los pozos Aguas Blancas 003 y Colorado 75.....	121
Figura 99. Inversión Utilizando el algoritmo Banda Limitada Para la Línea SL-95-1420 con los pozos Aguas Blancas 003 y Colorado 75	122

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Tipos de Filtros	9
Tabla 2. Recuperación de Amplitudes.....	10
Tabla 3. Tiempo de transito y velocidad de matriz promedio de una unidad de formación	35
Tabla 4. Densidad promedio de una unidad de formación	37
Tabla 5. Densidad promedio del fluido de perforación (filtrado de lodo)..	37
Tabla 6. Métodos de Inversión en datos post-apilados (Inversión acústica)	40
Tabla 7. Métodos de Inversión en datos pre-apilados (Inversión elástica)	41
Tabla 8. Definición del layering para cada subunidad teniendo en cuenta el espesor promedio por celda.....	85

LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1. PRINCIPIOS DE ADQUISICIÓN SÍSMICA	129
ANEXO 1.1. Método de adquisición sísmica	129
ANEXO 1.2. Adquisición sísmica terrestre.....	129

RESUMEN

TITULO: ESTIMADO GEOESTADÍSTICO DE LA POROSIDAD DE UN SUBVOLUMEN DE LA FORMACIÓN MUGROSA EN EL CAMPO COLORADO

Autor: Cristhian Julián Zafra Manrique**

Palabras Claves: Formación Mugrosa, Roca Reservorio, Atributos Sísmicos, Análisis Geoestadístico.

Las propiedades petrofísicas de las rocas y atributos sísmicos son principales herramientas para la caracterización de reservorios. Desde el análisis petrográfico de los pozos, es posible calcular la porosidad, la composición, configuración y demás propiedades de las rocas, con los registros de pozos se obtiene medidas indirectas de la porosidad, permeabilidad, litología, etc, y de los datos sísmicos, se estiman los parámetros de elasticidad de las rocas. Con la integración de todos estos datos, se puede hacer una descripción más detallada del depósito, es por esto que se plantea lo siguiente.

En este trabajo, se quiere tratar de estimar la variación espacial de la porosidad en la Formación Mugrosa del Campo Escuela Colorado, ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Para ello, hemos desarrollado una nueva metodología para datos sísmicos 2D. La secuencia de nuestra metodología consistió en (1) seleccionar un área en el estudio de campo, esta área tiene dos sísmica 2D, diez registros de pozos y cuatro básicas, (2) preservación en la amplitud relativa de la transformación de los registros sísmicos de campo, (3) procesamiento en profundidad de los datos sísmicos (4) Aplicar la inversión acústica para calcular las impedancias acústicas y así poder estimar la porosidad, (5) Recopilar información y registros para calcular el rango de porosidad, (6) análisis geoestadístico de la porosidad de los datos básicos, y con los registros sísmicos y (7) hacer un volumen de porosidad.

Este trabajo es un punto de partida de una metodología a ser utilizada en otros campos con datos sísmicos 2D y que además sirve para la caracterización de la porosidad de las rocas reservorio

*Trabajo de Grado Modalidad Investigación

**Facultad de ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Geología. Director Ingeniero Químico Msc. Andrés Eduardo Calle Ochoa (UIS) Co- Director Geólogo Ph.D. GermanYuri Ojeda Bueno (ECOPETROL)

ABSTRACT

Geophysical Estimate of Porosity in Mugrosa Formation, Colorado School Field, Colombia

Authors: Cristhian Julián Zafra Manrique**

Key Words: Mugrosa Formation, Reservoir Rocks, seismic attributes, Geostatistics analysis

The rocks petrophysics properties and seismic attributes are fundamental tools for reservoir characterization. From the petrographic analysis of core wells, it is possible to calculate porosity, compositions, setting and others properties of rocks; with well logs it is obtained indirect measure of porosity, permeability, lithology, etc; and from the seismic data, this calculated the elastic parameters of rocks. Merging all these data, it can be made a more detailed description of reservoir thus determining new prospects.

In this work, we seek to estimate the spatial variation of porosity in Mugrosa Formation from Campo Escuela Colorado, located in the Middle Magdalena Valley basin, Colombia. In order to do that, we developed a new methodology for 2D seismic data. The sequence of our methodology consisted of (1) select an area in the study field, this have two 2D onshore seismic, ten well logs and four core, (2) relative amplitude-preserving processing of the seismic field records, (3) depth processing of seismic data (4) inverting data to estimate the impedances and porosity, (5) Compile well logs information to calculate the porosity range, (6) geostatistics analysis with well logs and seismic and (7) make a porosity volume.

This work is a starting point of a methodology to be used in others fields with 2D seismic data and that need to characterize the porosity of reservoir rocks.

* Undergraduate thesis. Research Work

** Physical Chemistry Engineering College. Scholl of Geology. Advisor. Andres Eduardo Calle . and German Yuri Ojeda

INTRODUCCIÓN

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena contiene más de 50 campos petrolíferos, dentro de estos están el Campo Colorado que por sus características, y complejidad basadas en la estratigrafía, la Petrofísica y análisis de producción, esta siendo sometido a varios estudios de caracterizaciones de yacimientos por parte de la Universidad industrial de Santander de mano con el Instituto colombiano del Petróleo para aumentar la producción de hidrocarburo y optimizar el campo.

Se plantea una metodología para una caracterización de la porosidad en la formación mugrosa, principal generadora de hidrocarburos en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, donde el objetivo es estimar dicha propiedad a través del procesamiento sísmico y atributos sísmicos.

El método sísmico de reflexión provee imágenes del subsuelo, con las cuales se puede interpretar la estructura que va desde una escala regional hasta la de un yacimiento, que permite la caracterización de trampas ya sean estratigráficas o estructurales. Esta rama de la geología no sólo sirve para la búsqueda de yacimientos, si no que también se usa para la estimación de las propiedades de un yacimiento a partir del análisis de atributos sísmicos.

Los atributos sísmicos son cualquier medida de datos sísmicos que ayudan a la visualización o a clasificar características de interés de interpretación. Los atributos sísmicos se pueden dividir en dos categorías, una es aquella que nos ayudan a cuantificar el componente morfológico de los datos sísmicos y la otra es la componente de reflectividad de los datos sísmicos.

Los atributos morfológicos extrae la información sobre el reflector del buzamiento, azimut y las terminaciones los cuales a su vez pueden relacionarse con fallas, canales, fracturas, diapiros y acumulaciones de carbonatos.

Los atributos de reflectividad ayudan a extraer información sobre la amplitud del reflector, la forma de la onda y la variación con el ángulo de iluminación lo cual a su vez se puede relacionar con la litología el grosor de reservorio y presencia de fluidos.

1. OBJETIVOS

1.1 Objetivo General

Estimar un subvolumen de porosidad de la Formación Mugrosa delimitado por las líneas SL-1995-1420 y SL-1995-1290 en el campo colorado.

1.2 Objetivos Específicos

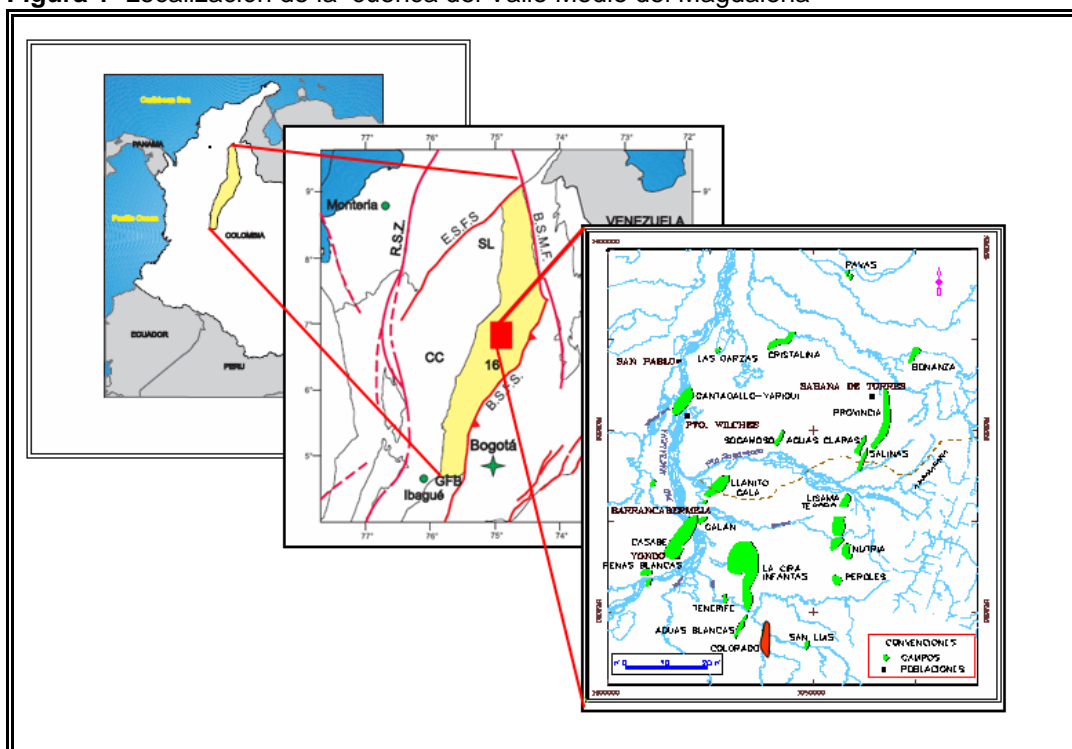
- Obtener imágenes en profundidad de las líneas SL-1995-1420 y SL-1995-1290 mediante PSDM.
- Estimar la porosidad de la formación Mugrosa en la sísmica en profundidad usando inversión acústica.
- Determinar un modelo de la continuidad espacial de los datos de porosidad en el subvolumen usando los datos de inversión y registros de pozo.

2. GENERALIDADES

2.1 LOCALIZACIÓN

El Campo Colorado está localizado en la Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM) en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, al sureste del municipio de Barrancabermeja (Santander) y al sur del Campo La Cira - Infantas, entre coordenadas X= 1'036.000 - 1'040.500 Este y Y = 1'238.000 – 1'.247.500 Norte, con origen Bogotá, en el área de la antigua concesión De Mares (figura 1).

Figura 1 Localización de la cuenca del Valle Medio del Magdalena



Fuente: Colombia sedimentary Basins ANH

El valle Medio del Magdalena esta, ubicado entre las cordilleras Central y Oriental, con una extensión de 1.500 kilómetros de largo. El Valle Medio del Magdalena constituye una de las regiones productivas más dinámicas donde se encuentra buena parte de las expectativas sobre el futuro económico del departamento.

En esta cuenca se encuentran campos petrolíferos muy importantes tales como la Cira infantas, Tenerife, llanito y Colorado. Este último ha sido

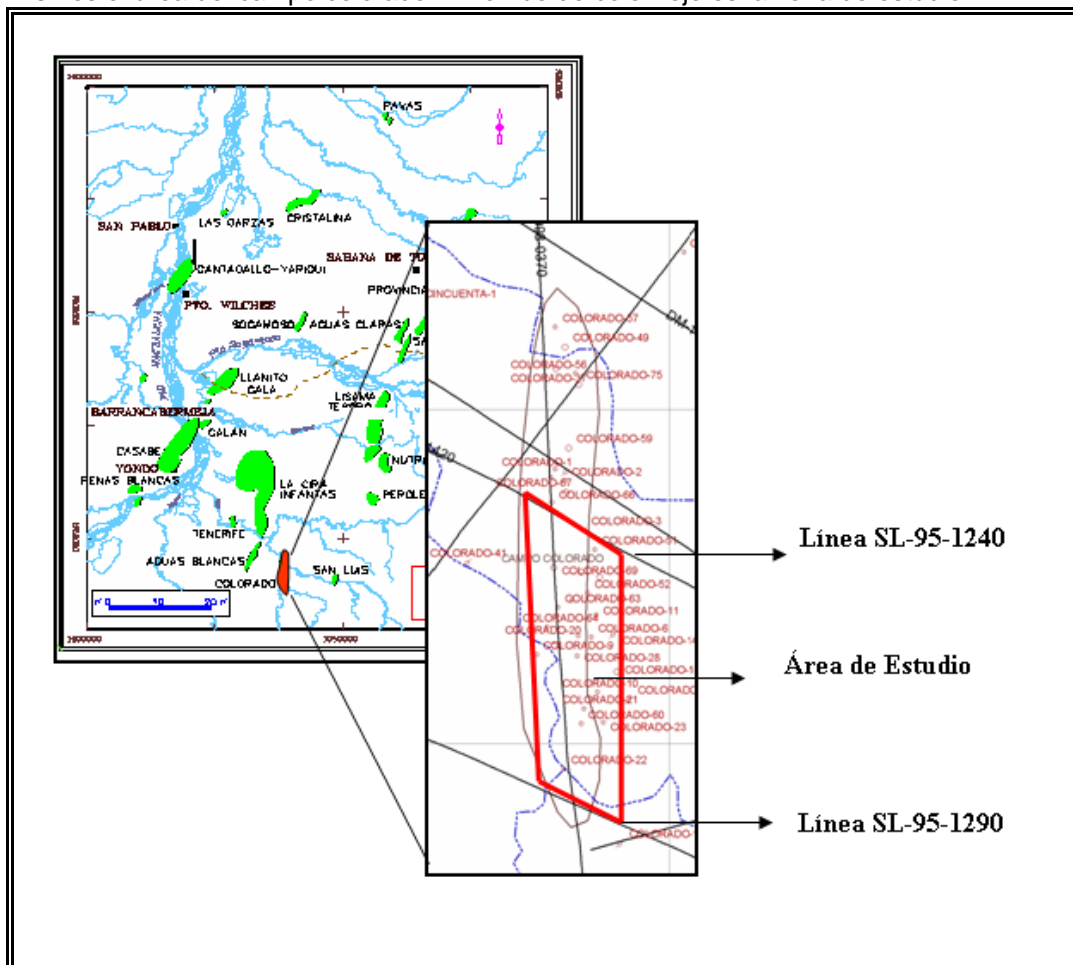
objeto de estudio por la Universidad Industrial de Santander por esto se muestra en este trabajo información de interés del campo.

2.2 LOCALIZACIÓN ÀREA DE ESTUDIO

El área de estudio está localizada en la parte sur de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (figura 2)

Figura 2 Mapa de localización del área de estudio

Mapa físico de los principales campos localizados en el Valle Medio del Magdalena y así mismos el área del campo colorado. El rombo de color rojo es la zona de estudio



Fuente: informes ECOPETROL 2003

2.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Hoy en día en la exploración de hidrocarburos es común la utilización de los atributos sísmicos para la estimación de las propiedades físicas de un yacimiento. Al revisar los antecedentes del Campo Colorado (diagnostico, análisis y estrategias de producción preliminar para el campo colorado 2003) se concluyó que ninguna caracterización sísmica del yacimiento se ha realizado, de forma que parámetros físicos como la porosidad o la impedancia acústica no han sido mapeados a lo largo de las formaciones en el área de estudio. En particular, la porosidad puede permitir el cálculo de reservas y evaluar la calidad de la roca reservorio.

2.4 RESEÑA HISTÓRICA

La exploración se realizó entre los años de 1923 a 1932 cuando se perforaron 7 pozos, de los cuales todos, excepto el N°7, fueron abandonados por problemas mecánicos. En Febrero 11 de 1932 y con el abandono del pozo C-6 se finalizó la primera fase exploratoria. Posteriormente se realizaron estudios superficiales; se hicieron levantamientos gravimétricos. El 3 de Septiembre de 1945 se empezó a perforar el pozo C-9 al cual se le realizaron pruebas adecuadas que trajeron resultados satisfactorios, estos alentaron a la Troco a programar perforaciones para el lapso (1945-1946) perforando un total de 8 pozos.

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

3. MARCO TEÓRICO

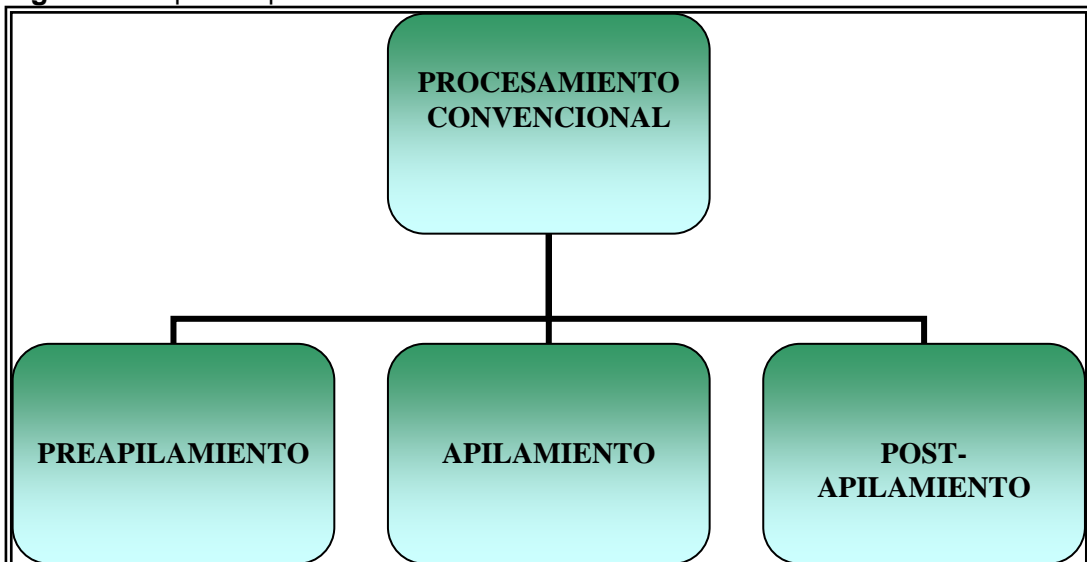
3.1 PRINCIPIOS DEL PROCESAMIENTO

El procesamiento consiste en la elección y posterior aplicación de los parámetros y algoritmos de tratamiento adecuados a los datos sísmicos adquiridos en el campo (datos brutos) con el fin de obtener secciones sísmicas de calidad. El objetivo fundamental de todo procesado multiseñal es aislar en los registros las reflexiones de los otros eventos sísmicos que se superponen a ellas (ruido ambiental, *GR*, onda aérea, etc.). Actualmente, debido al gran incremento del volumen de datos (mayor capacidad instrumental) y al desarrollo de nuevos algoritmos (mayor potencia de cálculo), el dominio de las técnicas de procesado es el pilar básico de la prospección geofísica (Gaya, M., 2004). El procesamiento sísmico está dividido en tres etapas (Yilmaz, 2001): Deconvolución (pre-apilado), apilado y migración (post-apilado).

Para un buen procesamiento debemos seleccionar un flujo de trabajo correcto, seleccionar un conjunto de parámetros y evaluar los datos obtenidos.

Según Yilmaz, O. (2001) el procesamiento sísmico esta comprendido de tres etapas: preapilado, apilado y post-apilado (Figura 3)

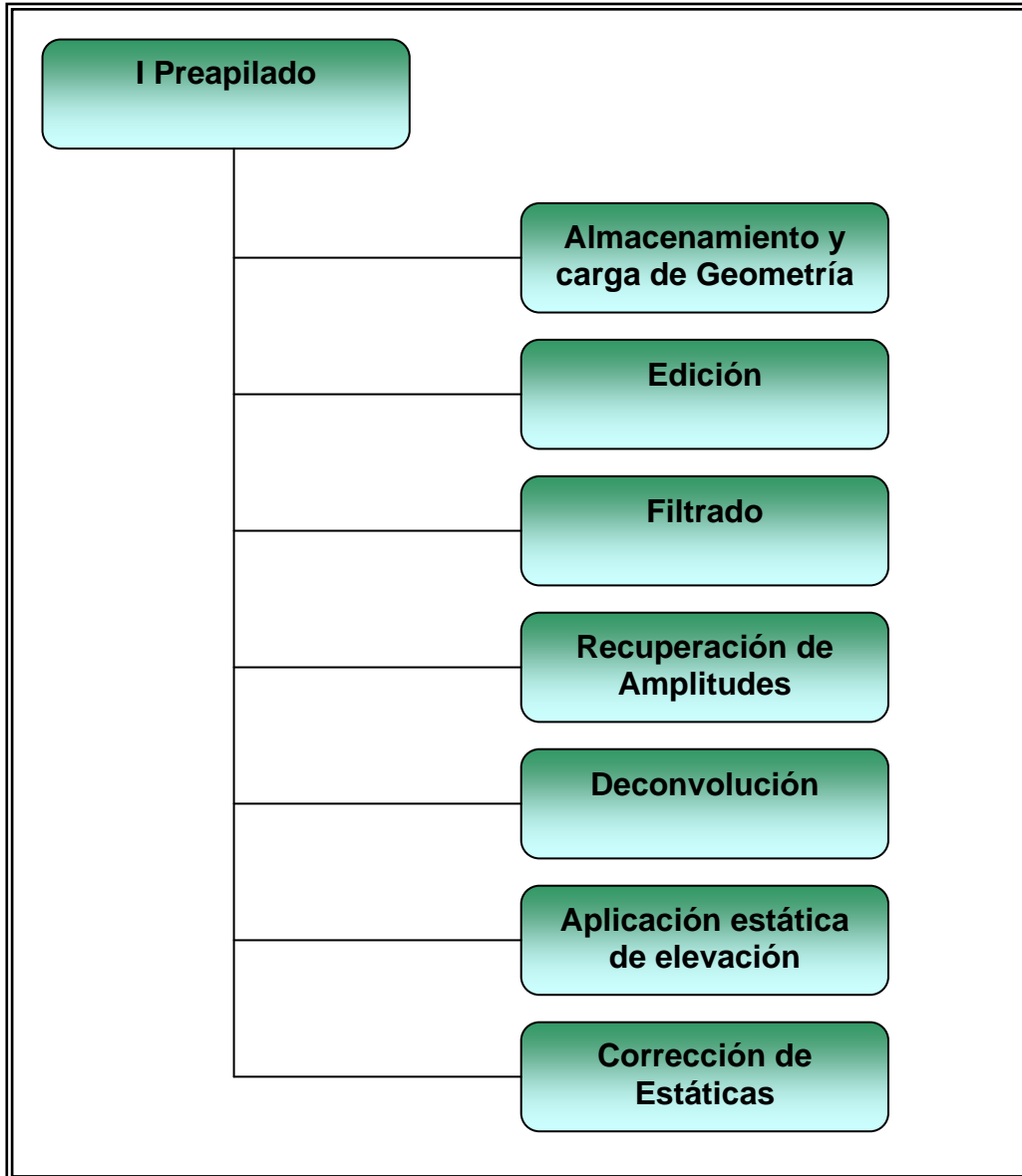
Figura 3. Etapas del procesamiento convencional



Fuente: Yilmaz, O (2001)

3.1.1 Preapilamiento

Figura 4. Primera Etapa del Procesamiento Convencional



Fuente: Yilmaz, O (2001)

3.1.1.1. Almacenamiento

Los datos de campo son grabados en un formato llamado SEG-D, este formato debe ser convertido en a un formato SEG-Y* el cual es compatible que los programas que se utilizan para el procesamiento.

* SEG-Y Creado por la Sociedad de Exploración Geofísica. Es el formato estándar más utilizado para el almacenamiento de datos sísmicos

3.1.1.2. Geometría

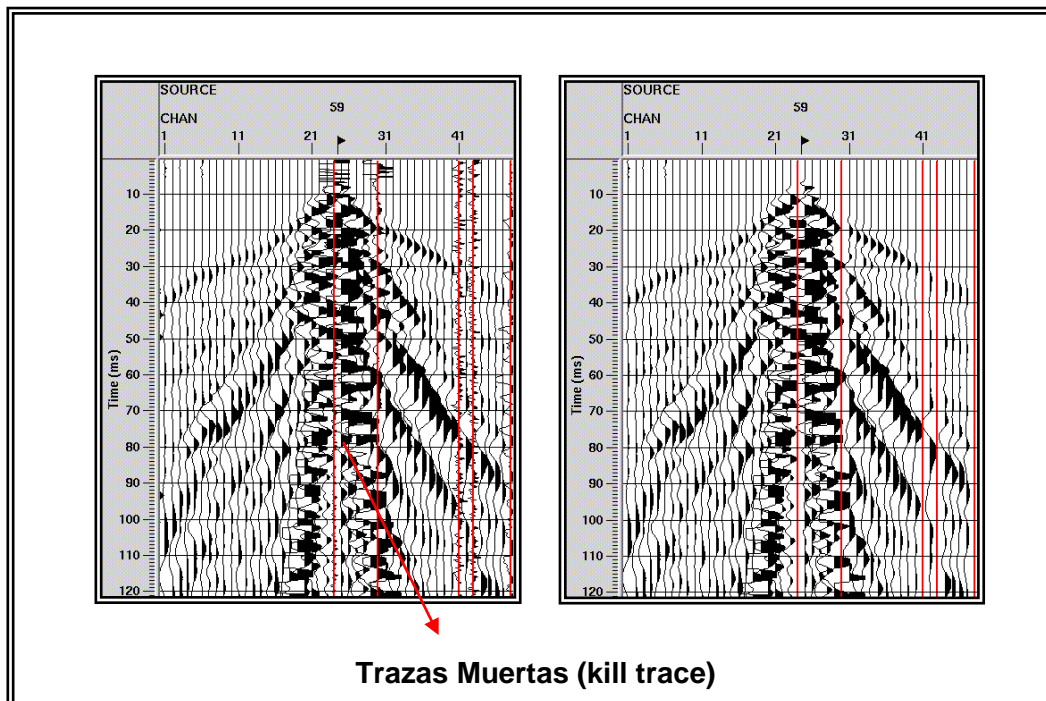
La geometría es donde se configura la geometría de adquisición (coordenadas (X, Y, Z), offset*, azimut*, profundidad del hueco de detonación (uphole*), profundidad de los receptores y de la fuente etc.) utilizando los archivos UKOOA* y el reporte del observador, con el objetivo que cada traza quede perfectamente ubicada.

Esta etapa es de suma importancia ya que muchos de los problemas en el procesamiento se originan en la mala configuración de la geometría de campo en el sistema de procesamiento.

3.1.1.3. Edición

La edición consiste en la eliminación de trazas muertas o nulas y de trazas contaminadas de ruido (trazas muertas) que no es posible limpiar con los métodos de procesamiento existentes, también algunas trazas suelen presentar cambios de polaridad debido a efectos de sitio o de intercambio de conexiones esta el método de invertir la polaridad de las trazas (trazas invertidas), en este paso se hizo un análisis visual y además un análisis estadístico para la eliminación de estas trazas.

Figura 5. Ejemplo de la edición de un CMP gathers.
Las líneas rojas indican las trazas que se desean eliminar



Fuente: Autor

*offset: es la distancia entre fuente y receptor

*Azimut: es el ángulo medio entre una línea de la superficie de la tierra y el meridiano Geográfico

*Ukooas: es el formato estándar que emplea el Reino Unido para el manejo de los datos sísmicos 2D

3.1.1.4. Filtrado

Consiste en atenuar el ruido y resaltar los eventos de reflexión, los filtros por lo general, operan sobre el dominio de la frecuencia y la amplitud de la trazas. Los principales tipos de filtros son.

TIPOS DE FILTROS	
Proceso	Descripción
Filtro Pasa-Banda	Tiene como finalidad dejar pasar la señal en una banda limitada de frecuencias de manera que se aceptan las frecuencias que contienen la energía de reflexión coherente y se rechazan aquellas frecuencias asociadas a ruido sísmico
Filtro F-K	Este tipo de filtro es útil para eliminar el ruido coherente

Tabla 1. Tipos de Filtros

3.1.1.5. Recuperación De Amplitudes

La amplitud de la señal sísmica decae con el aumento del tiempo de transito, para poder obtener una imagen mas realista se debe compensar este decaimiento.

En esta parte se trata de determinar la mejor forma de recuperar la amplitud, así como de conocer el contenido de frecuencias de la información y la distribución de la señal de la misma, en la tabla se explican los diferentes métodos de recuperación de amplitudes.

Métodos para recuperar las amplitudes	
Proceso	Descripción
Ecuilización de trazas	Este método compensa a diferencia en amplitudes que ocurre debido al aumento entre la distancia entre fuente y receptores

Corrección de divergencia esférica	Consiste en la recuperación de las pérdidas de amplitudes corridas por la expansión espacial de la onda. Es necesario el conocimiento del campo de velocidades
Control Automático de Ganancia (AGC)	La función AGC aumenta la amplitud a una muestra dentro de un ventana
Funciones de recuperación programadas	Otros tipos de recuperación por ejemplo, un decaimiento de la amplitud tipo exponencial

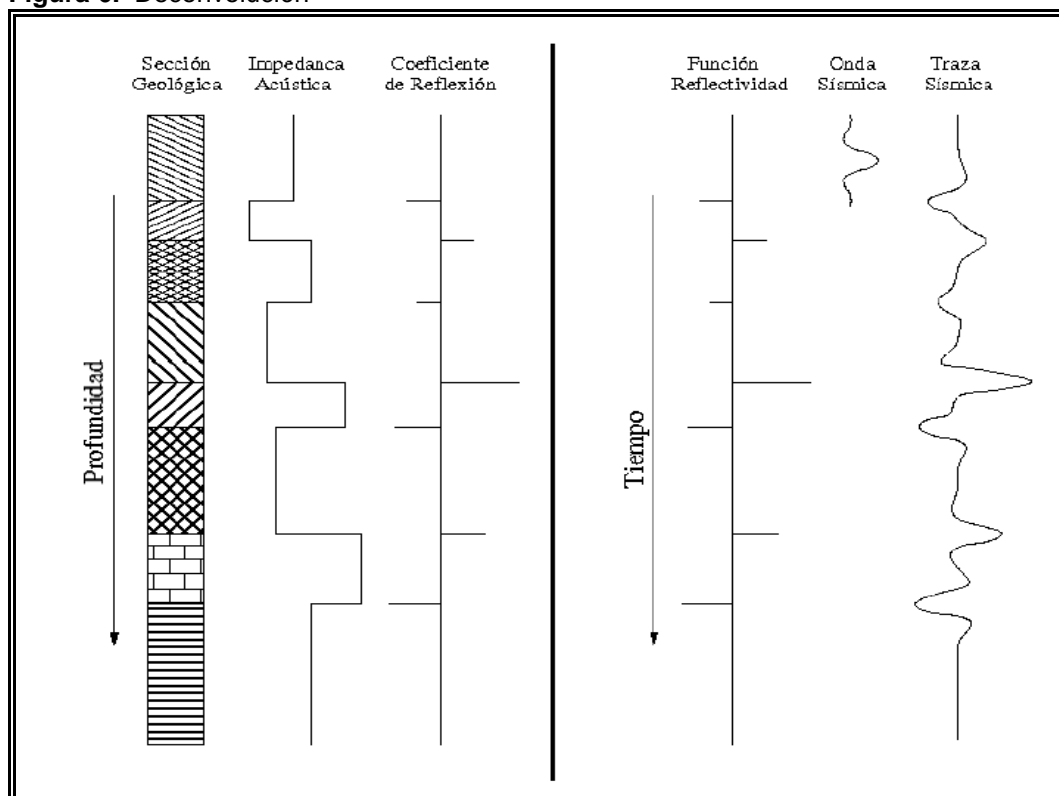
Tabla 2. Recuperación de Amplitudes

3.1.1.6 Deconvolución

la Deconvolución es un proceso que tiene como objetivo mejorar la resolución temporal, este proceso comprime lo mas posible el pulso efectivo de la fuente a un spike, es común también aplicar la Deconvolución a los datos apilados, generalmente para atenuar la energía reverberante es decir las reflexiones múltiples (Yilmaz, 2001). También la Deconvolución es conocida como el inverso de la convolución ya que lo que hace la Deconvolución es extraer la ondícula de la fuente del sismograma de entrada para obtener aproximadamente la serie reflectiva de la tierra, mientras que la convolución es obtener el sismograma a partir de la convolución de la serie reflectiva de la tierra con la ondícula de la fuente (figura 6) existen dos tipos de Deconvolución.

- La deconvolución determinística o impulsiva: Es aplicar el filtro inverso a los datos de entrada suponiendo que se conoce la ondícula de la fuente. Este método consiste en aplicar el filtro inverso de mínimo cuadrados a los datos de entrada, conociendo la ondícula de la fuente, y obtener así la serie reflectiva de la tierra. (Yilmaz, 2001)
- La deconvolución predictiva: Se basa en crear un filtro de predicción de errores utilizando la autocorrelación del sismograma, es decir con el sismograma se trata de predecir el mismo sismograma para un tiempo de retardo (lag). Además con la distancia de predicción (tiempo de retardo) adecuada se atenúan las reverberaciones, los fantasmas y múltiples de corto periodo. (Yilmaz, 2001)

Figura 6. Deconvolución



Fuente: tomada de Yilmaz, O (2001)

3.1.1.7. Aplicación de Estáticas de Elevación

Alineamiento vertical de las diferentes elevaciones de las fuentes y de los receptores. Después de la corrección de la topografía se considera que las fuentes y receptores se encuentran en el mismo nivel de referencia

3.1.1.8. Corrección de estáticas por refracción

Las estáticas de refracción se calculan con el propósito de corregir los efectos sobre la información ejercen factores cercanos a la superficie, tales como la capa de baja velocidad o capa meteorizada, la topografía y la litología aflorante en el aire este proceso se divide en dos pasos

- Picado y editado de primeros arribos:

Con el programa First Break Picking se pican automáticamente los primeros arribos, que son la primera señal registrada atribuible a la energía generada por la fuente sísmica. Este programa es muy efectivo en fuentes impulsivas como la dinamita, ya que trabaja con las envolventes de amplitud más que con la amplitud de los primeros arribos. A este picado automático se le hace un control de calidad interactivo sobre cada uno de los registros y sobre la longitud total del cable.

- Calculo de las estáticas por refracción

Tomando como base el picado de primeros arribos, se analiza y selecciona la velocidad del refractor, se calculan y editan sus tiempos de retardo, se genera un modelo de profundidad y se calculan correcciones estáticas para el receptor y el disparo.

Este programa muestra tres métodos de solución estática, que generan respuestas simultáneas.

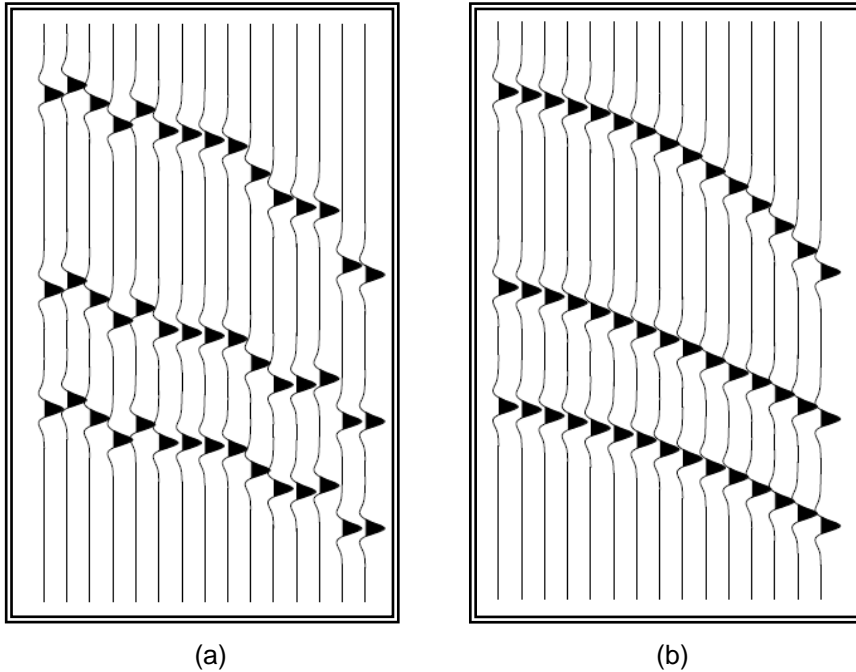
Diminishing Residual Matrices (DRM)

Generalized Reciprocal Method (GRM)

Delay Times – Tendido Izquierdo y derecho

Figura 7. Aplicación de Estáticas.

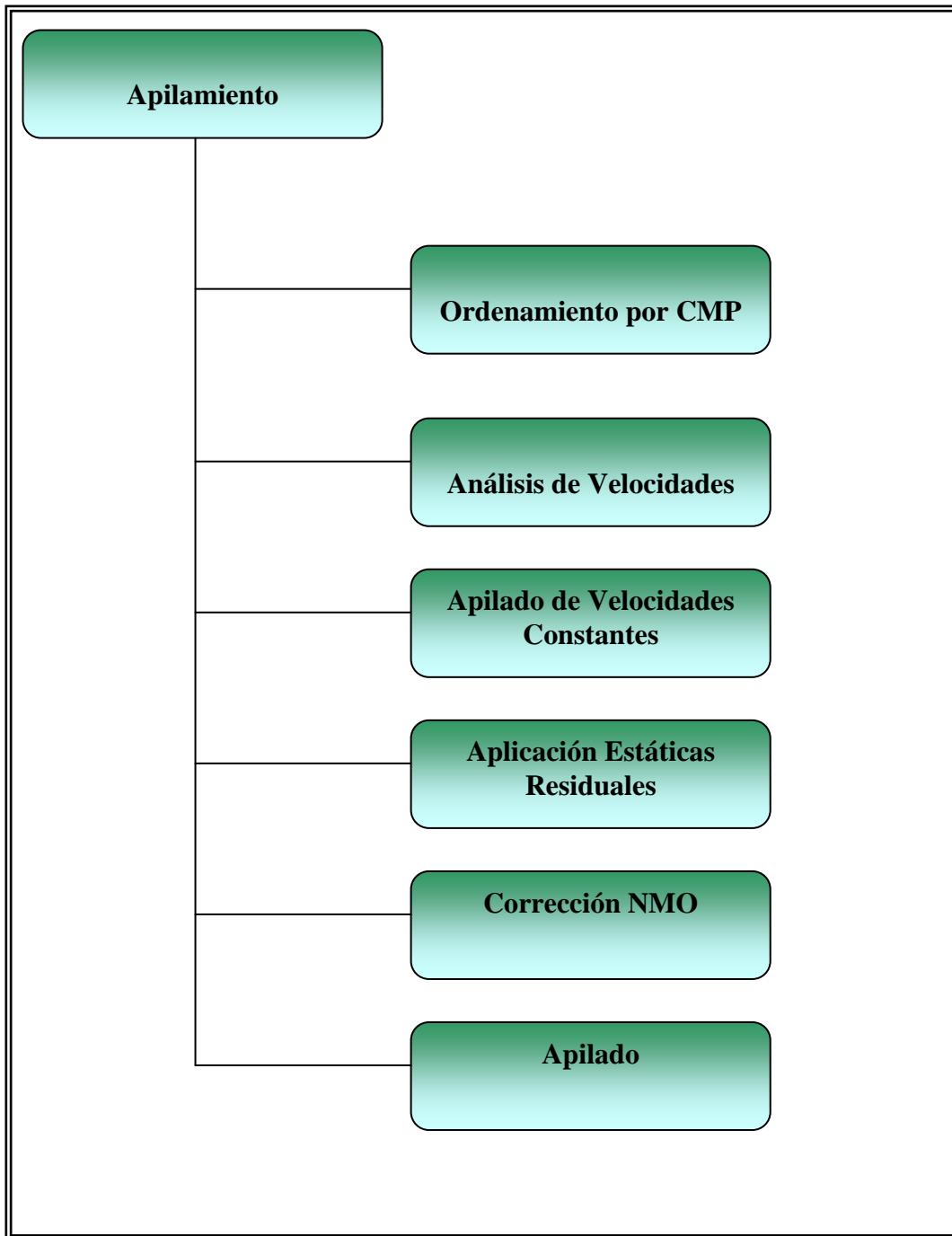
(a) Pequeños desplazamientos en tiempo dados por la heterogeneidad; (b) Datos con correcciones de estáticas



Fuente: tomada de Yilmaz, O (2001)

3.1.2 Apilamiento

Figura 8. Segunda Etapa del Procesamiento Convencional

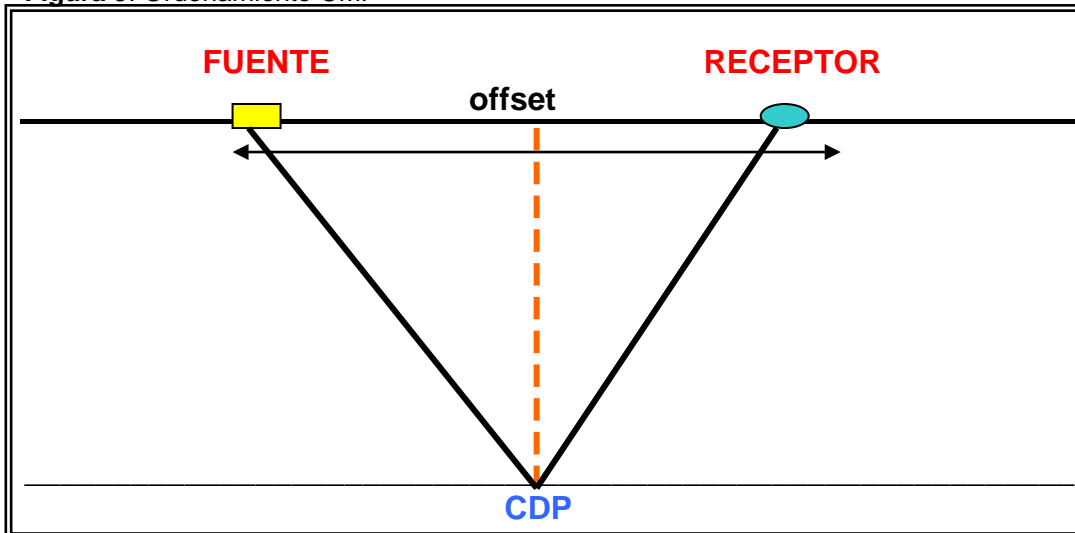


Fuente: Autor

3.1.2.1 Ordenamiento por CMP

Este ordenamiento se realiza en superficie y consiste en agrupar las trazas que por geometría pertenecen a un mismo punto medio entre fuente y receptor

Figura 9. Ordenamiento CMP



Fuente: tomada de Yilmaz, O (2001)

3.1.2.2. Análisis de Velocidades

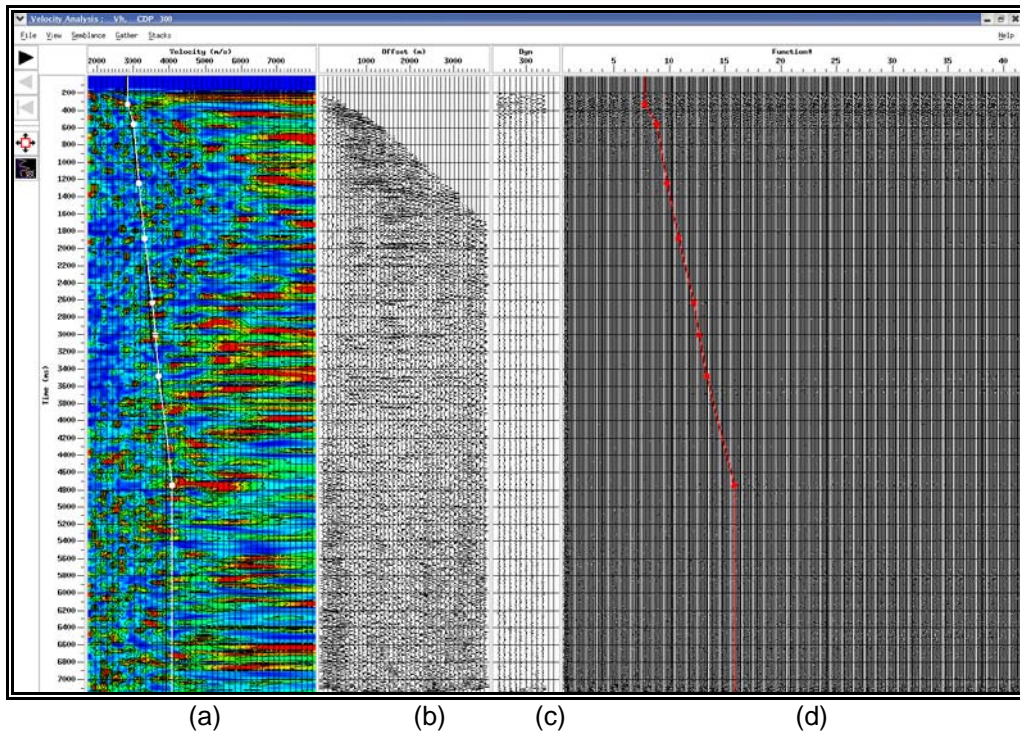
Este proceso se realiza sobre grupos de CMP determinados (Figura ¿?), con el fin de obtener un campo de velocidades para aplicar en el apilado obteniendo así como en una sección sísmica (Yilmaz, 2001). La calidad de la sección sísmica depende de la buena calidad del campo de velocidades construido, ya que si se tiene un mal campo de velocidades la calidad de la sección apilada puede no tener un buen resultado, ya que las reflexiones no suman coherentemente

3.1.2.3. Análisis de Velocidades Constantes

Este método consiste en aplicar una serie de velocidades constantes, (V_{stk}), en el apilamiento de los datos, el resultado es producir varios apilamientos por cada velocidad como se muestra en la (Figura 10). Este método es especialmente útil para áreas complejas. En tales áreas el método permite que el intérprete escoja directamente del apilamiento las velocidades que proveen la mejor continuidad posible de los eventos de interés

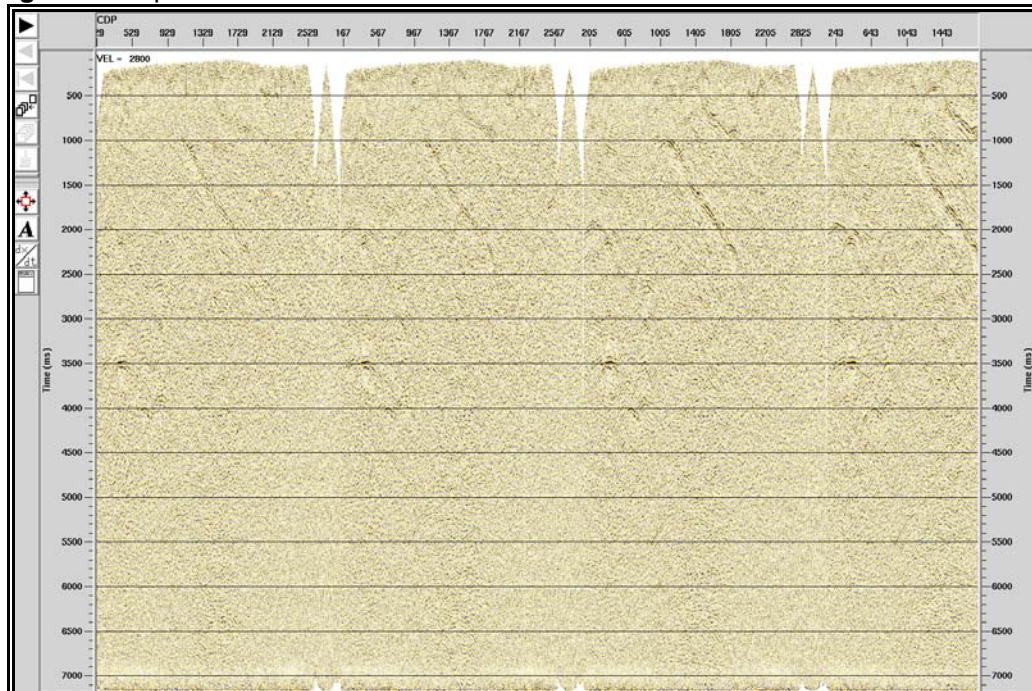
Figura 10. Análisis de Velocidades de un supergather.

a) Espectro de velocidad; b) CMP; c) Apilado dinámico y d) Apilados a velocidad constante.



Fuente: Autor.

Figura 11. Apilado de Velocidades Constantes



Fuente: Autor.

3.1.2.4. Aplicación Estáticas Residuales

En la mayoría de los datos terrestres, después de la corrección de las estáticas de refracción, es decir, la corrección de los efectos de la topografía y del estrato meteorizado o zona de baja velocidad, el sobretiempo en una familia CMP no siempre corresponde a una trayectoria hiperbólica aceptable para el apilamiento. Esto ocurre por causa de las irregularidades de las velocidades cerca de la superficie las cuales causan distorsiones estáticas o dinámicas.

El objetivo de las correcciones estáticas residuales es desplazar las trazas, individualmente, de tal manera que las reflexiones en una familia CMP queden lo mas próximo, posible, de una hipérbole.

