

**MODELAMIENTO SISMICO DEL BLOQUE RECETOR (PIEDEMONTES LLANEROS)
CONSISTENTE CON UN MODELO GEOLOGICO ESTRUCTURAL UTILIZANDO
HERRAMIENTAS GEOFISICAS 3D.**

JUAN CARLOS VEGA DELGADO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA**

2007

**MODELAMIENTO SISMICO DEL BLOQUE RECETOR (PIEDEMONTES LLANEROS)
CONSISTENTE CON UN MODELO GEOLOGICO ESTRUCTURAL UTILIZANDO
HERRAMIENTAS GEOFISICAS 3D.**

JUAN CARLOS VEGA DELGADO

**Proyecto de Grado en modalidad Pasantía de Investigación presentado para
optar el título de Geólogo.**

Coordinador Universidad Industrial de Santander

GERMAN MEZA, MsC

GEOLOGO

Coordinador ICP-ECOPETROL

CARLOS C. PIEDRAHITA ESCOBAR, PhD.

MATEMATICO

Tutor de la Pasantía ICP-ECOPETROL

WILLIAM M. AGUDELO. PhD.

ING. CIVIL

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE FISICO-QUIMICAS

ESCUELA DE GEOLOGIA

BUCARAMANGA

2007

Dedicado a Dios y la Vida que me han dado tanto,
A mi familia que me ha esperado,
A Carlos P que me brindo todo su conocimiento y
A Nhora que me dio un nuevo motivo para vivir.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo nunca lo hubiera llevado a feliz término sin la intervención de muchas personas y entidades que pusieron su granito de arena y creyeron en mí. Algunas de ellas son:

La Universidad Industrial de Santander, quien me dio la oportunidad de no solo forjarme como geólogo, también me formo como profesional.

El ICP-ECOPETROL, donde tuve la oportunidad de aprender y desarrollar mi gusto por la Geofísica,

El grupo de Investigación de PETROSISMICA, quienes me dieron la oportunidad de crecer al lado de los mejores y nunca me negaron la oportunidad de aprender.

A Carlos Piedrahita, William Agudelo, German Ojeda, German Meza; quienes me formaron en esta etapa de mi carrera,

A los profesores de la escuela de Geología de la Universidad Industrial de Santander, en especial a Ricardo Mier y a Ivan Olaya, quienes creyeron en mí,

A mi familia, que a pesar de todo este tiempo me tuvieron paciencia y creyeron en mí,

A mis amigos, que me hicieron reír y aprender a llevar la vida,

RESUMEN

TITULO: MODELAMIENTO SISMICO DEL BLOQUE RECETOR (PIEDEMONTES LLANERO) CONSISTENTE CON UN MODELO GEOLOGICO ESTRUCTURAL UTILIZANDO HERRAMIENTAS GEOFISICAS 3D*.

Autor: JUAN CARLOS VEGA DELGADO**

PALABRAS CLAVE: modelamiento sísmico, Plantilla sísmica, Imagen sísmica, Cobertura, Cuenca antepais.

A partir de un modelo geológico estructural 3D existente en la base de datos del ICP-ECOPETROL, que tiene problemas en la calidad de la imagen sísmica, se propuso aplicar una metodología de adquisición sintética basada en modelos geológicos.

Con el modelo geológico debidamente suavizado y con los datos de velocidad y densidad a partir de datos de pozo, se procedió a simular la adquisición sísmica 3D que se había realizado en el año 2000. El método de simulación se basó en la teoría de propagación de ondas y trazado de rayos, método que se realizó en la herramienta NORSAR-3D. Una vez generado el modelado sísmico, se hicieron pruebas con mapas de iluminación y con diseños alternativos (generados en el software OMNI) para optimizar la adquisición de datos sísmicos en el área a partir de sísmica sintética.

Diferentes mapas de iluminación en la etapa de procesamiento, fueron generados desplegando la información de los parámetros de adquisición más relevantes para cada uno de los distintos diseños de adquisición que sobre el mismo modelo se hicieron, se utilizaron para proponer un diseño opcional para futuras adquisiciones en el área estudio.

Finalmente, y como una prueba extra del método de modelamiento se procesó la información sísmica sintética generada a partir del modelado sísmico.

* Proyecto de grado modalidad Pasantía de Investigación

** Escuela de Geología, Facultad de Físico-químicas, Universidad Industrial de Santander. Director: Carlos C. Piedrahita E., Tutor: William M. Agudelo., Co-director: German Meza

ABSTRACT

TITLE: SEISMIC MODELING OF RECETOR BLOCK (COLOMBIAN FOOTHILLS) CONSISTENT WITH STRUCTURAL GEOLOGICAL MODEL USING 3D GEOPHYSICAL TOOLS

Author: JUAN CARLOS VEGA DELGADO.

KEY WORDS: Seismic Modeling, Survey, Imaging, Fold, Foreland,

Starting with a 3D structural geological model existing in the ICP-ECOPETROL database, which had problems in the seismic image quality; it was proposed to apply a synthetic acquisition's methodology based in geological models.

With the model properly smoothed and with the velocity data and density from well data, it was simulated the 3D seismic acquisition that was made in the 2000 year. The simulation method was based in the ray-tracing for wave propagation theory, method that was realized in NORSAR-3D tool. Once generated the seismic modeling, it was performed a test with illumination maps and alternative designs (made in OMNI software) in order to optimize the seismic data acquisition in the area from synthetic seismic data.

Several illumination maps were generated displaying the information about of the more relevant seismic acquisition parameters for each different Survey that were probed over the same model, and they were useful to propose an optional design for future acquisitions in the study area.