Las correcciones de las estáticas residuales son generalmente realizadas en los procesamientos de datos terrestres, pero estas estáticas pueden producir una mejora en el procesamiento de datos marinos. Áreas con topografía del fondo del mar irregular en zonas someras (menos de 25m).

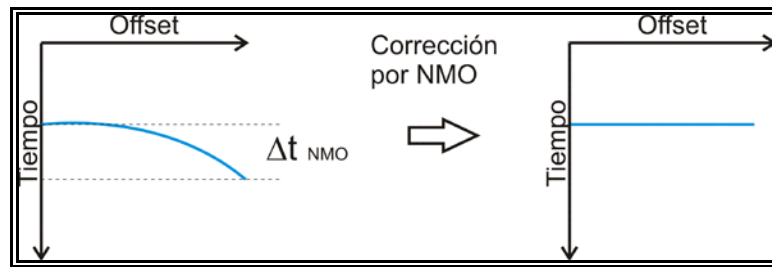
Las estáticas residuales son necesarias, una vez que las correcciones estáticas de refracción y topográficas sean aplicadas estas casi nunca compensan, totalmente los efectos de las variaciones superficiales de la velocidad. Esto ocurre por que las variaciones superficiales de la velocidad no son conocidas y consecuentemente no existen correcciones exactas que pueden ser aplicadas. El método de cálculo de las estáticas residuales basado en la reflexiones y consistente con la superficie proveen una buena corrección para variaciones menores que la longitud de pulso.

3.1.2.5. Corrección por NMO

Esta corrección es aplicada en el eje del tiempo a los conjuntos de CMP, para eliminar el efecto de offset (Yilmaz, 2001), este efecto es debido a que para un mismo evento de reflexión, el tiempo de transito es menor para un offset cercano en cambio para un offset lejano el tiempo de transito es mucho mayor, se observa que al graficar el offset vs tiempo para un evento de reflexión se observa un trayectoria hiperbólica, esta trayectoria debe ser convertida en el eje del tiempo en una línea de manera que todas las trazas al ser sumadas estén en fase (figura n).

A este paso se le conoce como corrección NMO (Normal Move Out) y la forma de conseguir esta alineación es mediante la asignación de la velocidad de la trayectoria de reflexión, la corrección NMO asume que los estratos son horizontales, por este motivo la corrección NMO se aplica para estratos horizontales o con un ligero buzamiento (figura 14)

Figura 12. Efecto hiperbólico debido al offset y corrección por NMO



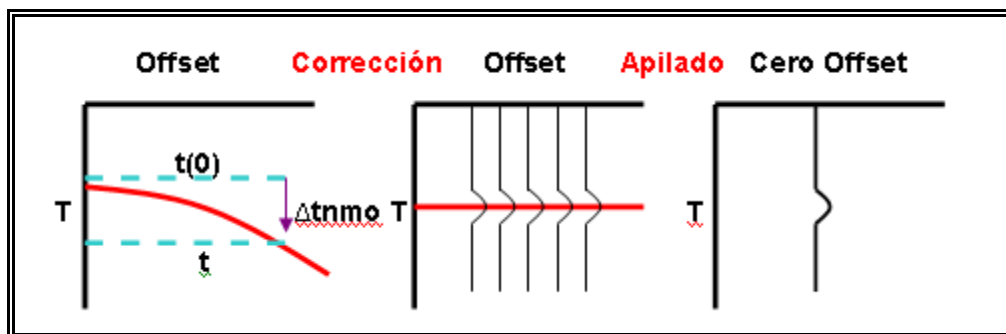
Fuente: Yilmaz (2001)

3.1.2.6. Apilamiento

El apilado consiste en reducir el volumen de datos sísmicos a una sección sísmica de cero-offset, es decir comprimir la dimensión del offset, esto ayuda a aumentar la relación señal ruido (Yilmaz, 2001). En el apilado se utiliza el campo de velocidades y los CMP corregidos por NMO. Mediante la suma promedio de las trazas de cada CMP se genera una traza que el cero offset. Al ensamblar todos los CDP se obtiene la sección sísmica.

Figura 13. Apilamiento.

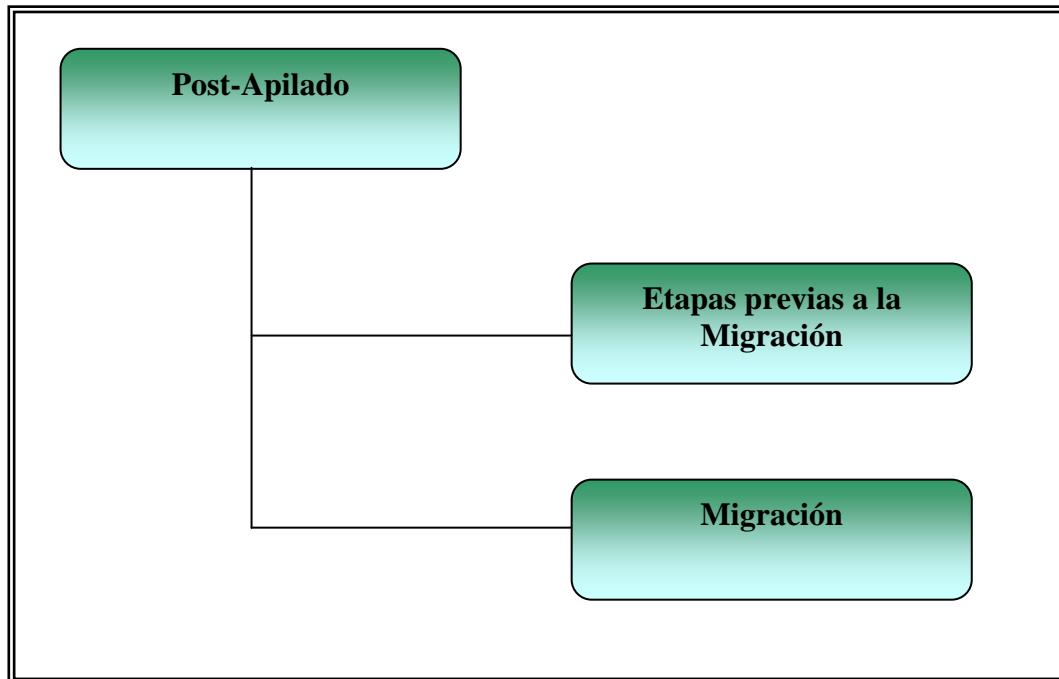
Sección sísmica apilada en el dominio de los puntos medios comunes



Fuente: Yilmaz (2001)

3.1.3. Post-Apilado

Figura 14. Tercera etapa del procesamiento convencional



Fuente: Autor

3.1.3.1. Etapas Previas a la Migración

Por lo general, una secuencia de procesamiento post-apilado incluye TvSw y la Deconvolución predictiva para atenuar las reverberaciones y múltiples de corto periodo, adicionalmente suele aplicarse filtros como.

- Pasa Banda: para eliminar el ruido asociado a altas y bajas frecuencias generadas en el apilamiento.
- Ganancia de Amplitudes: se aplica una ganancia a los datos dentro de una ventana temporal elegida

3.1.3.2. Migración

La migración consiste en mover las reflexiones buzantes a su verdadera posición en el subsuelo y colapsar las difracciones, de este modo incrementa la resolución espacial (Yilmaz, 2001). De acuerdo en que etapa del procesamiento y el dominio de los datos (tiempo o profundidad) se aplique la migración, está recibe diferentes nombres como: Pre-STM (Migración preapilado en tiempo), Pre-SDM (Migración preapilado en profundidad), PSTM (Migración post-pilado en tiempo) y PSDM (Migración post-pilado en profundidad).

3.1.3.3. Métodos de Migración

Los metodos mas comunes en la migración son posapilado y preapilado son Kirchhoff, FK y diferencias finitas.

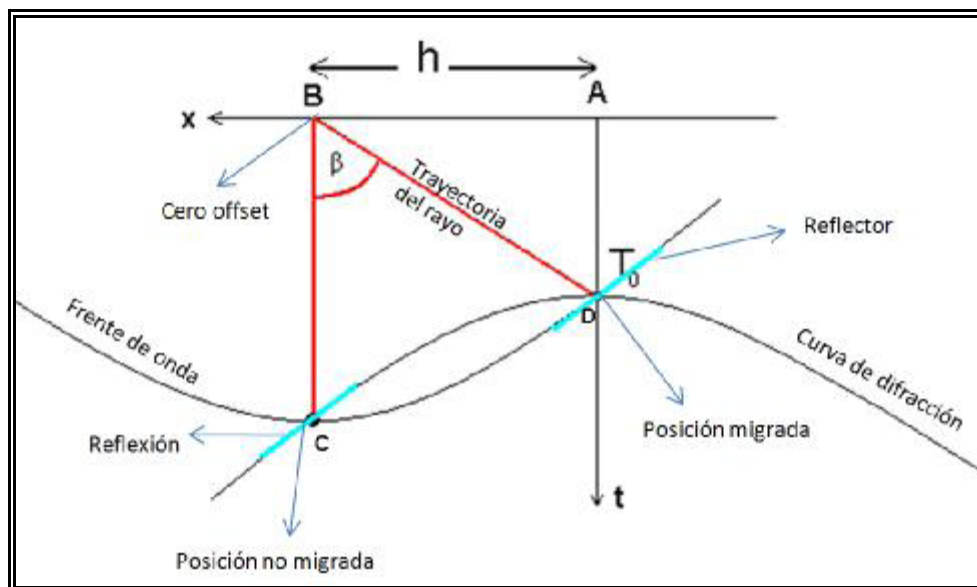
3.1.3.4 Migración Kirchhoff

Con la migración Kirchhoff es posible hacer migraciones posapilado en tiempo, migraciones posapilado de estructuras complejas en profundidad, eliminar ruido coherente y migraciones preapilado en tiempo y profundidad (Bancroft, 1996).

Este método usa las funciones de velocidades RMS que varían lateral y verticalmente. Esta migración provee una buena manipulación de fuertes reflectores buzantes o cambios laterales de velocidades

Los parámetros más importantes para ésta migración son la apertura y el ángulo máximo de migración. En teoría una difracción hiperbólica se podría extender en tiempo y distancia infinitos, pero en la práctica estas difracciones son truncadas.

Figura 15. Migración por el metodo de Kirchhoff



Fuente: Bancroft, 1996

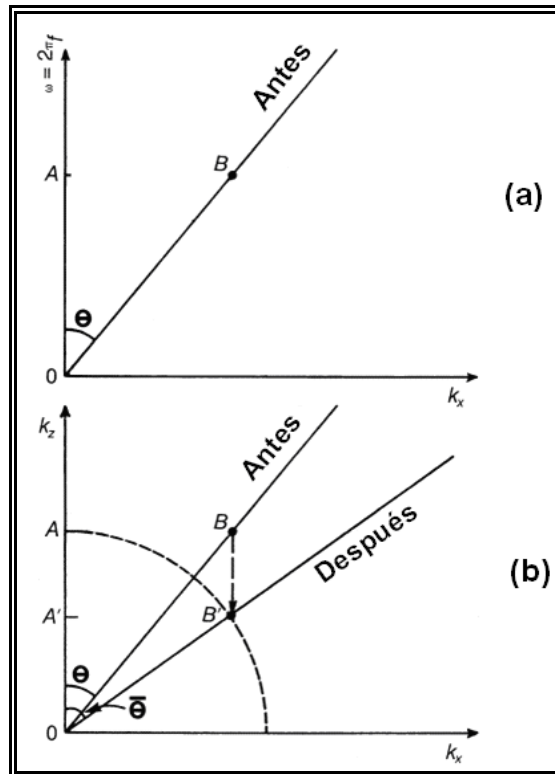
En la figura 17 se observa como se realiza el método de migración, donde h es la apertura, β el ángulo máximo de migración, C posición no migrada y D posición migrada.

3.1.3.5. Migración FK

La migración por transformada de Fourier fue introducida por Stolt en 1978. El termino FK proviene de la aplicación de la transformada de Fourier cuando se cambia de los dominios de tiempo a frecuencia (F) y distancia a número de onda (K) (Bancroft, 1996).

Este método de migración consiste en transformar los datos a un pseudo dominio de profundidad para aproximar a una velocidad constante de la tierra, luego reubica la energía en el dominio F-K (Frecuencia – Número de onda) filtrando la velocidad de conversión y posteriormente los datos son convertidos al dominio del tiempo (Yilmaz, 2001).

Figura 16. Migración en el dominio F-K



Fuente: Yilmaz, 2001

En la figura 18 se observa en (a) el reflector bufante es representado por el radio θ -B en el plano F-K y (b) después de la migración el radio θ -B representado en (a) se desplaza a θ -B' el número de onda k_x no varía después de la migración

3.1.3.6. Elementos Finitos

El método de migración por elementos finitos consiste en una aproximación para encontrar la solución numérica de la ecuación de onda como una solución por diferencias finitas, donde las derivadas son reemplazadas por aproximaciones en diferencias finitas, convirtiendo entonces un problema de ecuaciones diferenciales en un problema algebraico.

3.1.4 Procesamiento en profundidad (PSDM)

El procesamiento en profundidad ayuda a definir mejor los reflectores y estructuras que se puedan encontrar en la zona de estudio, también ayuda a un mejor amarre con los topes de pozo, calculados posteriormente en datos de corazón.

En el procesamiento en profundidad también existe la parte de posapilado y preapilado. La migración posapilado en profundidad solo considera variaciones verticales de la velocidad, lo cual no funciona muy bien para medios en los cuales la velocidad no sólo varía en ésta dirección, sino también en la lateral. Esta migración se hace sobre la traza cero offset en la sección sísmica apilada, por lo que se considera que tiene poco muestreo de la información sísmica a migrar.

La migración preapilado en profundidad es la herramienta que permite considerar variaciones verticales y laterales de la velocidad simultáneamente, funcionando mejor que la migración posapilado en zonas donde la complejidad estructural y/o la anisotropía del medio hacen que la velocidad varíe lateralmente. Ésta requiere de gran costo computacional, debido a que el volumen de datos que maneja es relativamente grande, debido a que migra cada traza de los disparos.

3.1.5 Migración Preapilado

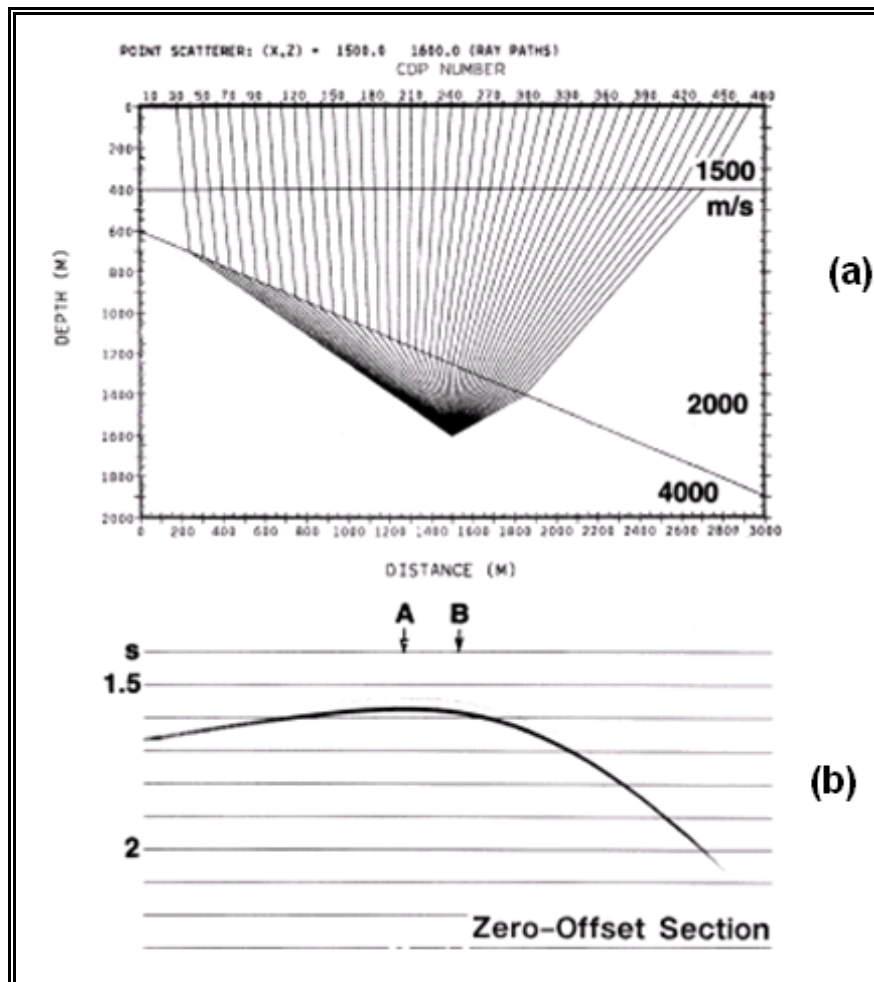
Para procesar información sísmica en profundidad es bastante reconocida (Yilmaz, 2008; Stolk y Symes, 2004; Gray y otros, 2001; Kim y otros, 1996; etc.). Se caracteriza por considerar variaciones laterales y verticales de la velocidad que son comunes en diversos ambientes geológicos.

El método de migración preapilado en profundidad esta basado en la propagación de ondas elásticas en el subsuelo (Yilmaz, 2008), siendo el más fiable para obtener imágenes de la estructura geológica en profundidad, aunque requiere de grandes costos computacionales que varían según la dimensión y tamaño que se esté trabajando.

Este método puede generar imágenes de los reflectores en el subsuelo, con presencia de gradientes laterales de velocidad, por lo que es fundamental la construcción de un modelo de velocidades apropiado, ya que de esto depende el error residual en la imagen final del procesamiento.

Las variaciones laterales de la velocidad hacen que las difracciones pierdan simetría, dando como resultado inclinaciones de éstas (Figura 17), haciendo necesaria su consideración en el modelo de velocidades.

Figura 17. Refracción en un medio con variación lateral de la velocidad.



Fuente: (Yilmaz, 2001).

En la figura 17 se observa (a) es un trazado de rayos en tres capas con velocidades diferentes, una de las capas presenta una inclinación o buzamiento de la capa, haciendo que haya un contraste lateral de velocidades. Y en (b) la difracción de dichas variaciones lateral de velocidad como consecuencia a una inclinación de la hipérbola.

Yilmaz, 2008; y Angulo, 2007; entre otros, han propuesto metodologías para procesar sísmica en profundidad, sin embargo, este procedimiento depende del programa disponible en el mercado y del procesador que lo ejecute. De hecho, n procesador puede desarrollar su propio método de procesamiento en el dominio de la profundidad, partiendo de los “gathers” procesados en tiempo

3.2 REGISTROS DE POZOS

La importancia de los registros de pozo y el tipo de registro tomado en las diferentes etapas de exploración o desarrollo de un Campo petrolífero, involucran una característica u objetivo al cual la industria apunta, como lo puede ser, el establecer cuantitativamente la cantidad de aceite que existe en la región, o la potencia de los niveles de arenisca almacenadoras y la cantidad de fluidos asociados a estos.

Hoy en día en la industria son usados una gama de perfiles para interpretar las Rocas indirectamente, algunos registros miden propiedades, como las tazas de variación de Temperatura, Flujo de Gas y Petróleo, dirección de planos de fractura y hasta la calidad del revestimiento de la pared del pozo, en esta sección se describirán los perfiles tenidos en cuenta en el desarrollo del proyecto los cuales básicamente describen propiedades litológicas y Petrofísicas (SP, GR, Resistivos, Neutron, Sonico, Densidad).

3.2.1. Proceso de Obtención de los Registros de Pozo

Antes de bajar la TR (Tubería de Revestimiento) o “casing”, se efectúa la operación de obtener los registros a hueco abierto. Estos registros no pueden ser repetidos después de entubar el pozo; por lo tanto, debe verificarse inmediatamente, en el momento de su obtención, que sean de buena calidad. Ellos son datos de entrada críticos para la interpretación que permitirá evaluar el potencial del yacimiento.

La unidad de registros, con equipos electrónicos (para control de las herramientas dentro del pozo) y unos 8,000 m de cable para registro (de acero con varios cables eléctricos en su interior), se ubica frente al pozo. El cable pasa por la primera roldana, fija a la parte baja de la estructura de la torre, y sube para pasar por la segunda roldana, colgada del aparejo o “travelling-block”; luego el cable es conectado a la herramienta a ser utilizadas en la primera bajada. Una vez verificado el correcto funcionamiento, la herramienta es bajada hasta el fondo del pozo tan rápido como sea posible sin arriesgar su seguridad ni la del pozo.

El registro en sí comienza con la herramienta apoyada en el fondo del pozo, para obtener el momento del despegue o “pick-up” que define la profundidad total cuando se recoge el cable. Se continúa recogiendo cable y obteniendo datos de la herramienta a una velocidad constante que depende de la herramienta en uso: de 600 a 6,000 pies por hora (ft/hr). El registro es una presentación de los datos medidos por la herramienta, o de valores derivados de estos datos, en función de la profundidad (ocasionalmente, en función del tiempo), impreso en forma continua en papel y grabado en medio magnético, generalmente a razón de una medición a cada ½ pie de pozo. Pueden agregarse curvas auxiliares como, por ejemplo, la tensión en el cable. El diámetro típico de las herramientas de registro es de 3+5/8”, con una longitud entre 7 y 17 ft, dependiendo del número de herramientas usadas.

3.2.2. Registro de Potencial Espontáneo (SP)

La curva de potencial espontáneo o SP (“Spontaneous-Potential”) representa la diferencia de potencial eléctrico entre un electrodo fijo en la superficie y otro móvil dentro del pozo, medida en mv (milivolts). La escala de SP no tiene un valor cero absoluto; apenas se registran los cambios de potencial dentro del lodo al pasar la herramienta de registro frente a diferentes capas.

El registro de SP puede aplicarse para:

- Localizar los contactos entre capas y correlacionarlos con los otros registros
- Estimar el espesor de las capas
- Determinar la salinidad del agua de formación
- Detectar capas permeables
- Evaluar la arcillosidad de las capas

La curva de SP se presenta normalmente en una interpretación ya sea litológica o petrofísica en la pista o en el template 1, de manera tal que indique zonas permeables cuando está próxima del extremo inferior de la pista e indique las lutitas o “shales” cuando está próxima del extremo superior de la pista (con el encabezado a la izquierda del observador).

3.2.3 Origen del Potencial Espontáneo

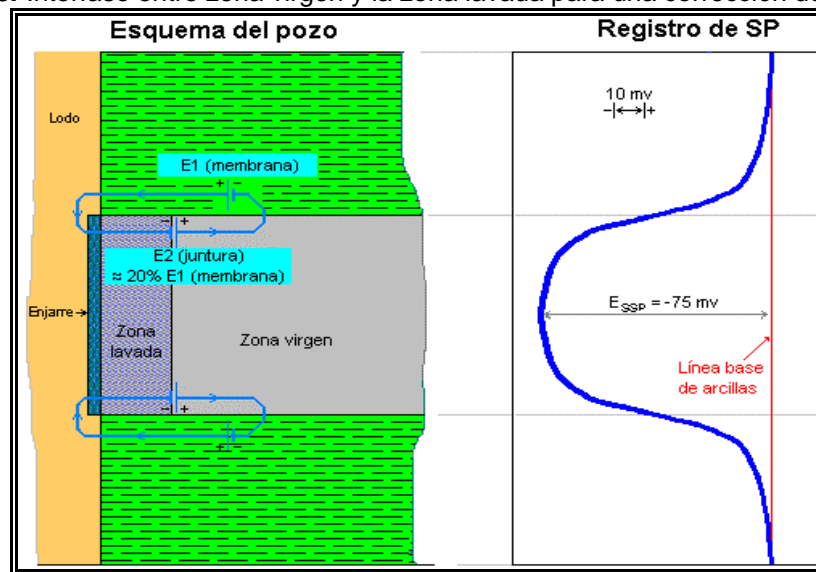
Dentro del pozo se originan potenciales eléctricos espontáneos en las interfaces entre rocas permeables e impermeables, así como en la interface entre zona virgen y zona lavada, como se muestra en la (Figura 18); como consecuencia, se establece la circulación de corrientes eléctricas dentro de la formación, en la interface entre capas permeables e impermeables, las cuales atraviesan el lodo dentro del pozo solamente en las proximidades del contacto de estas capas.

No existe ninguna corriente eléctrica dentro del pozo en el centro de una lutita; en consecuencia, la curva de SP es plana (línea-base de lutitas). Al aproximarse a un contacto entre capas, la herramienta de SP pasa por la

zona de corrientes en el lodo, generadas por el potencial espontáneo; en el contacto entre capas, el flujo de corriente es máximo, así como el cambio de potencial por cm de pozo.

Una vez pasado el contacto entre capas, la intensidad de la corriente en el lodo disminuye hasta desaparecer, con lo que la curva de SP permanece en un valor constante, generalmente más negativo en las zonas permeables que en las lutitas o “shales”. Al aproximarse al próximo contacto, ocurre una situación inversa a la anterior, con lo que la curva de SP regresa a la línea-base de lutitas.

Figura 18. Interfase entre zona virgen y la zona lavada para una corrección de línea



El lodo en el pozo debe ser conductivo para permitir la circulación de las corrientes eléctricas mencionadas. Por otro lado, si el lodo es demasiado conductivo, no existirá diferencia de potencial que pueda ser detectada, ya que el lodo sería prácticamente un cortocircuito.

3.2.4. Interpretación

En los intervalos permeables, la curva de SP se separa de la línea-base de lutitas. El sentido (a la derecha o a la izquierda de la línea-base de lutitas) y la cantidad de mv de esta separación, depende del contraste entre las resistividades R_w y R_{mf} . Generalmente, el valor de R_{mf} es conocido, por lo tanto puede usarse el registro de SP para estimar el valor R_w de la resistividad del agua de formación; esta característica puede también ser utilizada para la determinación del volumen de lutita o arcillosidad. Si las salinidades (por consecuencia, también las resistividades) del filtrado y del agua de formación son de valores aproximadamente iguales, la separación de la línea-base de lutitas será cero o de unos pocos mv, dificultando la interpretación de la curva de SP para detectar capas permeables o para estimar el espesor o la arcillosidad de las capas. Sin embargo, puede indicar que las salinidades son similares.

Los potenciales eléctricos espontáneos que se generan dentro del pozo, tienen origen electroquímico y electrocinético.

En los intervalos permeables, la curva de SP se separa de la línea-base de lutitas. Esta característica puede ser utilizada para la determinación de la arcillosidad vsh (fracción del volumen total de la roca que es lutita) en las formaciones permeables, efectuando una interpolación lineal entre las lecturas de SP en lutitas o “shales” y en formaciones permeables limpias (como se trata de una aproximación, se aconseja la utilización simultánea de otros indicadores de arcillosidad) (Tomado de FONSECA. C. Paola, Definición Conceptual, Experimental Y Aplicada De Porosidad Total, Porosidad Efectiva Y Microporosidad):

$$V_{sh\ SP} = \frac{SP_{log} - SP_{ma}}{SP_{sh} - SP_{ma}} \quad \text{.Ecuación 1}$$

V_{sh} = Es la arcillosidad (volumen de lutita) en la formación

SP_{log} = Es la lectura del registro de SP en la zona de interés

SP_{ma} = Es la lectura del registro de SP en zonas limpias

SP_{sh} = Es la lectura del registro de SP en lutitas o “shales”

3.2.5. Registro de Rayos Gama (GR)

La curva de rayos gamma o GR (“Gamma-Ray”) representa la radioactividad natural de las formaciones y es presentada en unidades API (“American-Petroleum-Institute”); cada unidad API es definida como 1/200 de la respuesta generada por un calibrador patrón constituido por una formación artificial que contiene cantidades bien definidas de uranio, torio y potasio, mantenida por el API en Houston, Texas, USA.

Generalmente, la curva de GR es presentada en la pista o `template1`, junto a las curvas de SP, con escalas de 0 a 100 ó de 0 a 150 API. Al igual que la curva de SP, la de GR tiene su escala definida de manera tal que ambas curvas indican zonas permeables cuando están próximas del extremo inferior de la pista o `template`, y ambas indican lutitas o “shales” cuando están próximas del extremo superior de la pista (con el encabezado a la izquierda del observador).

Este registro es muy útil para identificar zonas permeables debido a que los elementos radioactivos mencionados tienden a concentrarse en las lutitas o “shales” (impermeables), siendo muy poco frecuente encontrarlos en areniscas o carbonatos (permeables).

El registro de GR puede aplicarse para:

- Detectar capas permeables
- Determinar la arcillosidad de las capas
- Evaluar minerales radioactivos
- Definir los minerales radioactivos
- Correlación con registros en pozo revestido
- Correlación pozo a pozo

3.2.6. Origen de los rayos gamma

La radioactividad natural de las formaciones proviene de los siguientes tres elementos presentes en las rocas: uranio (U), torio (Th) y potasio (K). El la perdida de energía de estos elementos genera la emisión continua de rayos gamma naturales, los que pueden penetrar varias pulgadas de roca y también pueden ser medidos utilizando un detector adecuado dentro del pozo, generalmente un “scintillation-detector”, con una longitud de 20 a 30 cm. Este detector genera un pulso eléctrico por cada rayo gamma observado. El parámetro registrado es el número de pulsos por segundo registrados por el detector.

3.2.7. Interpretación

Debido a que los elementos radioactivos están generalmente concentrados en los minerales arcillosos, el registro de GR es muy utilizado en la determinación de la arcillosidad vsh (fracción lutita del volumen total de la roca) en las formaciones permeables. Básicamente se efectúa una interpolación lineal entre las lecturas de GR en formaciones limpias y lutitas o “shales” (como se trata de una aproximación, se aconseja la utilización simultánea de otros indicadores) (Tomado de FONSECA. C. Paola, Definición Conceptual, Experimental Y Aplicada De Porosidad Total, Porosidad Efectiva Y Microporosidad):

$$Vsh_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{ma}}{GR_{sh} - GR_{ma}}$$

Ecuación 2

Vsh = Es la arcillosidad (volumen de lutita) en la formación

GRlog= Es la lectura del registro de GR en la zona de interés, en unidades API

GRma= Es la lectura del registro de GR en zonas limpias, en unidades API

GRsh= Es la lectura del registro de GR en lutitas o “shales”, en unidades API

Es importante destacar que *vsh* tiene valores entre 0 y 1, y así se lo debe utilizar en los cálculos. En la práctica se lo multiplica por 100 para expresar la arcillosidad en porcentaje. Por ejemplo: $vsh = 0.20 = 20\%$.

Si el registro de GR es de espectrometría de rayos gamma naturales, puede utilizarse la curva de CGR en lugar de GR para la determinación de arcillosidad sin considerar la contribución del uranio.

El registro de GR es particularmente útil en la identificación de capas permeables en casos como los de SP arredondada (capas de muy alta resistividad), SP sin carácter (resistividades similares del filtrado y del agua de formación), o cuando no puede registrarse la curva de SP (lodos a base de aceite) (Tomado de FONSECA. C. Paola, Definición Conceptual, Experimental Y Aplicada De Porosidad Total, Porosidad Efectiva Y Microporosidad).

3.3 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE PETROFÍSICA

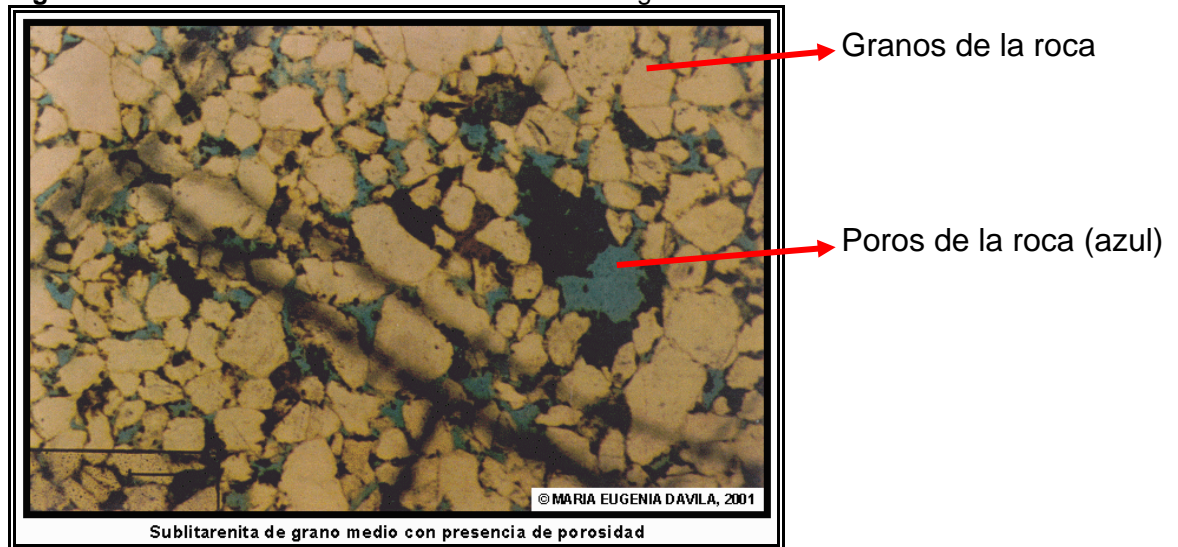
El petróleo se encuentra en los espacios porales. Los parámetros de interés para el análisis de perfiles son: porosidad, saturación de agua y la permeabilidad.

3.3.1 Porosidad

Se define como el porcentaje del espacio vacío, o espacio no mineral, que se encuentra entre los granos, matriz, y cemento. Es una medida de la capacidad de una roca de almacenar petróleo, gas y agua. Se puede clasificar en total y efectiva. La porosidad total es la medida de todos los espacios vacíos, teniendo en cuenta los espacios separados y los espacios interconectados, mientras que la porosidad efectiva, es una medida de sólo aquellos espacios vacíos que están interconectados. La porosidad se puede obtener en el laboratorio o de registros y representa el volumen vacío como porcentaje del volumen total (Tomado de DEAKIN, M. 2003).

La porosidad (ϕ) de una roca (figura 16) se define como la relación del volumen poroso o volumen de espacios vacíos, respecto al volumen total de roca (ecuación 1).

Figura 19. Porosidad de una arenisca en sección delgada.



Fuente: <http://www.pdvsa.com/lexico/image/g15-9.gif>

$$\phi = \frac{V_v}{V_t} \dots\dots\dots \text{Ecuación 3}$$

- ϕ : Porosidad
- Vv: Volumen de vacios
- Vt: Volumen de roca

3.3.1.1. Clasificación de la porosidad

La clasificación de la porosidad depende de dos factores: la interconexión de los poros y el proceso geológico. De acuerdo a la interconexión del volumen poroso la porosidad se define en porosidades absoluta, efectiva y no efectiva. Durante el proceso de sedimentación y litificación de los sedimentos, algunos de los poros que se desarrollaron inicialmente pudieron sufrir aislamiento debido a varios procesos diagenéticos tales como cementación y compactación permitiendo que existan poros interconectados y otros aislados.

La porosidad absoluta es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca esté o no interconectado. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la falta de interconexión poral. La Pumita es una roca volcánica que representa un ejemplo típico de esto (figura 2).

Figura 20. Porosidad total en una roca volcánica

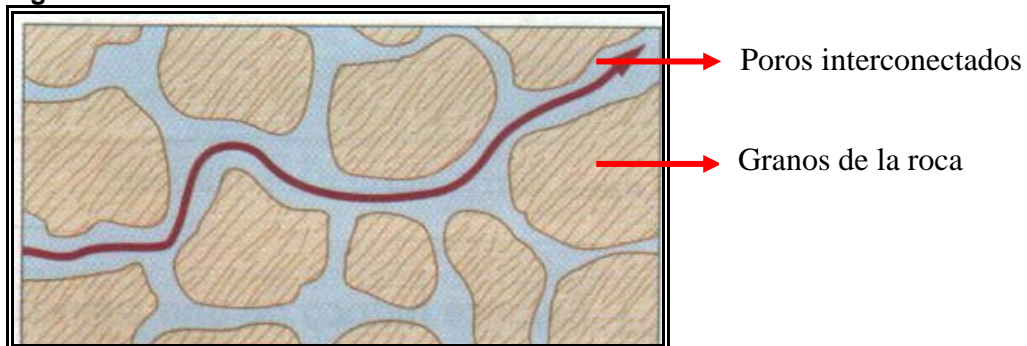


Fuente: <http://personales.ya.com/casimirojesus/galeria%20rocas/magmaticas/images/pumita.jpg>

3.3.1.2. Porosidad efectiva

Es aquella que considera el volumen de espacios interconectados y que finalmente permitirá que haya flujo de fluidos (figura 3). La porosidad efectiva es afectada por un número de factores litológicos como tipo, contenido e hidratación de arcillas presentes en la roca, entre otros

Figura 21. Porosidad Efectiva



Fuente:

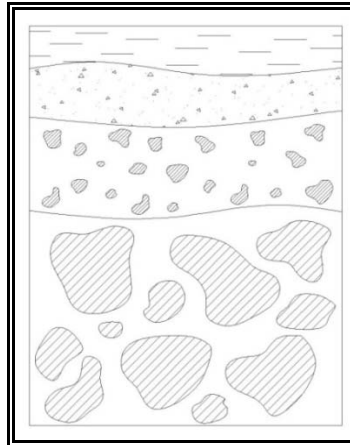
<http://personales.ya.com/casimirojesus/galeria%20rocas/magmatica/images/pumita.jpg>

LA porosidad efectiva es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y la efectiva. De acuerdo al proceso geológico que la forma se clasifica en, porosidad primaria o intergranular o porosidad secundaria, inducida o yugular.

3.3.1.3. Porosidad primaria o intergranular

Es aquella que se desarrolló al mismo tiempo que los sedimentos fueron depositados (figura 4). Rocas sedimentarias con este tipo de porosidad son: areniscas (detríticas o clásticas) y calizas (no detríticas).

Figura 22. Formación Porosidad Primaria

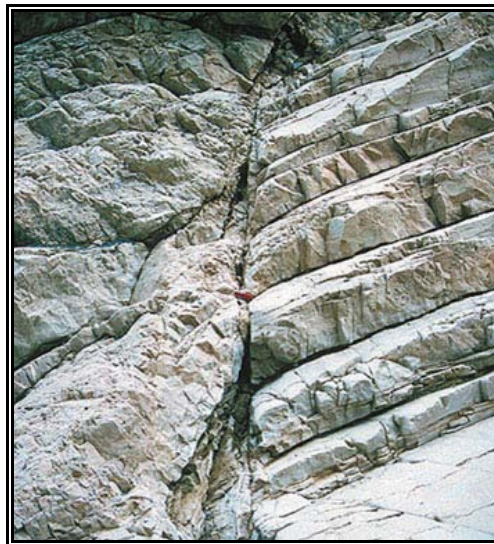


Fuente: www.portalbonsai.com

3.3.1.4. Porosidad secundaria, inducida o yugular

Ocurre por un proceso geológico posterior a la deposición de sedimentos. Puede ser debida a la disolución o fractura de la roca o cuando una roca se convierte en otra (Caliza a Dolomita) (figura 5). La magnitud, forma, tamaño e interconexión de los poros podría no tener relación directa de la forma de las partículas sedimentarias originales.

Figura 23. Porosidad secundaria en Calizas



Fuente: www.portalbonsai.com

Para la medición de la porosidad se utilizan métodos directos y estimativos indirectos a través de registros. Los métodos directos se obtienen básicamente para calibrar o comparar los resultados de las aproximaciones indirectas.

3.3.1.5. Medición directa

Los métodos directos de medición se realizan en laboratorio sobre muestras previamente seleccionadas, limpias y secas a las cuales se les introduce tradicionalmente gas Helio.

3.3.1.6. Medición indirecta

Los registros SP, densidad, neutrón y sónico, y últimamente los de resonancia magnética, son convencionalmente los registros adquiridos con el fin de estimar en forma continua la porosidad del yacimiento. Todos proporcionan mediciones indirectas que deben comparar adecuadamente con las mediciones directas de laboratorio.

3.3.2 Permeabilidad

La permeabilidad es la medida de la capacidad de una roca para dejar fluir un fluido, la cual depende del tamaño y forma del grano y de la comunicación de los poros, por lo tanto también depende de las propiedades primarias de las rocas. Esta propiedad puede ser medida en el laboratorio en pequeñas muestras cilíndricas de roca y puede ser calculada por la siguiente expresión, asumiendo flujo laminar y que solo un fluido fluye por el medio poroso.

$$K = (Q/A)(\mu)(dL/dP) \dots\dots\dots \text{Ecuación 4}$$

Donde Q/A es el volumen de flujo por unidad de área, μ es la viscosidad del fluido, $\Delta L/ \Delta P$ es el gradiente de presión en la dirección de flujo.

La unidad básica de la permeabilidad es el darcy. El milidarcy (mD) que es un milésimo de un darcy (D) se usa más comúnmente en el análisis de corazonas.

Las formaciones varían desde fracciones a más de 10,000 milidarcys, dependiendo de las dimensiones y configuración del poro. Las areniscas con grandes poros tienen alta permeabilidad, mientras una arenisca de grano muy fino tiene una permeabilidad muy baja. Una caliza oolítica tendrá alta permeabilidad y una caliza intercrystalina tendrá una baja permeabilidad. Las permeabilidades a condiciones de yacimiento generalmente son más bajas que las medidas en el laboratorio, debido a que la roca está sometida a la presión de sobrecarga.

3.3.3 Saturación

La saturación es la cantidad de fluido que contiene una roca y se expresa como un porcentaje del espacio poroso. Si una roca esta 100% saturada de agua, significa que todo el espacio poroso es ocupado por agua, pero generalmente en los yacimientos, las rocas contienen además de agua, gas y petróleo en cantidades variables. Para un fluido en particular

Pro ejemplo Agua la saturación de Agua esta dada por

$$S_w = \frac{\text{Volumen de agua en la roca, } V_w}{\text{Volumen poroso total de la roca, } V_p} \dots\dots \text{Ecuación 5}$$

3.3.3.1. Arcillas y Lutitas

Las arcillas son componentes comunes de las rocas sedimentarias y están formados por aluminio-silicatos. Dependiendo del ambiente en que se formaron, puede corresponder a alguno de los siguientes tipos básicos: Montmorillonita, Illita, Clorita y Caolinita. Son partículas de tamaño muy pequeño, la relación de superficie a volumen es muy alta, en el orden de 100 a 100.000 la de las arenas y toman grandes cantidades de agua.

Las lutitas son principalmente mezclas de arcilla y limo (sílice muy fino) depositadas por agua de lento desplazamiento. Aunque pueden llegar a tener buenas porosidades (>40%), la permeabilidad es cero.

La presencia de arcillas y lutitas cuando se analizan formaciones productoras de hidrocarburos, complica sustancialmente la interpretación de registros. En consecuencia resulta necesario establecer primero los principios de la interpretación de perfiles en formaciones limpias, para después asumir el análisis de formaciones arcillosas.

3.3.4. Registros convencionales y principales respuestas de los perfiles usados para la interpretación petrofísica

3.3.4.1. Registros Resistivos (RXO, RT)

La resistividad es la resistencia eléctrica por unidad de volumen que presenta un cierto material al paso de la corriente eléctrica y que representa una cualidad intrínseca del mismo. Su recíproco es la conductividad eléctrica.

Los hidrocarburos son aislantes perfectos y no permiten el paso de la corriente eléctrica, el agua de formación presentará un mayor o menor grado de conductividad dependiendo de su salinidad, debido al fenómeno conocido como conductividad electrolítica. El movimiento de iones cargados bajo la influencia de un potencial eléctrico, capacita a la solución salina para conducir la electricidad. Cada ión es capaz de transportar solo una cantidad bien definida de carga eléctrica; esto implica, que a mayor disponibilidad de iones (mayor salinidad) para transportar carga y en

función directa a su movilidad (tamaño del ión), mayor será la conducción de cargas en el fluido.

Existe una relación de proporcionalidad constante entre la resistividad de una roca limpia saturada con agua (R_o) y la resistividad del agua contenida (R_w), la cual es independiente de la salinidad de la solución:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \dots\dots\dots \text{Ecuación 6}$$

Este factor es conocido como factor de resistividad de formación y es una constante. Otra relación empírica desarrollada por Archie para el factor de resistividad dice que para una formación limpia, la porosidad y el factor de formación están relacionados por:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \dots\dots\dots \text{Ecuación 7}$$

Donde, a es un coeficiente que depende de la litología y varía entre 0.6 y 2.0, m es el factor de cementación que depende del tipo de sedimentos, la conformación poral, la compactación de la roca, el tipo de porosidad y su distribución. Este factor se encuentra entre 1.9 y 2.2 para areniscas consolidadas.

A partir de experimentos de laboratorio, se determinó una de las principales fórmulas para calcular la saturación de agua en términos de la resistividad verdadera, es la Formula de Archie:

$$S_w^n = \frac{a * R_w}{R_t * \phi^m} \dots\dots\dots \text{Ecuación 8}$$

Donde, n es el exponente de saturación que es determinado empíricamente, para efectos de aproximación se asume $n = 2$. El rango de valores para n está entre 1.2 y 2.2.

3.3.4.2. Registro Sónico (DT)

El propósito de este perfil es medir el tiempo de propagación de la onda de sonido a través de la formación sobre una distancia fija. Se necesita entonces una fuente de energía acústica (transmisor) y un detector (receptor) separados cierta distancia en la sonda.

El registro DT mide el tiempo de viaje (Δt) de una onda sónica emitida por la herramienta a través de un espesor determinado de formación (Figura 17). Una vez emitida la señal sónica por la herramienta, esta se refracta en la formación y arriba a los receptores en forma de tres diferentes ondas acústicas: las compresionales, las de cizallamiento (shear) y las denominadas ondas de tubo o Stoneley.

Ecuación de willie

M.R.J Wyllie propuso después de numerosos experimentos de laboratorio, una relación lineal entre el tiempo de tránsito y la porosidad. Esta ecuación suministra valores aceptables de porosidad (ecuación 3).

$$\phi_s = \frac{\Delta T \log - \Delta T_{ma}}{\Delta T_{Fluido} - \Delta T_{ma}}$$

.....Ecuación 9

Ec 3

ΔT_{log} = Lectura del perfil de Sónico ($\mu\text{seg/pie}$)

ΔT_{ma} = Tiempo de tránsito en la roca matriz

ΔT_{fluido} = Alrededor de 189 ($\mu\text{seg/pie}$), que corresponde a la velocidad del sonido en el fluido V_f de mas o menos 5.300 pies/seg.

Φ = Porosidad

Material	Velocidad Matriz [ft/seg]	Δt_{ma} [$\mu\text{sec/ft}$]
Arenisca	18.000 – 19.500	55.5 ó 51.0
Caliza	21.000 – 23.000	47.5
Dolomita	23.000	43.5
Anhidrita	20.000	50.0
Sal	15.000	66.7
Tubería (Hierro)	17.500	57.0

Tabla 3. Tiempo de tránsito y velocidad de matriz promedio de una unidad de formación

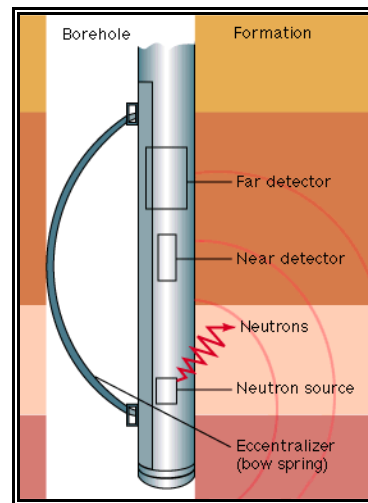
3.3.4.3. Registro Neutrón (NPHI)

Los registros neutrónicos se usan para determinar la porosidad y para correlacionar registros en hueco entubado con registros en hueco abierto. Responden a la cantidad de hidrogeno presente en la formación, Así, en formaciones limpias, cuyos poros estén llenos con agua o aceite, el registro neutrón refleja la cantidad de espacio poroso lleno de líquido.

- **Principio de Funcionamiento**

Desde una fuente radioactiva se emiten continuamente neutrones de alta energía (alrededor de 2 Mev) que chocan con los núcleos de hidrógeno en la formación cuya masa es casi idéntica a la de los neutrones (figura 24).

Figura 24. Muestra la obtención del registro neutrón



Entre colisión y colisión los neutrones van perdiendo energía hasta alcanzar los denominados niveles térmicos, correspondientes a energía alrededor de 0.025 Mev, para luego irse esparciendo aleatoriamente hasta ser absorbidos por la formación.

La herramienta registra la tasa con la cual los neutrones van decreciendo hasta alcanzar los niveles térmicos de energía. La herramienta asocia la tasa de decrecimiento o decaimiento de la energía de los neutrones con la concentración de hidrógenos en la formación, la cual se considera directamente proporcional a la porosidad ya que se asume que la mayoría de los hidrógenos están localizados en los fluidos que ocupan el espacio poral de la roca.

3.3.4.4. Registro Density (RHOB)

Una fuente radioactiva en la herramienta (Cobalto-60 ó Celsio-137) emite rayos gamma hacia la formación que colisionan con los electrones presentes en la roca (matriz y fluidos). Debido a la colisión nuevos rayos Gamma con menos energía a la emitida son devueltos en dirección a la herramienta en donde los detectores los relacionan directamente con la densidad de electrones asociada a la formación, entre mayor sea la perdida de energía, mayor la cantidad de electrones, mayor la densidad de la roca.

La siguiente ecuación (ecuación 2) nos permite calcular la porosidad a partir de la densidad. Los valores de la densidad de la matriz y del fluido se obtienen de la bibliografía y del tipo de lodo que se le inyecte al yacimiento.

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma} \dots\dots\dots \text{Ecuación 10}$$

ρ_b = densidad total
 Φ = porosidad
 ρ_{ma} = densidad de la matriz
 ρ_{fl} = densidad del fluido

Tipo de Roca	Densidad de Matriz (g/ cm ³)
Arena	2.65
Limonita	2.71
Dolomita	2.87
Anhidrita	2.98

Tabla 4. Densidad promedio de una unidad de formación

Tipo de Roca	Densidad de Matriz (g/ cm ³)
Arena	2.65
Limonita	2.71
Dolomita	2.87
Anhidrita	2.98

Tabla 5. Densidad promedio del fluido de perforación (filtrado de lodo).

3.4 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE GEOESTADÍSTICA

A continuación, se presenta una reseña historia de la geoestadística, la integración de las principales teorías que han dado lugar a esta ciencia, los autores que dieron origen y contribuyeron al desarrollo de estas teorías y los diferentes campos en los que empezó a ser aplicada. Asimismo se presentan conceptos básicos de la geoestadística, señalando los principales pasos que se deben seguir para desarrollar un estudio geoestadístico.

La Geoestadística es una rama rápidamente evolucionada de la estadística aplicada y la matemática que ofrecen una colección de herramientas que cuantifican y modelan la variabilidad espacial. La variabilidad espacial incluye la escala de la variabilidad (la heterogeneidad) y direccionalidad dentro de un set de datos.

3.4.1. Origen de la Geoestadística

Para hablar de los orígenes de la geoestadística nos dirigiremos a la industria minera en la cual. D. G. Krige, ingeniero de minería sudafricano,

y H. S. Sichel, un estadístico, desarrolló un nuevo método de estimación en los años 1950s cuando la estadística "clásica" se encontró impropia para estimar las reservas en las minas. Luego más tarde Georges Matheron, un ingeniero francés, desarrolló innovadores conceptos del Krige y los formalizó dentro de un solo soporte con su Teoría de Variables Regionalizadas. Matheron, es el centro de la geoestadística, abrió camino al uso de la geoestadística en la minería en los años 1960s. La palabra kriging fue un reconocimiento a D. G. Krige.

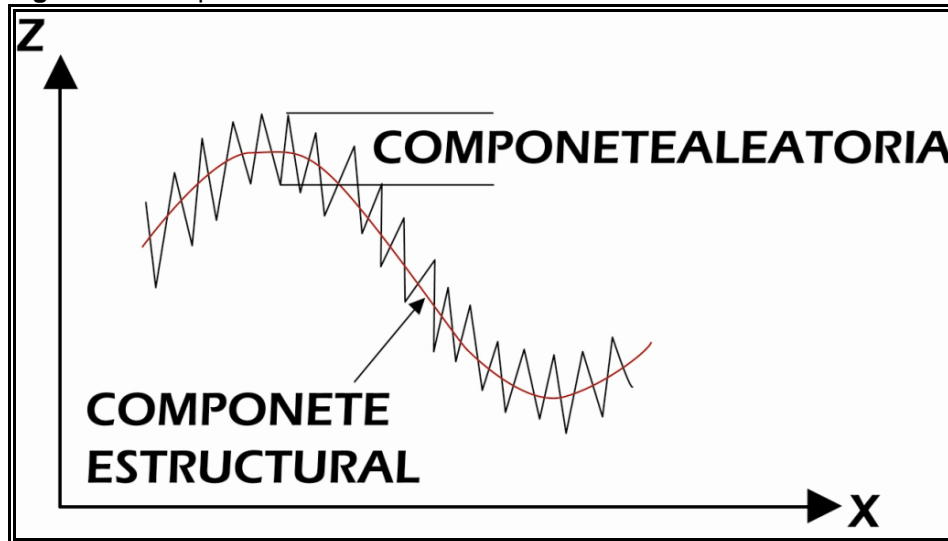
Es interesante que la geoestadística no fue desarrollada originalmente para resolver los problemas de la interpolación (el kriging) si no para dirigirla, lo cual se le llama el efecto de apoyo. En la minería, esto se refiere a la diferencia entre la variación de los valores promedios medidos de muestras grandes y la variación de los valores promedios medidos de muestras pequeñas que llevan un prejuicio sistemático en las estimaciones. La mayoría de nosotros pasa por alto el efecto de apoyo inconscientemente en la industria de petróleo, sobre todo al combinar medidas de registros de pozos, atributos sísmicos, corazones y pruebas de permeabilidades de pozos.

Por los años 1970s, los kriging habían demostrado ser muy útil en la industria minera. La geoestadística se presentó a la comunidad del petróleo a mediados de los 1970s a través de su primer paquete de software comercial, BLUEPACK. La técnica se extendió a muchas otras áreas de la ciencia de la tierra en los años setenta con el surgimiento de computadoras de gran velocidad. Sin embargo, no fue hasta los años ochenta que esta técnica de geoestadística se usó a cualquier magnitud en la industria de petróleo, y su popularidad ha crecido en todos estos años. (Richard L. 2000)

3.4.2. Concepto de la Geoestadística

La geoestadística es definida como el estudio de las variables numéricas distribuidas en el espacio (Zhang, 1992; Chauvet, 1994), convirtiéndose en una herramienta útil en el estudio de estas variables, su punto de partida es asumir una intuición topo-probabilista (Matheron, 1970). Los fenómenos distribuidos en el espacio, presentan un carácter mixto, es decir un comportamiento caótico o aleatorio a escala local, pero a la vez estructural en una escala mayor (figura 25).

Figura 25. Comportamiento mixto de una función aleatoria.



Fuente: (Modificado de “Caracterización Geoestadística de esfuerzos en el Piedemonte llanero Colombiano”; Gomez G., D; Velez B., J. 2007.)

Se puede entonces sugerir la idea de interpretar este fenómeno en términos de Función Aleatoria (FA), es decir, a cada punto x del espacio se le asocia una Variable Aleatoria (VA) $Z(x)$, para dos puntos diferentes x e y , se tendrán dos VAs $Z(x)$ y $Z(y)$ diferentes pero no independientes, y es precisamente su grado de correlación el encargado de reflejar la continuidad del fenómeno en estudio, de modo que el éxito de esta técnica es la determinación de la función de correlación espacial de los datos (Zhang, 1992). Su estimador, El **Krigeaje**, tiene como objetivo encontrar la mejor estimación posible a partir de la información disponible, y en efecto, el valor estimado obtenido $Z^*(x)$ de un valor real y desconocido $Z(x)$, consiste en una combinación lineal de pesos asociados a cada localización donde fue muestreado un valor $Z(x_i)$ ($i = 1, \dots, n$) del fenómeno estudiado, observando dos condiciones fundamentales:

1. Que el estimador sea insesgado. $E[Z^* - Z] = 0$
2. Que la varianza $\text{Var}[Z^* - Z]$ sea mínima, consiguiéndose de este modo minimizar la varianza de error de estimación.

A diferencia de otros métodos de interpolación, como por ejemplo el inverso de la distancia, el krigaje utiliza en la estimación las características de variabilidad y correlación espacial del fenómeno estudiado, por lo que su uso implica un análisis previo de la información con el objetivo de definir o extraer de esta información inicial un modelo que represente su continuidad espacial. Una vez logrado, se encuentra en condiciones de obtener el mejor valor posible en cada localización o bloque a estimar a partir de los datos medidos, acompañada de la varianza de krigaje como medida del error de la estimación realizada (Armstrong y Carignan, 1997), lo que distingue al krigaje de otros métodos de interpolación (Abasov et al., 1990; de Fouquet, 1996; Carr, 1995).

3.5 INVERSIÓN

La inversión es un proceso de extracción de los datos sísmicos, la geología del subsuelo la cual dio origen a la sísmica, para entender la inversión se debe conocer el origen de las trazas sísmicas. Tradicionalmente la inversión ha sido aplicada a datos sísmicos post-apilados, para obtener la impedancia acústica. En los últimos años este proceso se ha sido extendido a datos sísmicos pre-apilados donde se obtiene la impedancia acústica y de cizalla, con las cuales se pueden calcular los fluidos de poro.

Existen numerosos métodos de inversión, desarrollados tanto para datos para datos sísmicos post-apilados, como para datos pre-apilados. En la Tabla 6. Se muestran los principales métodos de inversión Post-apilado y en la Tabla 7. los métodos de inversión para datos pre-apilados.

Tabla 6. Métodos de Inversión en datos post-apilados (Inversión acústica)

Método	Descripción
Banda Limitada	Se supone que las trazas sísmicas representan una aproximación de la reflectividad de la tierra, entonces esta reflectividad puede ser invertida para obtener la impedancia acústica. Como en la sísmica se manejan frecuencias de (10-80 Hz), al invertir solo se tiene la impedancia acústica de frecuencias medias, entonces para hallar la impedancia acústica de bajas frecuencias se utilizan los registros de pozos o las velocidades RMS. La combinación de estos dos productos es el resultado de la inversión banda-limitada.
Inversión de Bloques	Consiste en crear pseudo-capas a partir del registro sísmico y densidad. En base a este modelo se hace la inversión de los datos sísmicos para obtener la impedancia acústica.
Inversión Estocástica	Considera que la traza sísmica y un modelo inicial de impedancias son los datos de entrada, de lo cual debe surgir el resultado final de la inversión. Esto una forma de inversión geoestadística la cual explícitamente direcciona al problema de no-unicidad por la producción de muchos rangos de resultados de inversión datos por el volumen sísmico de entrada.

Tabla 7. Métodos de Inversión en datos pre-apilados (Inversión elástica)

Método	Descripción
Impedancia Elástica (Connolly, 1999)	Consiste en hacer un calcular la inversión elástica (EI) de ángulos cercanos y ángulos lejanos. Donde $EI = V_P^{(1+\tan^2 \theta)} \cdot V_S^{(-8K \sin^2 \theta)} \cdot \rho^{(1-4K \sin^2 \theta)}$ y $K = V_S^2 / V_P^2$
Lamda-Mu-Rho (LMR) Goodway ,1997	Consiste en transformar los resultados de Impedancias de la inversión simultanea en $\lambda\rho$ y $\mu\rho$
Inversión Simultanea	Consiste en estimar de los datos sísmicos en dominio de ángulos R_P y R_S con la ecuación de Fatti , posteriormente estos datos se invierten y se obtienen las impedancias (Z_P , Z_S) y sus derivados (V_P, V_S y V_P/V_S).

Todos los algoritmos de inversión experimentan el problema de no-unicidad, ya que hay más de un modelo geológico consistente con los datos sísmicos. Solo hay un camino para decidir entre esas posibilidades, es usar otra información, no presente en los datos sísmicos. Esa otra información es usualmente suministrada por un modelo inicial.

3.6 INVERSIÓN ACÚSTICA

En términos generales el proceso de Inversión Sísmica es aportar información para el entendimiento geológico de los yacimientos a partir de los datos sísmicos. Tradicionalmente la inversión sísmica fue aplicada sólo a los datos apilados para extraer los volúmenes de impedancia acústica. En la actualidad, la inversión se ha extendido a datos pre-apilados, extrayendo tanto volúmenes de impedancia acústica como elástica. En el presente estudio la inversión fue acústica.

El primer paso antes de iniciar la inversión, es determinar el tipo de ondícula sísmica a utilizar, esto representaría en otras palabras, conocer la forma precisa de la fuente sísmica (amplitud y fase), es decir, cómo se genera la señal de entrada en el modelo convolucional. Las ondículas cambian de traza a traza y en función del tiempo de tránsito. Esto significa que el proceso de extracción puede ser variable. En la práctica determinar y utilizar ondículas (variables) puede introducir más incertidumbre que confiabilidad en los resultados. Una solución práctica es extraer una ondícula promedio para toda la línea sísmica.

El propósito de encontrar una ondícula es la elaboración de un sismograma sintético asociado a la trayectoria de un pozo en particular. Un sismograma sintético es la representación de la traza sísmica en la

dirección del pozo, obtenida al convolucionar la serie de reflectividad calculada con la ondícula estimada. Esta traza es comparada con la traza real para correlacionar eventos. La elaboración del sismograma sintético se lleva a cabo a partir del registro sísmico y el de densidad del pozo. De esta manera tenemos las 2 variables que generan la impedancia acústica. Finalmente, se consideran los contactos geológicos para ser correlacionados en el amarre de sintético y sísmica para la validación de los resultados.

La inversión acústica esta definida por la impedancia acústica (IA) esta es uno de los atributos sísmicos mas importantes en la predicción de propiedades petrofísicas (Porosidad) y se define como

$$IA = \rho V_p \dots \dots \dots \text{Ecuación 11}$$

Donde ρ es la densidad y V_p la velocidad de la onda p debido a que la impedancia acústica representa una propiedad de las rocas y no una propiedad de interfase como la respuesta sísmica, se halla relacionada muy estrechamente con la litología, porosidad, etc. Este hecho permite, en muchos casos, el uso de la impedancia acústica para hacer análisis estratigráficos mucho mas precisos que mediante el uso de datos sísmicos

3.6.1 Método Banda Limitada

En este trabajo se realizo el cálculo del modelo de impedancias acústicas con el método de Banda Limitada se realizaron los siguientes pasos:

Derivando un modelo de velocidad para bajas frecuencias (en un rango de 0Hz a 10Hz) usando registros sísmicos, interpolando los valores de velocidades, siguiendo los horizontes de interés picados.

Extrayendo la wavelet y deconvolucionando los datos sísmicos para escalarlos a coeficientes de reflectividad por la expresión:

$$I_j = I_{j-1} \left(\frac{1 + R_j}{1 - R_j} \right) \dots \dots \dots \text{Ecuación 12}$$

De esta manera se obtiene la banda de frecuencias media de la impedancia acústica (10Hz-80Hz aprox.).

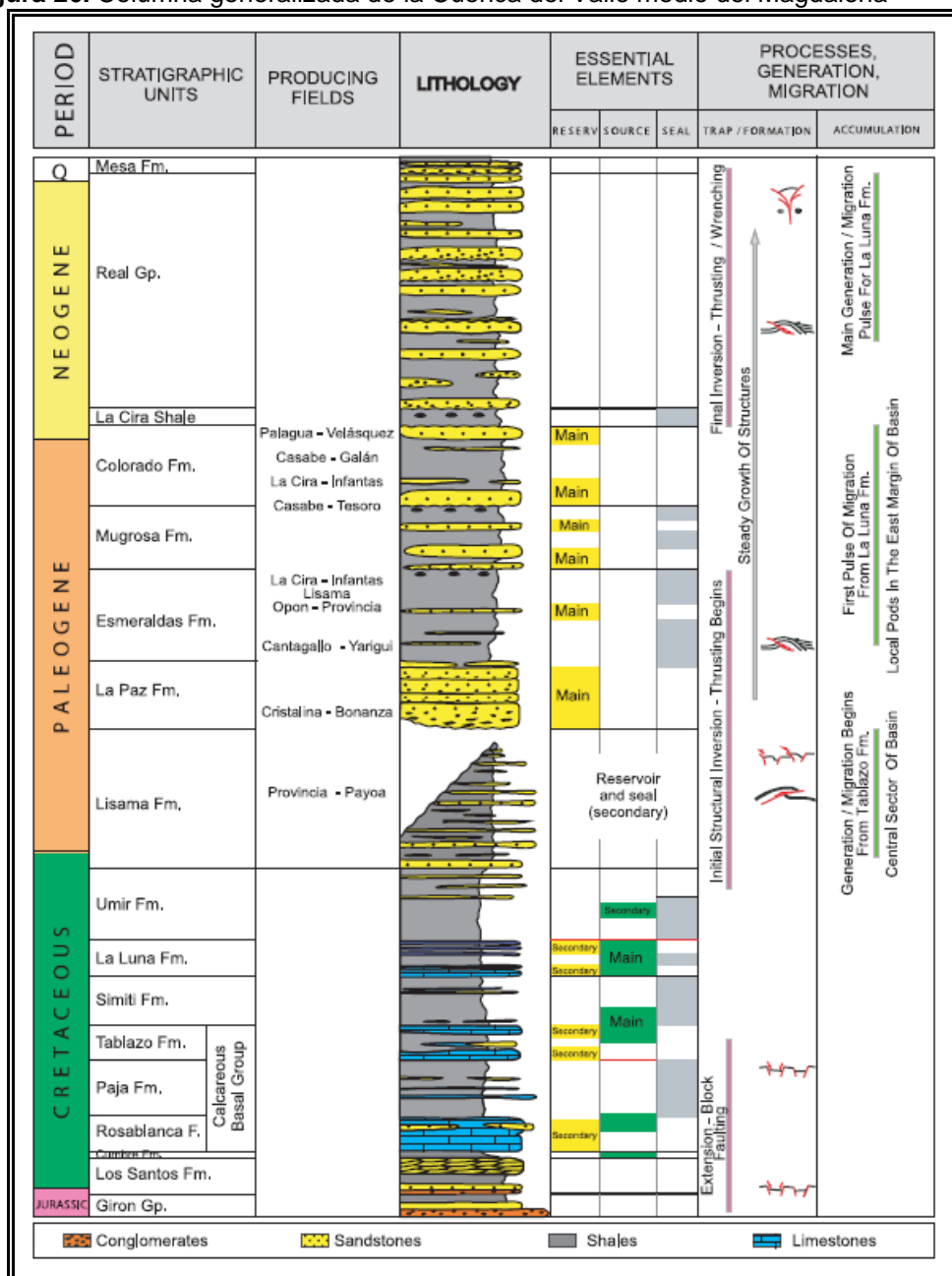
Combinando las frecuencias bajas y medias

4. GEOLOGÍA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

4.1 ESTRATIGRAFIA

La cuenca del Valle medio del Magdalena presenta en su columna estratigráfica formaciones con Rocas Sedimentarias que van desde el Triásico hasta encontrar depósitos recientes. La sección estratigráfica de edad Terciario de la cual forma parte la formación a trabajar durante el desarrollo de este proyecto en los blques I II III IV del Campo Colorado, comprende rocas que abarcan desde la Formación Lisama del Paleoceno hasta la Grupo Real del Mioceno superior al Plioceno. En la Figura 26 se muestra la columna generalizada de la cuenca del Valle medio del Magdalena.

Figura 26. Columna generalizada de la Cuenca del Valle medio del Magdalena



Fuente: Colombia Sedimentary Basins ANH

4.2 ROCAS DEL TRIÁSICO

4.2.1. Formación Girón (Jurásico-Cretácico Inferior)

Inicialmente el término de Girón fue creado por tener en 1892 para designar una mega secuencia aflorante al occidente de Bucaramanga en los alrededores de Girón, Santander. Litológicamente está compuesta por una intercalación de areniscas, conglomerados y arcillolitas color marrón rojizo, (WARD, D., et al., 1973.). El espesor descrito y reportado en la sección tipo del río Lebrija, es de 4650 metros (1968, en WARD, D., et al., 1963.). El ambiente de depositación consiste en un ambiente tipo continental que presenta condiciones oxidantes, esto se puede evidenciar en la coloración rojiza típica de esta formación.

4.3 ROCAS DEL GRUPO CALCAREO BASAL

4.3.1. Formación Los Santos (Tambor) (Berriasiano-Hauteriviano Superior)

Fue definida por primera vez por Cediell (1968) y redefinida por Laverde (1985). Esta corresponde a una secuencia de areniscas conglomeráticas, lodolitas rojo grisáceas y cuarzo areniscas gris amarillentas, con estratificación cruzada. En la localidad tipo, el espesor es de 218 m. Estas Facies han sido interpretadas como depósitos fluviales acumulados por corrientes trenzadas. (Clavijo, 1985; Laverde y Clavijo, 1985; Laverde, 1985). Presenta una discontinuidad estratigráfica con la formación Girón la cual la infrayace. (Ver Royero J y Clavijo J. 2001)

4.3.2. Formación Rosablanca (Hauteriviano-Barremiano)

Esta formación está compuesta de calizas grises azulosas y compactas, con una variación lateral a calizas, bituminosas con algunas capas margosas. Se reporta un espesor que varía entre 150 metros a 450 metros. El ambiente de depositación corresponde a un ambiente de plataforma, donde se evidencia un paso a través de la secuencia estratigráfica de un ambiente litoral a uno más marino.

4.3.3. Formación Paja (Barremiano)

Esta formación está se encuentra constituida por arcillolitas negras y blancas, poco calcáreas y con algunos niveles de concreción calcárea (Taborda, 1965). Su espesor aproximado es de 650 metros hacia el oriente y de aproximadamente 150 metros hacia el occidente de la cuenca. El ambiente de depositación es marino nerítico inferior a medio, de aguas tranquilas, con bajas condiciones anóxicas y con ausencia de

perturbación, las condiciones de depositación son reductoras evidenciado en los contenidos de pirita.

4.3.4. Formación Tablazo (Aptiano-Albiano)

Consiste en margas oscuras calcáreas y compactas hacia la base, convirtiéndose hacia el tope en paquetes gruesos de calizas, fosilíferas, de grano grueso; hacia la parte media presenta niveles de arenisca masiva de grano fino, levemente calcáreas, con materia orgánica y bioperturbación localmente, con algunos horizontes lutíticos (Taborda 1965). El espesor de esta formación va desde 150 metros hasta 325 metros en diferentes zonas. Presenta un ambiente de depositación el cual indica una somerización, con fluctuaciones eustáticas, donde se conserva un ambiente de carácter marino, esto se evidencia en la intercalación que se presenta de niveles de areniscas con arcillolitas.

4.4 ROCAS DEL CRETACEO

4.4.1. Formación Simití (Albiano)

Esta secuencia consistente de Shales blandos, finamente laminados y carbonáceos, de color gris oscuro a negro, se presenta niveles calcáreos en algunos sectores, con algunos niveles de concreciones, y algunos niveles conglomerados con nódulos fosfáticos hacia el tope (Morales, 1958). En cuanto a su espesor este varía de 250 metros a 650 metros en algunas zonas. El ambiente presente en la depositación de esta formación es de predominio marino, con un importante evento de transgresión generando una profundización de la cuenca.

4.4.2. Formación La Luna (Turoniano-Conaciano-Santoniano)

Esta formación comprende tres miembros que de base a tope corresponden: en primer lugar el miembro *Salada* que consisten en lutitas oscuras a margosas y concreciones calcáreas con hidrocarburos; en segundo lugar el miembro *Pujamana* en el que se encuentra estratos de lutitas con estratificación fina, por último el miembro *Galembo* que consiste en una Secuencia de Chert gradando a lidita, calizas y Chert calcáreo. Presenta un espesor que varía desde 180 metros a 350 metros. En ambiente de depositación es definido como un ambiente Deltáico que refleja condiciones oxidantes y alcalinas, así como luz, temperatura adecuada y abundancia de nutrientes con tasas de depositación bajas lo cual genera que esta formación tenga un buen potencial como roca generadora.

4.4.3. Formación Umir, (Campaniano-Maestrichtiano)

Esta formación está compuesta por un conjunto de Shales silíceos oscuros, con laminaciones carbonáceas y micáceas hacia el tope, observándose intercalaciones de areniscas duras con concreciones

ferruginosas y capas delgadas de carbón. Presenta un espesor que va desde 950 metros hasta 1225 metros. Es un ambiente de depositación principalmente de tipo continental muy cercano al litoral.

4.4.4. Formación Lisama (Paleoceno)

La formación Lisama está compuesta por lutitas abigarradas, arenisca de grano fino a medio de color pardo con cemento ferruginoso y mantos de carbón. El ambiente indica un paso de depositación marina del cretáceo superior a sedimentación continental característica en el terciario, más exactamente un ambiente de depositación lagunar a deltaico terminando aquí las condiciones marinas que dominaron en el Cretáceo. La parte media superior consta de arcillolitas limosas de tonos claros, pardo rojizas, pardo amarillo, violácea y gris claro con intercalaciones de areniscas arcillosas, gris y marrón, fina, micáceas, y compacta (Montt, M. Gutierrez D. Ecopetrol S.A., 2005). Su espesor es muy variable, especialmente en sentido E-W, notándose un incremento gradual hacia el sinclinal de Nuevo Mundo, donde parece haber tenido su máximo desarrollo con un espesor de 3.500 pies y en metros aproximadamente unos 1065 (Valderrama R y Pérez V.1977). El contacto inferior es transicional con la Formación Umir en el sector del Sinclinal de Nuevo Mundo. El contacto superior con la Formación La Paz, es discordante. La edad de la Formación Lisama ha sido determinada Paleoceno por los estudios paleontológicos realizados por Van der Hammen 1959.

4.5 ROCAS DEL TERCIARIO

4.5.1. Formación La Paz (Eoceno medio)

Está dividida en tres miembros, el inferior de areniscas grises masivas conglomeráticas (Toro), el miembro medio shales grises en grandes paquetes y el miembro superior de areniscas gruesas. Esta formación presenta un espesor que claramente puede alcanzar los 1000 metros. Esta formación corresponde a un ambiente de depositación y de formación más de tipo fluvial en presencia de condiciones oxidantes, confiriéndole una coloración rojiza.

Estas areniscas presentan un potente espesor, porosidad y permeabilidades optimas, lo cual hace que sean consideradas como rocas reservorio. La Formación la Paz refleja condiciones de depositación predominantemente continental que se mantienen durante el Eoceno (Suárez, 1996). La continuidad de la Formación la Paz se ve afectada debido a una variación lateral identificada no solo en su litología si no en su espesor, mostrándose menos arcilloso y de mayor espesor hacia el este. En general la formación La Paz se considera de una estratificación masiva, que en afloramientos muy locales se muestra de manera lenticular con una gradación vertical, conglomerática hacia la base y muy fina hacia el tope. Su contacto inferior con la Formación Lisama es discordante, mientras que el contacto superior es concordante con la Formación Esmeraldas.

4.5.2. Formación Esmeraldas (Eoceno medio-superior)

La Formación Esmeraldas está constituida principalmente por arenisca de grano fino de color gris claro a verdoso con estratificación fina a laminada intercalada con shales gris oscuro. Esta formación presenta un espesor aproximado de 1200 metros aproximadamente, su ambiente de depositación es interpretado como planicie de inundación dominada por ríos meandriformes con desarrollo de barras de canal, más exactamente un ambiente deltáico lagunar que permitió la depositación de material terrígeno muy bien seleccionado, creando una secuencia grano decreciente en los períodos de tranquilidad. Esta formación de manera más detallada consiste de intervalos espesos de arcillolita gris o lodolitas gris oscuras que embeben cuerpos lenticulares aislados de areniscas de poca continuidad lateral. La parte superior de la Formación Esmeraldas corresponde el horizonte fosilífero Los Corros y es su vez el contacto inferior es concordante con la Formación La Paz y está dado por el cambio litológico que ocurre al pasar a la Formación La Paz, cuya secuencia es principalmente arenosa. Su contacto superior es discordante y esta demarcado por el cambio al terminar la secuencia arenosa de la Formación Mugrosa (Olsson y Pilsburg, 1935).

4.5.3. Formación Mugrosa (Eoceno-Oligoceno)

Esta formación está conformada por rocas donde predominan principalmente las areniscas que en algunos sectores presentan coloraciones rojizas a verdosas (Van de Hammen en Julivert 1961). Presentan un espesor de aproximadamente 488 metros hasta 823 metros. El ambiente en el cual se depositó esta formación corresponde a un ambiente continental, más exactamente un ambiente fluvial de mediana energía. Litológicamente se trata de una arenisca de matriz arcillosa bioturbada. La porosidad promedio de esta Formación está entre el 15 al 20%, además de esto se estableció que la Formación Mugrosa se encuentra subdividida en Zona B y Zona C para efectos operacionales (Waring, 1931 en Valderrama R. Pérez V.1977). La Formación Mugrosa presenta una sección inferior denominada Zona C (MZC), compuesta de areniscas gris verdosa y gris clara, de grano fino a grano medio, feldespática, ocasionalmente calcárea, con estratificación cruzada y geometría lenticular; alternando con arcillolitas gris clara y pardo amarillas, abigarradas. La sección superior corresponde a Zona B (MZB), y comprende una alternancia de areniscas de color gris verdosa, de grano fino a grano medio, con matriz arcillosa, selección regular, carbonosa y arcillolitas ligeramente arenosas, de color pardo amarillo. Las areniscas se caracterizan por ser lenticulares con estratificación cruzada y gradación vertical. El tope de la Formación Mugrosa esta dado por el horizonte fosilífero de Mugrosa, el cual consta de shales gris verdosos, carbonosos, glauconíticos, en el que se encuentra englobado una fauna de moluscos.

4.5.4. Formación Colorado (Oligoceno Superior a Mioceno Inferior)

La Formación Colorado consiste de un nivel inferior el cual está compuesto de arcillolitas pardo rojizas, pardo amarillas y gris claras, abigarradas, ligeramente arenosas, masivas, con intercalaciones de areniscas cuarzosas de grano fino a conglomeráticas y matriz arcillosa. Seguido de un nivel superior de areniscas conglomeráticas, friables, compuestas de cuarzo y una alta proporción de chert amarillo y negro con una matriz arcillosa. Presenta un espesor de 210 metros hasta 914 metros. El ambiente de depositación de esta unidad es un ambiente con condiciones de alta oxidación, lo cual indica que es un ambiente continental (Morales, 1958). La Formación Colorado se caracteriza por una amplia distribución al oeste de la falla de la Salina y debido a que el ambiente de sedimentación es continental de tipo fluvial, esta formación se constituye en los sedimentos molásicos del antepaís del Valle Medio del Río Magdalena y ha sido datada como Oligoceno superior con base en la asociación de moluscos presentes en el nivel arcilloso superior (Wheeler, 1935 en Valderrama R. Pérez V.1977). Esta formación presentan rocas reservorio con buena porosidad entre un 15 – 20% y permeabilidades entre 20 – 600 md. El contacto inferior está dado por los fósiles de Mugrosa y en ausencia de estos, está dado por un marcador eléctrico obtenido a partir de una alta lectura del registro de conductividad.

4.5.5 Grupo Real (Mioceno – Plioceno)

El grupo real comprende las formaciones Real inferior, Real medio y Real superior. La Formación Real Inferior muestra un contacto discordantemente con la Formación Colorado y los contactos entre las Formaciones Real medio y Real superior son inconformidades (Suárez, 1996). El espesor de esta unidad aproximadamente es de 500 metros hasta 1500 metros.

4.5.6. Formación Mesa (Plioceno-Pleistoceno)

Esta formación esta principalmente compuesta por gravas de escasa cementación, arcillas negras, conglomerados y depósitos de tipo piroclásticos. Su edad es considerada como (Jullivert 1961). Representa espesor que van desde 350 metros hasta 575 metros.

4.6 MARCO TECTÓNICO REGIONAL

La evolución tectónica del VMM ha estado caracterizada por eventos tectónicos distensivos que tuvieron lugar en el Triásico tardío y el Cretácico tardío con algunas interrupciones, comenzando con un graben supracontinental limitado por paleofallas normales, cuya subsidencia causada por tectónica de bloques (Fabre, 1983) está ligada a la depositación de los sedimentos pre-Cretáceos de las formaciones Bocas,

Jordán, Girón y Los Santos. A comienzos del Cretáceo la distensión desencadena una regresión general hasta principios del Terciario, la cual está marcada por la depositación de la Formación Lisama en la misma época en que ocurre vulcanismo en la Cordillera Central.

La fase tectónica compresiva de la depresión del VMM habría comenzado a formarse a finales del Cretáceo e inicios del Paleoceno y se extiende hasta el Reciente, adquiriendo su forma actual en el Mioceno (Morales, 1985). Durante el Paleoceno medio ocurre el levantamiento del Macizo de Santander–Floresta y desde el Eoceno hasta el Mioceno se depositaron las Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado en ambientes continentales. Una fase de compresión mayor ocurrida durante el Mioceno medio a tardío debido al levantamiento orogénico de la Cordillera Oriental provoca la deformación de los sedimentos hasta entonces depositados, formando una cadena plegada y fallada cabalgante con una vergencia al occidente. Las paleofallas normales de basamento formadas en la fase distensiva (Triásico-Cretáceo tardío), son reactivadas como fallas inversas durante el Mioceno y Plioceno. Durante el Mioceno Tardío - Plio-Pleistoceno se depositó la última secuencia molásica representada por el Grupo Real, el Grupo Mesa y depósitos recientes, los cuales están poco o nada deformados (Fabre, 1983).

El VMM constituye una depresión tectónica con dos márgenes bien diferenciadas; un borde pasivo al occidente caracterizado por una geometría monoclinial con presencia de truncamientos de las formaciones Cretácicas que desaparecen hacia la Cordillera Central bajo sedimentos terciarios. Hacia la Cordillera Oriental la deformación se incrementa con un complicado margen compresional (Martínez et al., 1989), de tal manera que el subsuelo del Cretáceo es cada vez más antiguo hacia el Oeste y el

Cretáceo superior se restringe al Este del VMM. Sobre este subsuelo descansan discordantemente las rocas de la secuencia sedimentaria del Terciario extendida heterogéneamente por toda la cuenca del VMM, cuya base presenta una relación de “onlap” hacia el borde oeste de la cuenca. La distribución y el tipo de depósitos están fuertemente controlados por la paleo-topografía que distribuye diferentes asociaciones de facies de acuerdo a su localización paleogeográfica. En los depocentros como en el área de Yariguí, Cayumba y Vijagual los ciclos estratigráficos son más espesos y contienen generalmente mayor fracción de facies arenosas de canal. Hacia los paleo altos, como La Cristalina, Cáchira (Sogamoso) y Casabe las capas terminan en “onlap” y predominan facies finas de llanura de inundación y complejos de “crevasse splay”

Dentro de las estructuras predominantes en la zona existen las siguientes tendencias:

- Anticlinales con dirección preferencial Noreste, con cabeceo al Norte.
- Mega falla de rumbo que corresponde a la prolongación Norte de la denominada Falla de Casabe.

- Fallas normales con los bloques orientales hundidos.
- Fallas transcurrentes satélites como resultado de fallas de basamento reactivadas.

4.6.1 Evolución Tectónica Regional

La cuenca del valle medio del Magdalena, donde se encuentra la zona de estudio se ve afectada por varios eventos o estadios que hacen parte de la evolución tectónica regional, principalmente durante el Mesozoico y Cenozoico; a su vez se generó una estrecha relación entre los eventos tectónicos y la sedimentación. De manera clara general se muestra un modelo evolutivo regional propuesto por Cooper, M.A et al 1995, en el cual se observa la evolución de la Cordillera Oriental, las cuencas del Valle Medio y los Llanos (Figura 26).

4.6.2 Cuenca extensional de retroarco (Triásico-Jurásico). En esta fase se desarrollaron sistemas de graben y depósitos continentales representados por la Formación Girón.

4.6.3 Cuenca Pericratónica (Cretáceo – Paleoceno). Esta fase se reconoce como el principal evento la subsidencia continua relacionada a la apertura de la cuenca como efecto del evento del megagrabén activo. La cuenca se rellenó posteriormente de sedimentos depositados en ambientes transicionales a marinos someros.

4.6.4 Cuenca Antepaís (Eoceno – Miceno temprano). En esta fase la cuenca se rellenó de sedimentos que iban siendo controlados por el levantamiento de la Cordillera Central y su vergencia tectónica hacia el Este. Como aspecto importante y muy característicos tiene a la base de esta secuencia la discordancia regional del Eoceno y la mega secuencia depositada sobre esta, que involucra rocas fluviales de las formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado. La principal fuente de sedimentos fue la cordillera Central, el Macizo de Santander y los paleoaltos de La Cira y Cáchira.

4.6.5 Cuenca Intramontana (Mioceno). El principal evento tectónico de esta fase fue la Orogenia Andina, generando el levantamiento de la Cordillera Oriental y por consiguiente el inicio de la cuenca Intramontana del Magdalena, limitada al Oeste por la Cordillera Central y al Este por el piedemonte occidental de la Cordillera Oriental. La correspondiente mega secuencia es molásica representada por el grupo Real, la cual involucra tres secuencias de segundo orden que representan tres pulsos del levantamiento (Suárez M., 1996).

Figura 27. Modelo evolutivo regional de la Cordillera Oriental y las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Llanos. (Tomado de Cooper, M.A et al 1995).

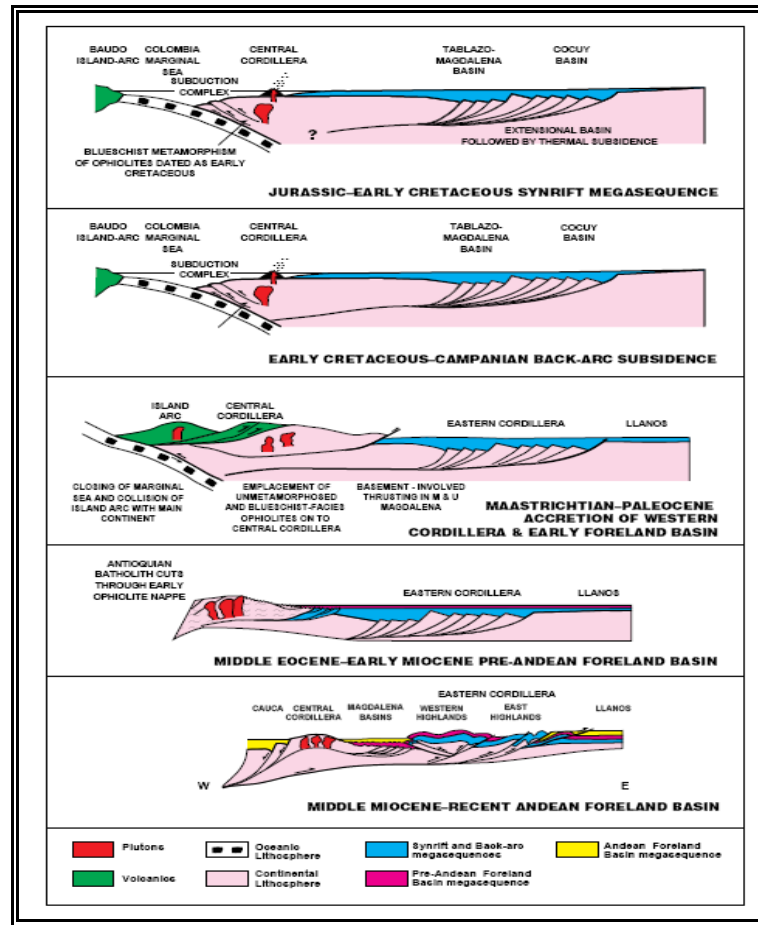
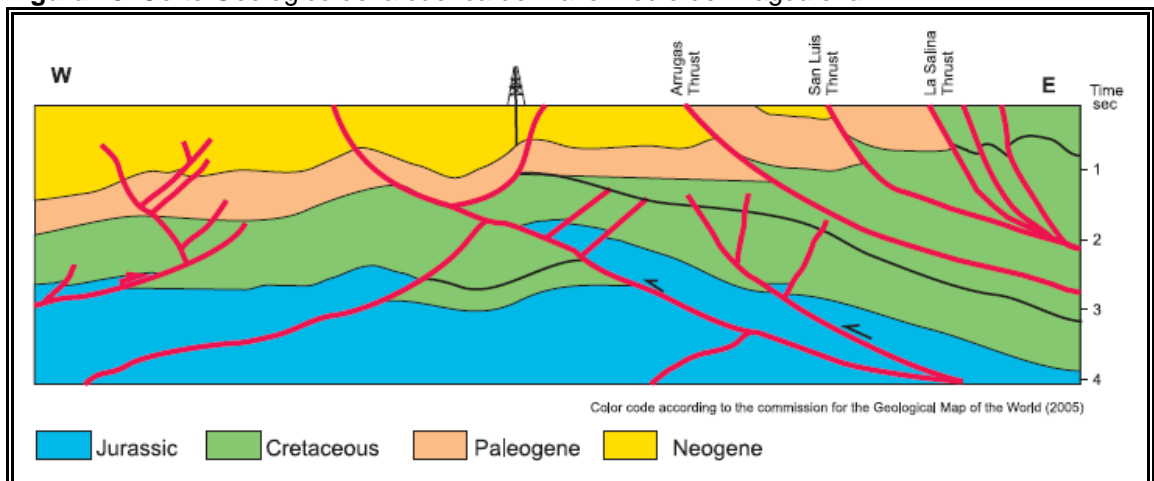


Figura 28. Corte Geológico de la cuenca del Valle Medio del Magdalena



Fuente: Colombia Sedimentary Basins ANH

5. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, cuyo flanco mas extenso buza al oriente y el mas corto hacia el occidente con inclinaciones entre 25 a 45°, con eje N-S y cabeceo hacia el norte, ubicado en el bloque colgante de una falla inversa nomotética en sentido N-S y buzamiento al Este denominada como la Falla de Colorado.

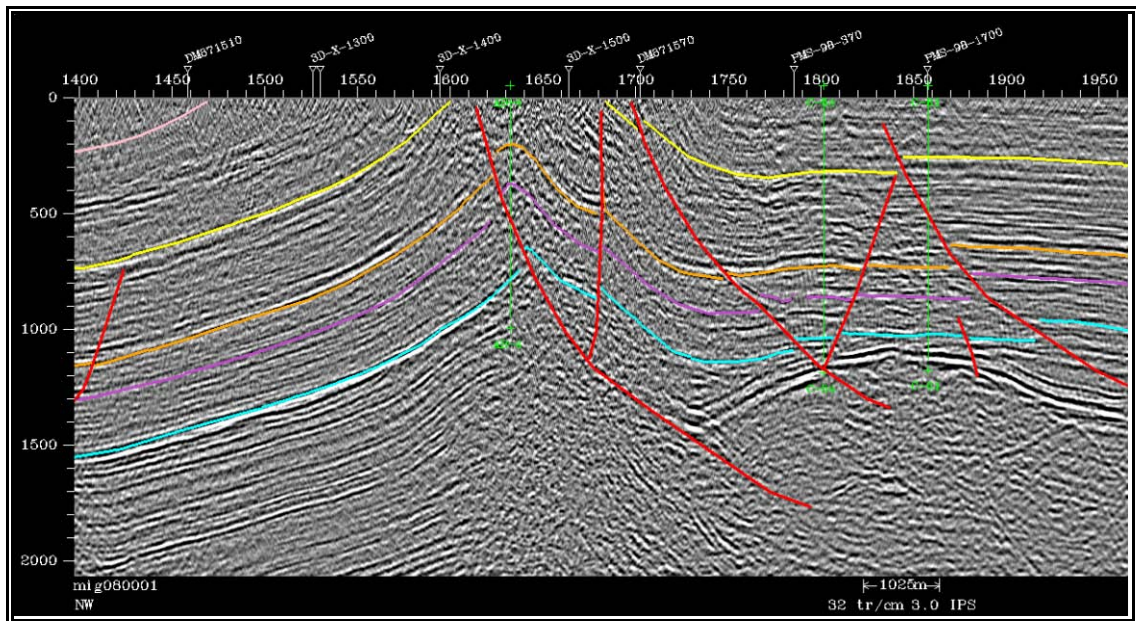
Esta estructura fue definida principalmente a partir de la correlación de registros de pozo, identificándose un sistema de fallas satélite SW–NE en el bloque colgante de la Falla de Colorado; 6 fallas de tipo inverso y una normal que evidencia relajación del sistema de esfuerzos compresivos dominante, hacia el norte de la estructura. De la sísmica disponible en el área cercanas al campo (figuras 2-6) se infiere una geometría anticlinal que corresponde a interpretaciones anteriores al presente estudio (Valencia y Castro, 1979).

Gráficamente hablando el área de estudio presenta unidades de interés económico en la secuencia terciaria del VMM que descansa sobre la Discordancia del Eoceno medio. De base a tope se tienen reportadas las formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado. De manera general, estas formaciones están caracterizadas por

Intercalaciones de depósitos areniscas y lodolitas continentales que varían lateralmente en un sistema fluvial meándrico a trenzado. Estos depósitos se desarrollaron

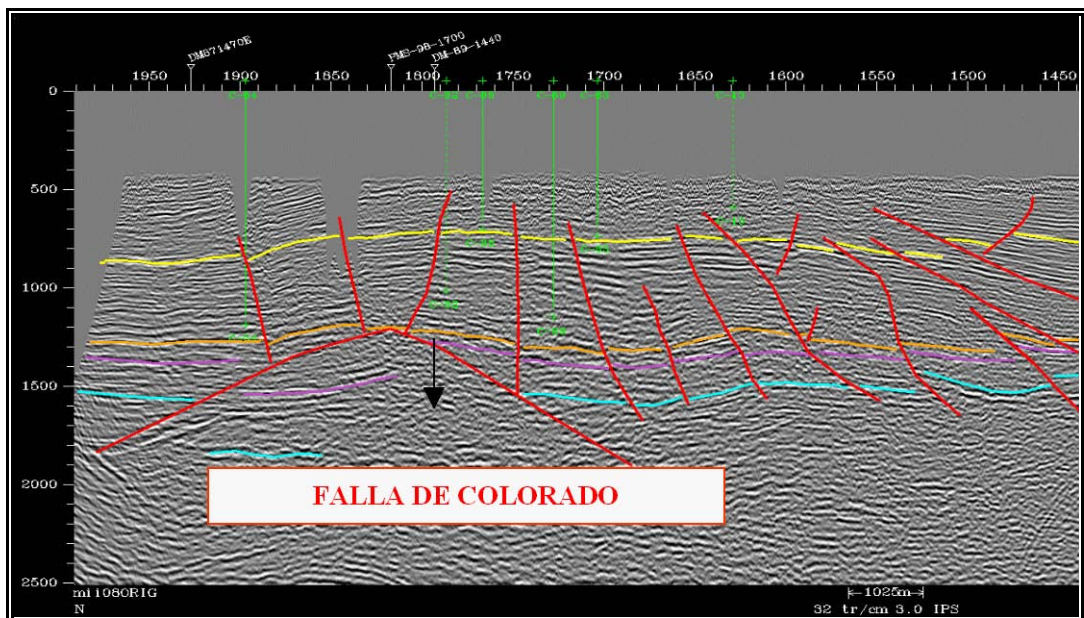
Posteriormente a los eventos tectónicos relacionados con la subsidencia de la Cordillera Central al occidente y el levantamiento de la Cordillera Oriental al oriente, los cuales están ampliamente relacionados en la literatura existente (ICP, 1998; 2001; Gómez, 200; Pardo et al, 2003).

Figura 31. Línea sísmica PMS 98-1700 cortando al campo en sentido SW-NE



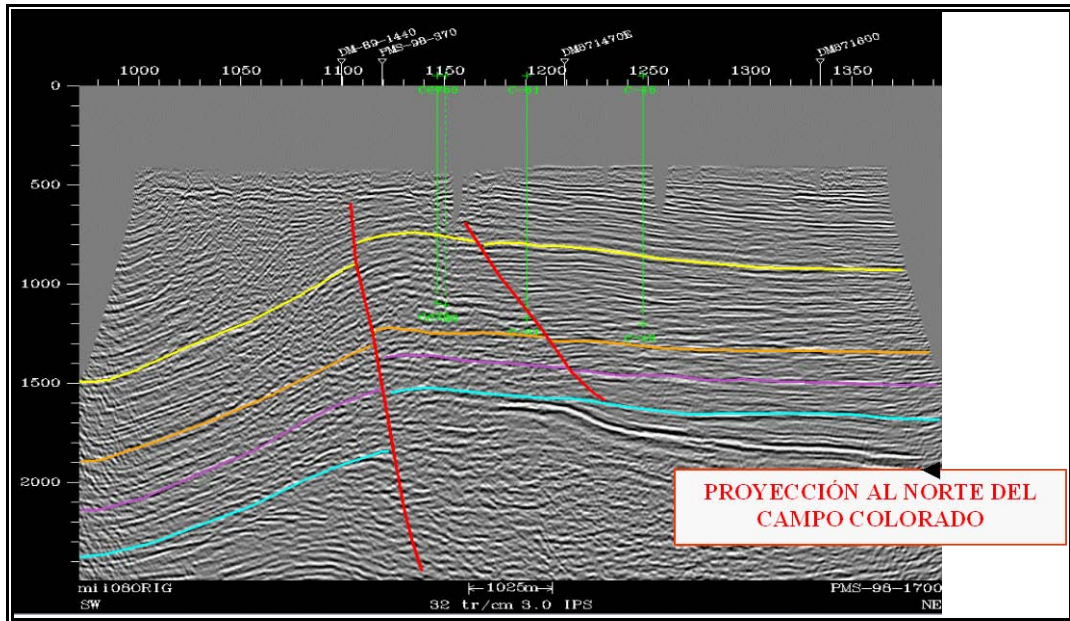
Fuente: Tomado informes eos Ltda. 2003

Figura 32. Línea sísmica PMS 98-1700 cortando al campo en sentido SW-NE



Fuente: Tomado informes eos Ltda. 2003

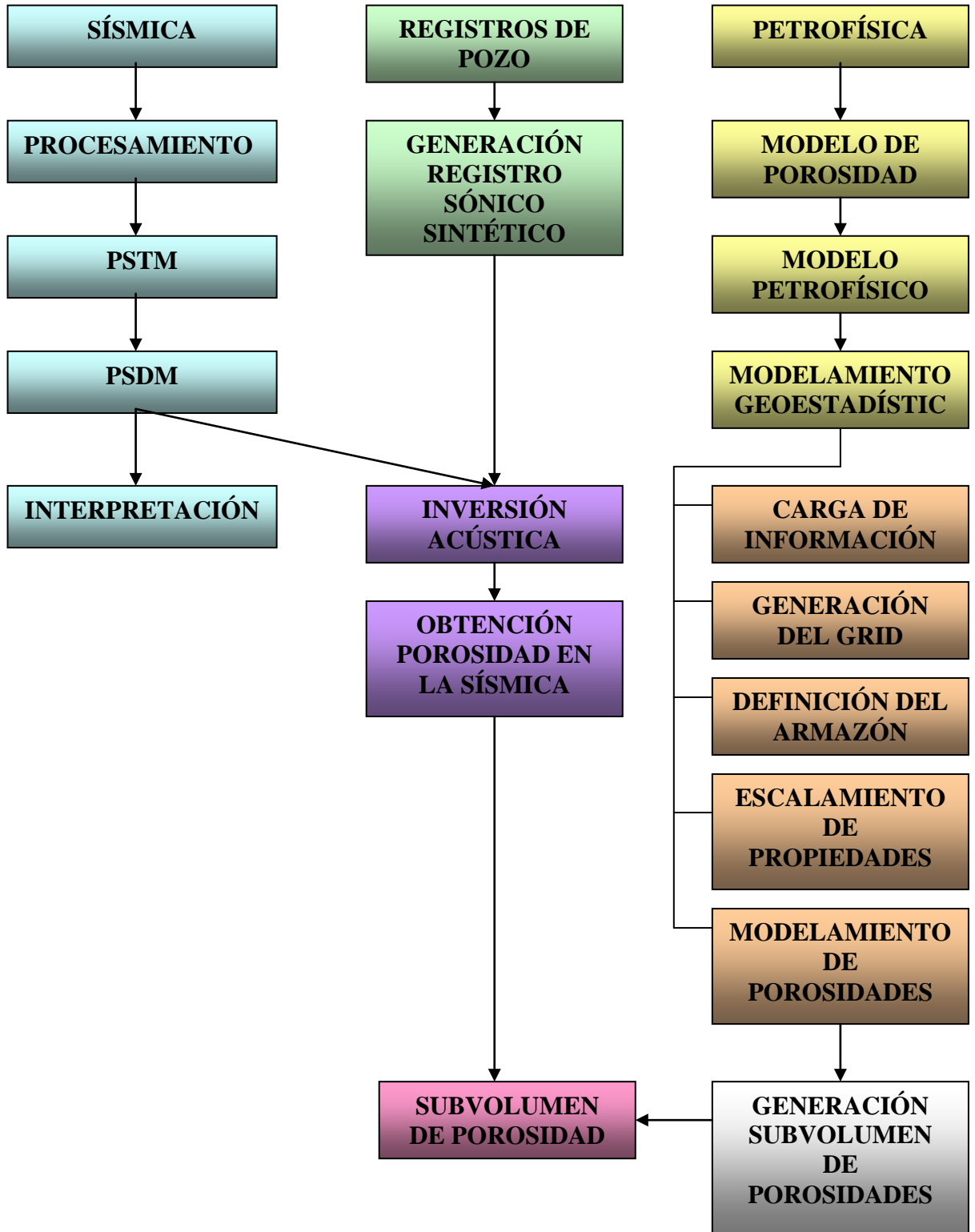
Figura 33. Línea Sísmica –DM 87-1470 E.
Esta línea muestra la falla principal de colorado color rojo, esta línea corta al campo en Sentido NW-SE.



Fuente: Tomado informes eos Ltda. 2003

6. METODOLOGIA DE TRABAJO

Figura 34. Metodología planteada para el desarrollo del proyecto



Se plantea una metodología de trabajo que permitiera a partir de la integración de la sísmica, registros de pozo y petrofísica, lograr alcanzar los objetivos propuestos los cuales al cumplirlos se pueda definir un modelo de porosidades con ayuda de la geoestadística.

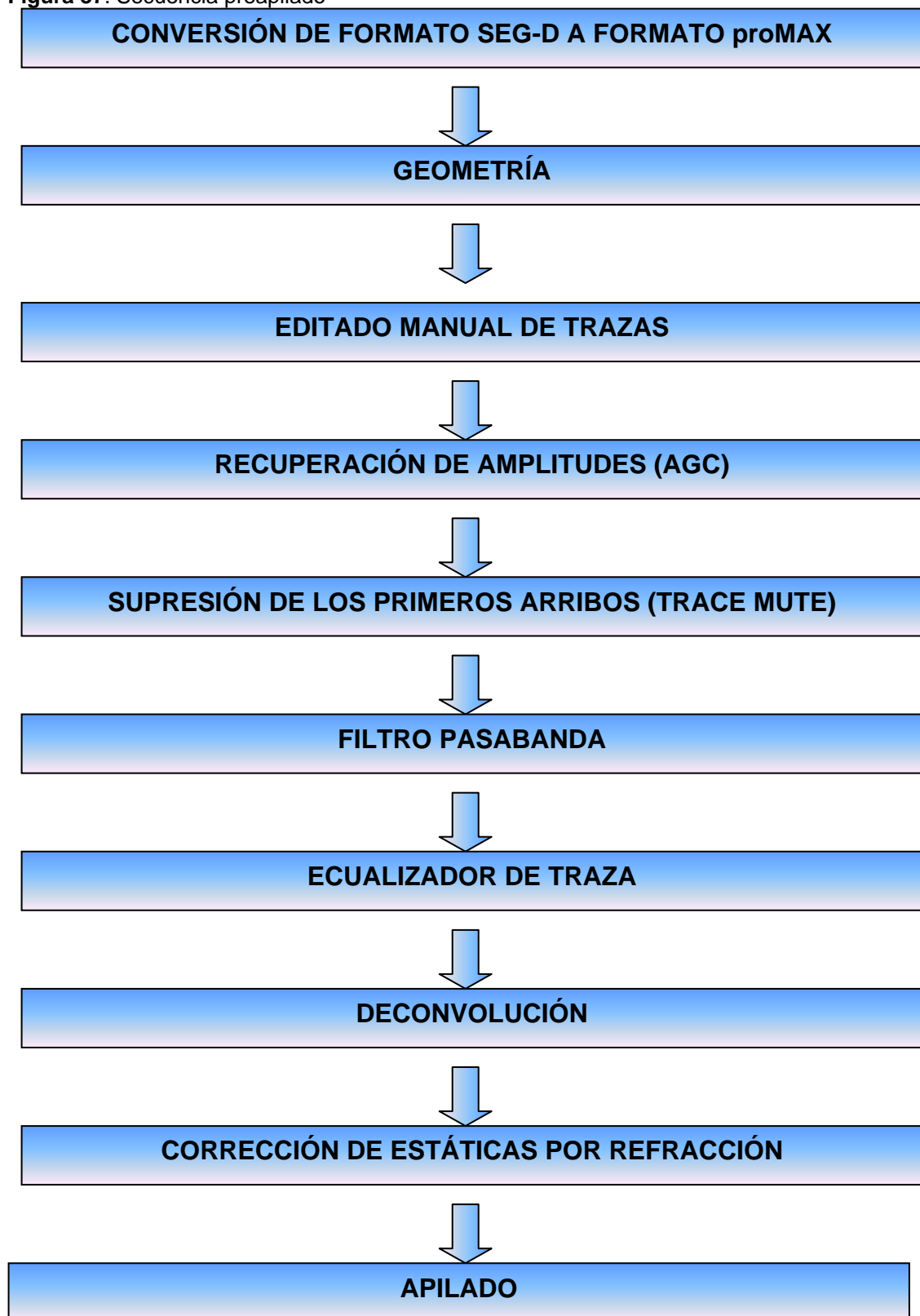
La primera fase de la investigación consistió en la recopilación bibliográfica, donde teniendo en cuenta la importancia que se le debería dar al fundamento teórico de la inversión para cálculo de porosidad en la sísmica a partir de la inversión acústica se comenzó con recopilar una base importante de informes y artículos que permitieran entender bien todos los parámetros y procesos que tienen lugar en este tipo de atributo sísmico. Contando ya con las bases teóricas para poder iniciar la investigación se procedió a investigar más a fondo toda la información relacionada con el procesamiento sísmico y caracterización petrofísica del yacimiento, a partir de líneas sísmicas del campo, como también información de registros de pozo. Contando ya con información que me permita avanzar en dirección de mis objetivos se buscó información existente en libros, revistas, cursos, tesis que anteriormente hayan empleado el método de inversión acústica en sísmica 2D amarrado a información de pozo.

La metodología con que se llevo a cabo el trabajo de investigación para la definición de un subvolumen de porosidades en la formación mugrosa (figura 31) tiene como base la elaboración de (1) procesamiento de las líneas sísmicas SL-1995-1290 y SL-1995-1420 del proyecto San Luis, tanto en tiempo como en profundidad (2) Elaboración de un modelo Geológico y Petrofísico a partir de registros de pozo y datos de petrofísica (3) Generación de los registros Sísmicos Sintéticos para poder calcular la porosidad en la sísmica a partir de la inversión acústica (4) y finalmente amarrar la información de la petrofísica con la petrosísmica. Teniendo en cuenta todos los procesos que se llevaron a cabo antes de elaborar el subvolumen geoestadístico de la porosidad de la Formación Mugrosa del Campo Colorado se hace necesario describir a continuación cada una de las metodologías empleadas para cada uno de estos procesos

6.1 CONTROL DE CALIDAD

Antes de iniciar con el procesamiento de las líneas sísmicas y modelos petrofísicos se inicio con esta fase de control de calidad, ya que de aquí dependía que los resultados finales de esta investigación fueran validados. Esta fase de control de calidad de baso en la revisión y recopilación de todos los datos del campo, donde se realizo un análisis preliminar del nivel de calidad de la información observando y evaluando la viabilidad en el desarrollo del trabajo teniendo en cuenta la cantidad y la distribución de los datos sobre el área de estudio. La información que se recopiló fue principalmente: Líneas Sísmicas, Registros de pozo

Figura 37. Secuencia preapilado



Fuente: Autor

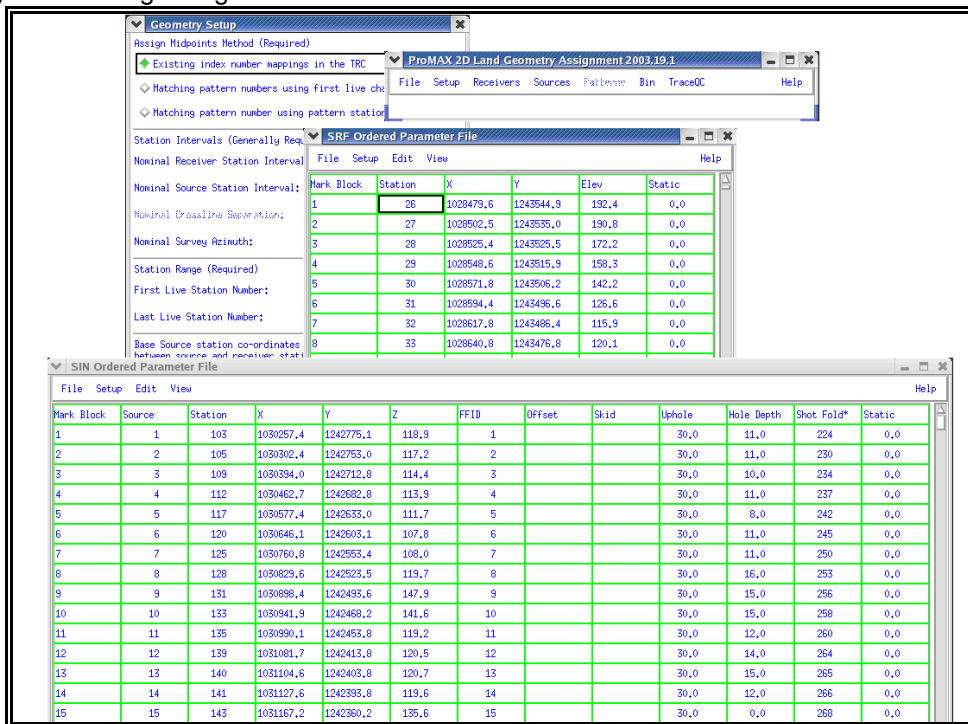
6.2.3 Conversión de Formato SEG-D a Formato proMAX

Los datos sísmicos están grabados en una cinta en formato SEG-D, estos datos se pasaron a formato SEG-Y o Formato proMAX y se guardaron como un archivo (dataset) en el carpeta del proyecto donde esta todo el flujo de procesamiento.

6.2.4 Geometría

La geometría es donde se configura la geometría de adquisición (coordenadas (X, Y, Z), offset, azimut, profundidad del agua, profundidad de los receptores y de la fuente etc.) utilizando los archivos UKOOA y el reporte del observador, con el objetivo que cada traza quede perfectamente ubicada.

Figura 38. Carga de geometría



Fuente: Autor

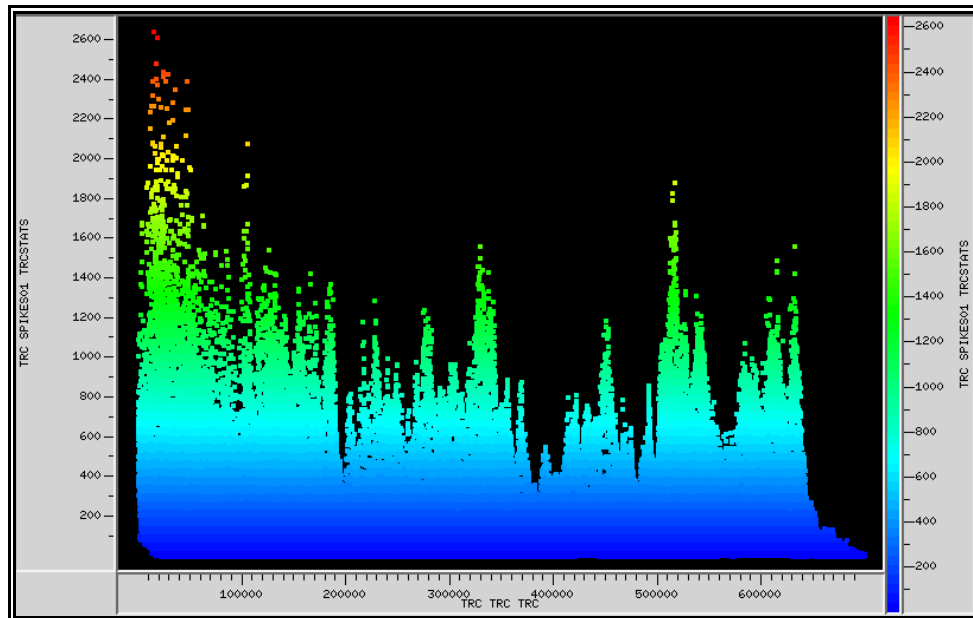
6.2.5 Editado Manual de Trazas (TRACE KILL/ REVERSE)

Interactivamente se hace un despliegue de los datos con geometría ya asignada, donde se realiza un control de calidad para eliminar las trazas ruidosas de cada uno de los registros, reduciendo así las interferencias indeseables en los procesos a ser aplicados posteriormente. Con esto también se mejora la señal ruido de la información. Los datos generados por este control son almacenados en un archivo que posteriormente se llama en los flujos de la secuencia del procesamiento. Este proceso

permite también invertir la polaridad de las trazas cuando se hace necesario.

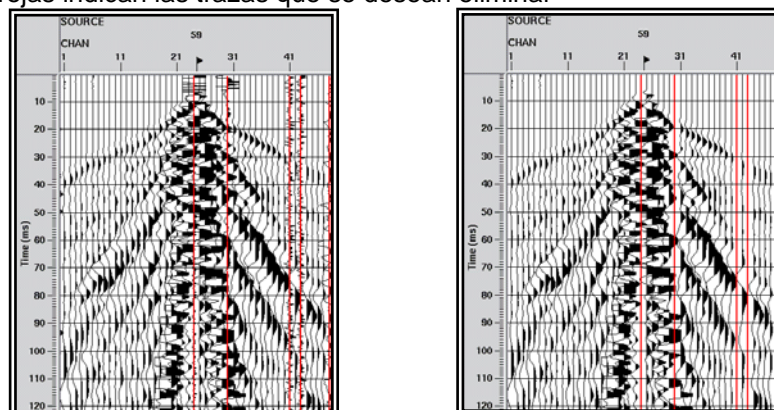
En este paso se hizo un análisis estadístico para la eliminación de estas trazas. El análisis estadístico de trazas (trace statistics) consiste en calcular la envolvente de energía y la transformada de Hilbert de cada traza, luego se calcula la media, la moda, el promedio, la desviación estándar de la energía de cada traza, después se comparan los valores estadísticos de la trazas con las trazas adyacentes, esto se logra graficando el valor de un parámetro estadístico contra las trazas, para ver el comportamiento general y si se observa que el valor estadístico de una traza es anómalo con respecto a los valores de las trazas adyacentes, esta traza se elimina.

Figura 39. Gráfica de Spikeness contra TRC. Spikeness es el máximo valor de la traza dividido en el promedio de la energía de la traza, y el TRC es la traza.



Fuente: Autor

Figura 40. Ejemplo de la edición de un CMP gathers. Las líneas rojas indican las trazas que se desean eliminar

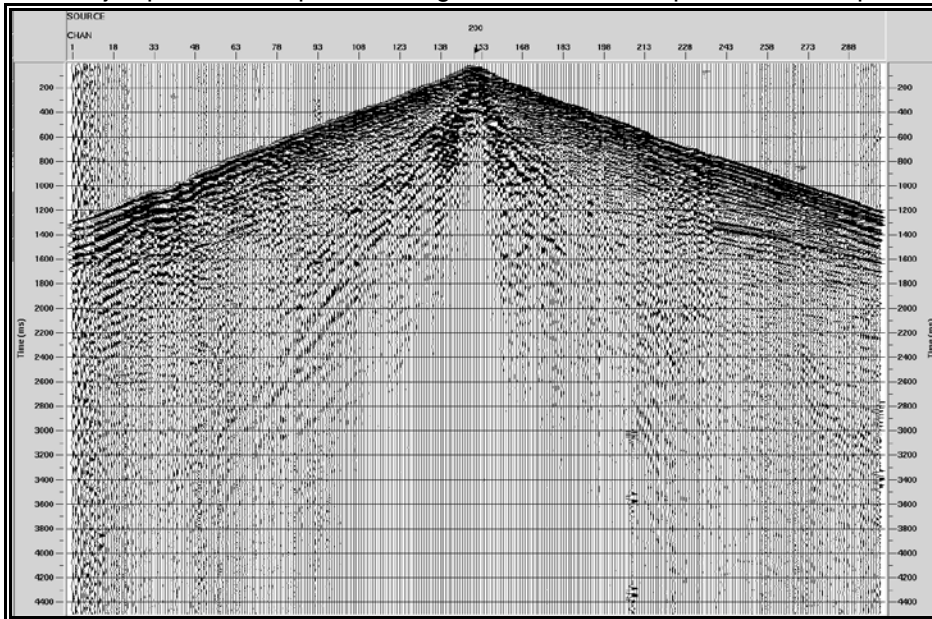


Fuente: Autor

6.2.6 Recuperación de Amplitudes

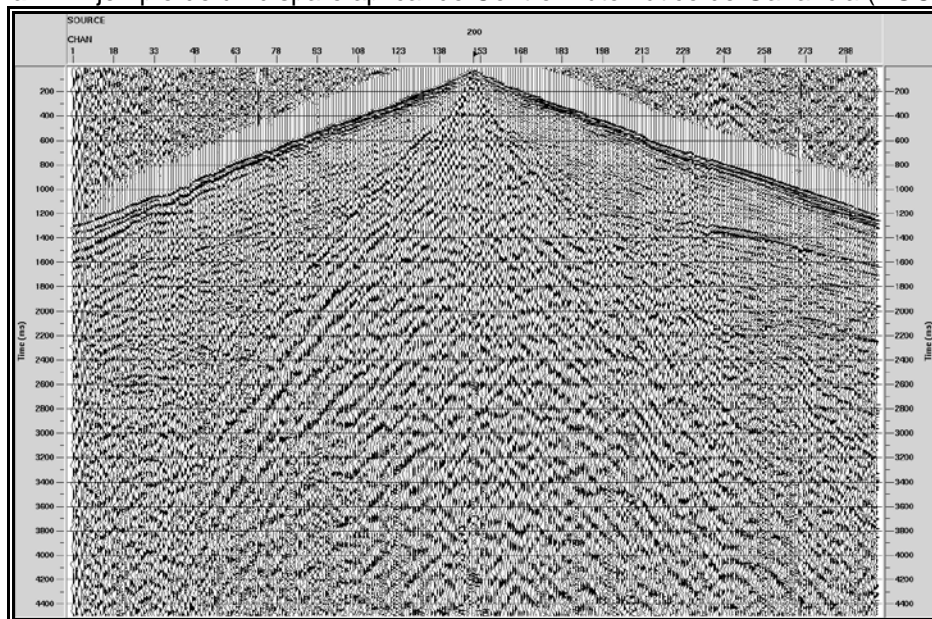
En este trabajo se aplicaron dos métodos de recuperación de amplitudes el primero fue el Control Automático de Ganancia y el segundo el ecualizador de trazas en las (Figura 37) y (Figura 38) se puede observar la ganancia de amplitudes que presenta un disparo antes de aplicar el (AGC) y después de aplicarlo.

Figura 41. Ejemplo de un disparo sin ningún método de recuperación de amplitud



Fuente: Autor

Figura 42. Ejemplo de un disparo aplicando Control Automático de Ganancia (AGC)

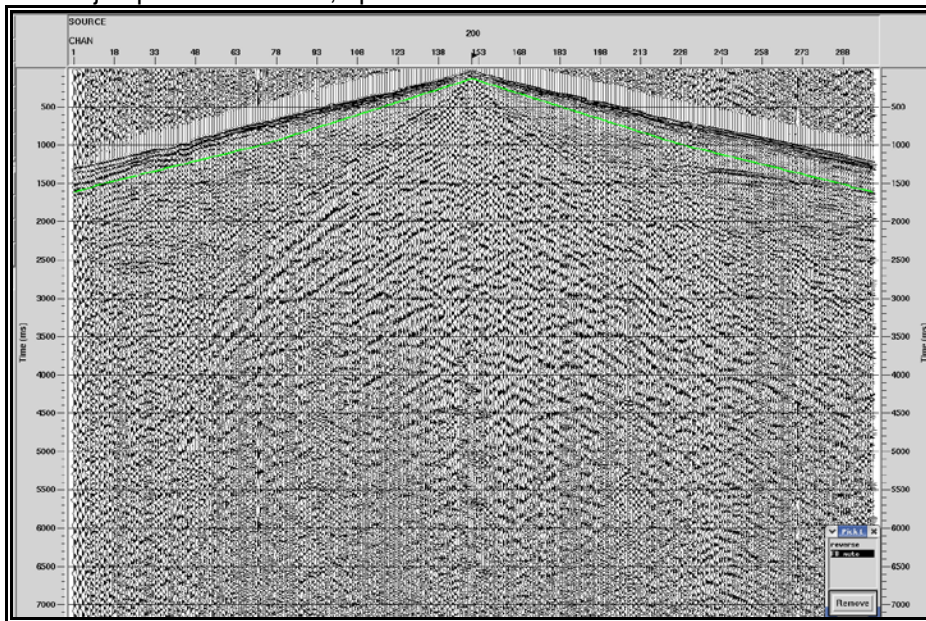


Fuente: Autor

6.2.7 Supresión de los primeros arribos (TRACE MUTE)

Las señales de primeras llegadas correspondientes a las refracciones deben eliminarse o de lo contrario se superpondrán con las reflexiones. Mientras en sismica profunda este aspecto es sencillo, en sismica superficial se convierte en un minucioso proceso debido a la corta distancia temporal entre ambos trenes de ondas. Su no eliminación también puede producir artefactos; por ejemplo, si en la etapa inicial se ejecuta un algoritmo dependiente de la amplitud, el cálculo de los parámetros de ganancia estará afectado por las altas amplitudes que caracterizan a las primeras refracciones.

Figura 43. Ejemplo de la edición, aplicación del mute



Fuente: Autor

6.2.8 Filtrado

El objetivo del filtrado es eliminar el ruido para poder observar o resaltar los eventos de reflexión. Los filtros por lo general, operan sobre las bases de las frecuencias y la amplitud de las trazas. Existen varios tipos de filtros pero en este trabajo se aplicaron dos tipos de filtros, pasabanda y el F-K.

Se realizan varias pruebas con el filtro pasa banda para conocer los contenidos y limitaciones de frecuencias de la información para lograr mejorar la relación señal ruido mediante el uso de este. Este proceso aplica uno o varios filtros de frecuencia a cada traza de un grupo de datos. El algoritmo opera en el dominio de la frecuencia. Los filtros son especificados como conjuntos de cuatro frecuencias (Butterworth u Ormsby) que representa la o pendiente en la frecuencia baja, la frecuencia alta y la pendiente de las frecuencias altas. La fase de cada filtro puede especificarse como cero o mínima.

proMAX permite la aplicación de tres tipos de filtros pasabanda

-sencillo: un solo filtro es aplicado a todas las trazas en todos los tiempos

-Variable en el tiempo: se especifican los filtros y las ventanas de tiempo en las que quieren aplicarse. Este interpola automáticamente el filtro entre el final de una ventana y el comienzo de la siguiente. También pueden ser interpoladas ventanas de tiempo que se traslapen entre si.

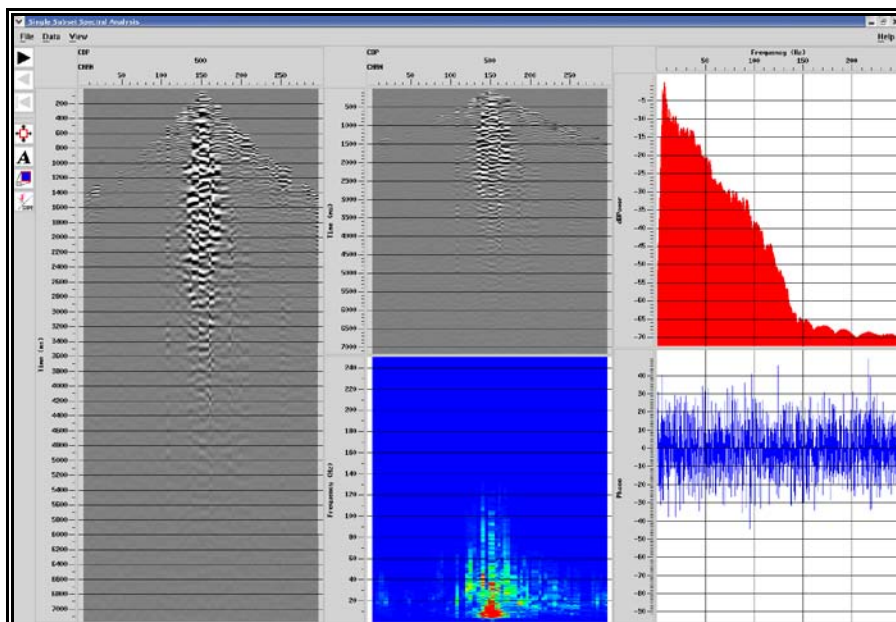
-Variable en el tiempo y el espacio: Aplica filtros variables en el tiempo, los cuales también pueden ser variados a lo largo de la línea sísmica

- Filtrado uno

El primer filtro que se aplicó después de la edición fue el filtro pasa-banda para eliminar las frecuencias que no corresponden a la señal. Para construir el filtro se realizó un análisis ISA de los disparos (figura 40), para determinar el rango de frecuencia de la señal y del ruido.

Al realizar este análisis se aplicó un filtro pasabanda variable en el tiempo y el espacio para poder eliminar las bajas frecuencias y las altas, estas generan un ruido aleatorio como lo es el ground roll, este es un ruido generado por las ondas que van por la superficie las cuales tienen bajas frecuencias

Figura 44. Análisis ISA, para determinar el rango de las frecuencias de interés



Fuente: Autor

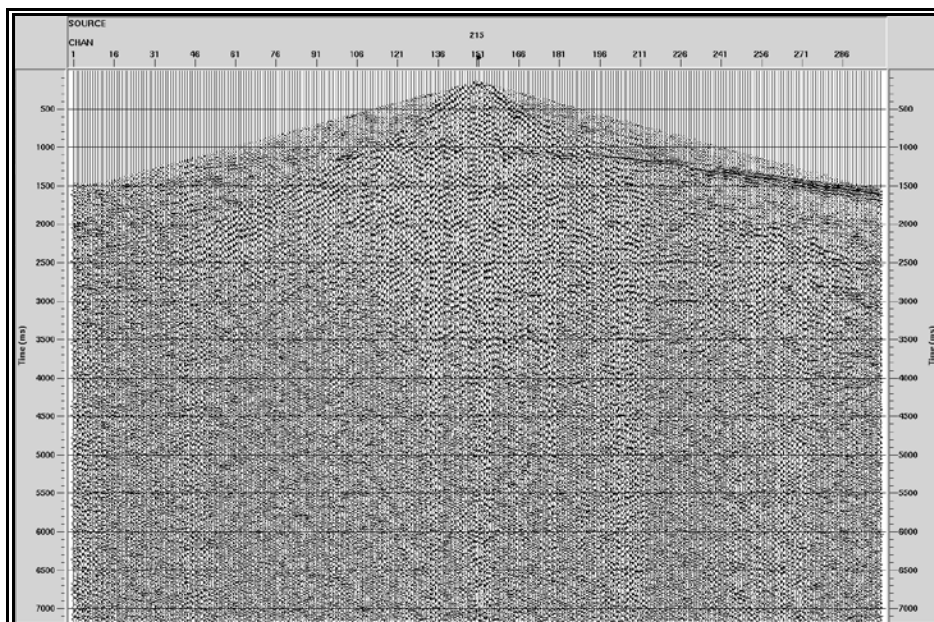
6.2.9 Deconvolución

La deconvolución es un proceso que mejora la resolución temporal de la información sísmica mediante la compresión de la ondícula sísmica básica (Yilmaz, o., 1987)

La deconvolución que se utilizó en el procesamiento de las líneas fue la Deconvolución consistente en superficie, esta Deconvolución asume que la ondícula sísmica puede ser descompuesta en cuatro componentes: fuente, Receptor, offset y CDP. proMAX permite al usuario especificar cualquier combinación de estos componentes para el cálculo del de espectro de potencia y la deconvolución. Para información adquirida en tierra usualmente se calculan los cuatro componentes en la descomposición, pero se aplican solo las porciones correspondientes a la fuente receptor.

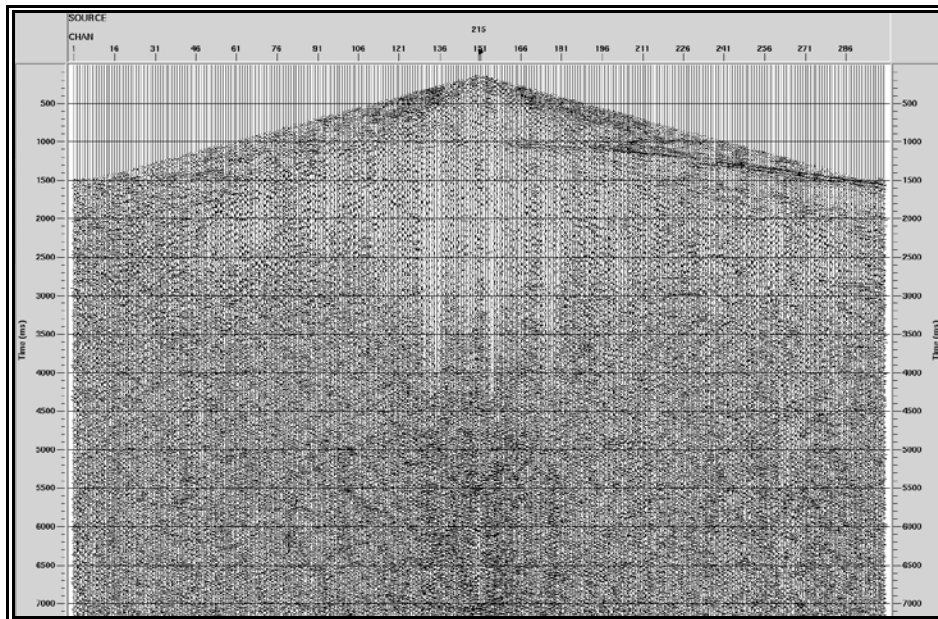
Después de separar los componentes, el operador de la Deconvolución es diseñado usando el algoritmo de Wiener-Levinson, con el espectro de amplitud de los componentes deseados. Este algoritmo utiliza una aproximación de mínimos cuadrados para diseñar el operador óptimo.

Figura 45. Disparo sin deconvolución



Fuente: Autor

Figura 46. Disparo con Deconvolución



Fuente: Autor

6.2.10 Corrección de estáticas por refracción

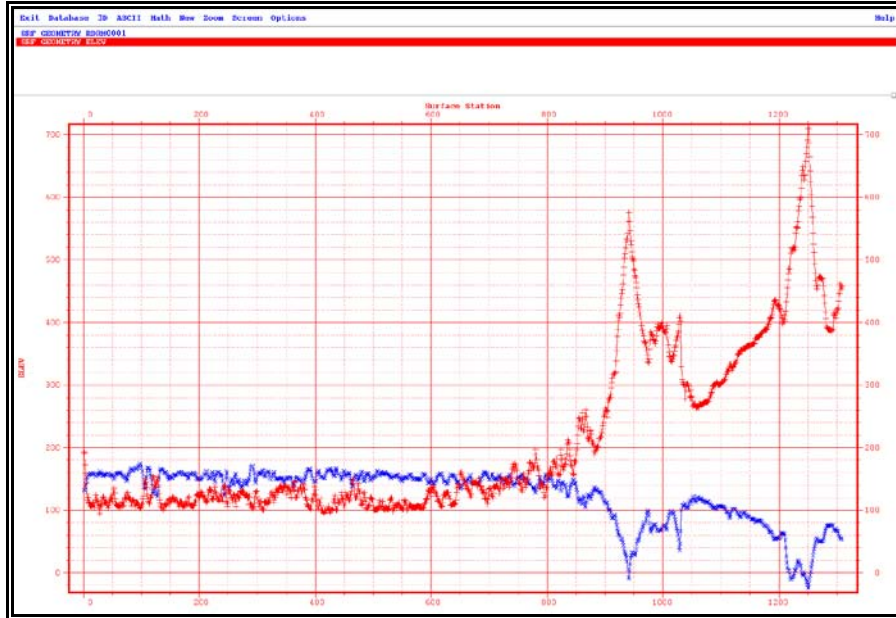
El modelo utilizado para el cálculo de estáticas por refracción en este proyecto se utilizó el ya calculado en el proyecto San Luis 1995. Se tomó un plano de referencia de 1200 m.s.n.m y una velocidad de corrección de 3200 m/s.

En la solución de un problema de estáticas, sin importar si éstas son por refracción o por reflexión, se encuentra el problema de descomponer las matrices en ciertos componentes de manera que la matriz sea la suma de éstos. El algoritmo de Gauss-Siedel pretende descomponer las matrices en términos correspondientes al disparo, al receptor, a la estructura y al offset.

El método DRM asume que la matriz de estáticas es la suma de solo dos términos: disparo y receptor. El objetivo es descomponer los tiempos de retardo totales consistentes en superficie en tiempos de retardo de disparo y receptor, tomando como tiempos de retardo totales los tiempos de intercepción instantáneas.

La experiencia ha demostrado que la aplicación del DRM a las estáticas de refracción no solo pueden solucionar las estáticas de alta frecuencia sino también longitudes de onda muy grandes, comparables a la longitud del tendido.

Figura 47. Corrección de estáticas por refracción Línea SL-95-1290



Fuente: Autor

Figura 48. Corrección de estáticas por refracción Línea SL-95-1420

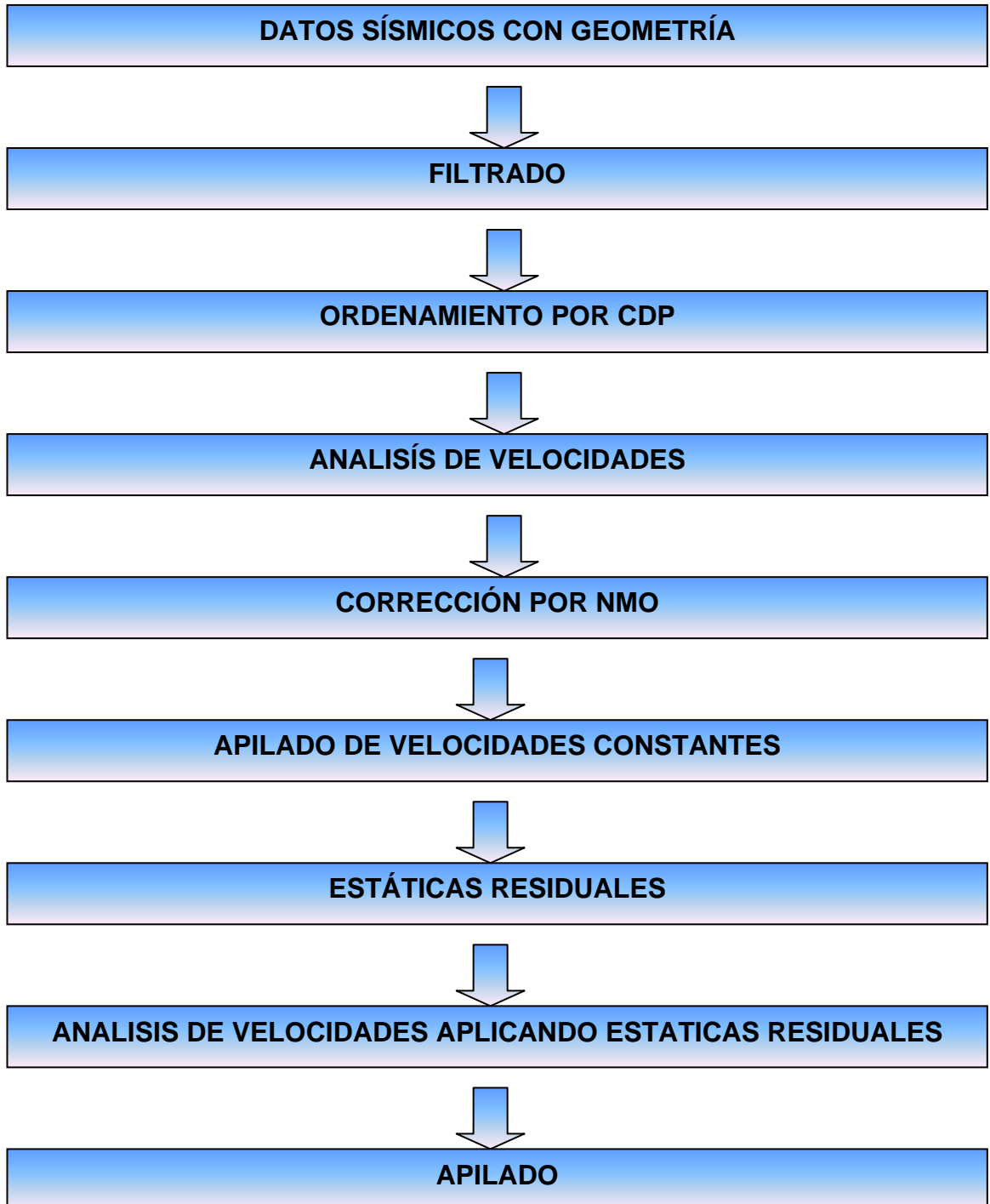


Fuente: Autor

6.3 APILAMIENTO SEGUNDA FASE

6.3.1 Secuencia Procesamiento Apilamiento

Figura 49. Secuencia Apilamiento segunda fase



Fuente: Autor

6.3.2 Ordenamiento por CDP

Para este paso del procesamiento es necesario que la entrada de los datos se organice por CDP (punto medio común en profundidad).

6.3.3 Corrección por NMO

Como la zona de estudio se encuentra estratos horizontales también con un buzamiento se aplicó corrección NMO utilizando la función de velocidades (Figura 49,50).

6.3.4 Análisis de velocidades

Este proceso se realiza sobre grupos de CMP determinados, con el fin de obtener un campo de velocidades para aplicar en el apilado obteniendo así como en una sección sísmica (Yilmaz, 2001). La calidad de la sección sísmica depende de la buena calidad del campo de velocidades construido, ya que si se tiene un mal campo de velocidades la calidad de la sección apilada puede no tener un buen resultado, ya que las reflexiones no suman coherentes

Para este análisis de velocidades se tomó un rango calculado en el proceso CVS (apilado de velocidades constantes) este fue de 3800 a 4200 estas velocidades mostraron un apilado donde los reflectores tenían una continuidad notoria, a partir de estos parámetros se calculó un campo de velocidades para el primer apilado de las líneas.

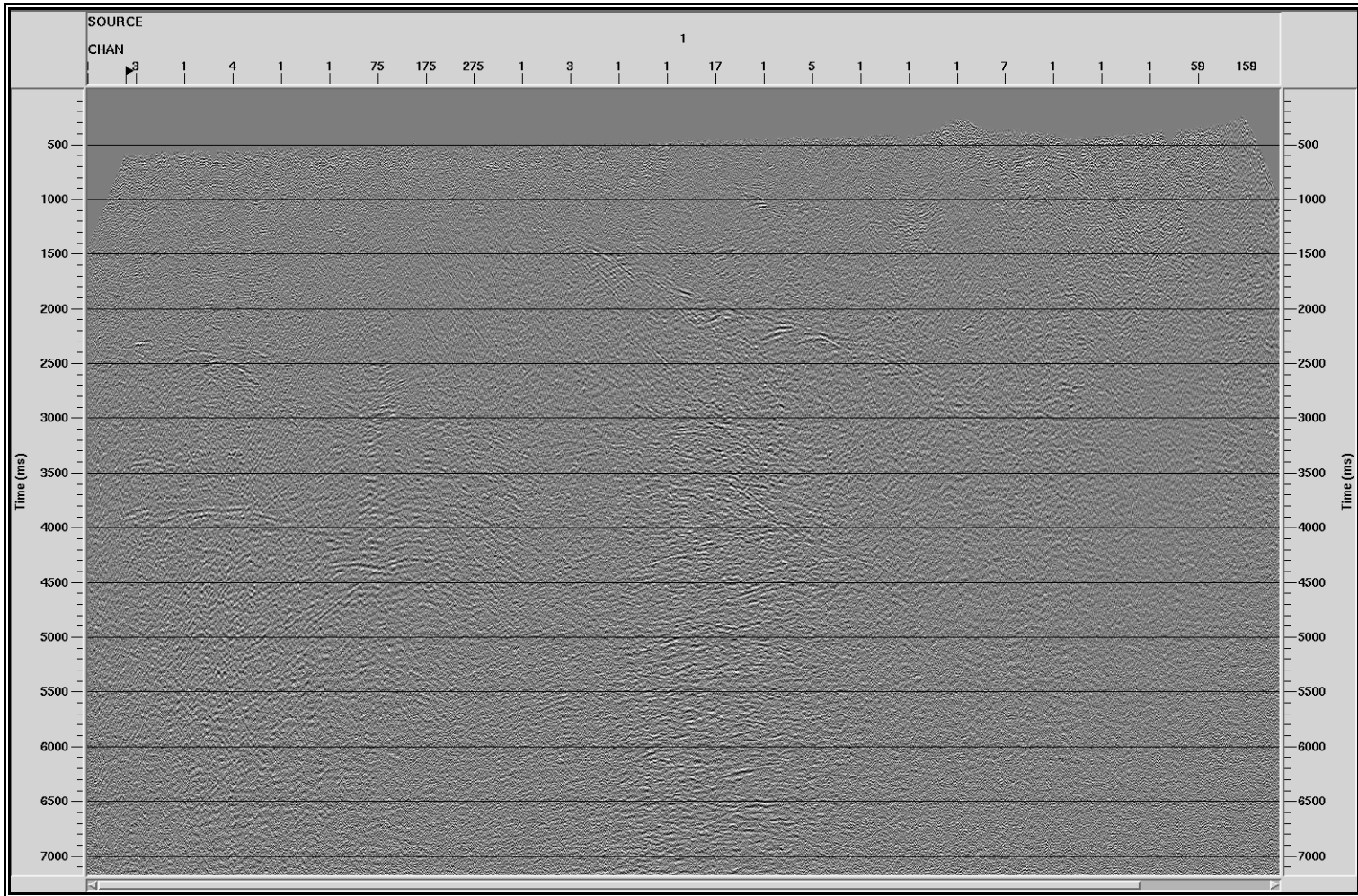


Figura 50. Apilado sin corrección NMO línea SL-95-1290
Fuente: Autor

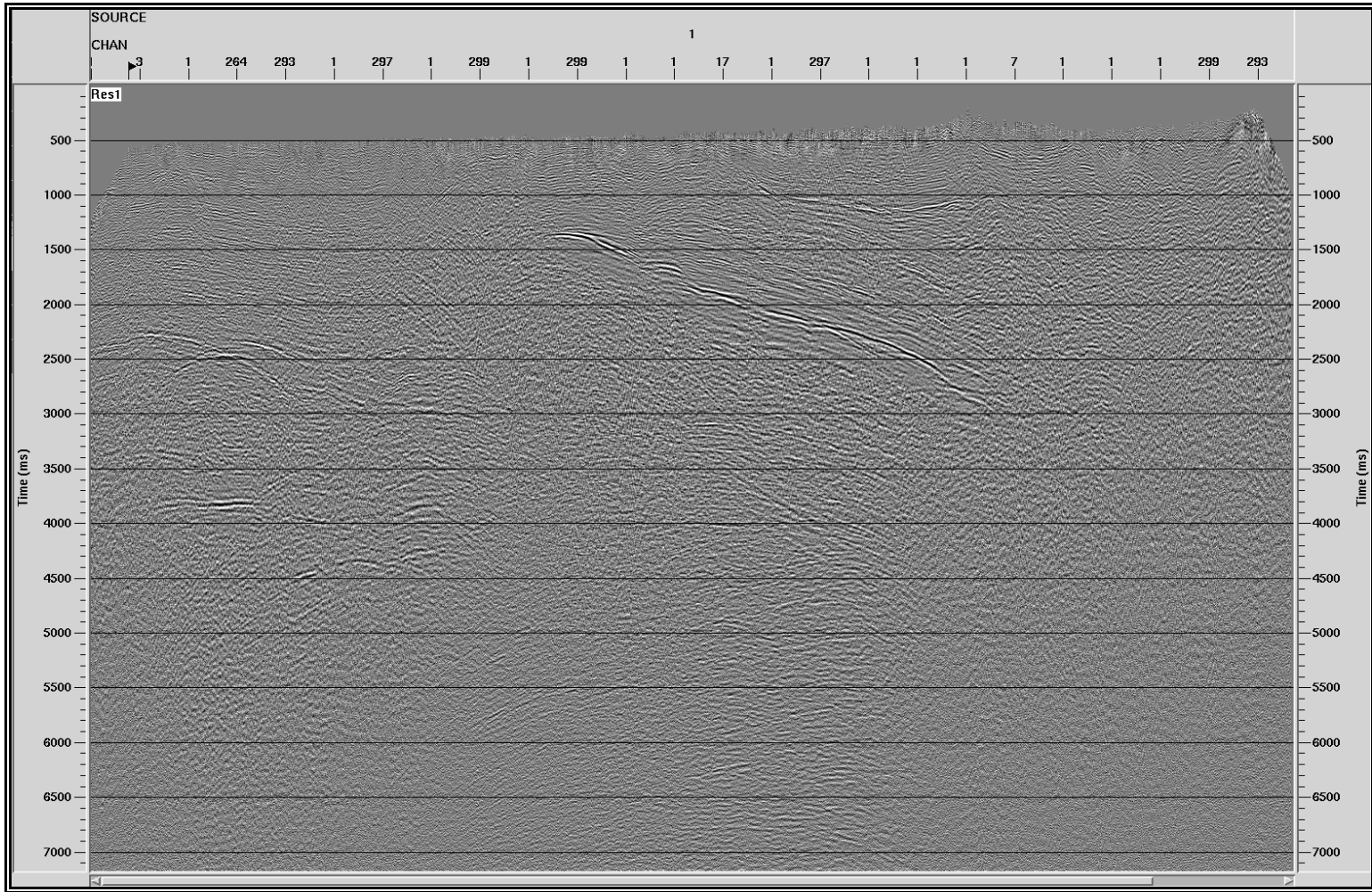


Figura 51. Apilado con corrección NMO línea SL-95-1290
Fuente: Autor

6.3.5 Apilado de velocidades constantes (CVS)

Dado que en este trabajo lo más importante es obtener una función de velocidad confiable para producir un apilamiento con la mejor calidad posible. Este método consiste en aplicar una serie de velocidades constantes, V_{stk} , en el apilamiento de los datos, el resultado es producir varios apilamientos por cada velocidad como se muestra en la (Figura 51). Las velocidades de apilamiento fueron estimadas con base en la amplitud y en la continuidad del evento apilado es decir se escogió la velocidad que produjo la mejor respuesta del apilamiento.

Este método es especialmente útil para áreas complejas. En tales áreas el método permite que el intérprete escoja directamente del apilamiento las velocidades que proveen la mejor continuidad posible de los eventos de interés



Figura 52. Análisis de velocidades constantes para 4 velocidades diferentes línea SL-95-1290
Fuente: Autor

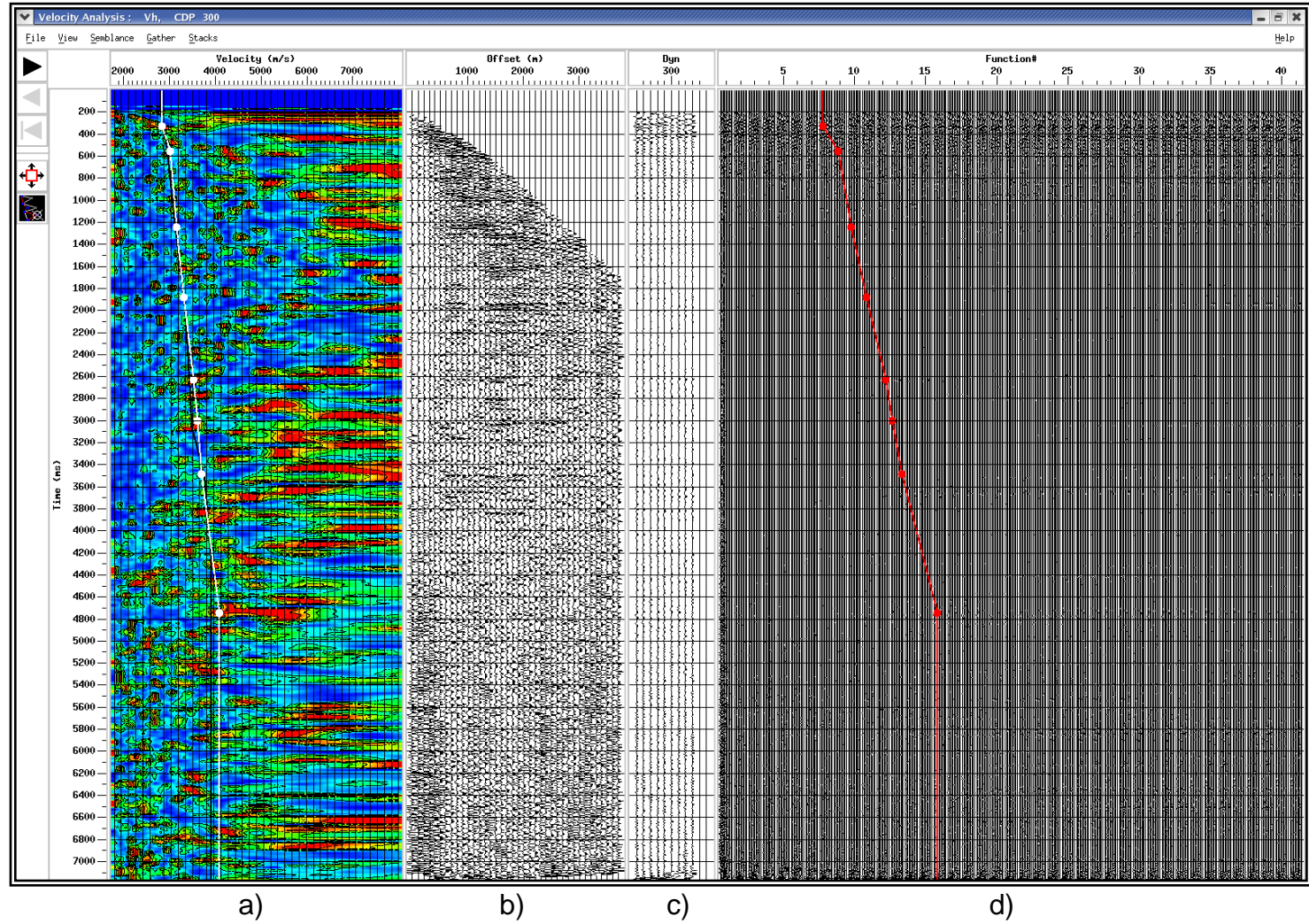


Figura 53. Análisis de Velocidades de un supergather
a) Espectro de velocidad; b) CMP; c) Apilado dinámico y d) Apilados a velocidad constante.
Fuente: Autor.

6.3.6 Aplicación Estáticas Residuales

El concepto de las estáticas residuales consiste en desplazar las trazas, separadamente, de tal manera que hipérbolas de reflexión optimizadas sean obtenidas. Para certificarse de que las trazas de un único CMP no están desplazadas aleatoriamente, el desplazamiento es dividido en un valor para la fuente (Estática de la Fuente) y un valor para el receptor (Estática del receptor). Para cada fuente y receptor un valor es determinado. Todas las trazas referentes a una determinada fuente son corregidas con el valor relativo a esa fuente, y todas las trazas referentes a un determinado receptor son corregidas con el valor relativo a ese receptor.

El desplazamiento resultante (corrección total de estáticas) de una traza consiste en el valor de la corrección de la fuente mas la corrección del receptor de la referida traza.

Como este proceso supone, como dicho antes, que los desplazamientos de las estáticas están relacionados con la superficie, es llamado de (corrección de estáticas residuales consistente con la superficie)

6.3.7. Análisis de Velocidades con Estáticas Residuales

Se realiza el mismo procedimiento de análisis de velocidades explicado en el punto 6.3.4, este paso se realiza una revisión de los datos cada 80 CDP, para observar los cambios verticales de las semblanzas.

6.3.8. Apilado

En esta etapa se reduce el volumen de datos sísmicos a una sección sísmica de cero-offset, ósea comprimir la dimensión del offset, en este apilado se utilizo el ultimo campo de velocidades, que se obtuvo depuse de aplicar las estáticas residuales.

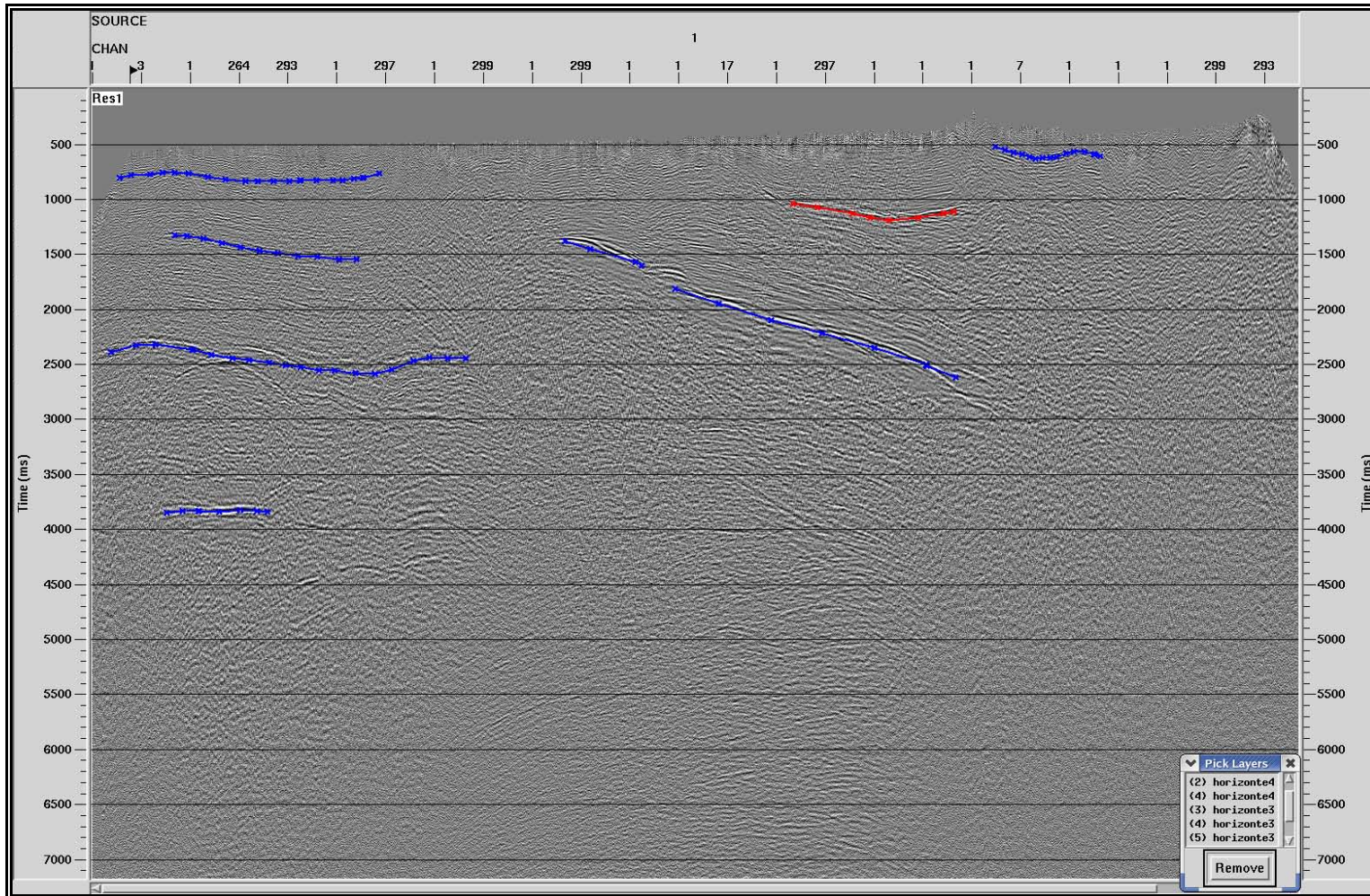


Figura 54. Apilado con NMO con los horizontes rayados para cálculo de estáticas residuales línea SL-95-1290

Fuente: Autor

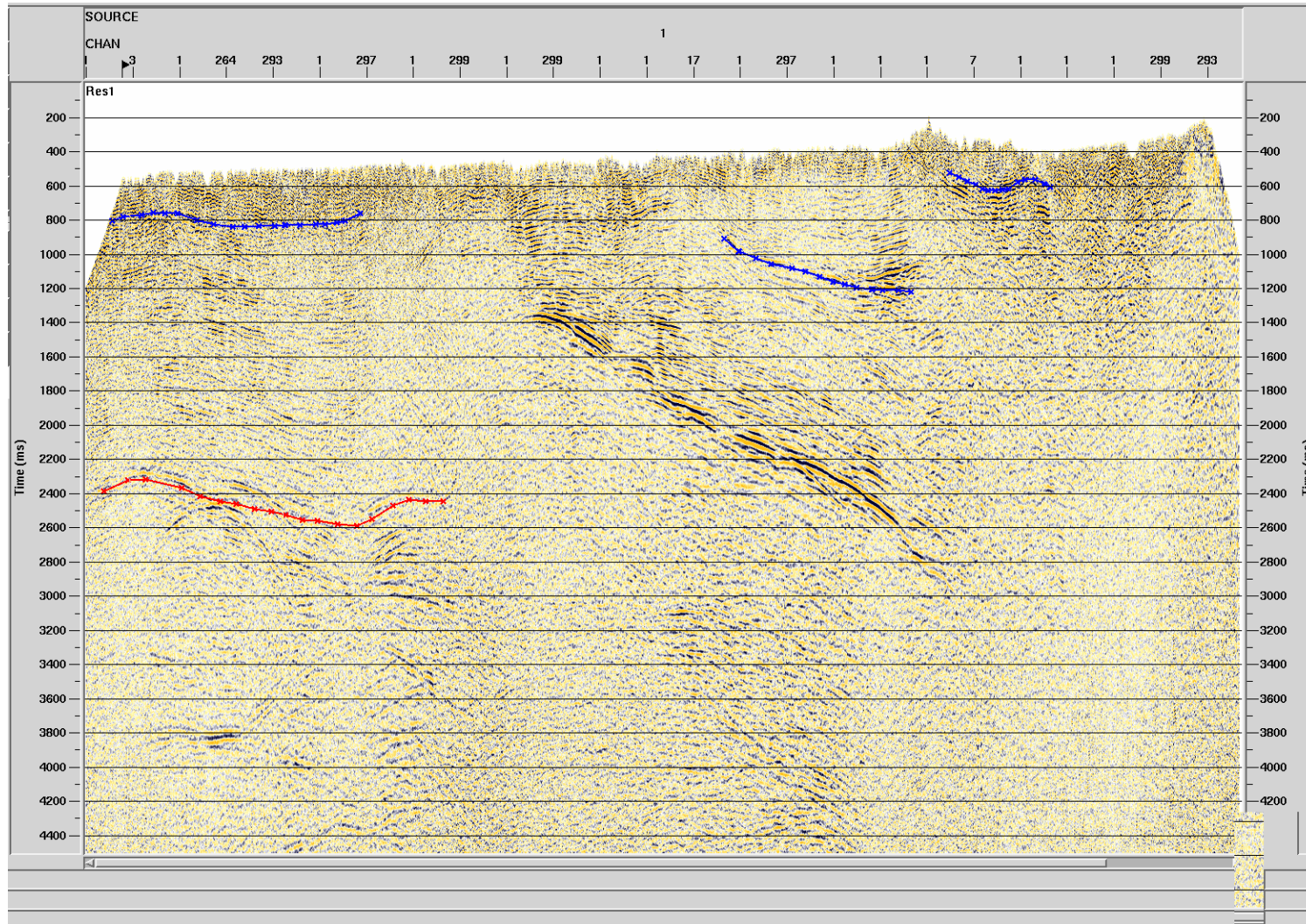


Figura 55. Apilado con NMO con los horizontes rayados para cálculo de estáticas residuales línea SL-95-1290
Fuente: Autor

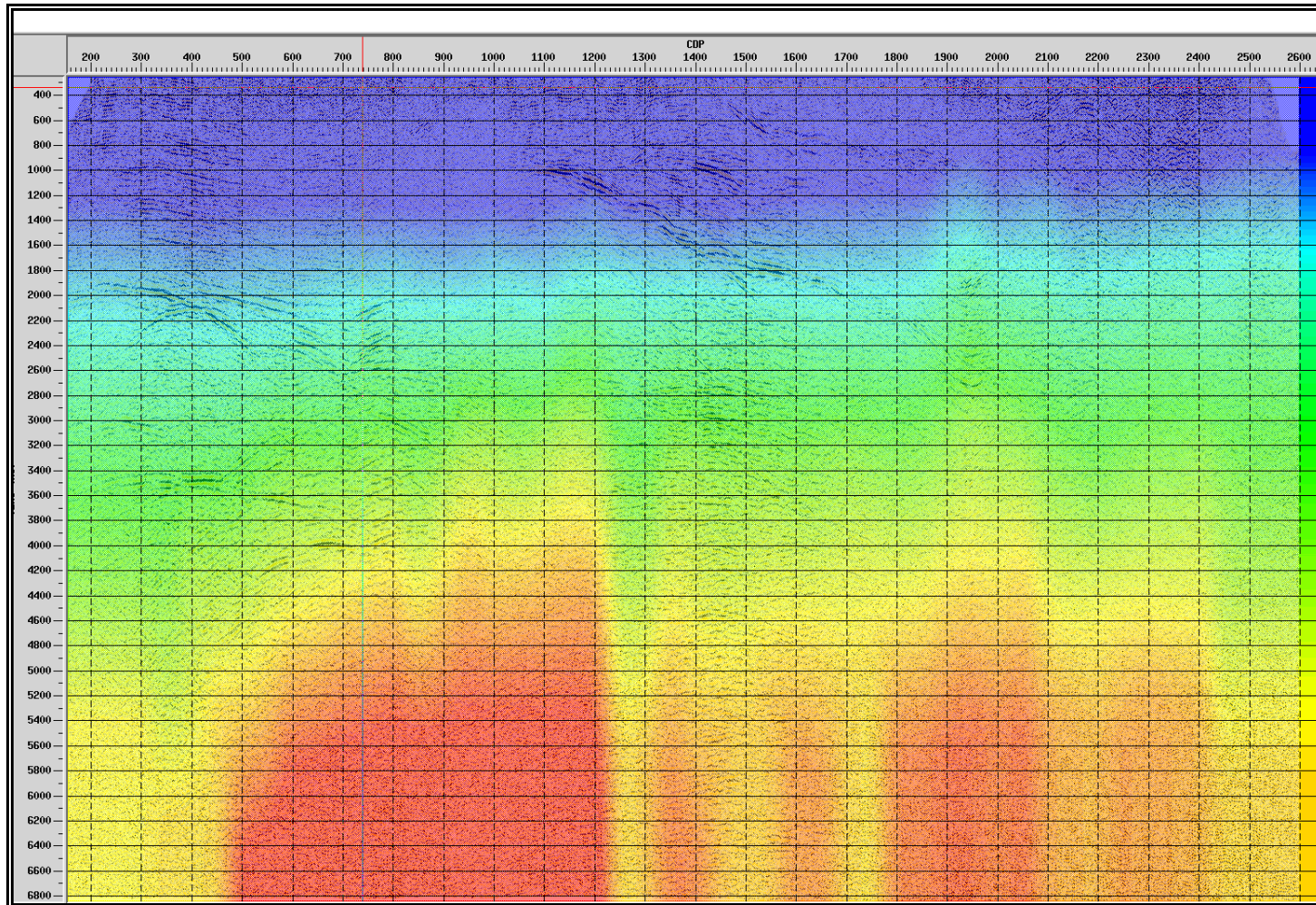


Figura 56. Campo de Velocidades con estáticas Residuales
Fuente: Autor

6.4 MIGRACIÓN EN TIEMPO Y PROFUNDIDAD TERCERA FASE

6.4.1. Secuencia Migración en Tiempo (PSTM) y Profundidad (PSDM)

Figura 57. Secuencia Migración en Tiempo (PSTM) y Profundidad (PSDM) y graficado de las imágenes de las líneas sísmicas



Fuente: Autor

En este trabajo se utilizó el procesamiento de las líneas en tiempo en PROMAX y de profundidad en GEODEPTH, pero como el programa GEODEPTH procesa en tiempo y en profundidad. Es por esta razón que se tomó la decisión de hacer el (PSTM) y (PSDM) en GEODEPTH

6.4.2. Migración

La técnica de migración Kirchhoff fue usada para hacer las migraciones posapilado y preapilado en tiempo y preapilado en profundidad para las líneas SL-95-1290y SL-95-1420

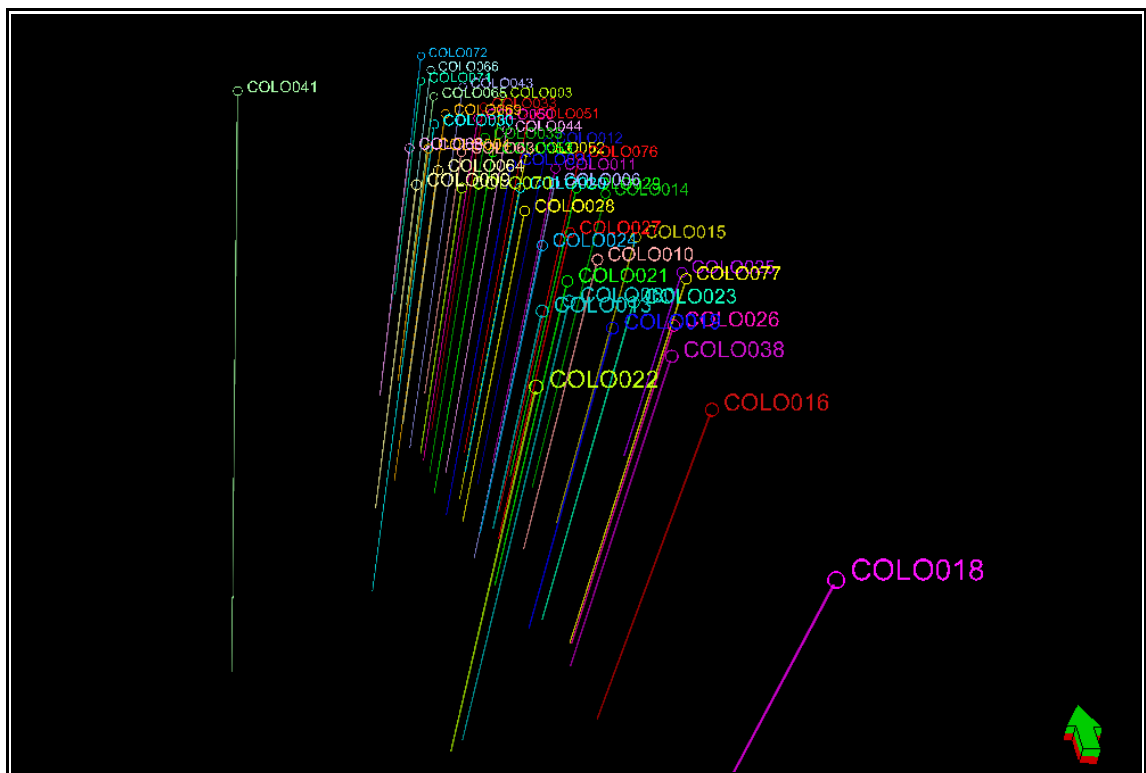
6.6 MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO

El Modelamiento Geoestadístico que se realizó para la Formación Mugrosa en el Campo Colorado, integro toda la información obtenida sobre los Registros de Pozo, Núcleos de perforación, Petrofísica.

Al iniciar el Modelamiento Geoestadístico se evaluaron, por subunidad, cada una de las características geológicas de la propiedad a modelar, con el fin de poder determinar en que parte del campo se tendrá más densidad de pozos.

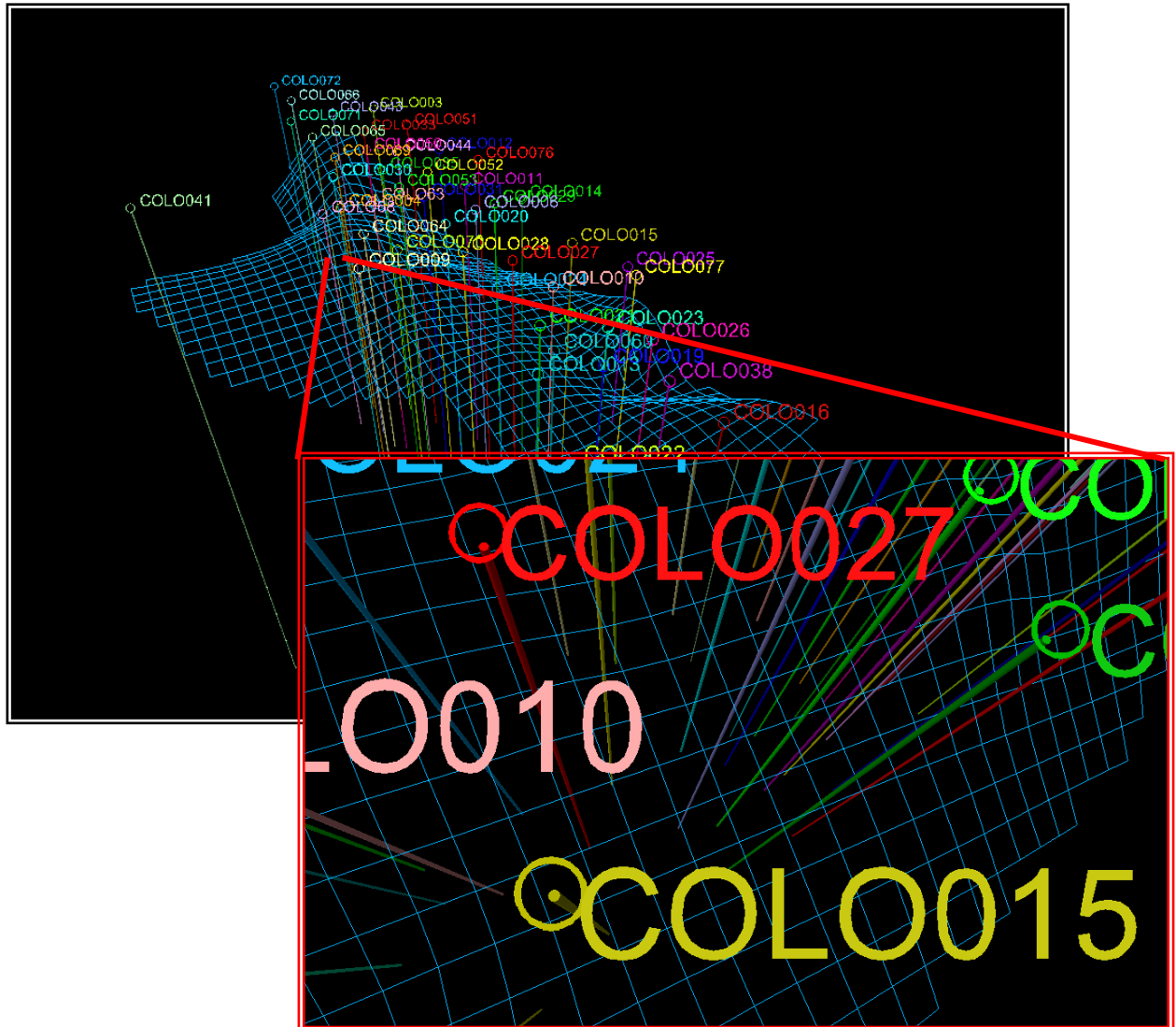
Para el Modelamiento Geoestadístico se utilizaron 47 pozos (figura 54) que hacen parte del área piloto y que son de interés para el Campo escuela Colorado.

Figura 58. Ubicación espacial de los pozos



Fuente: Autor

Figura 59. Ubicación espacial de los pozos en el gris de celdas.



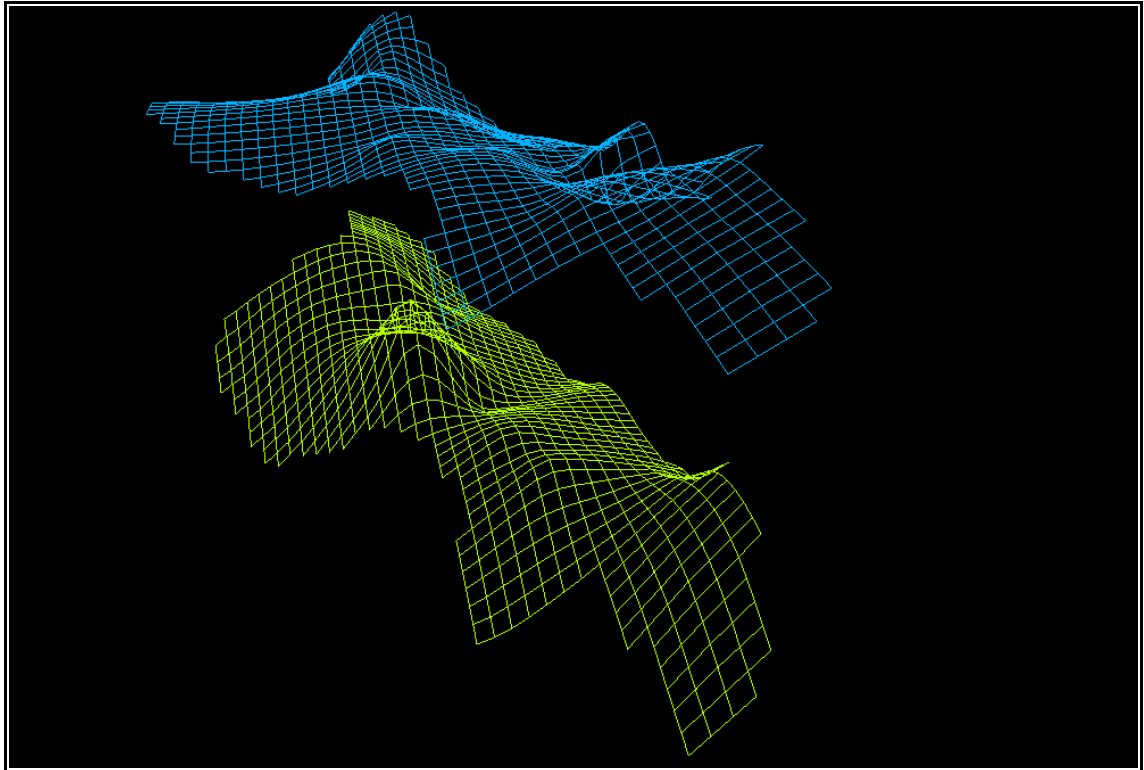
Fuente: Autor

6.6.1 Generación del Grid

La generación del Grid es limitar el Campo al cual se le hará el modelamiento, donde los parámetros que se tuvieron en cuenta fueron los pozos que limitan el área de estudio que son: Colorado 3 al Norte, Colorado 41 al Occidente, Colorado 18 al Sur y Colorado 77 al Oriente. Teniendo estos puntos como referencia se realizó la división areal asignando dimensiones en (x) y en (y), claro está que en el programa de modelamiento (Petrel) con reconocidas como (i,j). Ya con esta definición areal se permitió dar la forma y la orientación de cada una de las celdas, donde a cada celda se le asignó un valor promedio de $100i * 100j$; esto teniendo en cuenta la cantidad de pozos, el espaciamiento entre ellos y la cantidad de celdas que se generan. Con estos parámetros se procede a definir las dos superficies que definen el área de base a tope, con la herramienta de “pillar gridding” que se encuentra en la barra de utensilios

de Petrel, que es definido como el esqueleto del área de estudio en el Campo Figura (56).

Figura 60. Generación del esqueleto del área de estudio que representa la base y el tope de la Formación Mugrosa.

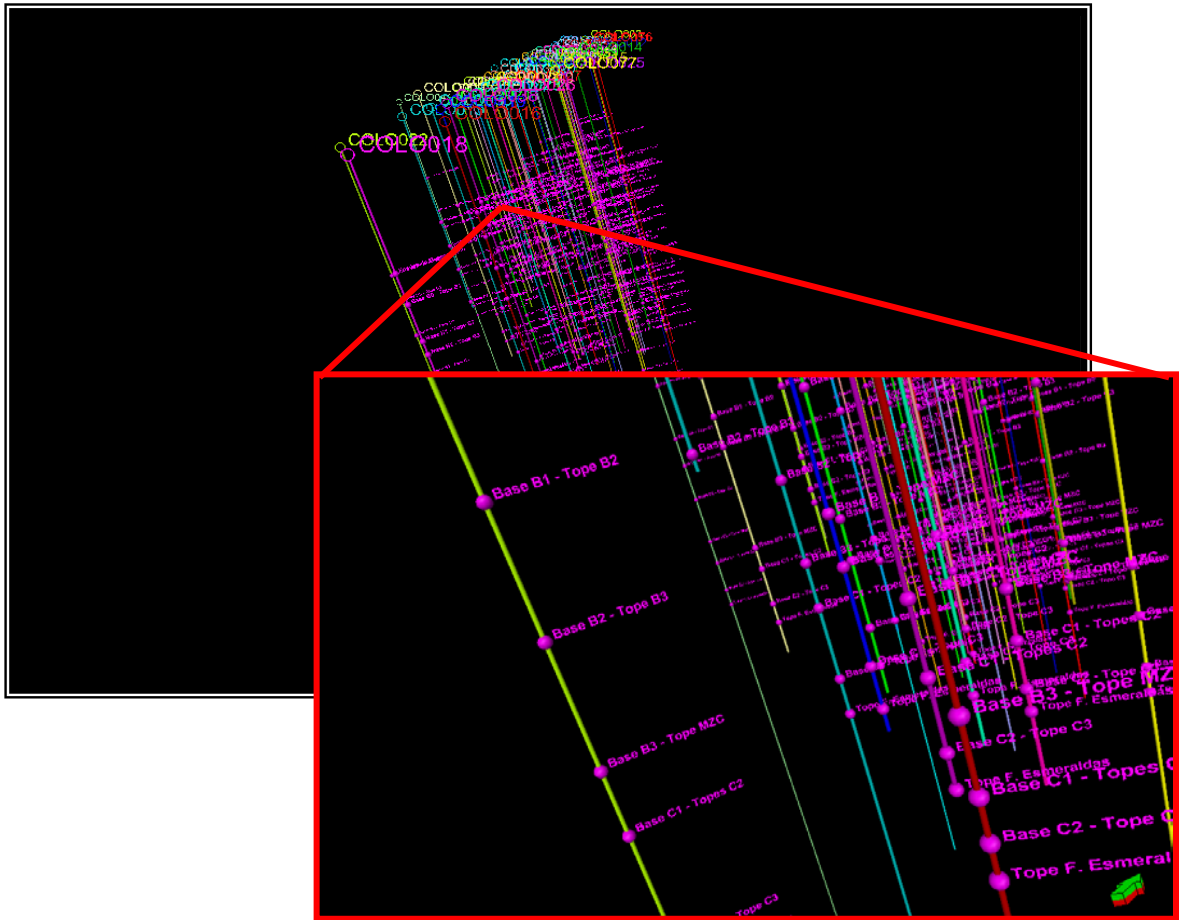


Fuente: Autor

6.6.2 Definición de Horizontes

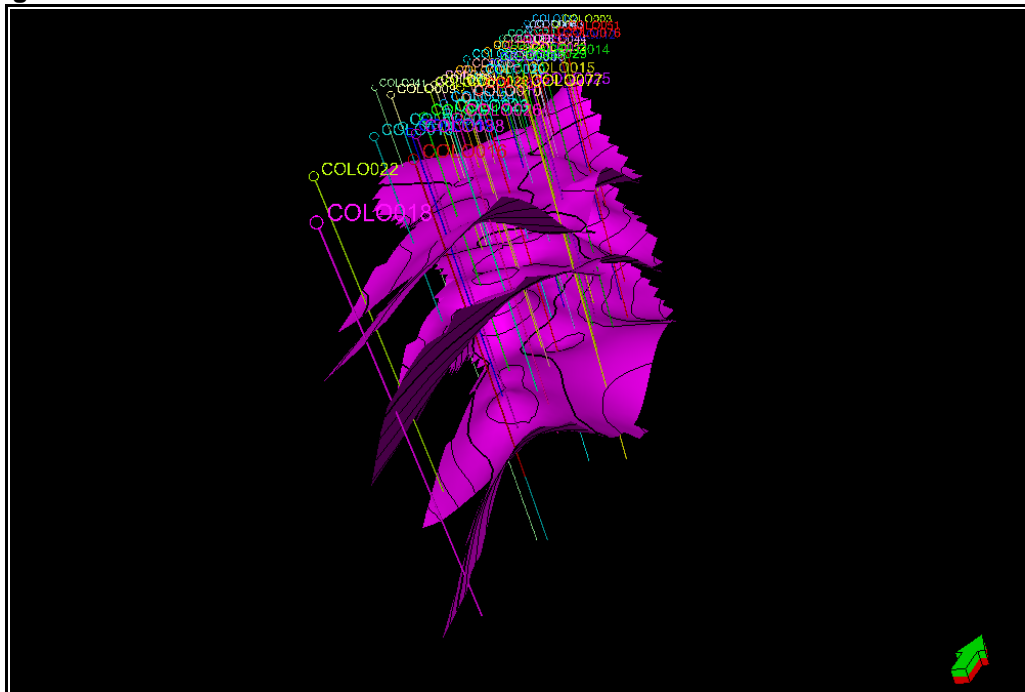
Partiendo de las subunidades definidas en el Modelo Estratigráfico para la Formación Mugrosa en el Campo Colorado se procede a cargar la Información estratigráfica para generar las superficies de los topes de cada subunidad de esta Formación por medio de “make horizons” una herramienta de Petrel, que permite generar unas superficies partiendo de los topes de cada pozo calculados en los Registros de pozo y Corazones son definidas de base a tope como Tope Esmeraldas, Mugrosa C3, C2, C1, B3, B2, B1, Fósiles de Mugrosa (Fonseca, García 2009) como se ve en la Figura (57)

Figura 61. Carga de Topes en los pozos del Campo



Fuente: Autor

Figura 62. Definición de Horizontes de cada subunidad

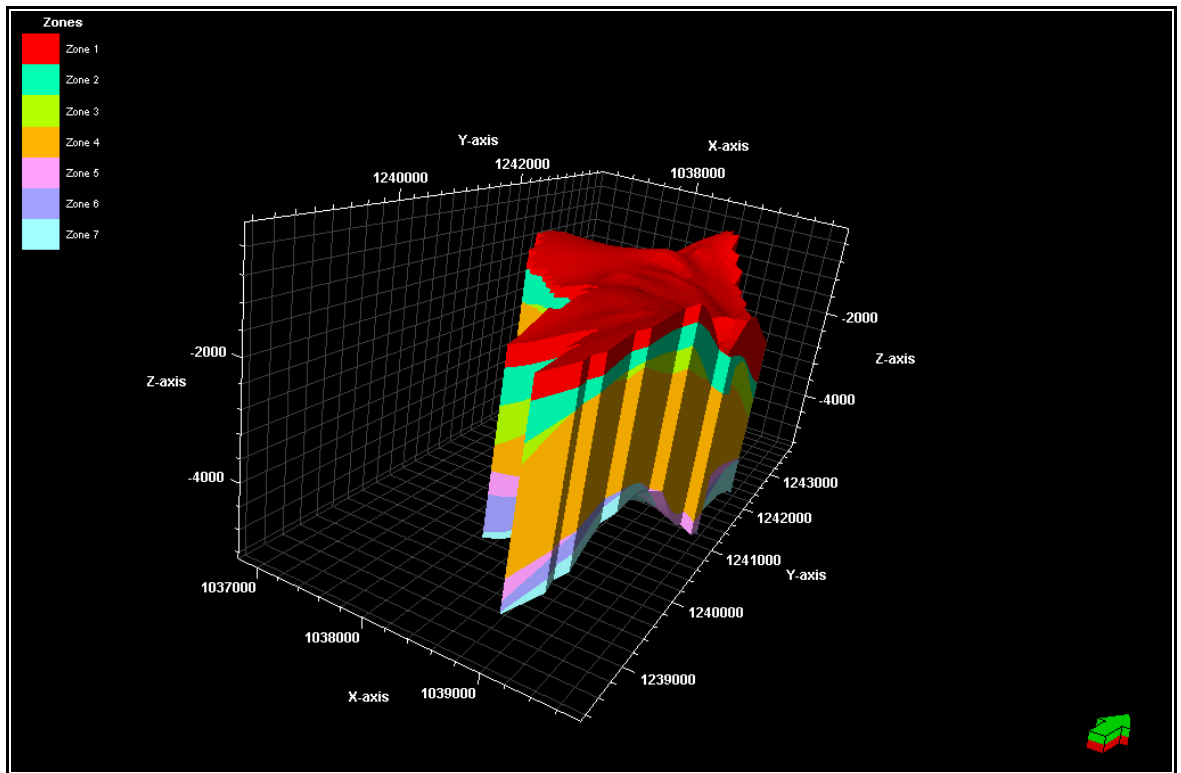


Fuente: Autor

6.6.3 Definición de Armazon

Partiendo de los horizontes definidos anteriormente para las formación Mugrosa se procede a generar subunidades por zonas por medio de “Geometrical Modeling” una herramienta de petrel, que permite generar un armazón a partir de la grilla definida para el campo donde muestra las subunidades definidas en el modelo estratigráfico, con zonas divididas de base a tope como Mugrosa C2, C1, C0, B3, B2, B1, Fósiles de mugrosa como se puede ver en la Figura 59.

Figura 63. Armazón Campo Colorado con las 7 subunidades definidas como Mugrosa C2, C1, C0, B3, B2, B1, Fósiles de mugrosa Según (Fonseca, Garcia 2009)



Fuente: Autor

6.6.4 Definición del Layering

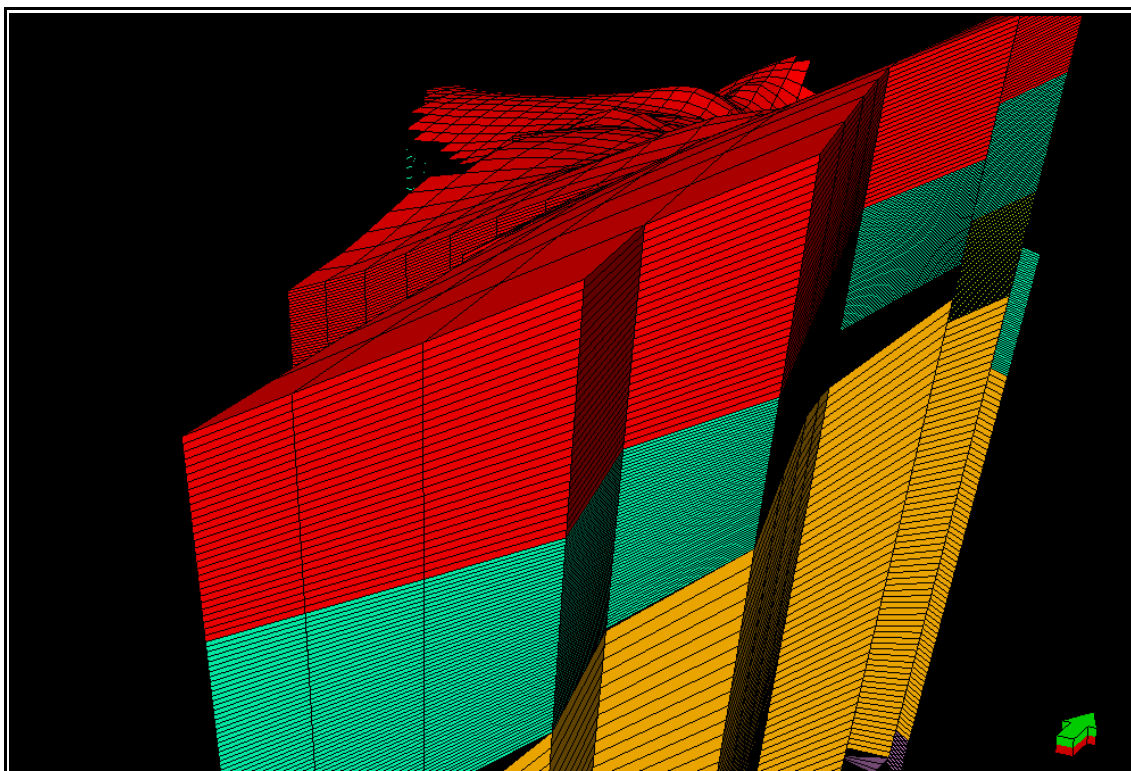
El Layering no es más que la división en la escala vertical del campo en cada subunidad (ver figura 58). Esta representado por el numero de celdas totales que se van a tener en la vertical para cada subunidad.

A continuación calculó a partir de los registros eléctricos, un espesor promedio por cada subunidad para luego calcular el numero de capas en el que se dividirían estas zonas esperando que las celdas se ajustaran al valor mínimo de las propiedades a modelar los cuales para el campo colorado dieron en promedio de 10 a 15 pies (tabla)

SUBUNIDAD	ESPESOR PROMEDIO	NUMERO DE CELDAS	ESPESOR PROMEDIO
	DE LA CAPA	(LAYERING)	DE LA CELDA
FOSILES DE MUGROSA	145	29	5
MUGROSA B1	287	58	5
MUGROSA B2	359	71	5
MUGROSA B3	344	69	5
MUGROSA C0	141	29	5
MUGROSA C1	321	64	5
MUGROSA C2	244	49	5

Tabla 8. Definición del layering para cada subunidad teniendo en cuenta el espesor promedio por celda

Figura 64. División vertical del campo a nivel de subunidad a partir de la generación del Layering

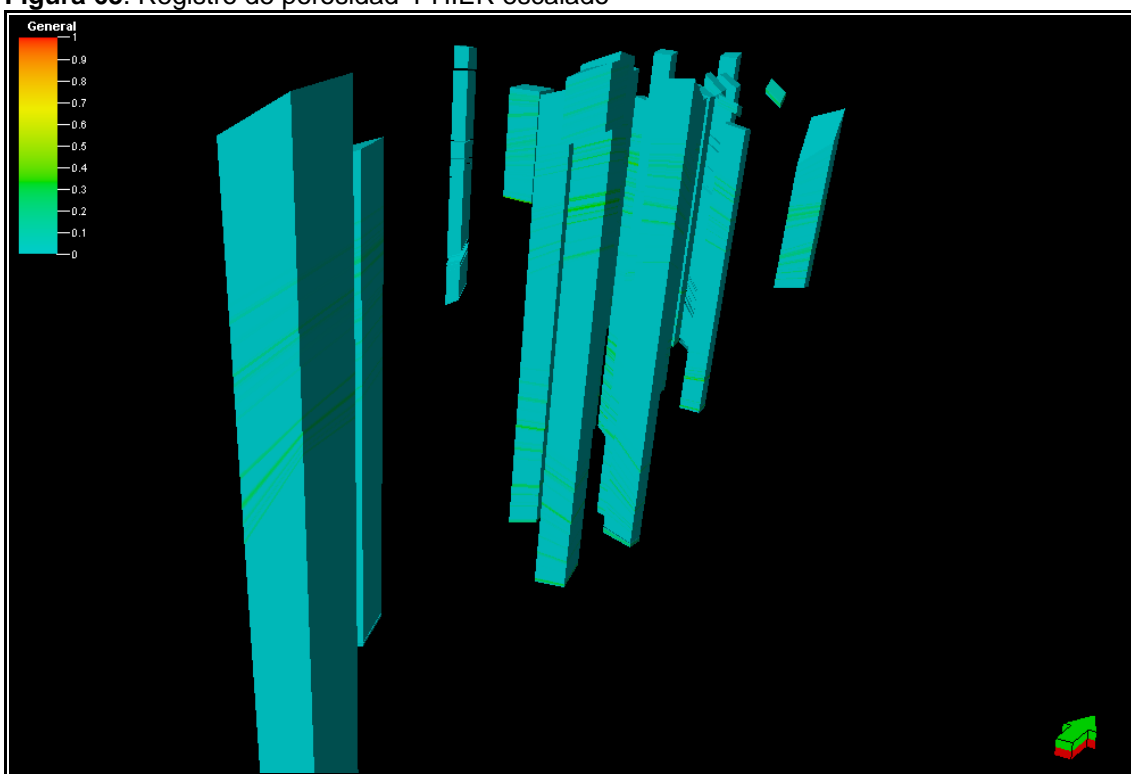


Fuente: Autor

6.6.5 Escalamiento de Propiedades

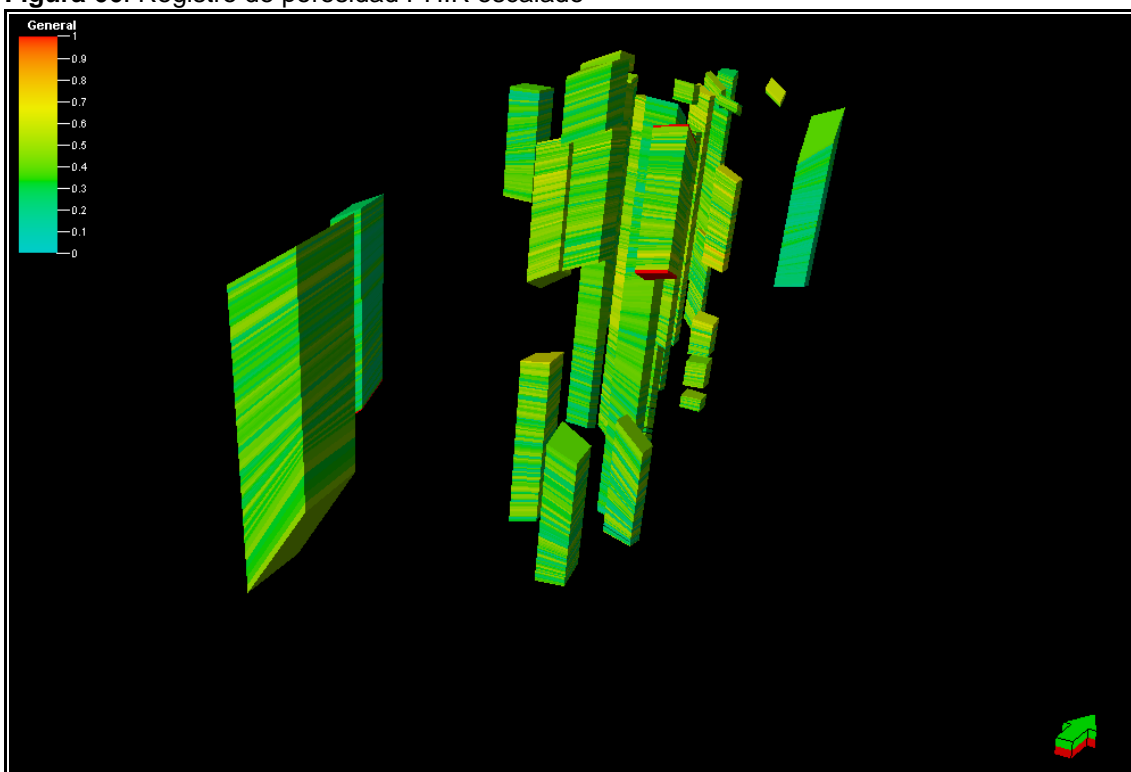
En esta parte se procedió a escalar las propiedades petrofísicas (Porosidad), se escalaron 2 porosidades la efectiva (PHER) y la aparente (PHIR), en la mayoría de los registros la porosidad que se presenta mas en cada pozo es la aparente.

Figura 65. Registro de porosidad PHIER escalado



Fuente: Autor

Figura 66. Registro de porosidad PHIR escalado



Funete: autor

7. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

7.1 PROCESAMIENTO EN PROFUNDIDAD

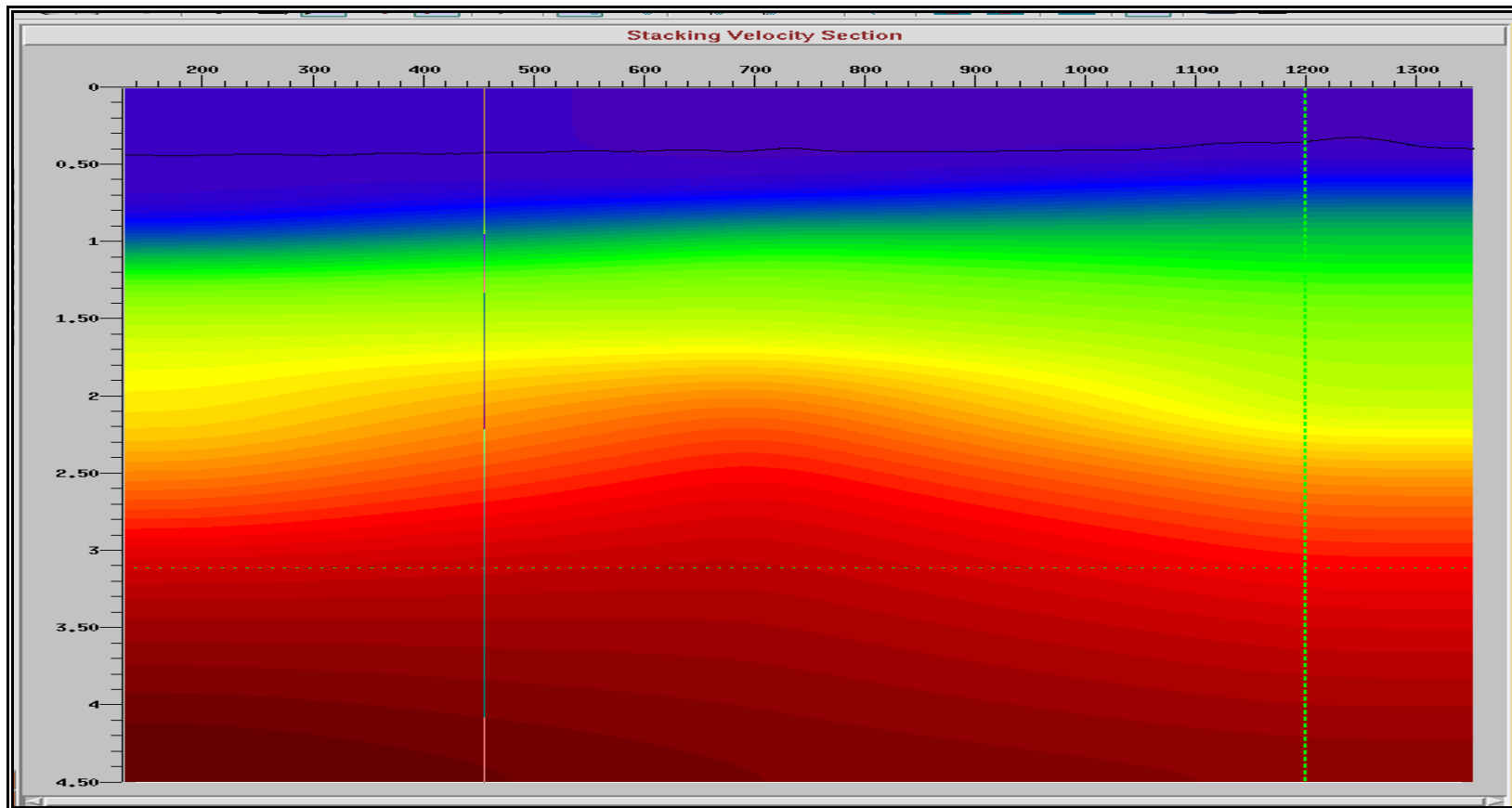


Figura 67. Campo Inicial de Velocidades en el procesamiento de profundidad de la Línea SL-95-1420

Fuente: Autor

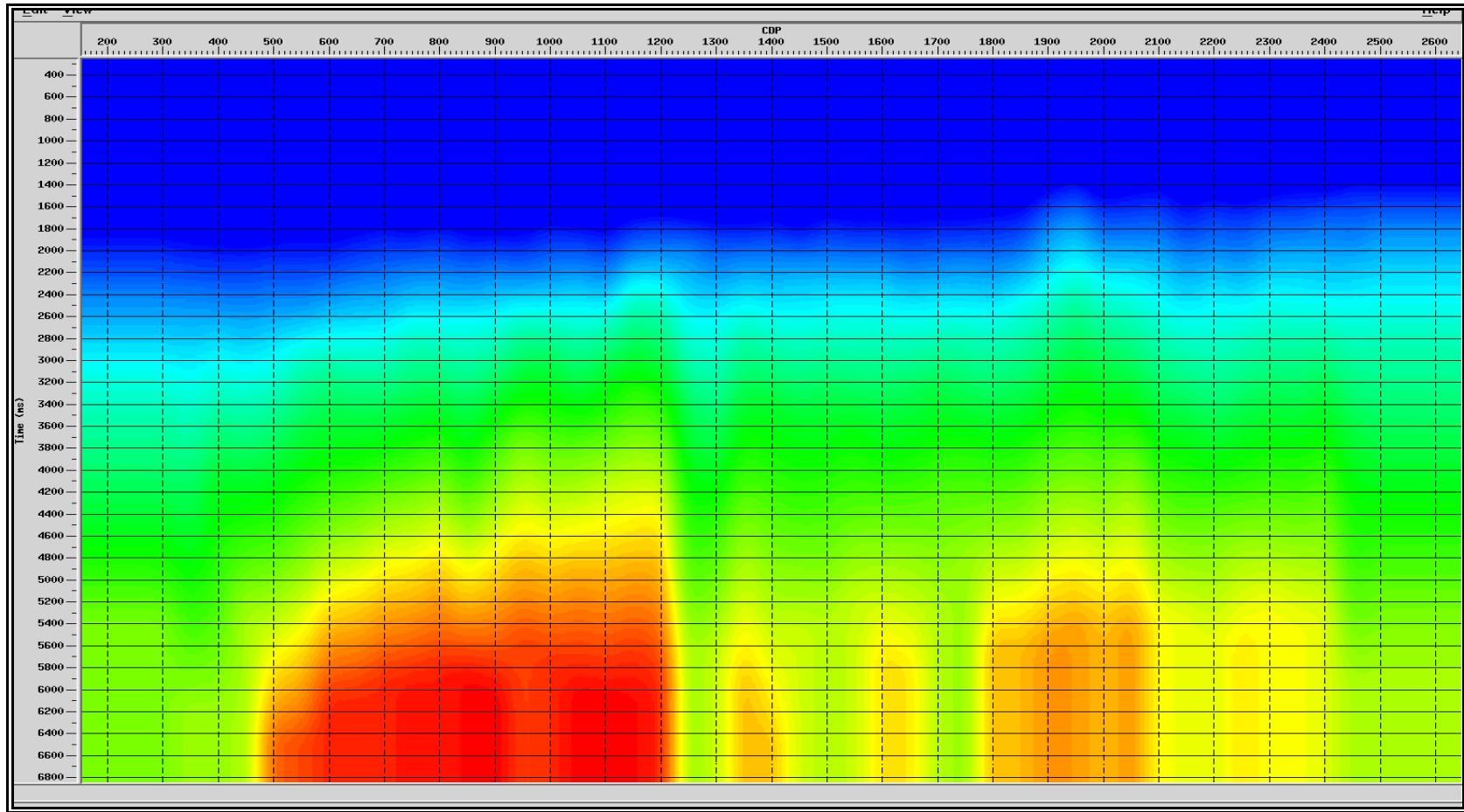


Figura 68. Campo de velocidades final en promax Procesamiento en Tiempo de la Línea SL-95-1420
Fuente: Autor

Se puede observar los cambios significativos en los campos de velocidades de las figuras 58 y 59 se pensaría que el campo final en tiempo sería el campo inicial en profundidad, pues esto pocas veces ocurre debido, que para iniciar el procesamiento en profundidad es necesario generar un campo de velocidades muy suave para no inducir en los datos altas frecuencias desde el principio.

Desde un modelo inicial de velocidades no se puede saber el comportamiento frecuencial de los datos, por eso es mejor iniciar con un campo de velocidades suave para no inducir frecuencias inapropiadas, debido a que más adelante va a ser imposible removerlas, por lo tanto, van a permanecer ahí, generando tal vez artefactos en la imagen que van a alterar significativamente el resultado final.

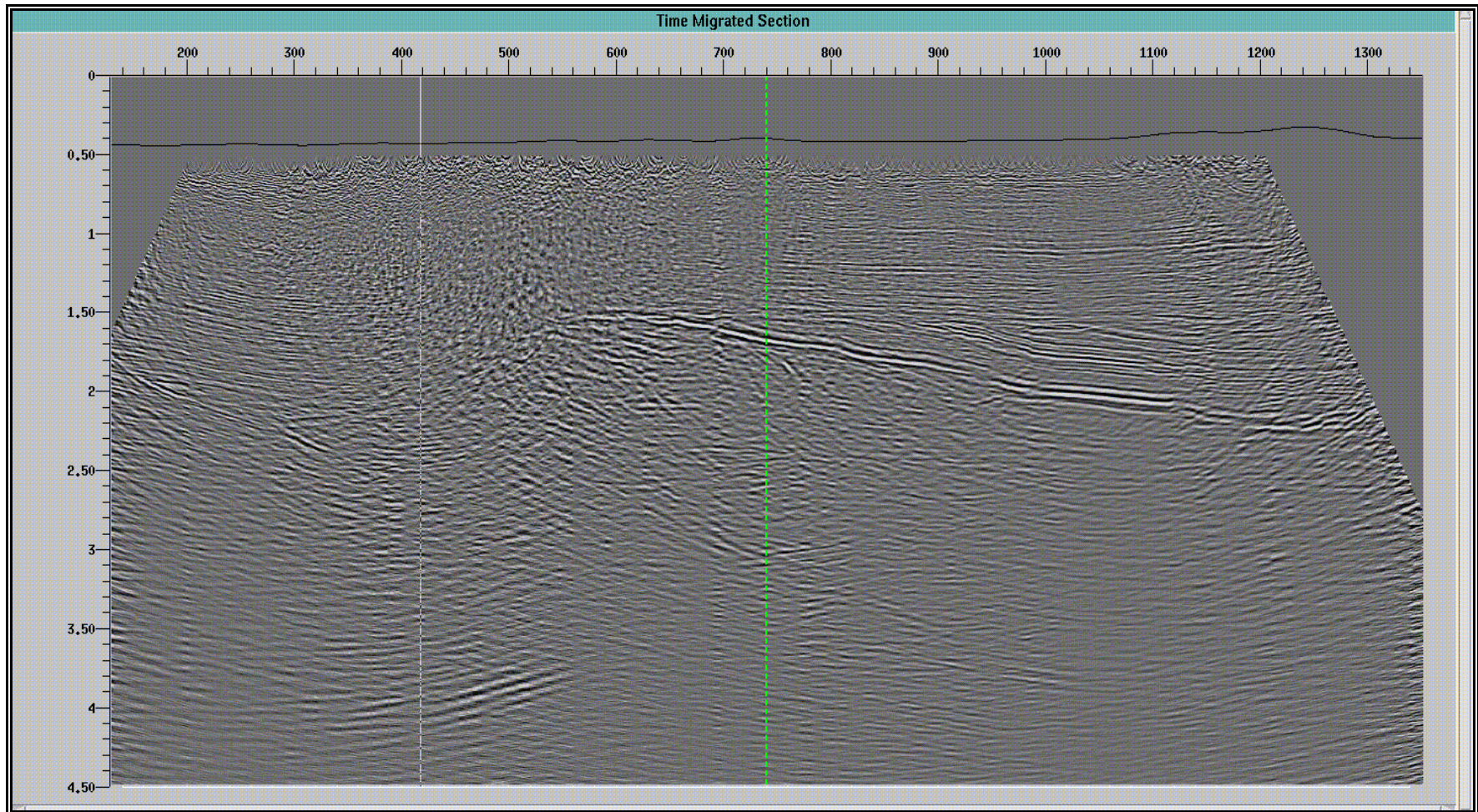


Figura 69. Migración preapilado en tiempo con la técnica de Kirchhoff de la SL-95-1420
Fuente: Autor

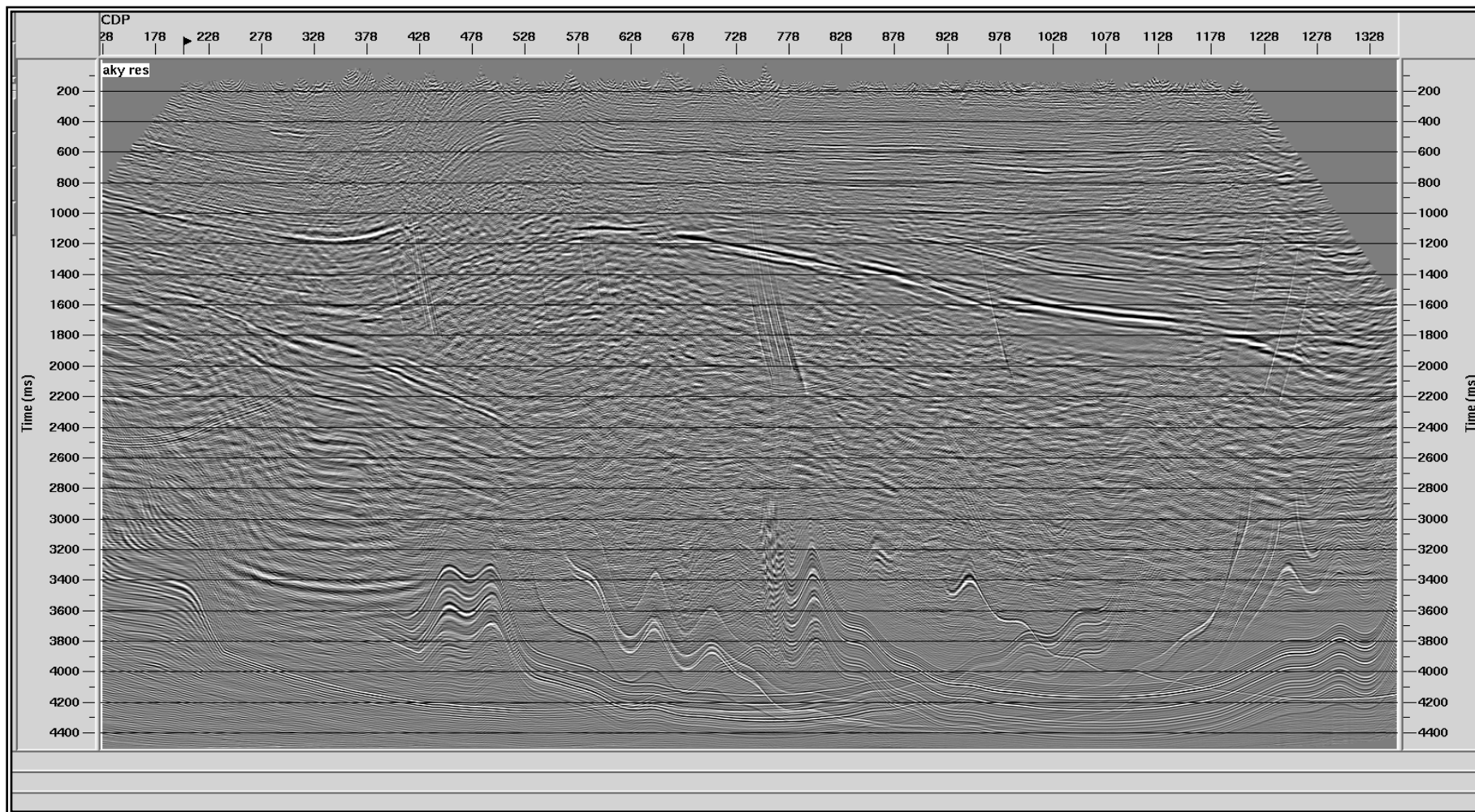


Figura 70. Migración posapilado en tiempo con la técnica de Kirchhoff de la línea SL-95-1420

Fuente: Autor

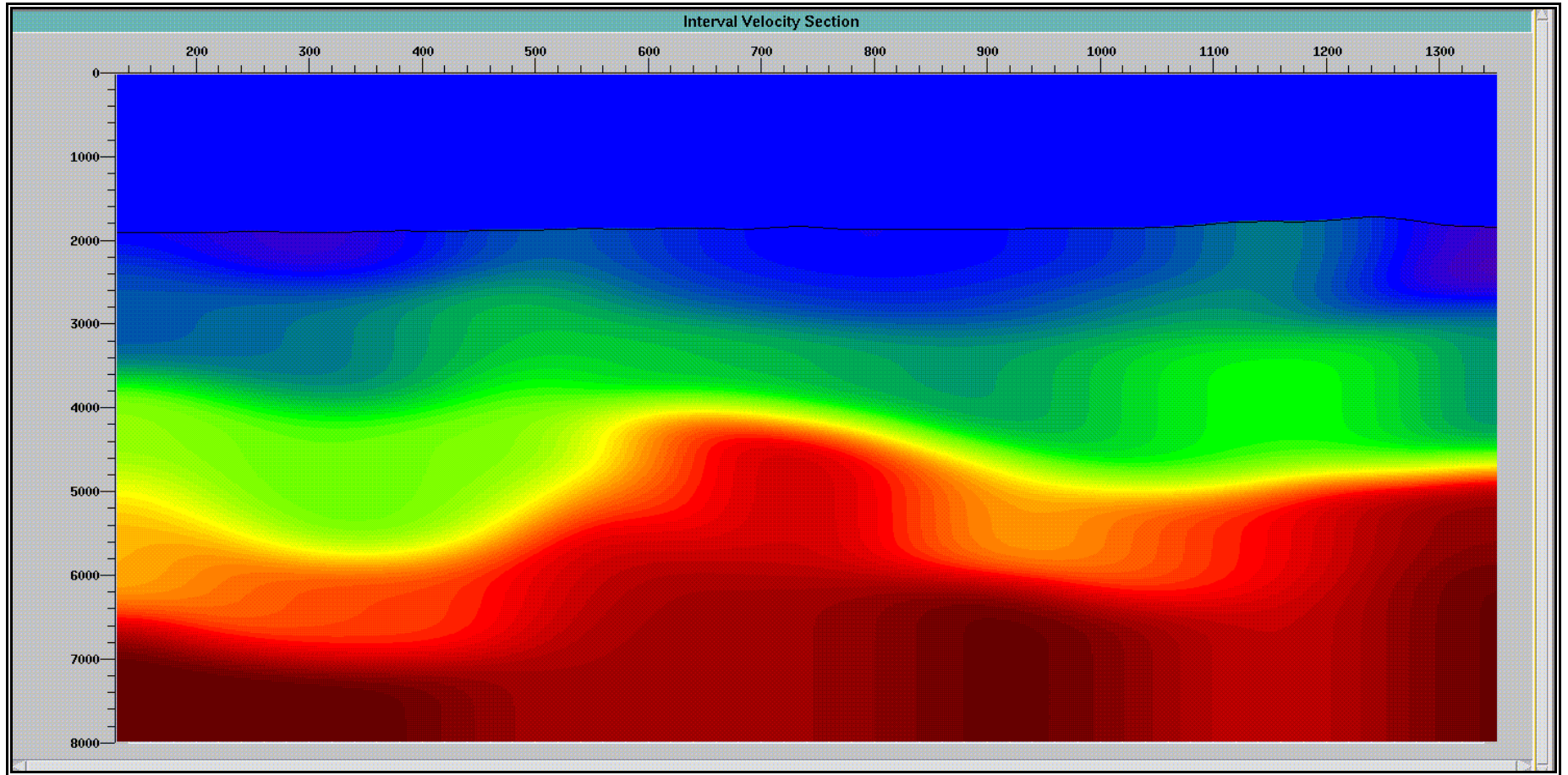


Figura 71. Campo de Velocidades Intervalo Final de La Sísmica SI-95-1420
Fuente: Autor

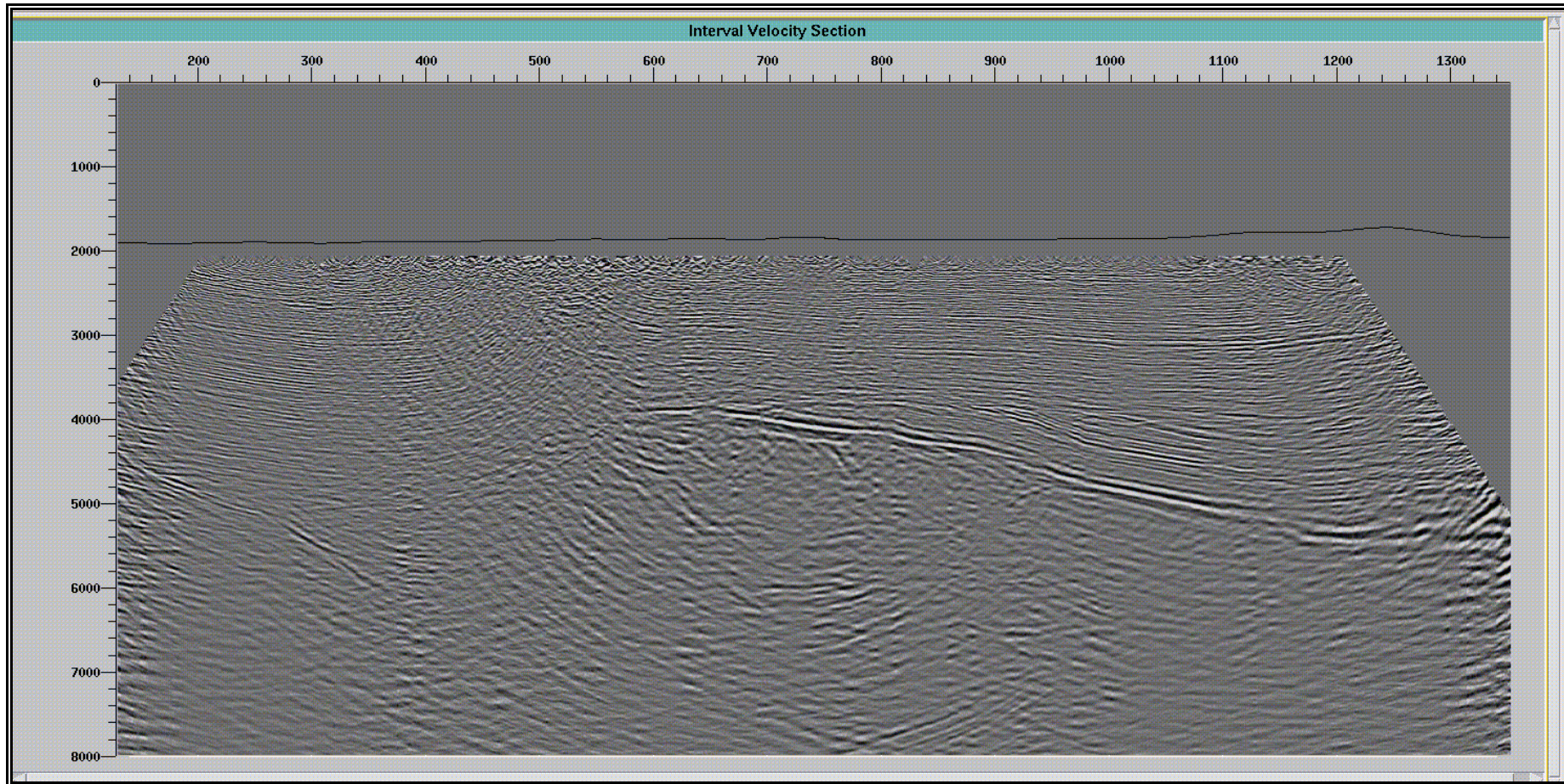


Figura 72. PSDM de la línea SL-95-1420
Fuente: Autor

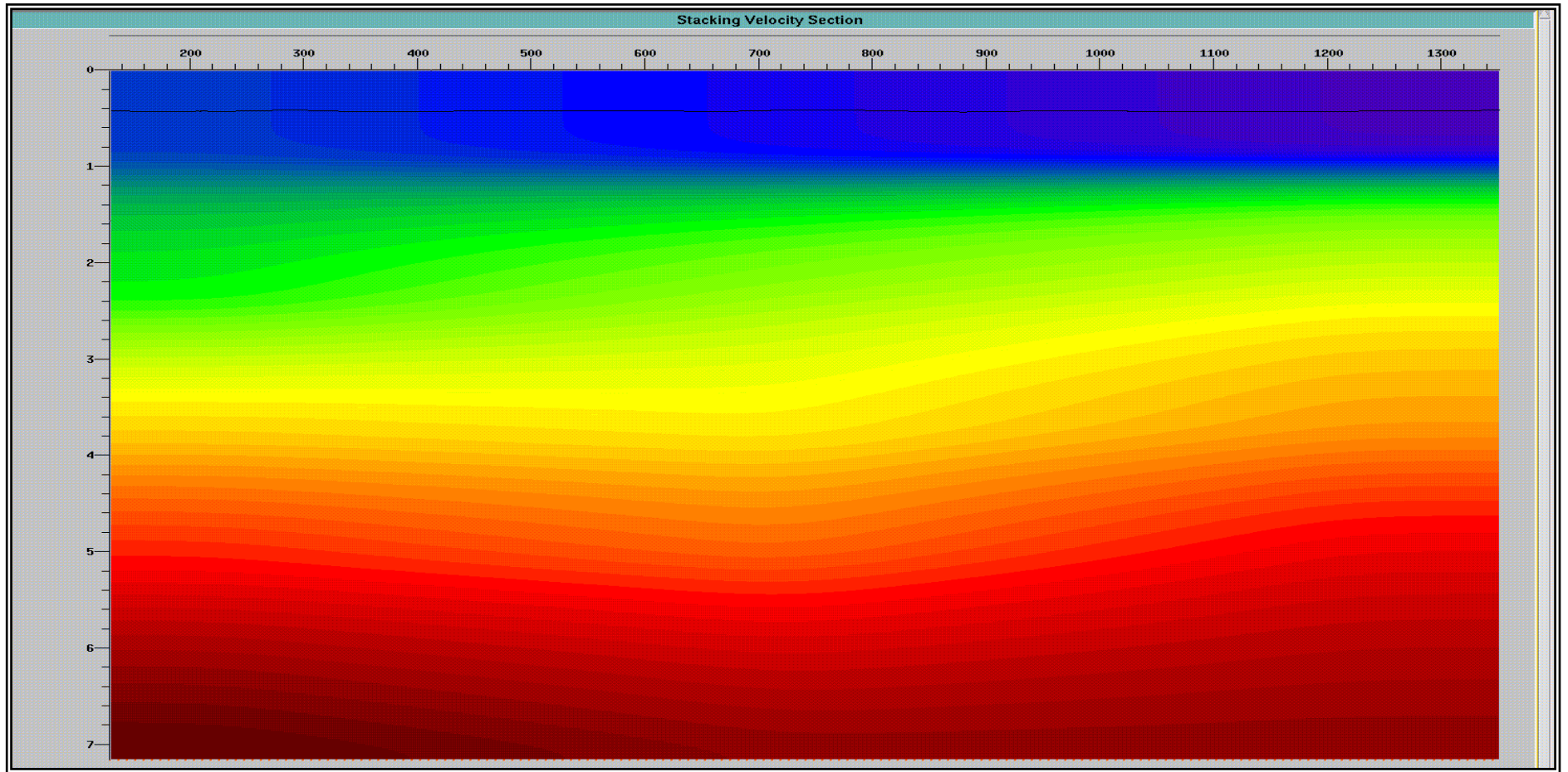


Figura 73. Campo Inicial de Velocidades en el procesamiento de profundidad de la Línea SL-95-1290
Fuente: Autor

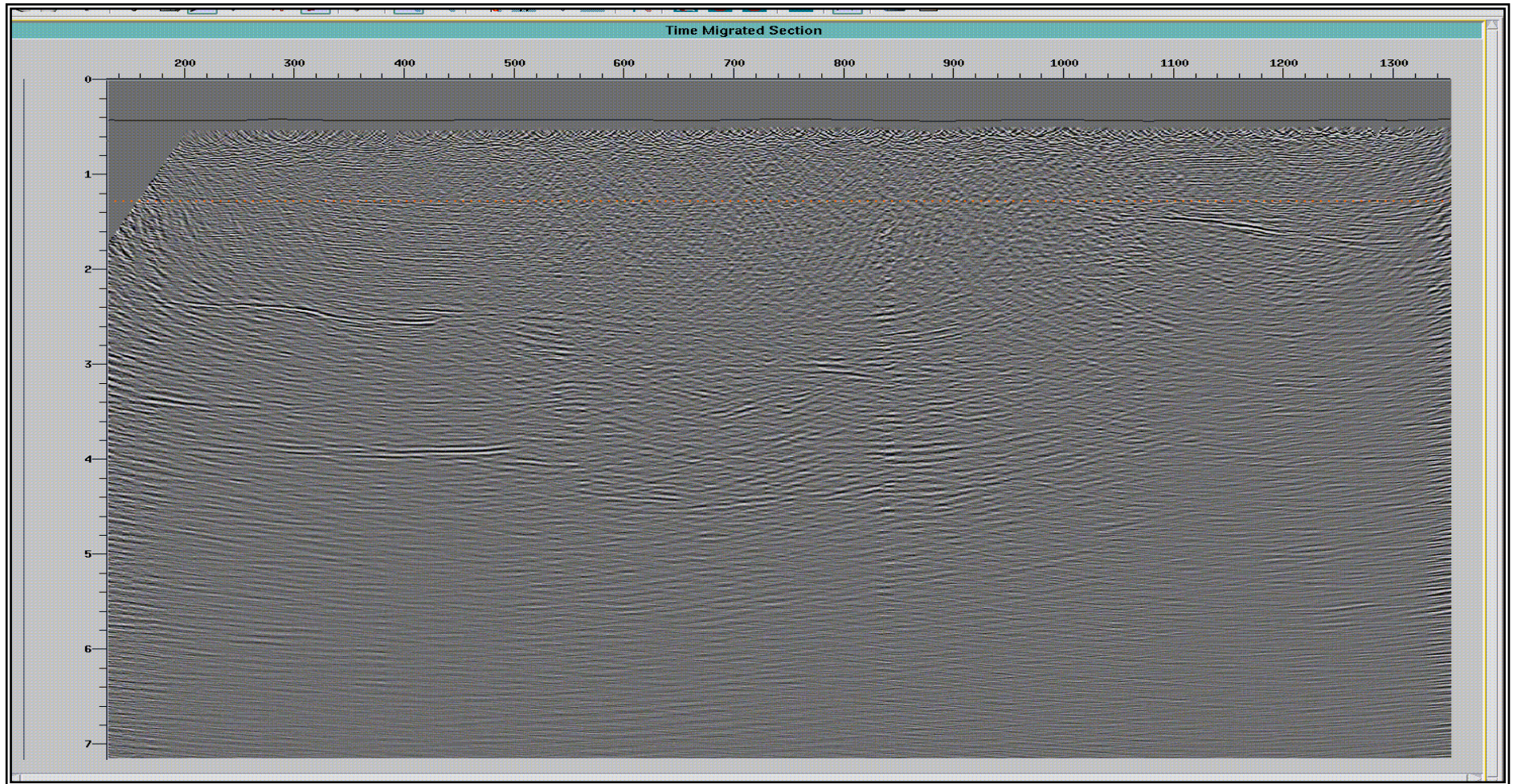


Figura 74. Migración preapilado en tiempo con la técnica de Kirchhoff de la SL-95-1290

Fuente: Autor

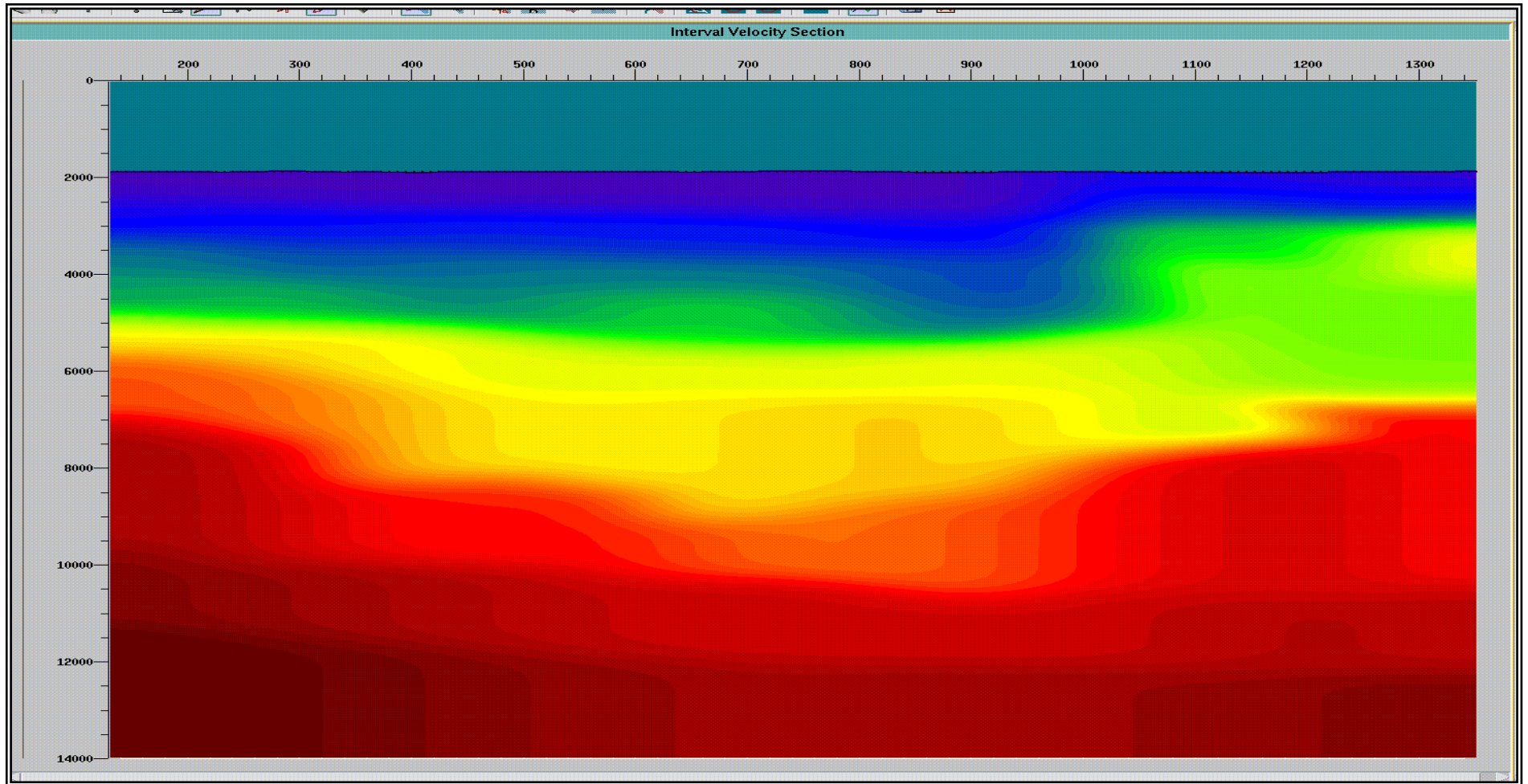


Figura 75. Campo de Velocidades Intervalo Final de La Sísmica SI-95-1290
Fuente: Autor

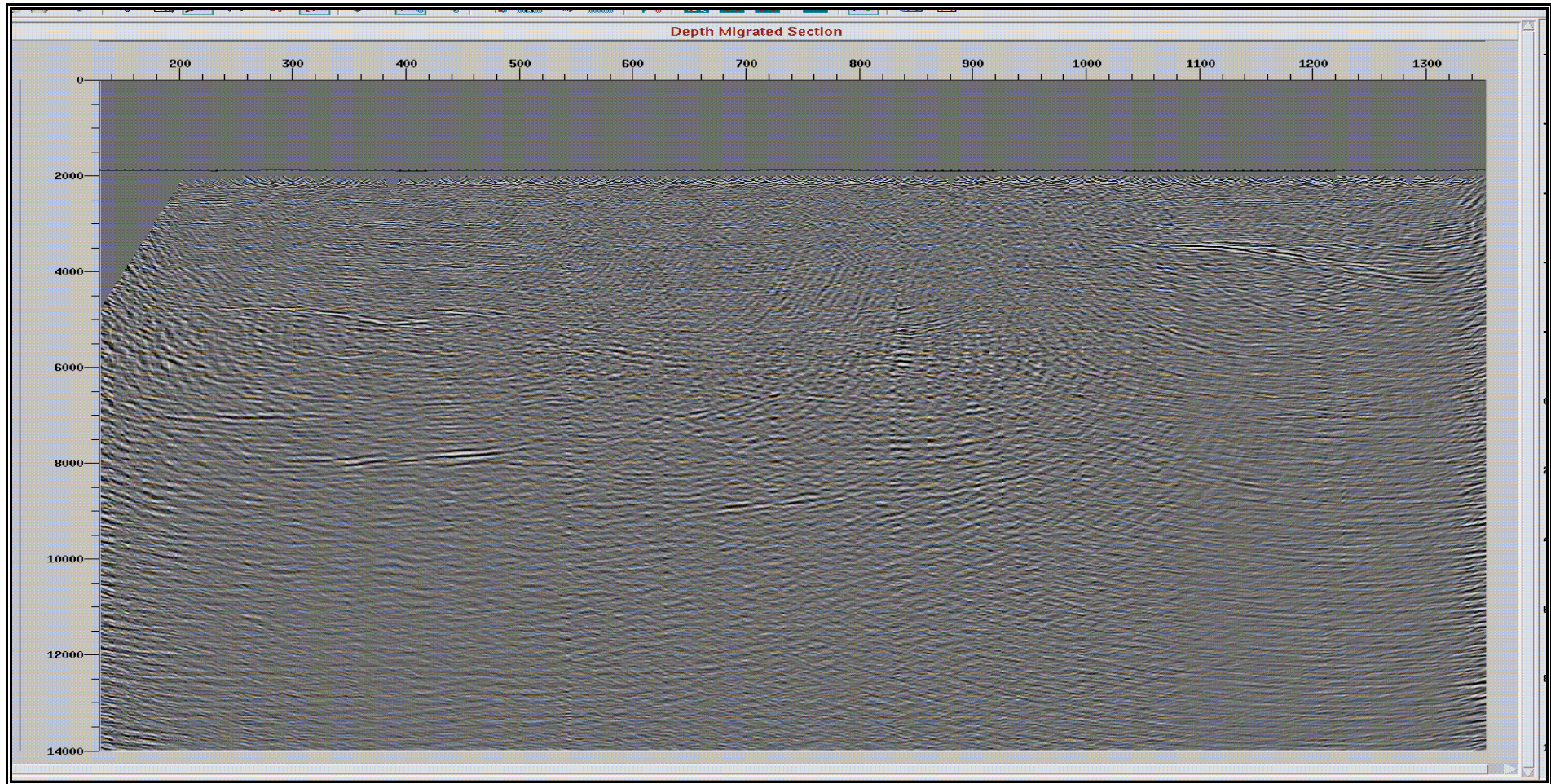
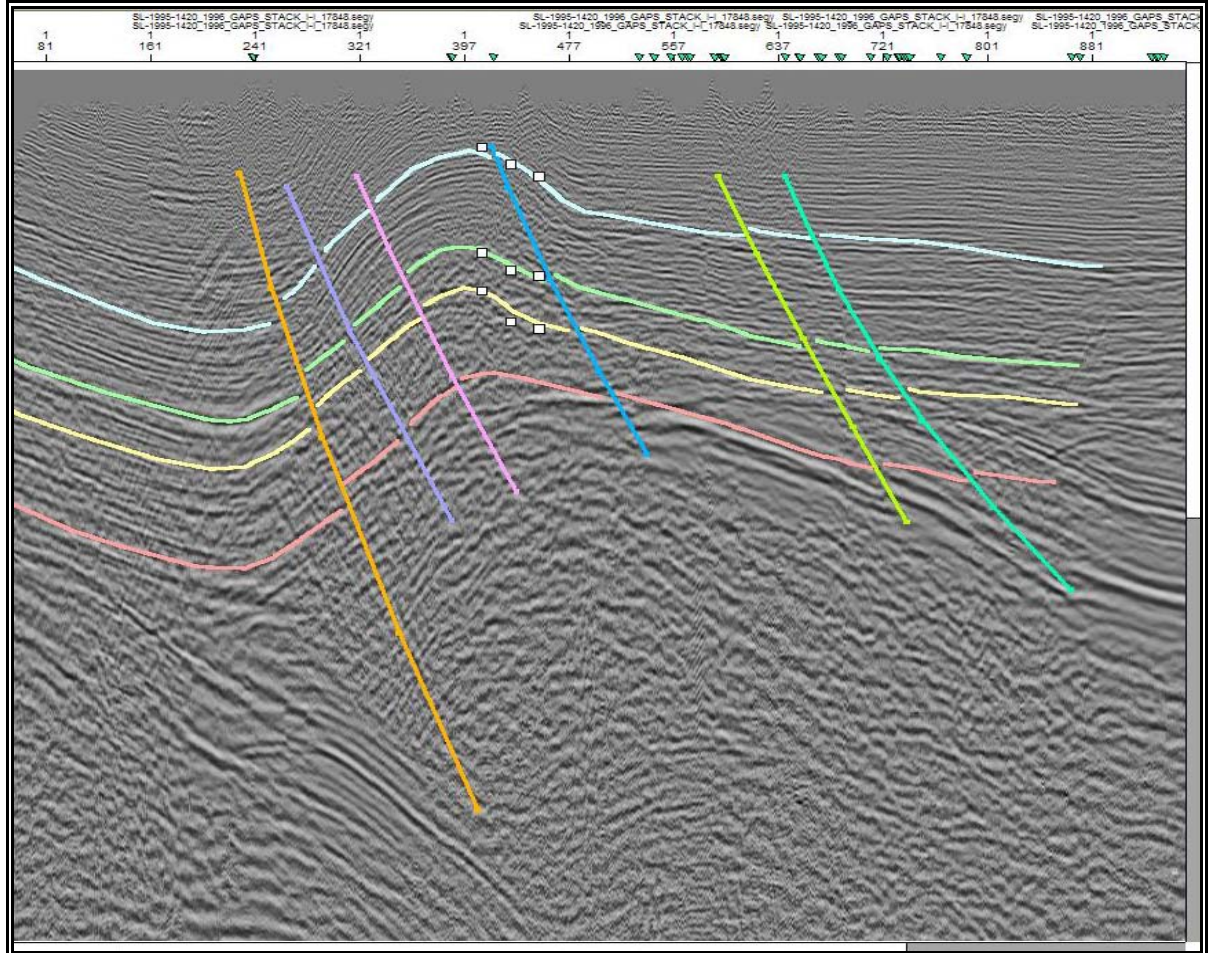


Figura 76. PSDM de la línea SL-95-1290
Fuente: Autor

7.2 INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL

Figura 77. Interpretación de la línea SL-95-1420



Fuente: Autor

En la figura 64 se observa el desarrollo de fallamiento inverso el cual compartimentaliza el anticlinal en bloques I, afectando la discordancia del Eoceno y las Formaciones Esmeralda, Mugrosa c, Mugrosa B, y Colorado, todo esto amarrado a la información de pozo (colorado ¿????) .

Así mismo se observa que el anticlinal es abierto y asimétrico, los buzamientos del Flanco Oeste son de mayor ángulo en comparación del flanco Este, sin embargo es importante resaltar que la línea que se interpreto es una línea de buzamiento.

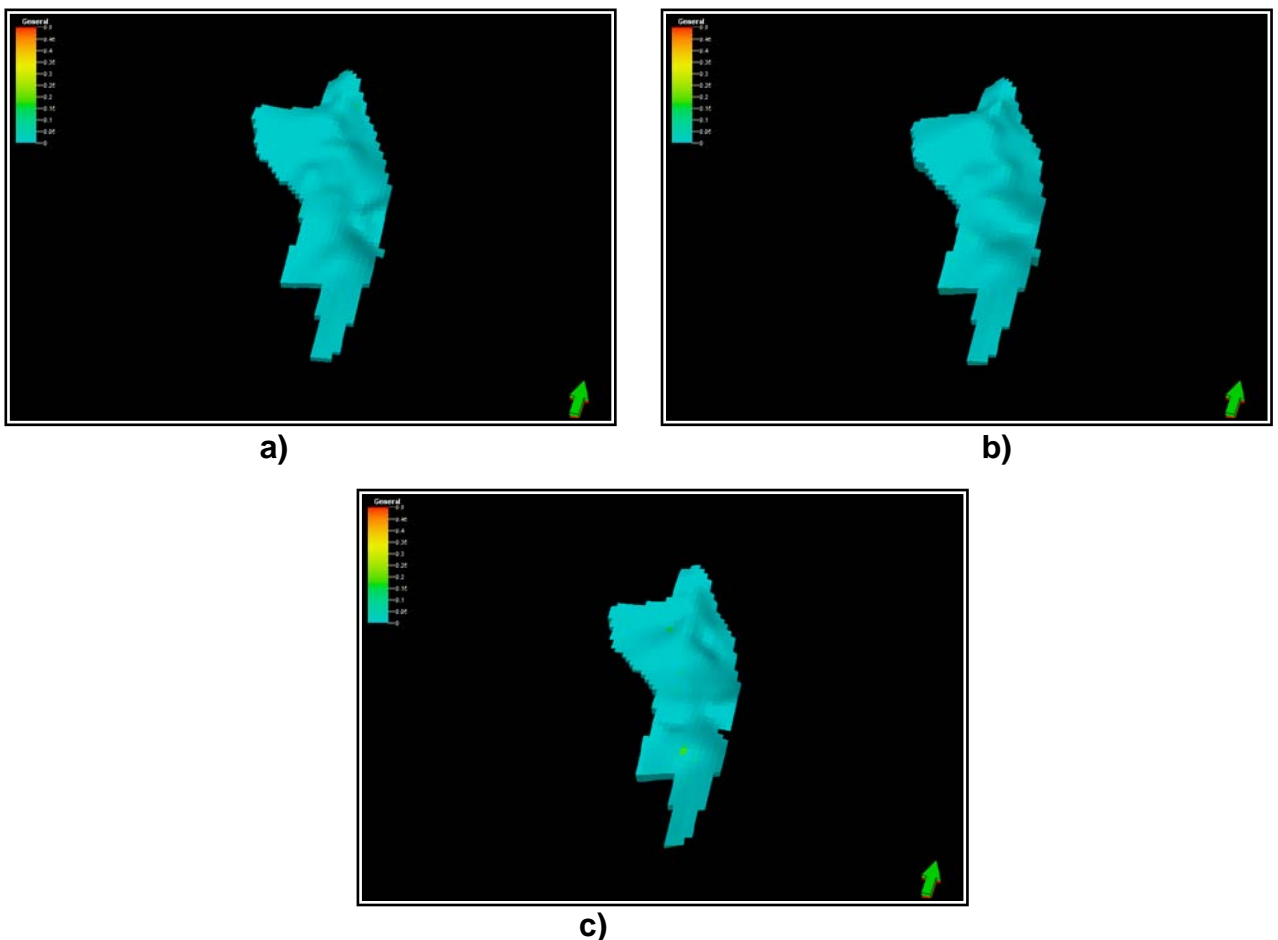
7.3 Modelamiento Petrofísico

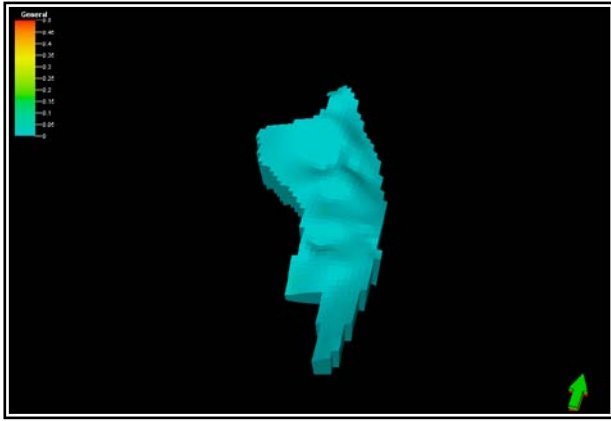
Para el modelamiento petrofísico se tuvo en cuenta un control de pozos, donde se decidió tomar la parte sur del campo donde se encontraba la mayor densidad de pozos también se observo que los pozos que tenían mayor información petrofísica estaba en este sector.

Teniendo el área sur del campo se generaron los modelos geoestadísticos para la cada propiedad petrofísica a partir de los registros de pozo previamente escalados. Para dar lugar al modelamiento petrofísico en primer lugar se cargaron los variogramas que vienen definidos por defecto en el programa

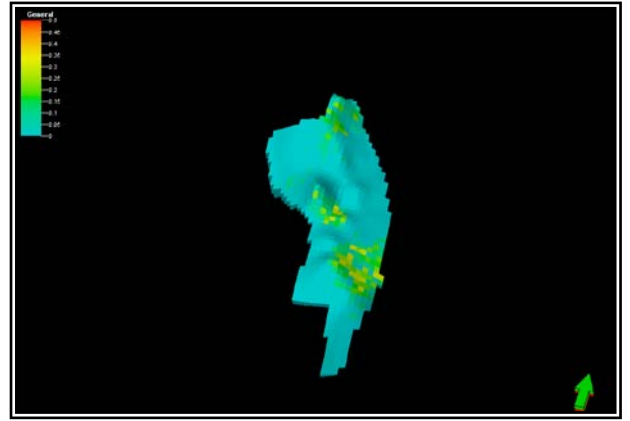
En este trabajo solo se tuvo en cuenta una propiedad petrofísica (porosidad) se modelaron 2 tipos de porosidades, una fue la porosidad efectiva PHIER y la porosidad aparente PHIR, se observo que la que tuvo mejor comportamiento en el sector fue la porosidad efectiva dando porosidades de un 15-25% en cambio que la porosidad aparente da rangos erróneos porosidades que varían de un 40 a un 70% estas se salen del rango de la porosidad ideal que es de 55 %.

Figura 78. Modelamiento de Porosidad efectiva para cada una de las Subunidades de la zona colorado sur donde a) Fosiles de Mugrosa, b) Mugrosa B1, c) Mugrosa B2, d) Mugrosa B3, e) Mugrosa C0, f) Mugrosa C1 y g) Mugrosa C2

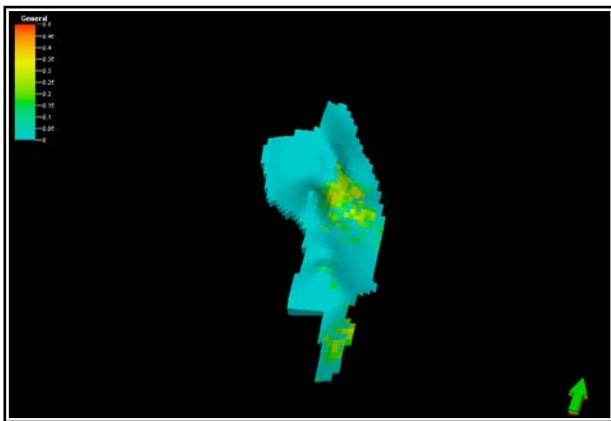




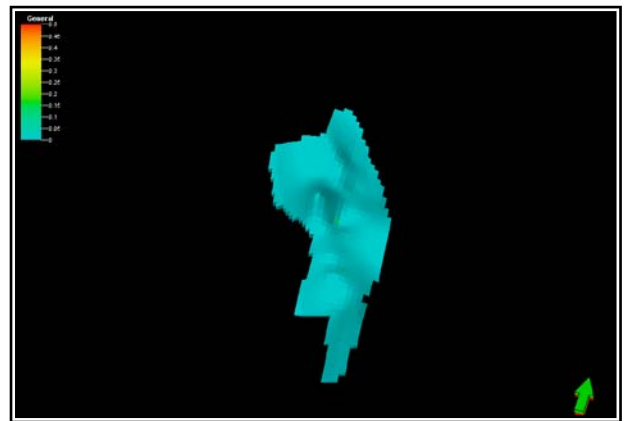
d)



e)



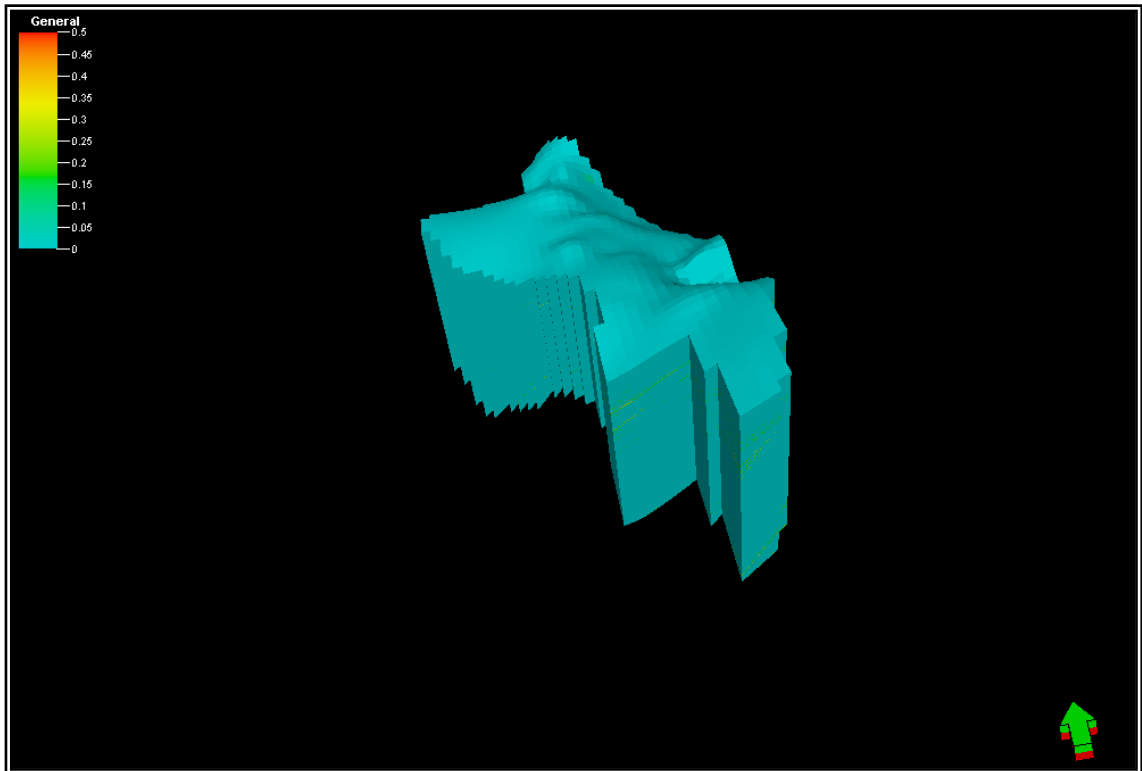
f)



g)

Fuente: Autor

Figura 79. Modelo integrado de porosidad Efectivas para todas las subunidades de la

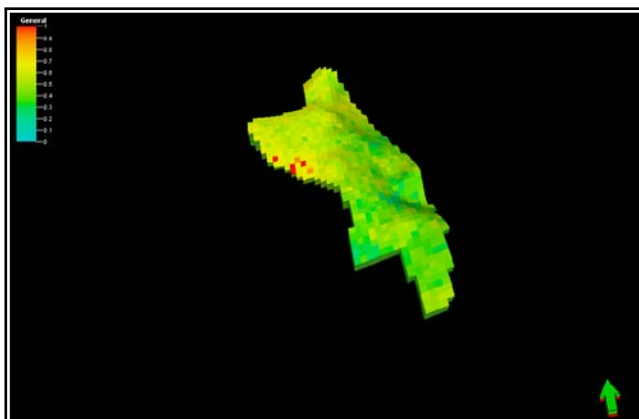


Formación Mugrosa en la zona definida como Colorado Sur

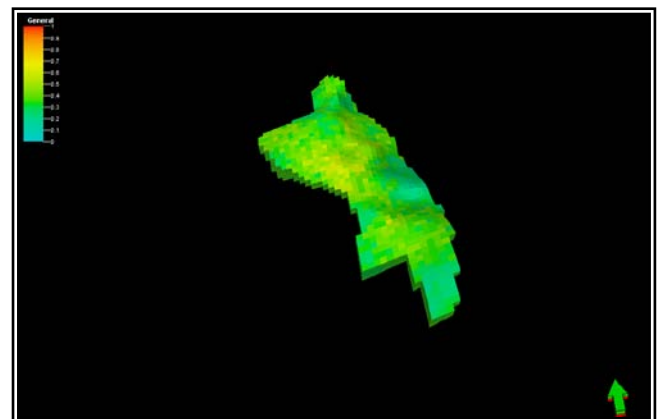
Fuente: Autor

A continuación se presentan los resultados del modelo de porosidades aparentes de la parte sur del Campo Colorado

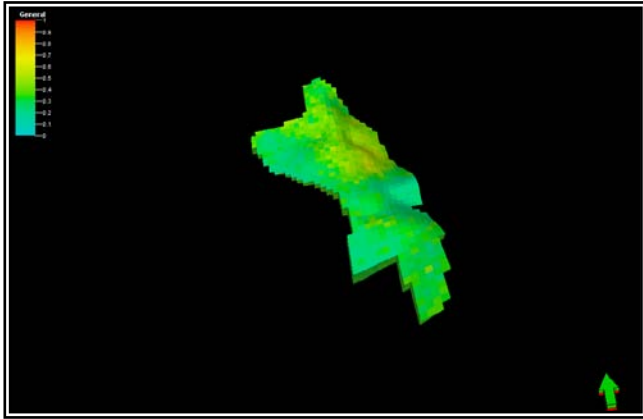
Figura 80. Modelamiento de Porosidad aparente para cada una de las Subunidades de la zona colorado sur donde a) Fosiles de Mugrosa, b) Mugrosa B1, c) Mugrosa B2, d) Mugrosa B3, e) Mugrosa C0, f) Mugrosa C1 y g) Mugrosa C2



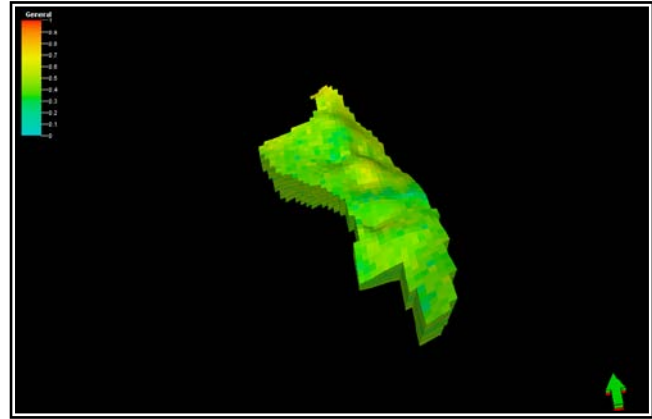
a)



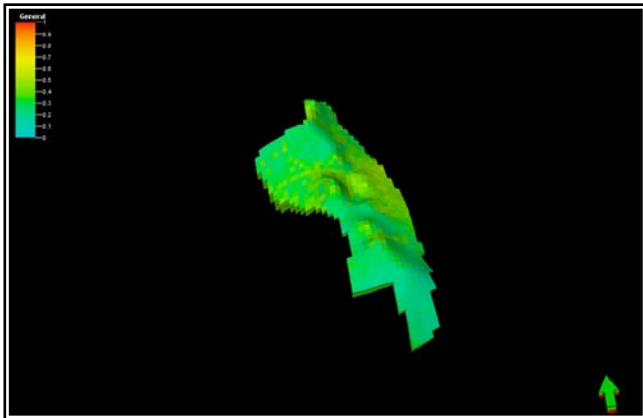
b)



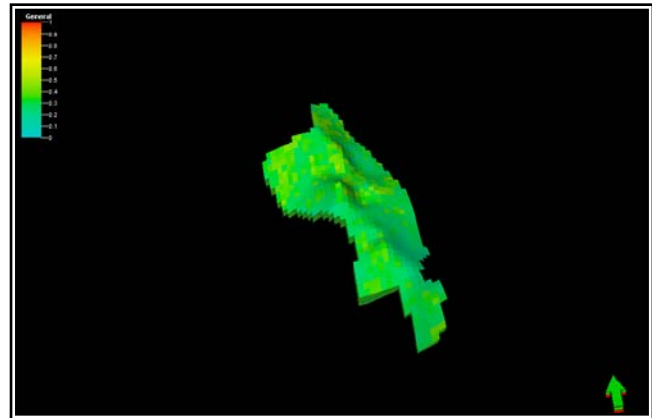
c)



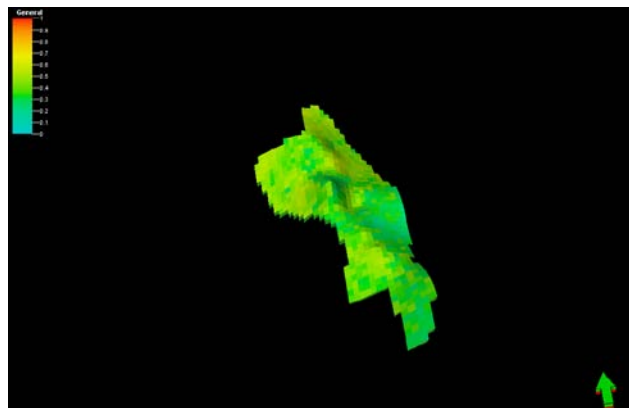
d)



e)



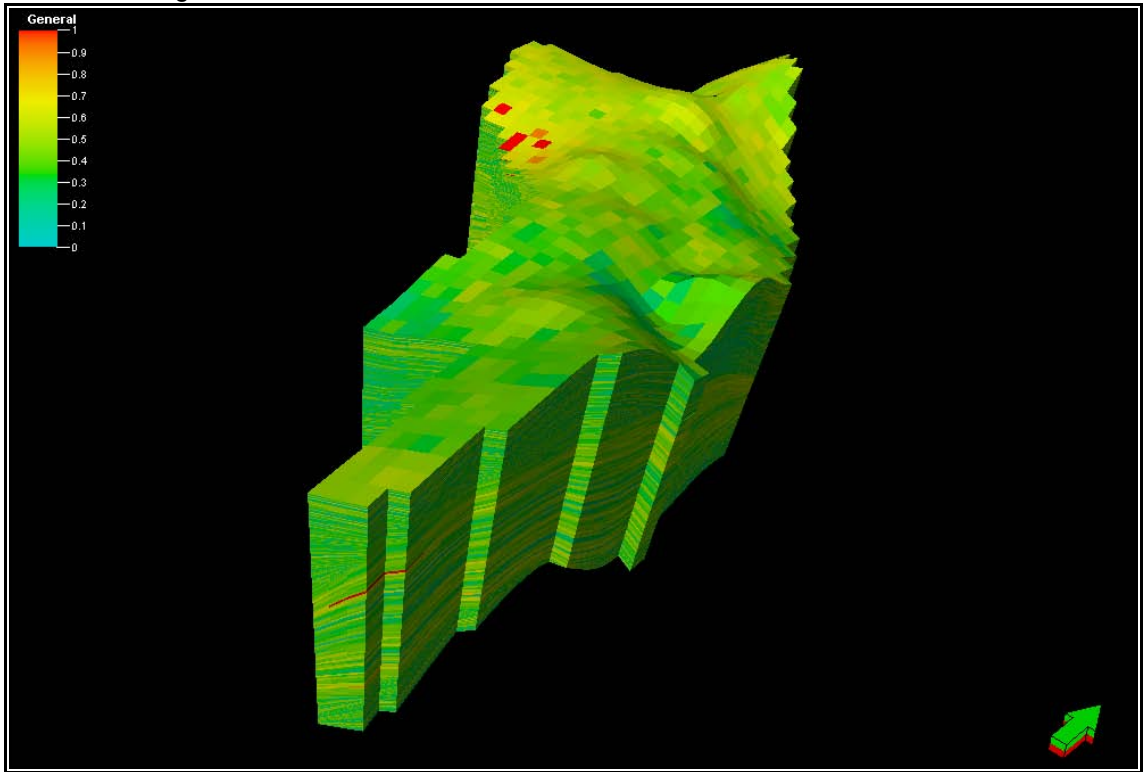
f)



g)

Fuente: Autor

Figura 81. Modelo integrado de porosidad Efectivas para todas las subunidades de la Formación Mugrosa en la zona definida como Colorado Sur



Fuente: Autor

7.4 INVERSIÓN ACÚSTICA

El proceso de inversión consiste en extraer información de las propiedades del subsuelo a partir de los datos sísmicos.

Para este paso se necesitó la interpretación de los horizontes de la formación de estudio, en este caso la Formación Mugrosa, también las líneas pre-apiladas en profundidad. Estos datos son importados al programa Hampson and Russell en la parte de STRATA cálculo de propiedades de las rocas.

El programa STRATA es especializado en el procesamiento de datos sísmicos pre-apilados y post-apilados con el fin de obtener la imagen de impedancias acústicas.

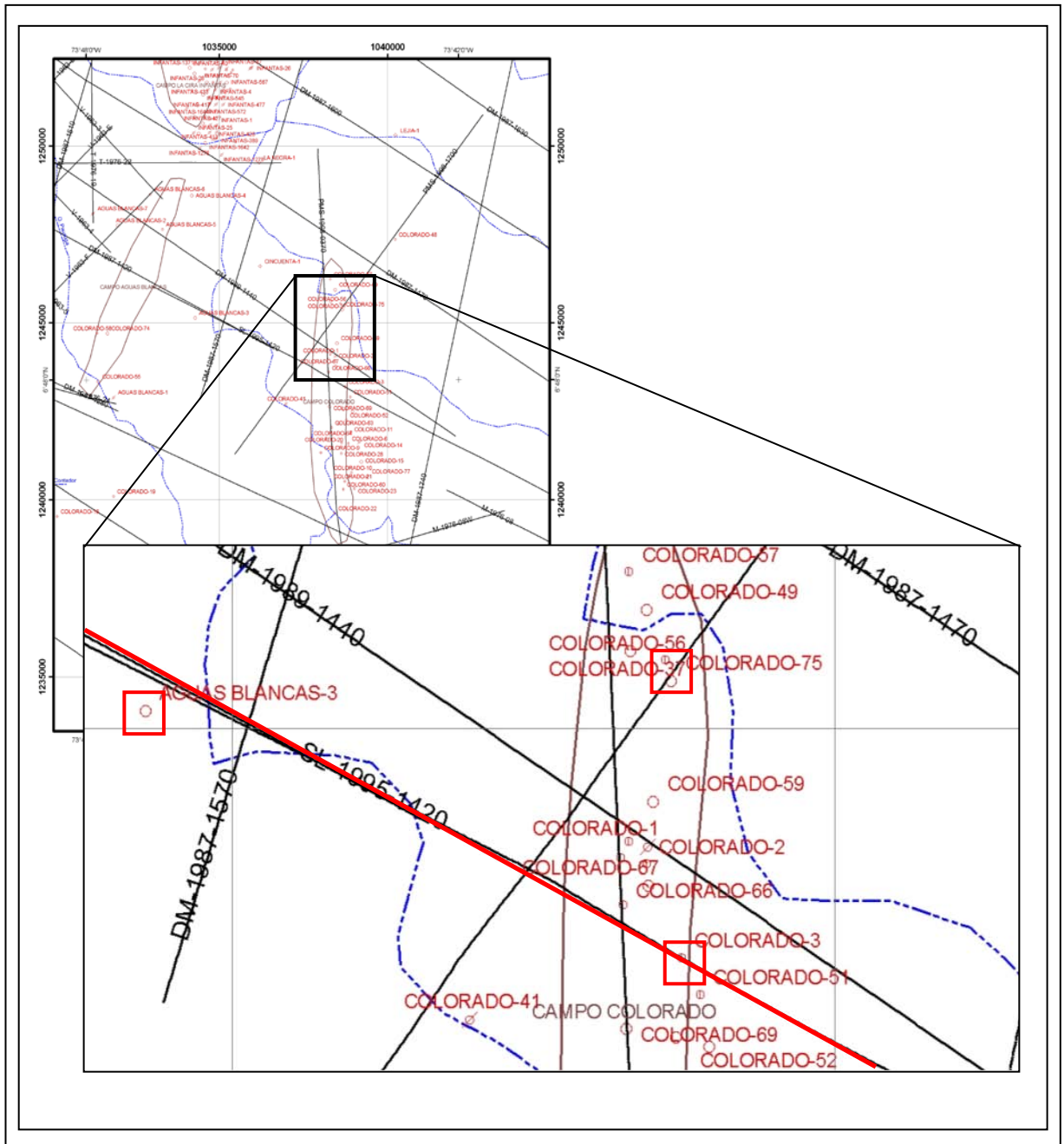
Para la realización de este trabajo se contó con 3 Pozos (Colorado 3, Colorado 75, Aguas Blancas 3) y los datos post-apilados en profundidad de la línea SL-95-1420, se realizó la inversión con cada uno de los pozos por aparte y posteriormente con los tres pozos.

Para el cálculo de las impedancias acústicas es necesario tener buena información de registros de pozo y principalmente el registro Sónico ya que con este se calculan las impedancias, el Campo Colorado no cuenta con buena información de registros de pozo y uno de los registros más escasos en el campo es el sónico.

En este trabajo se calcularon registros de impedancias para los tres pozos, registros de porosidad para el pozo Aguas Blancas 003 aparte de los registros de densidad, Registro Sónico para el pozo Colorado 75 con la Ecuación de Faust y Registros de densidad para los 3 pozos con la ecuación de Gardner.

Los anteriores registros se calcularon con las constantes que se utilizan para las arenas

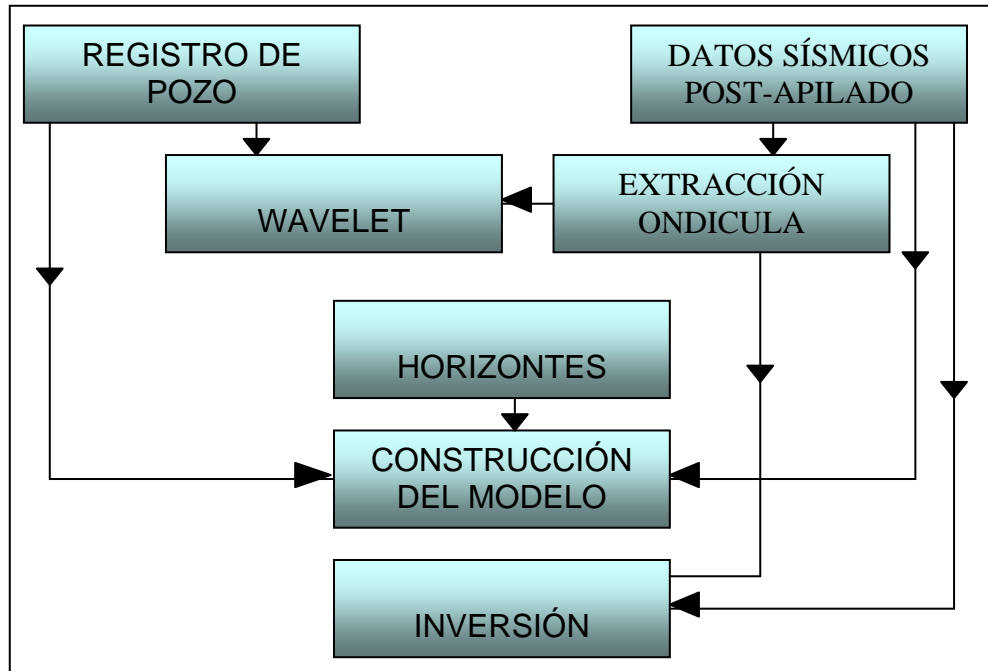
Figura 82. Ubicación de la Línea y los pozos Para la Inversión Acústica



Fuente: Autor

7.2.1 Metodología Inversión Acústica.

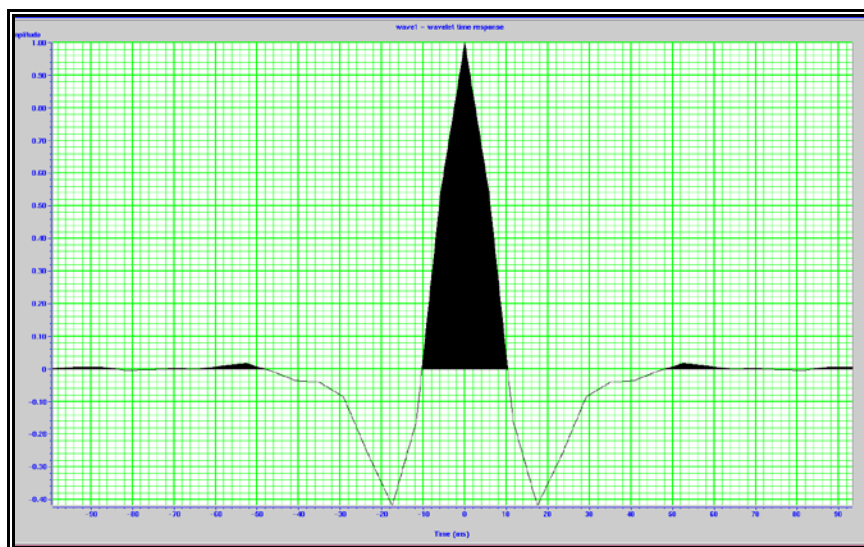
Figura 83. Secuencia Inversión Acústica para datos sísmicos post-apilados



Fuente: Autor

7.2.2 Extracción de la ondícula

Figura 84. Ondícula sísmica wavelet



Fuente: Autor

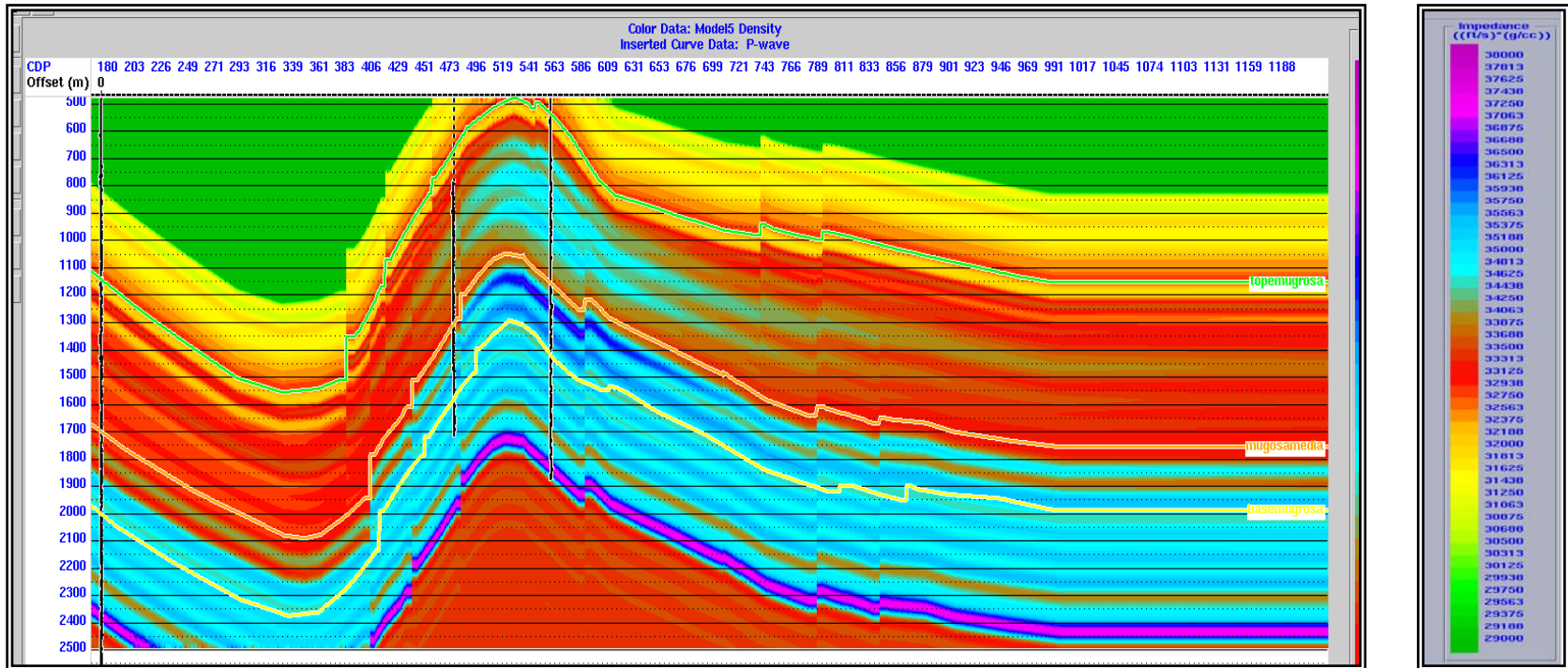


Figura 85. Modelo Para la Línea SL-95-1420 con el Pozo Aguas Blancas 003
 Fuente: Autor

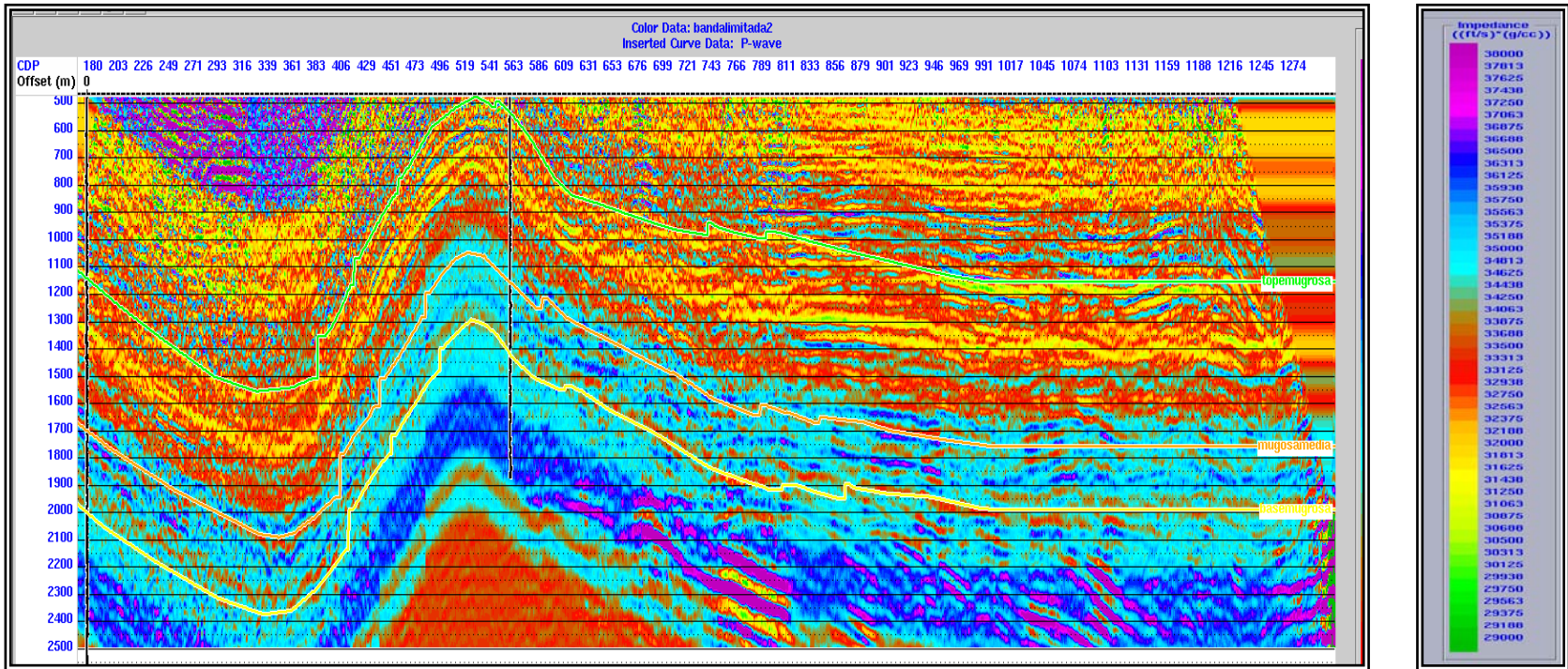


Figura 86. . Inversión Utilizando el algoritmo Banda Limitada Para la Línea SL-95-1420 con el pozo Aguas Blanca 003
Fuente: Autor

En las figuras 80 y 81 se observa el modelo y la inversión acústica que se realizó con la línea sísmica SI-95-1420 y el pozo Aguas Blancas 003, se aprecia una gama de colores los cuales son las Impedancias Acústicas, teniendo el modelo de impedancias este se amarro a los a los datos de porosidad del pozo.

Este pozo no contaba con el registro de porosidad ni con el registro de densidades, entonces se procedió a calcularlos por medio de las siguientes ecuaciones.

El programa STRATA tiene la opción de calcular el registro de densidad con la ecuación de Gardner, el relaciona la velocidad de la onda P (Vp) con la densidad (ρ) y da una ecuación para cualquier clase de litología, en el estudio presente se utilizó esta ecuación ya que el pozo no contaba con este registro.

$$P = 0.23 V_p^{0.25} \dots \dots \dots \text{Ecuación 13}$$

Donde ρ es la densidad del pozo y Vp el registro sísmico.

Para el cálculo del registro de porosidad se utilizó la siguiente ecuación

$$\rho = \rho_{ma} (1 - \emptyset) + \emptyset \rho_f \dots \dots \dots \text{Ecuación 14}$$

Donde

ρ Densidad

ρ_{ma} Densidad de la matriz (2.65) para las arenas

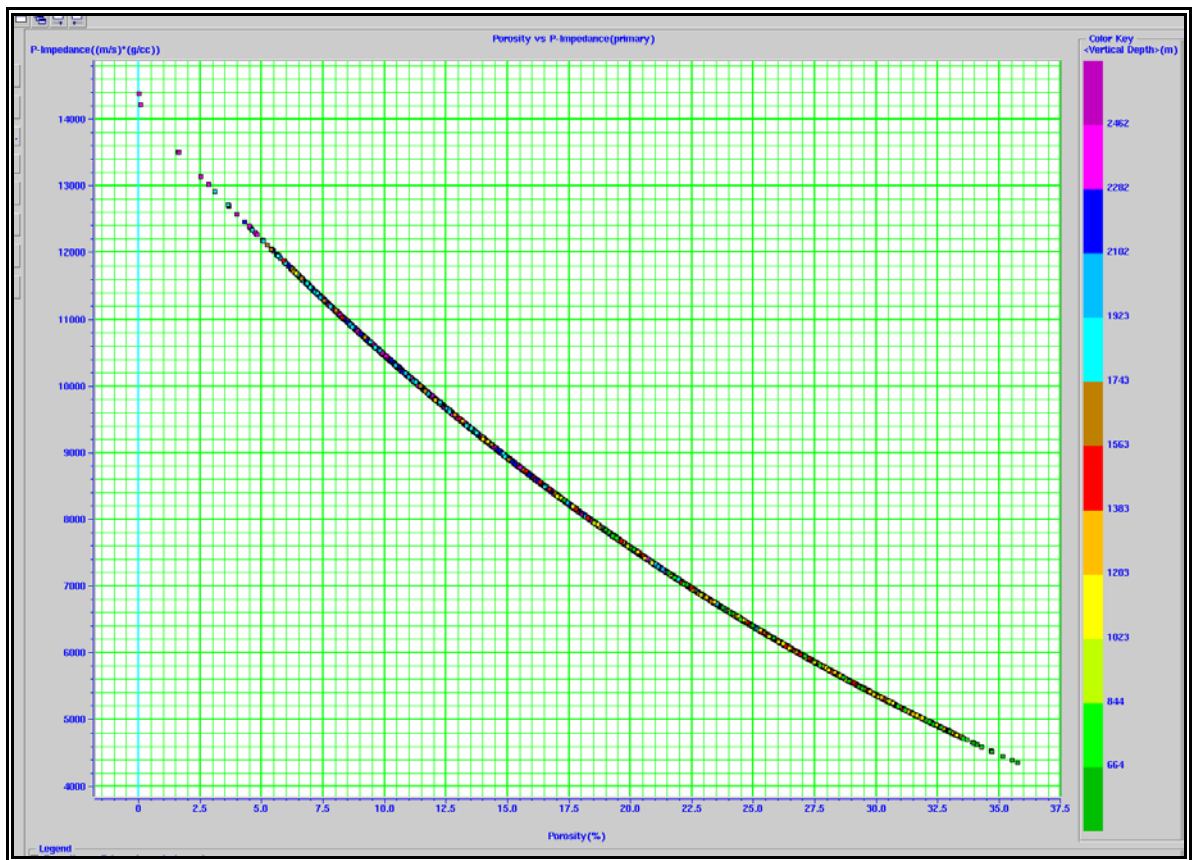
ρ_f Densidad del fluido (1.09) para salmuera

\emptyset Porosidad

En la Figura 82 se observó que las impedancias están relacionadas con las porosidades, se vio que las altas impedancias se relacionan con las bajas porosidades y que las bajas impedancias con las altas porosidades.

Como esta relación se hizo a partir de los datos de densidad que estos a su vez fueron calculados con el registro sísmico, se observó una linealidad de los datos lo que no se dio en los otros pozos.

Figura 87. Crosplot de Porosidades Vs Impedancias Acústicas



Fuente: Autor

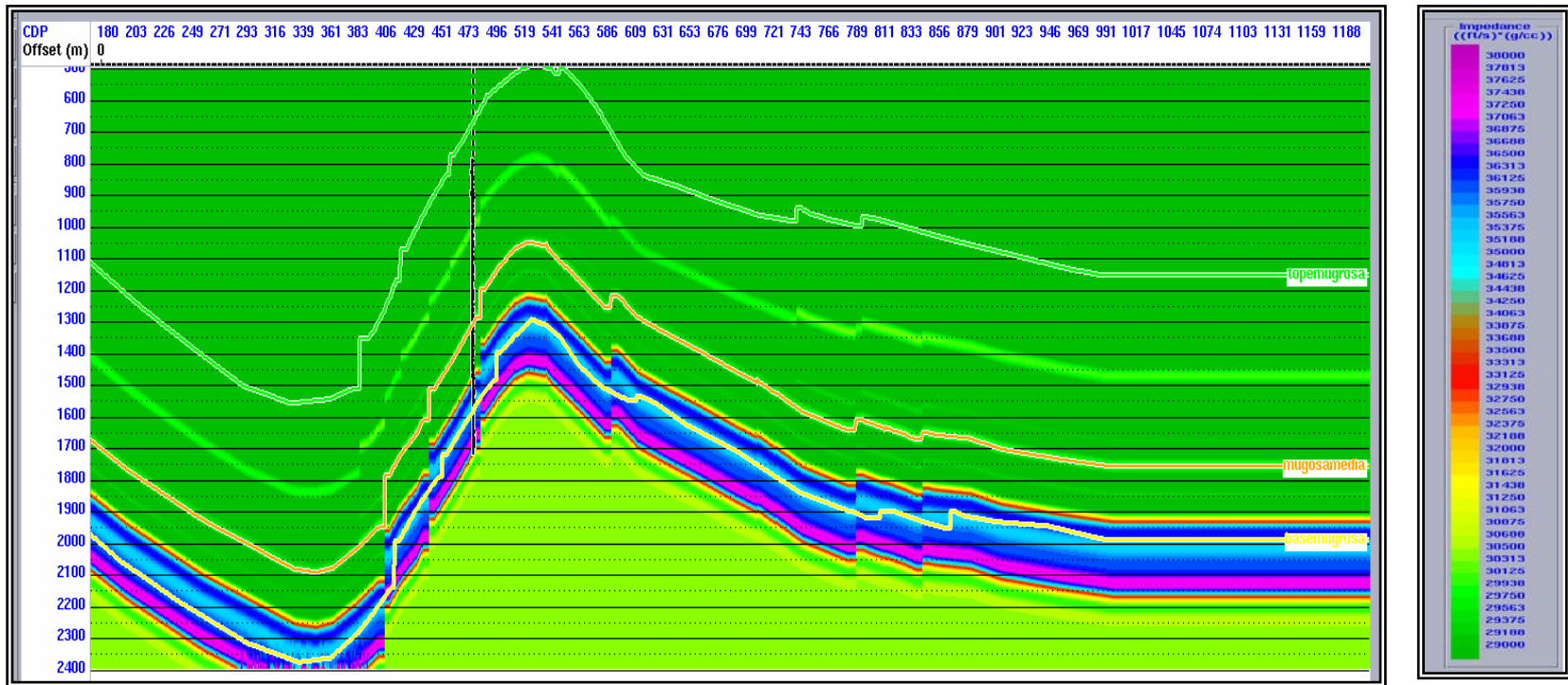


Figura 88. Modelo para la Línea SL-95-1420 con el pozo Colorado 75
Fuente: Autor

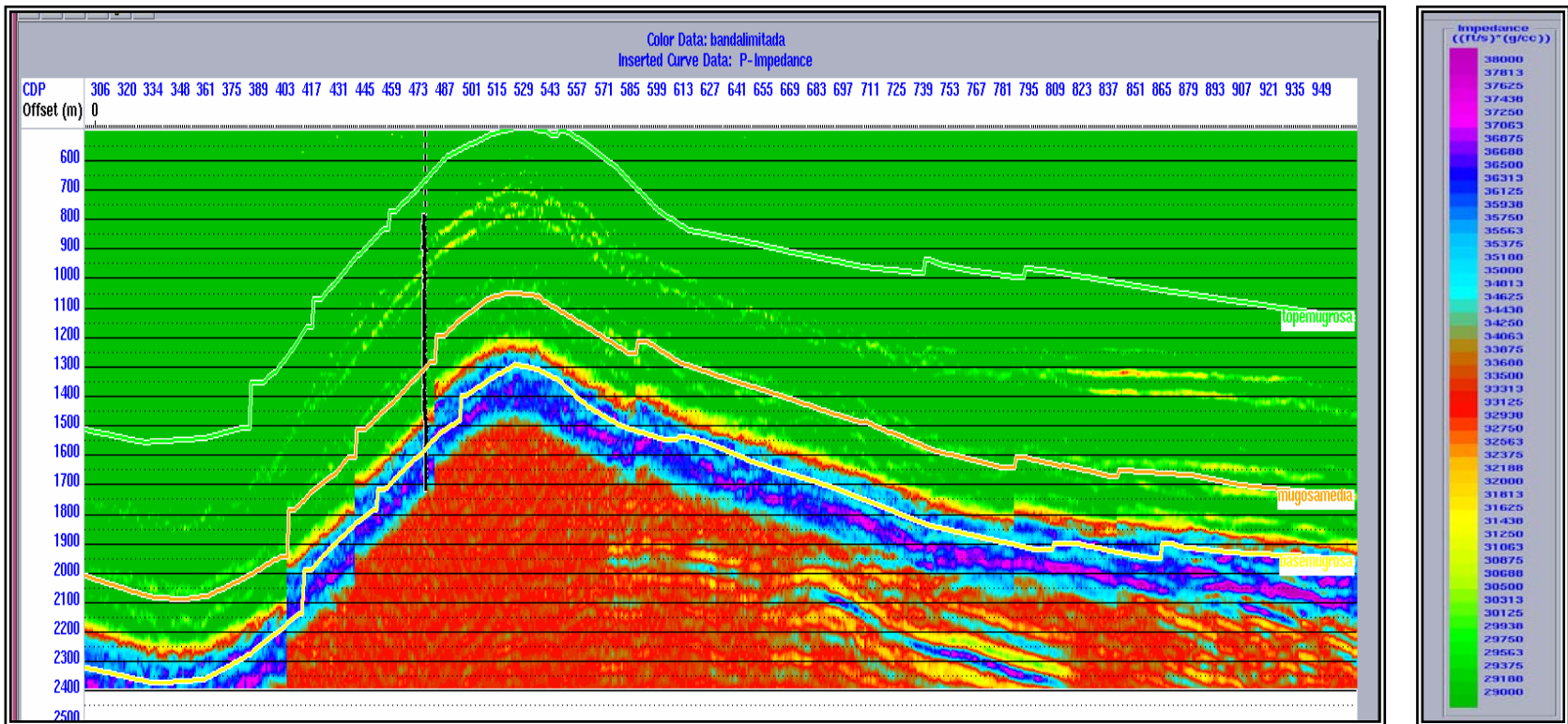


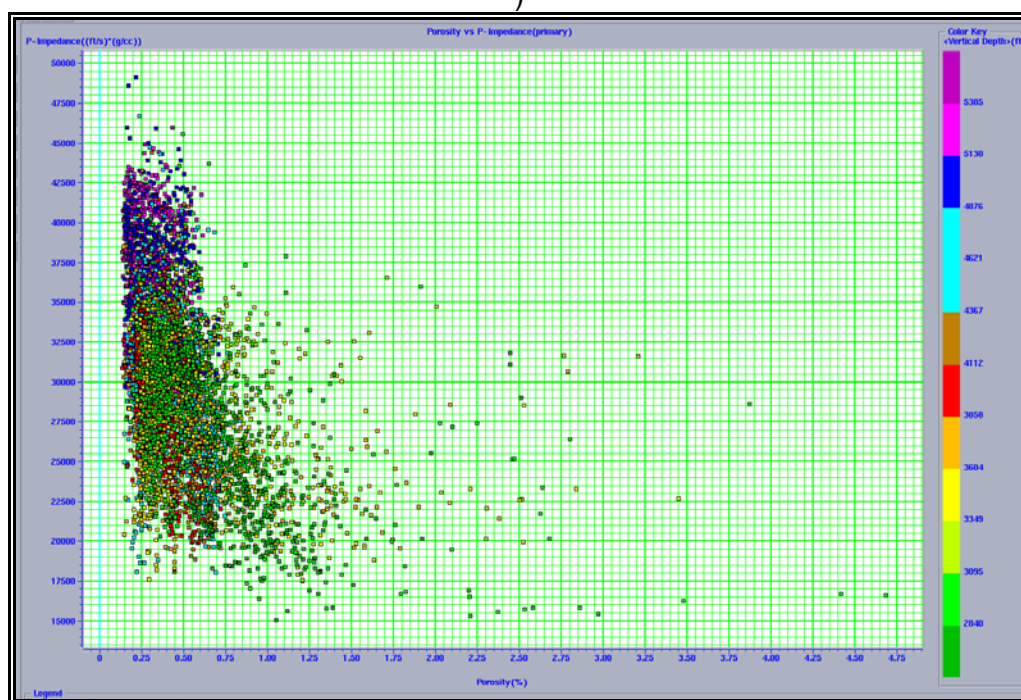
Figura 89. Inversión Utilizando el algoritmo Banda Limitada Para la Línea SL-95-1420 con el pozo Colorado 75
Fuente: Autor

En las figuras 83 y 84 se observa el modelo y la inversión acústica que se realizó con la línea sísmica SI-95-1420 y el pozo Colorado 75, se aprecia una gama de colores los cuales son las Impedancias Acústicas, teniendo el modelo de impedancias este se amarro a los a los datos de porosidad del pozo.

Este pozo contaba con el registro Sónico y de porosidad, esto quiere decir que lo único que se calculo fue el registro de densidad con la ecuación 13.

Se tomo como referencia el crosplot de la figura 82 para observar el cambio de las porosidades con respecto a las impedancias, en la figura 85 se observa una tendencia a alinearse los datos y se cumple la misma relación del crosplot de la figura 82 que a mayor impedancia menor porosidad y a menor impedancia mayor es la porosidad.

Figura 90. Crosplot Porosidades Vs Impedancias del pozo Colorado 75



Fuente: Autor

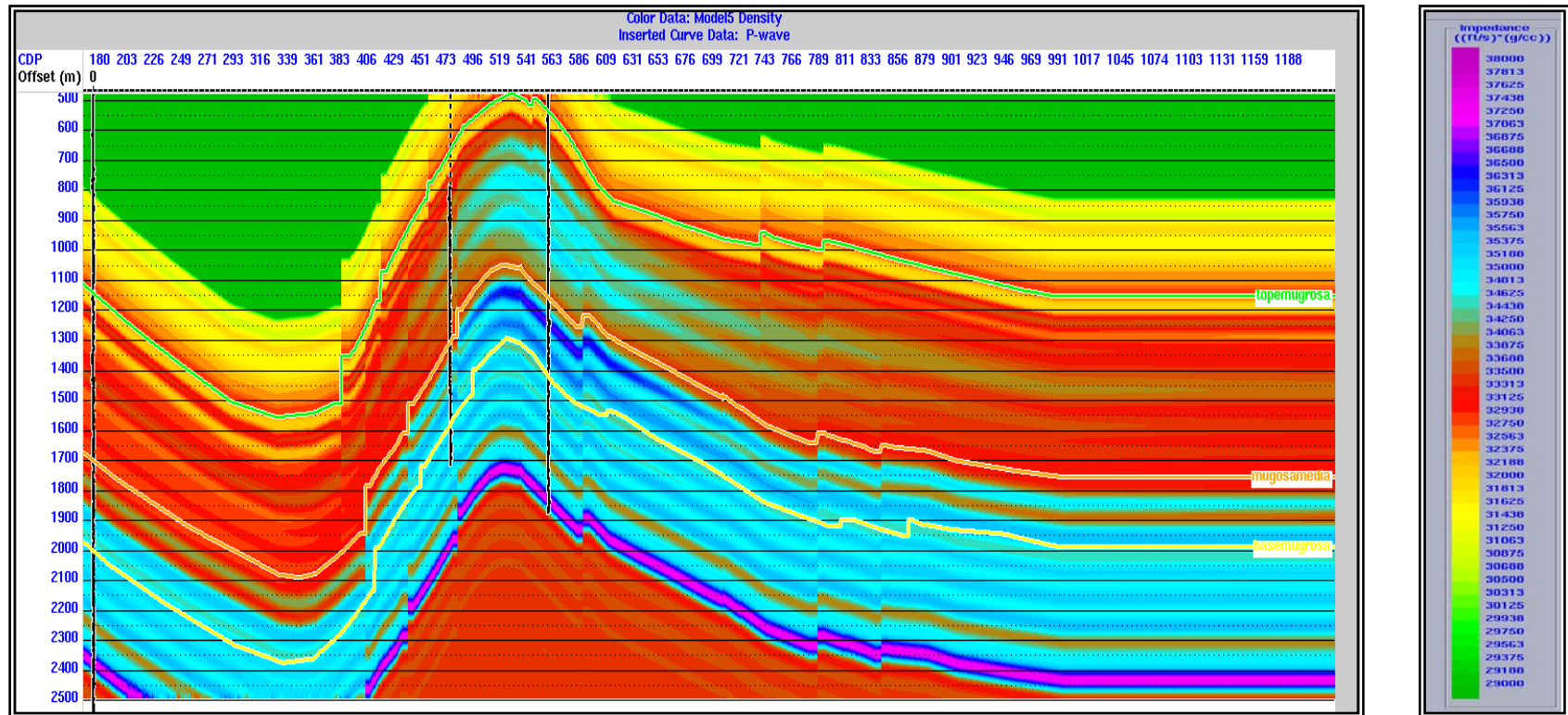


Figura 91. Modelo para la Línea SL-95-1420 con el pozo Colorado 003
 Fuente: Autor

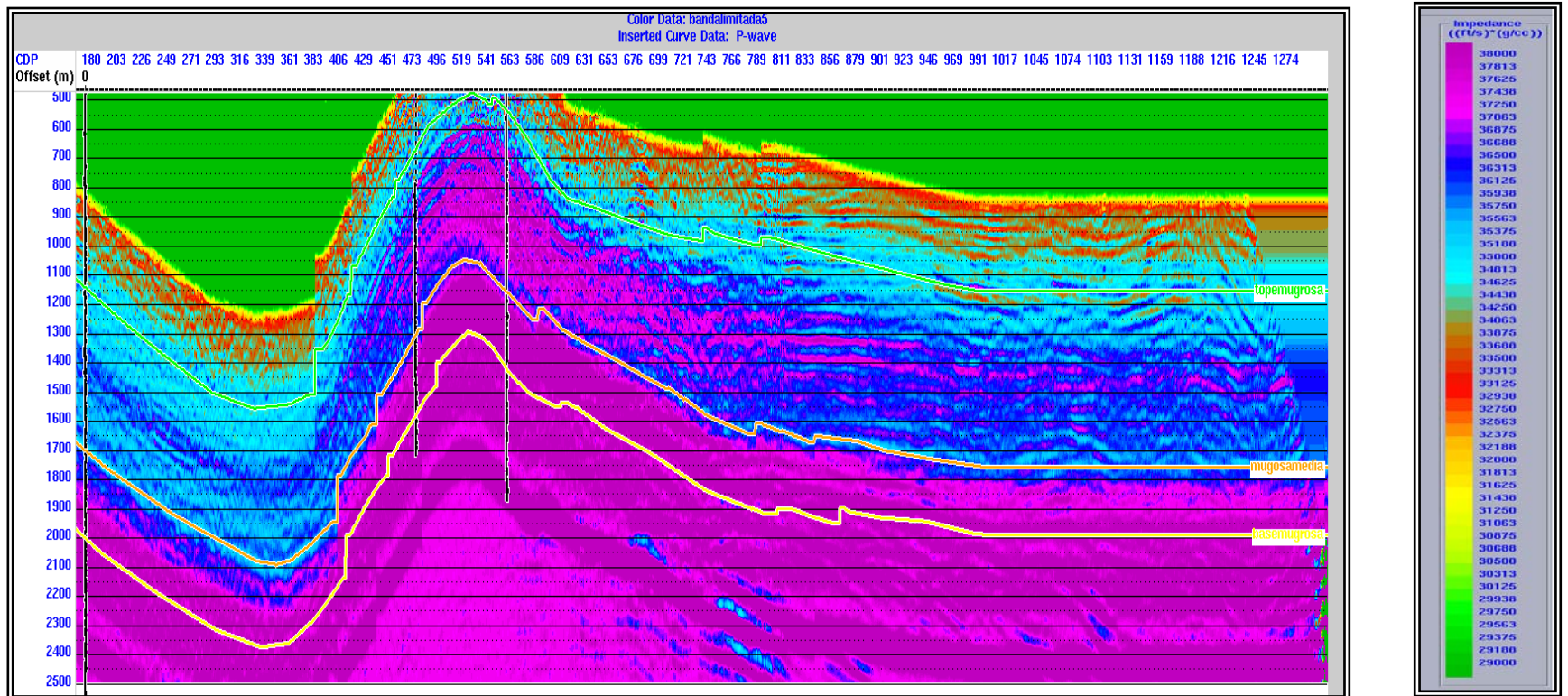


Figura 92. Inversión Utilizando el algoritmo Banda Limitada Para la Línea SL-95-1420 con el pozo Colorado 003
Fuente: Autor

En las figuras 86 y 87 se observa el modelo y la inversión acústica que se realizó con la línea sísmica SI-95-1420 y el pozo Colorado 75, se aprecia una gama de colores los cuales son las Impedancias Acústicas, teniendo el modelo de impedancias este se amarro a los a los datos de porosidad del pozo.

Este pozo contaba con registro de porosidad y un resistivo se utilizo la ecuación 13 para el cálculo del registro de densidad y para el registro sísmico se utilizo la transformada de Faust.

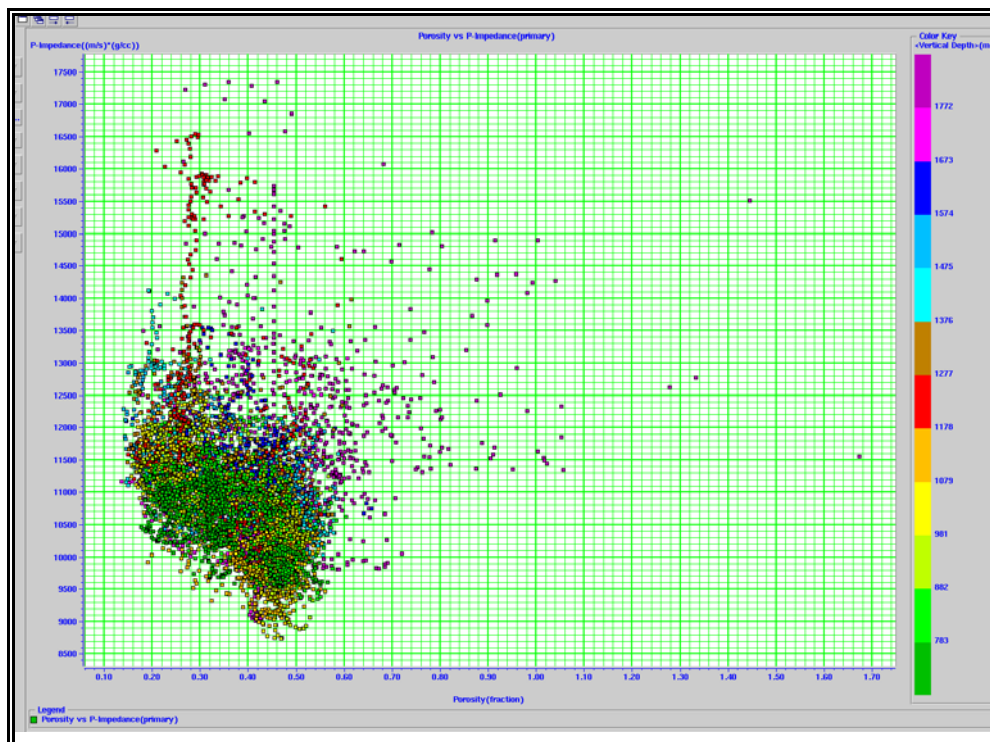
15 $DT_Faust = 1948 * (prof * ILD) ^ 0.1667$ Ecuación

Prof es la profundidad

ILD Resistivo

Se tomo como referencia el crosplot de la figura 82 para observar el cambio de las porosidades con respecto a las impedancias, en la figura 89 se observa una tendencia a alinearse los datos y se cumple la misma relación del crosplot de la figura 82 que a mayor impedancia menor porosidad y a menor impedancia mayor es la porosidad.

Figura 93. Crosplot Porosidades Vs Impedancias del pozo Colorado 3



Fuente: Autor

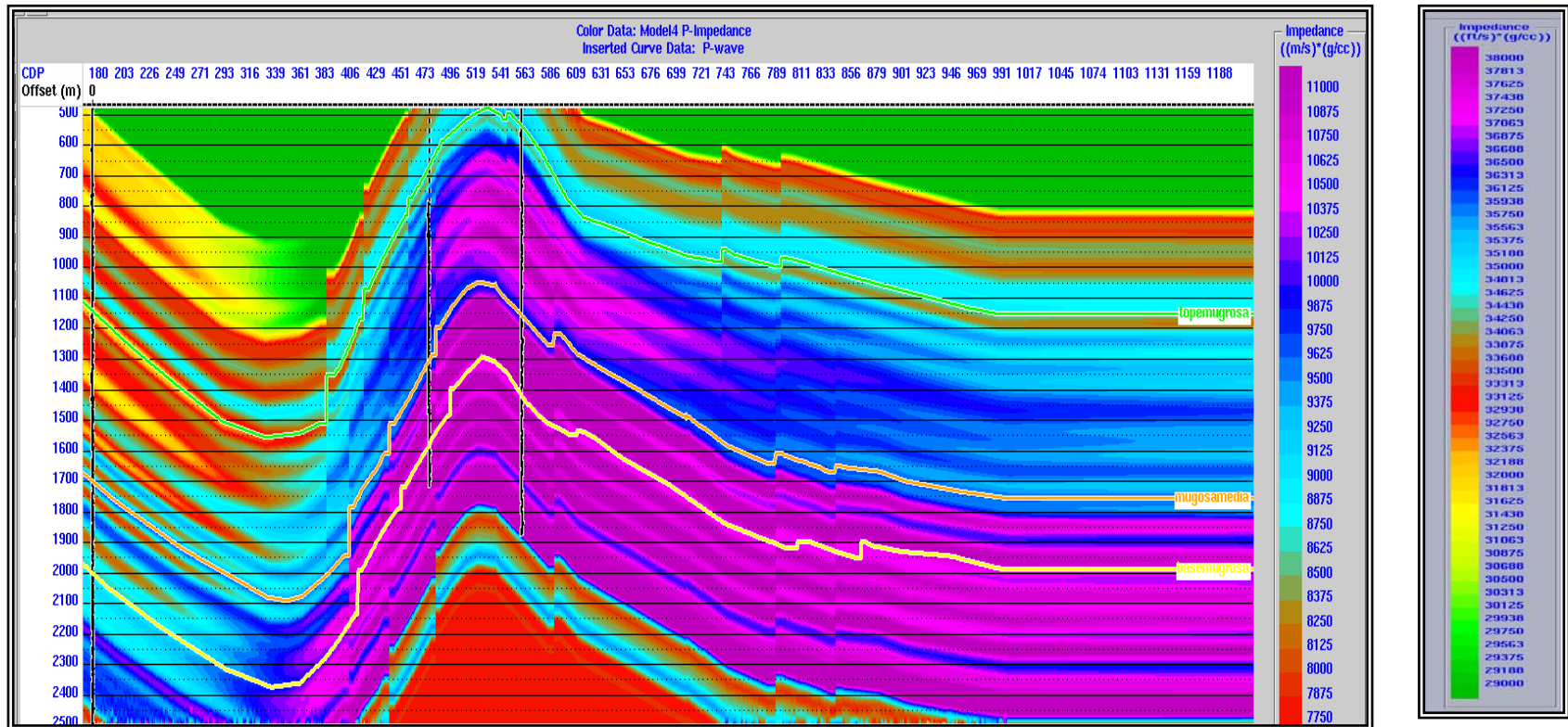


Figura 94. Modelo para la Línea SL-95-1420 con los pozos Colorado 003, Colorado 75 y Aguas Blancas 003
 Fuente: Autor

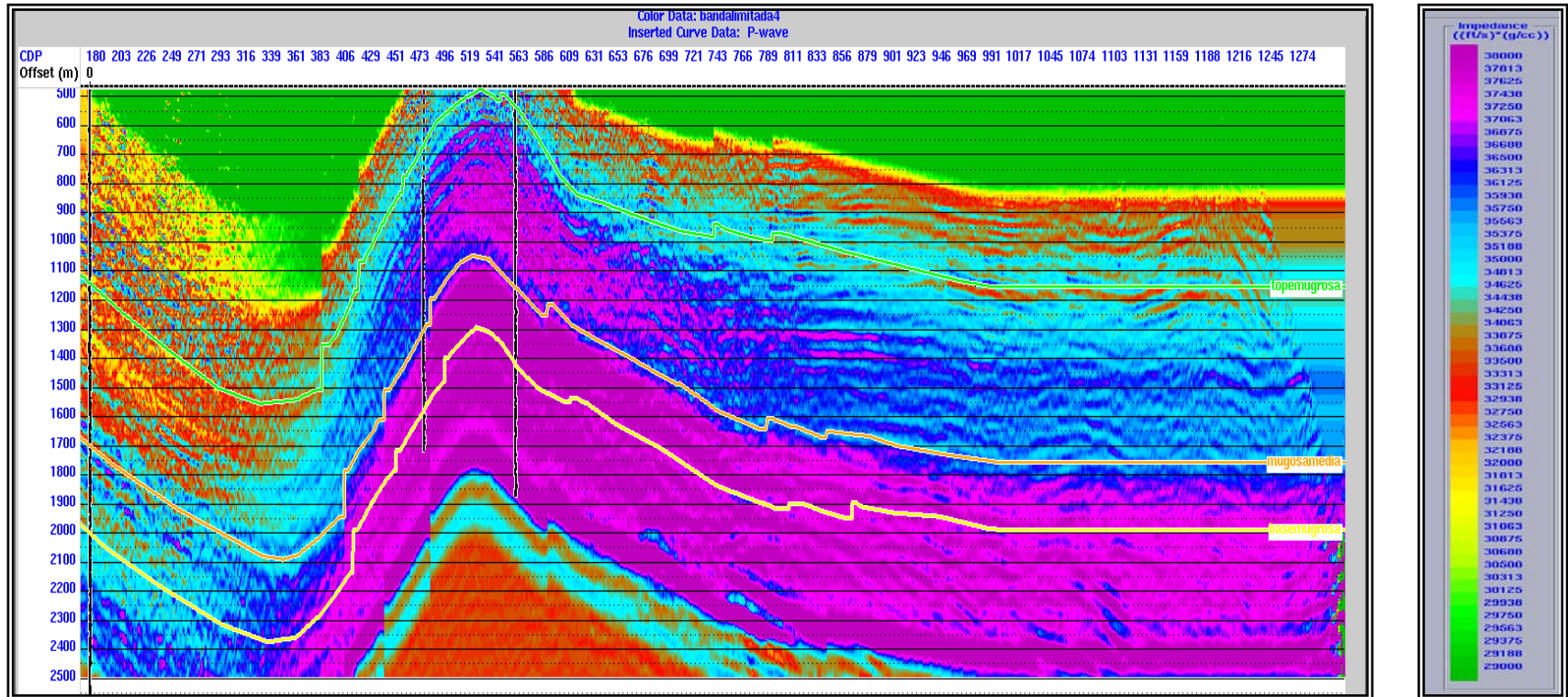


Figura 94. Inversión Utilizando el algoritmo Banda Limitada Para la Línea SL-95-1420 con los pozos Colorado 3, Colorado 75 y Aguas Blancas 003
 Fuente: Autor

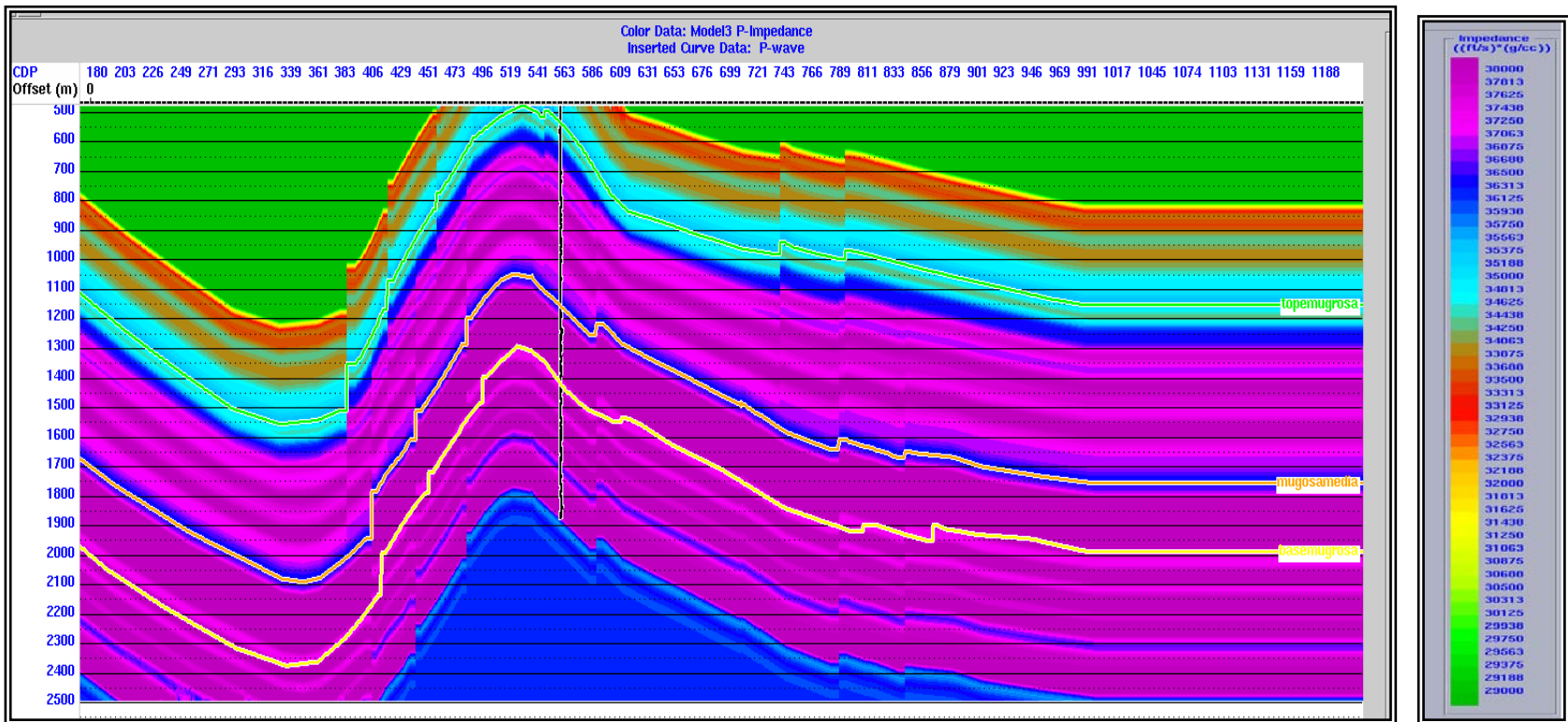


Figura 95. Modelo para la Línea SL-95-1420 con los pozos Colorado 3 y Colorado 75
Fuente: Autor

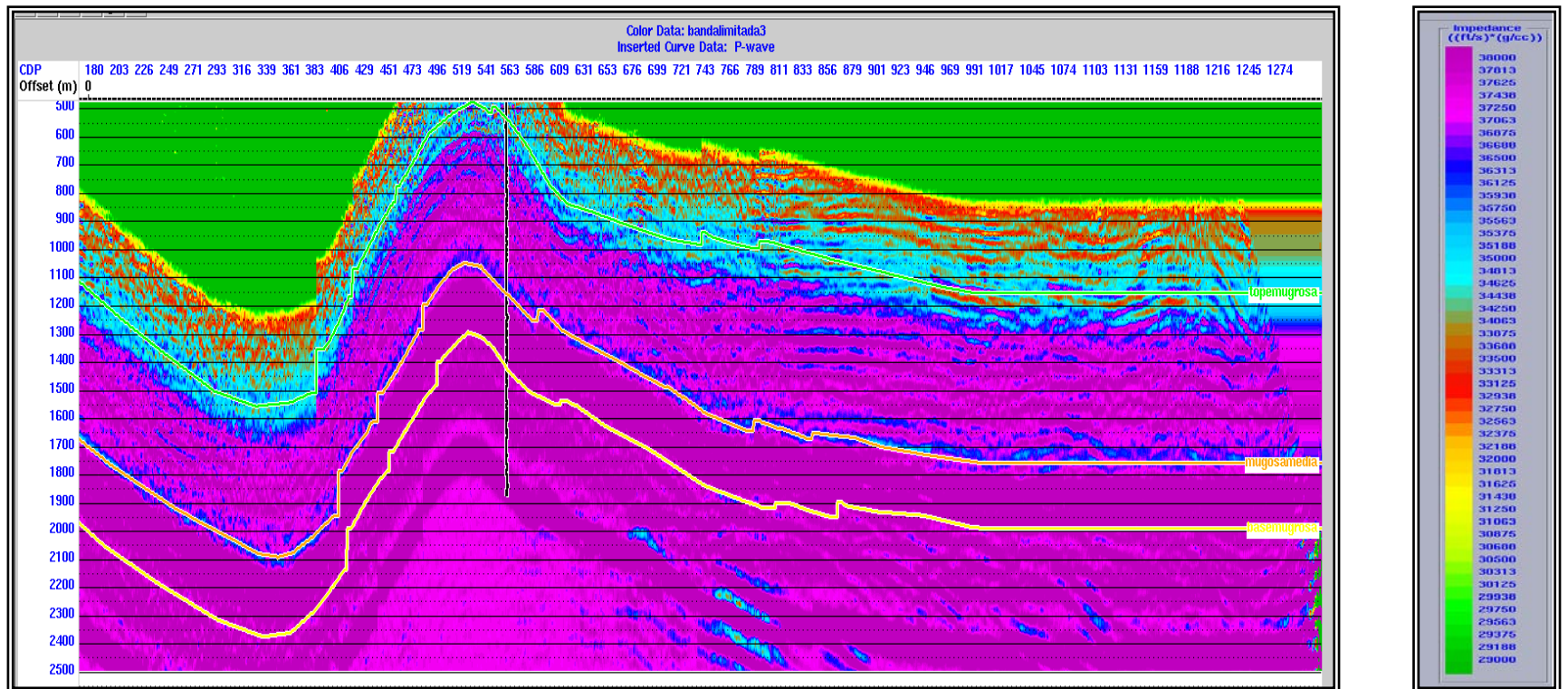


Figura 96. Inversión Utilizando el algoritmo Banda Limitada Para la Línea SL-95-1420 con los pozos Colorado 3 y Colorado 75
Fuente: Autor

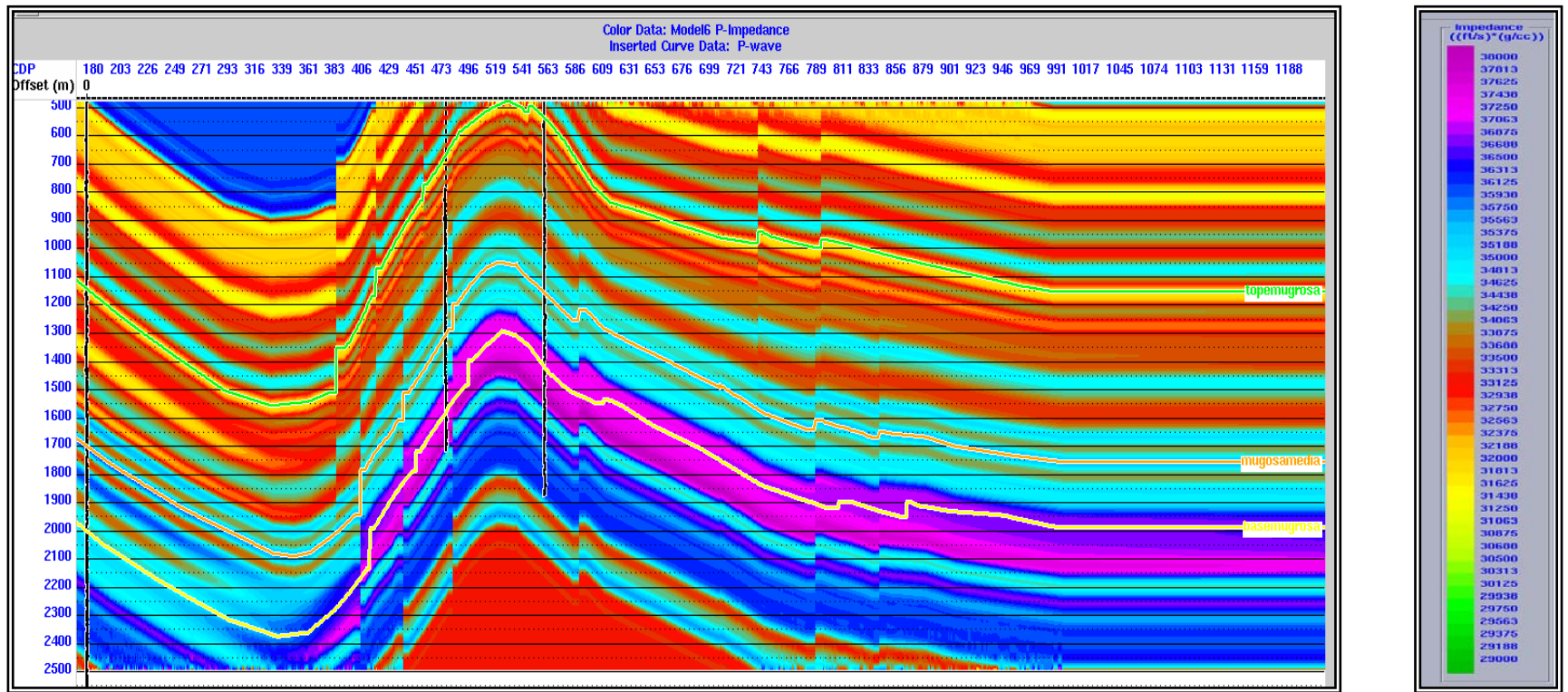


Figura 97. Modelo para la Línea SL-95-1420 con los pozos Aguas Blancas 003 y Colorado 75
Fuente: Autor

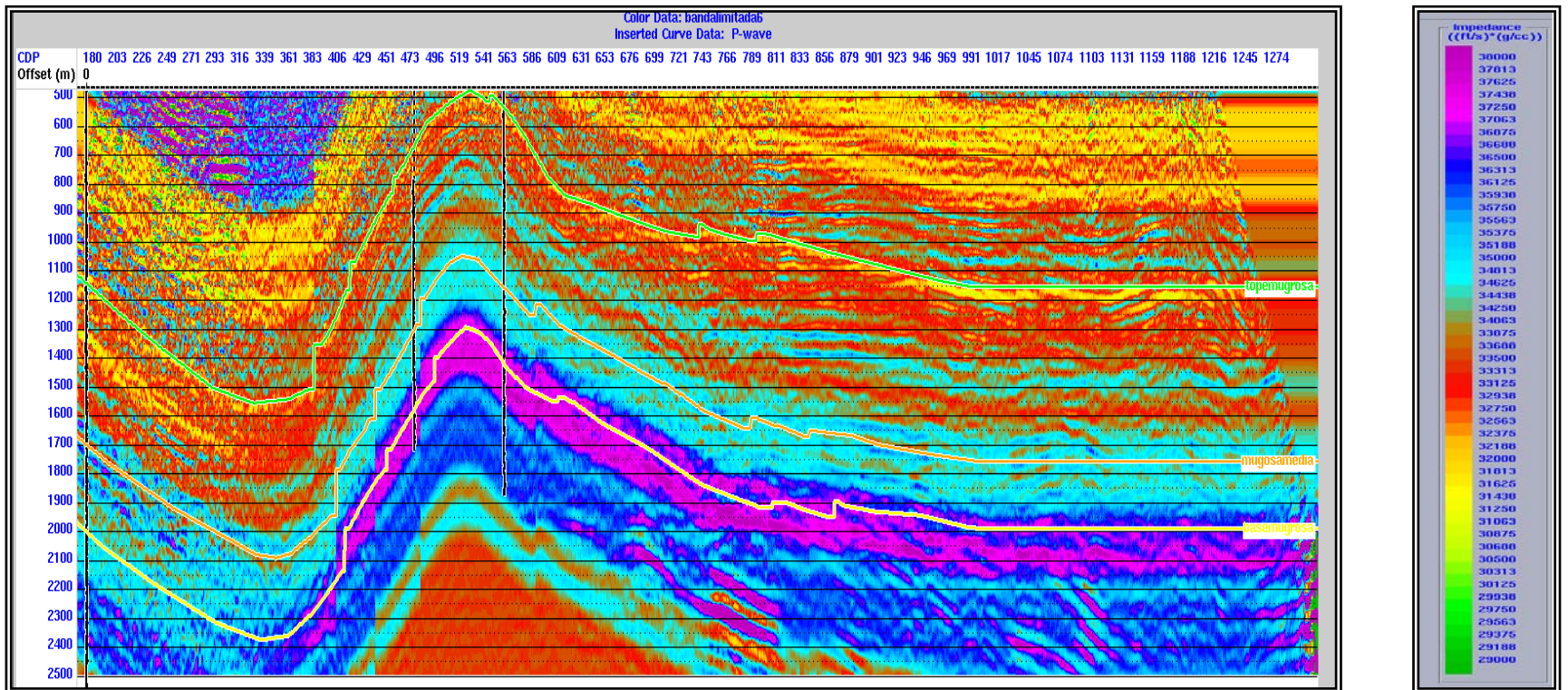


Figura 98. Inversión Utilizando el algoritmo Banda Limitada Para la Línea SL-95-1420 con los pozos Aguas Blancas 003 y Colorado 75

Fuente: Autor

De acuerdo con lo anterior se pudo observar que:

Que en las figuras 94 y 95 se observa un cambio de colores de las impedancias, este varia con respecto a la profundidad, las impedancias en este caso se ven altas en la parte profunda y medias en la parte superior, esta se realizo con los 3 pozos que estaban cerca de la línea sísmica y cabe resalta que solo dos pozos tenían sónico y uno no, se concluyo que utilizando los 3 pozos se obtenía una porosidad baja y homogénea en la formación lo que no concuerda con la información que se tiene.

En la figura 96 y 97 se utilizaron los 2 pozos Colorado 3 y Colorado 75, se observo que en toda la formación mugrosa tenia impedancias altas ósea una porosidad baja esto se debe a que se calculo el registro sónico del pozo Colorado 3 y este induce mucho error a la información.

En las figuras 98 y 99 se utilizaron los pozos Colorado 75 y Aguas Blancas 003 en este caso se observa que las impedancias varías no en profundidad si no lateralmente ósea no homogénea, esto se debe a que no se indujo ningún registro sónico calculado a partir de un resistivo, se obtuvo que la porosidad en esta zona es media.

En general se observo que la inversión depende de los datos que se utilicen, es por esta razón que se concluyo que el mejor modelo fue el de la figura 99.

8. CONCLUSIONES

- No se determinó el modelo de continuidad espacial de los datos de porosidad en el subvolumen usando los datos de inversión y registro de pozo, esto debido a que la información obtenida en los registros fue cualitativa y la información en la sísmica fue cuantitativa
- La buena resolución de los reflectores en las líneas sísmicas procesadas en tiempo SL-95-1420 y SL-95-1290, comprendió la utilización de diversos métodos de prueba, en donde se obtuvo un mejor apilado según el análisis de velocidades procedente de la herramienta CVS (Apilado de Velocidades constantes).
- En las líneas sísmicas procesadas en profundidad SL-95-1420 y SL-95-1290, se observa de manera más clara, características que facilitan la interpretación de estructuras presentes en el área de estudio. Además se muestra un buen amarre entre los topes de las formaciones en la secuencia estratigráfica de interés y la sección sísmica en profundidad.
- El modelamiento de las porosidades de los registros de pozo en petrel arrojó un buen resultado ya que las porosidades efectivas presentaron un rango de 10 al 20%, las cuales corresponden a la zona de Mugrosa C, esto coincide con la información de las porosidades promedio que se encuentra en la descripción general de la columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Asimismo, se evidenció la acumulación de porosidades hacia la parte sur del campo Colorado, en donde se ubica el área de estudio.
- Se determinó la porosidad cuantitativa en la línea sísmica SL-95-1420 de la Formación mugrosa a partir de los pozos que tenían registro sísmico.

9. RECOMENDACIONES

Realizar mapas de facies, para así poder modelar canales y con esto poder amarrar los datos de porosidad a los canales.

Generar nuevos mapas de arenas para cada una de las subunidades de la Formación Mugrosa

Que al realizar la inversión acústica 2D se tenga la mayor cantidad de información cerca de la línea, que los pozos tengan registro sísmico, de porosidad y que estos tengan corazonas para poder hacer una interpretación con respecto a la litología presente en el lugar.

Generar un modelo estructural del campo 3D en profundidad para poder modelar las fallas en los cubos de propiedades.

Hacer una adquisición sísmica 3D, para así poder generar un volumen 3D del campo y poder realizar la inversión Acústica al campo.

10. BIBLIOGRAFIA

Amaya, Carlos, Cabrera, H, Garzón, Freddy, Guanín, F, Mantilla, Jorge, Ordóñez, Aníbal, Suárez, Henry, 2003, Diagnostico, Análisis y Estrategias de producción preliminar para el Campo Colorado.

BANCROFT, J., A practical understanding of pre- and poststack migrations.
Society of Exploration Geophysicists

Chopra, Satiner. Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization

Colombia Sedimentary Basins , Nomenclatura, boundaries and petroleum Geology, a new proposal, ANH

Cox, Mike., (1999), Statics Corrections for Seismic Reflection Surveys

DIAZ Viera, M. A. Y Dr. CASAR GONZALEZ , R. (2004). "Geoestadística Aplicada a la Caracterización de Yacimientos. Instituto mexicano del petróleo. México.

ECOPETROL, (2001), Evaluación Regional del Valle Medio del Magdalena

ECOPETROL. ICP.(2000) División de Exploración y Producción. Laboratorio de Estratigrafía. : Estratigrafía del terciario del Valle Medio del Magdalena Por Laboratorio de Estratigrafía ICP.

ECOPETROL-GCO, (2001), Evaluación Campo Colorado

Fernández, Susana, González, Ezequiel F, Regueiro, 2002, José, Universidad Simón Bolívar. Impedancia Acústica Y Elástica para identificación litológica y de fluidos; Aplicación en el Campo Chimera Boca

FONSECA. C. Paola, Definición Conceptual, Experimental Y Aplicada De Porosidad Total, Porosidad Efectiva Y Microporosidad.

GEODERTH-2D tutorial

GOMEZ, (2001), Tectonic Controls on the Late Cretaceous to Cenozoic Sedimentary Fill of the Magdalena Valley Basin, Eastern Cordillera and Llanos Basin – Colombia

HAMPSON, Daniel P., RUSSELL, Brian H. and BANKHEAD, Brad.

ICP, (1997), Descripción e Interpretación de Núcleos de Perforación - Evaluación de Roca Almacenadora en los Sectores de Zarzalito y Playón

- ICP, GER, (1998), Evaluación para la Secuencia Terciaria del VMM
- INGEOMINAS, (1978), Geología Del Cuadrángulo H12 Bucaramanga – Pamplona Y Memoria Explicativa Del Cuadrángulo H12.
- KELKAR, M., PÉREZ G, (2002). “Applied Geoestatics for Reservoir Characterization”. Society of Petroleum Engineers, Texas
- Meneses, Johana Marcela, Ramírez, Jenny Marcela, 2008 Desarrollo de una metodología para la caracterización de atributos petrofísicos basados de la formación Mugrosa caso de estudio Campo Colorado
- MORALES, 1994, Stratigraphy Of The Esmeraldas, La Paz, Lisama And Umir Formations In The Sogamoso River Section
- MuKerji, T., Avseth, P., MavKo, G., TaKahashi, I., and González, E. F ., 2001, Statical rock physics, information theory, and geostatistics to reduce uncertainty in seismic reservoir characterization, The Leading Edge, Volume 20, No. 3, Marzo
- Ortuño, E., 2006, Yacimientos Jurasicos en la Sonda de Campeche. Primer Congreso y Exposición internacional del petroleo en Mexico, Cancún 2006.
- PARDO et al, (2003), Palogene Palynostratigraphy of The Eastern Middle Magdalena Valley, Colombia
- Perez A, Eliecer, Figuero c, Gerardo, Ortuño M, Enrique., Predicción de porosidad e Inversión Acústica en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados en la formación JSK de la Región Marina de Campeche
- Portal, A, Maritza, (2006), Interpretación Sísmica de un Montículo de Derumbe (Complejo de Transporte Masivo) en un Ambiente de Aguas Profundas
- ROYERO, José y CLAVIJO, Jairo, (2001), Memoria Explicativa del Mapa de Santander escala 1:400000, INGEOMINAS .
- Rusell Brian. The old and the new in seismic inversion. The 2006-07 CSEG distinguished lecture. CGGVeritas Humpson-Rusell
- SCHLUMBERGER, Cased Hole Log Interpretation Principles / Applications. Houston, Texas (1989).
- SHERIFF, Robert E. Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics. Cuarta Edición. Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists;2002. 429 p.
- Spikes K., et all. From Seismic Traces to Reservoir Properties: Physics-Driven Inversion. The Leading Edge. April 2008. Pag 456-461.

STRATA. Humpson-Russell software. Strata Guide. Pág: 14-25. January 2007

STRATA: Seismic Inversion Workshop. CGGVeritas

Téllez Romero, Wilson Eduardo, Villareal Rueda, Roberto José, 2007
Determinación de potenciales de producción a partir de registro de pozos.
Aplicación Campo Colorado

YILMAZ, ÖZ ,Seismic data analysis, processing, inversion, and
interpretation of seismic data

Valencia y castro, 1979, Revisión geológica del campo colorado

11. ANEXOS

ANEXO 1. PRINCIPIOS DE ADQUISICIÓN SÍSMICA

ANEXO 1.1. Método de adquisición sísmica

El método de adquisición sísmica se utiliza para obtener información sobre el tamaño, profundidad y la geometría de las estructuras geológicas subterráneas empleando ondas de sonido. Los geólogos utilizan los datos sísmicos para determinar la existencia de estructuras o trampas geológicas que puedan contener un potencial de hidrocarburo.

Este método no revela presencia de hidrocarburo en forma directa. Es necesario efectuar perforación exploratoria para confirmar si las estructuras geológicas identificadas mediante el método sísmico contienen volúmenes de hidrocarburo

ANEXO 1.2. Adquisición sísmica terrestre

Para la adquisición de datos sísmicos terrestres, se utiliza una fuente de impulsos tal como la dinamita, o una fuente de frecuencia controlada, tal como una placa vibratoria en un camión, enviando energía acústica hacia el interior de la tierra esta energía se propaga en varias direcciones.

Una de las fuentes mas utilizada en proyectos de adquisición sísmica terrestre es la dinamita, esta se entierra a unos 20 metros para ser detonada para generar la energía u ondas de presión a nivel subterráneo. A medida que las ondas se desplazan, parte de la energía se refleja nuevamente en la superficie y es registrada por una serie de sensores, conocidos como geófonos. La geometría y la posición de los geófonos, con respecto a las cargas explosivas, son aspectos críticos a considerar a fin de obtener una muestra precisa del campo de la onda de presión, estas ondas son luego registradas digitalmente en una cinta magnética en el campo, para que luego esta información sea procesada con programas especializados en la materia.

Figura A1. Adquisición convencional en tierra firme.
 La energía sísmica registrada en los receptores a diferentes tiempos debido a las diferencias de elevación y a las variaciones de la velocidad de superficie

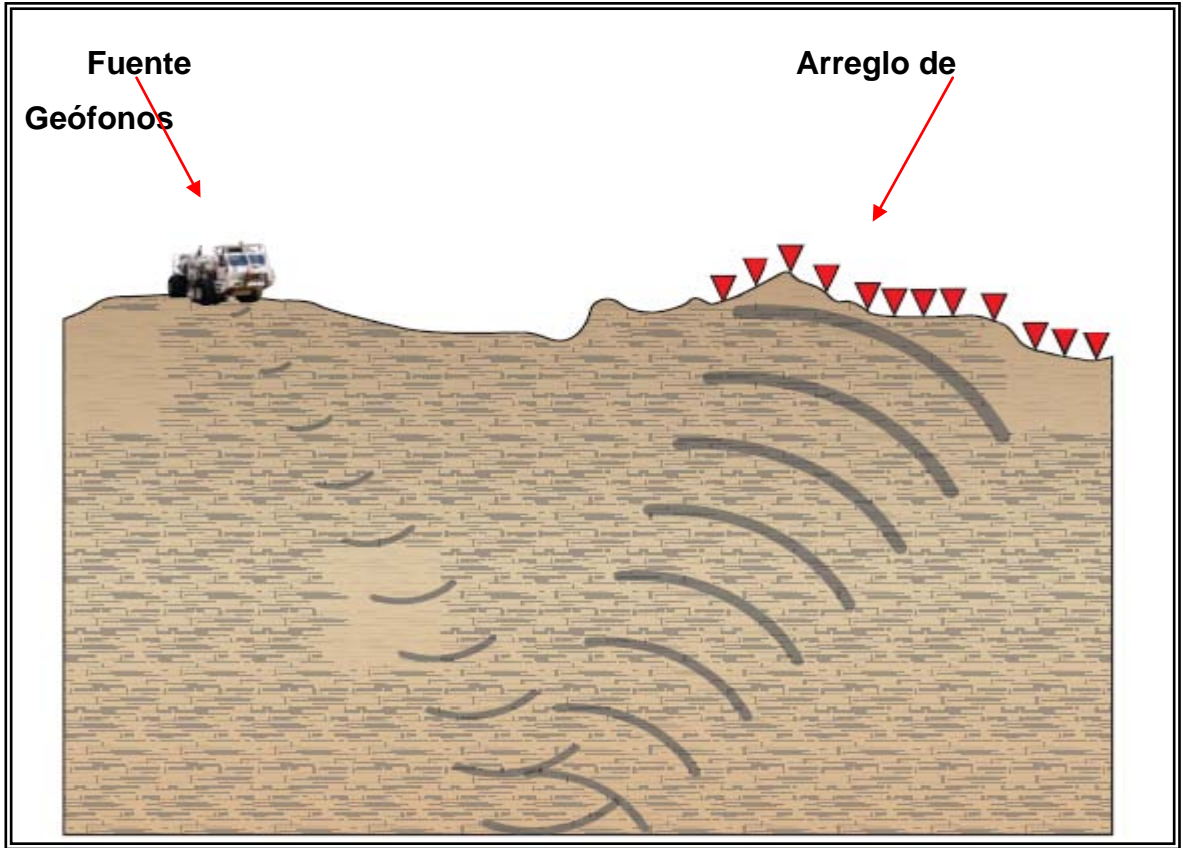
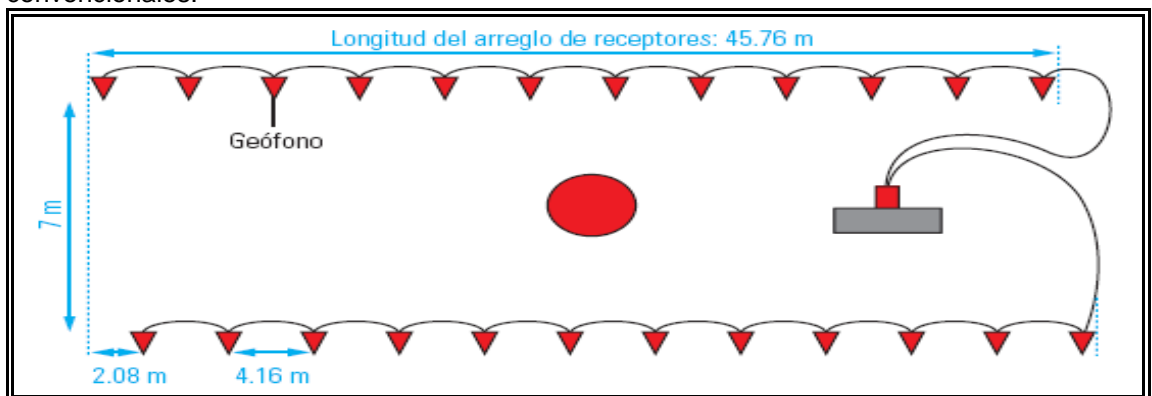


Figura A2. Arreglo de receptores o geófonos En los procesos de adquisición convencionales.



Varias sargas de geófonos cableadas entre sí promedian las mediciones de los sensores individuales y proporcionan una traza de salida, cuya posición es denotada por el centro de gravedad del arreglo, indicado con el punto rojo.