Finally, and as an extra test of the modeling method, it was processed the synthetic seismic information generated from the seismic modeling.

* Degree work like research's internship

** Geology school, physical-Chemical faculty, Universidad Industrial de Santander. Advisor: Carlos C. Piedrahita E., Tutor: William M. Agudelo., Co-advisor: German Meza

CONTENIDO

	PÁGINA
INTRODUCCION	
1. DESCRIPCION DEL PROBLEMA	1
2. JUSTIFICACION	4
3. OBJETIVOS	6
3.1 OBJETIVO GENERAL	6
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	6
4. MARCO TEORICO	8
4.1 LA NECESIDAD DEL MODELADO SISMICO PARA ESTRUCTURAS COMPLEJAS.	10
4.2 DATOS SISMICOS	11
4.3 PROCESAMIENTO DE DATOS SISMICOS	11
4.4 INTERPRETACION SISMICA	12
5. MARCO GEOLOGICO	13
5.1 ESTRATIGRAFIA Y EVOLUCION GEOLOGICA	10
5.2 GEOLOGIA ESTRUCTURAL	20
6. METODOLOGIA	23
6.1 EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN PREVIA	23
6.2 MODELAMIENTO Y ADQUISICION SISMICA	24
6.2.1 Montaje del modelo geológico estructural 3D en el software GOCAD	24
6.2.2 Importación del modelo geológico a NORSAR-3D y	

Modelamiento sísmico	25
6.2.3 Adquisición sísmica de datos	29
6.2.3.1. Horizontes Target	30
6.2.3.2. Definición de términos 3D.	31
6.2.3.3. Análisis del diseño 3D y simulación de la adquisición.	34
6.2.4 Resultados de los mapas de iluminación Recetor 3D.	41
6.2.5 Propuesta de nuevos modelos de diseño para aplicación al modelo.	45
6.2.6 Sismogramas sintéticos pre-procesamiento.	50
6.3 PROCESAMIENTO SISMICO.	53
6.3.1 Objetivos del procesamiento sísmico.	54
6.3.2 Datos	55
6.3.3 Geometrías	59
6.3.4 Análisis de Velocidad	60
6.4. INTERPRETACIÓN SISMICA	61
6.4.1. Interpretación inicial	61
7. RESULTADOS	62
8. CONCLUSIONES	65
9. RECOMENDACIONES	75
10. REFERENCIAS	77
ANEXO 1. PARAMETROS DE ADQUISICION USADOS EN LA SISMICA DE RECETOR 3D.	
ANEXO 2. PUBLICACIONES ASOCIADAS A ESTE PROYECTO	

LISTA DE FIGURAS Y TABLAS

PÁGINA

LISTA DE FIGURAS

- Figura 1.** Frentes de onda orientados a partir del trazado de rayos.
- Figura 2.** Elementos tectónicos de Colombia
- Figura 3.** Columna estratigráfica generalizada para la cuenca de los llanos orientales.
- Figura 4.** Mapa geológico del piedemonte llanero. Escala 1: 100 000
- Figura 5.** Bloque diagrama ilustrando la separación de las cuencas Tablazo- Magdalena y Cocuy.
- Figura 6.** Mapa geológico mostrando las estructuras más relevantes del área actual.
- Figura 7.** Modelo geológico estructural 3D.
- Figura 8.** Esquema de la generación de frentes de onda.
- Figura 9.** Trazado de rayos.
- Figura 10.** Diseño teórico de un Survey 3D.
- Figura 11.** Detalle del Swath 8
- Figura 12.** Esquema práctico de la distribución de las fuentes y receptores utilizado en los parámetros de adquisición para Recetor 3D.
- Figura 13.** Mapa de iluminación para Swath 1-7
- Figura 14.** Diseño original del Survey 3D.
- Figura 15.** Detalle del Survey 3D en el módulo “*wavefront tracer*”
- Figura 16.** Estudio del trazado de rayos.
- Figura 17.** Mapas de iluminación para horizonte Guadalupe.
- Figura 18.** Diseño original del Survey 3D sobre el modelo.

Figura 19. Diseños alternativos que fueron generados en el software OMNI

Figura 20. Diseño final propuesto.

Figura 21. Simulación de una secuencia de disparo con FLOWER PLOT

Figura 22. Interpretación actual del modelo a partir de secciones sísmicas arbitrarias.

Figura 23. Vista superior del horizonte Mirador con inconsistencias estructurales

Figura 24. Detalles del sismograma sintético en formato SGY.

Figura 25. Sismograma sintético.

Figura 26. Sismograma sintético de Recetor.

Figura 27. Ventana de actualización de los datos en PROMAX.

Figura 28. Ventana para el subflujo de las geometrías.

Figura 29. Despliegue del Bining.

Figura 30. Display de la información con ruido.

Figura 31. Análisis de velocidad con datos sintéticos

Figura 32. Detalle del horizonte Mirador con las zonas fantasmas.

Figura 33. Mapas de iluminación para el Survey 3D original.

Figura 34. Survey 3D con otra orientación.

Figura 35. Diseño de traslape.

Figura 36. Dirección de orientación del Survey calculada con FLOWER PLOT.

INTRODUCCIÓN

La sísmica de exploración avanza con el uso de ondas elásticas generadas artificialmente para localizar depósitos minerales (incluyendo hidrocarburos, depósitos minerales, agua, reservorios geotérmicos, etc.), sitios arqueológicos y para obtener información geológica para proyectos de ingeniería. La exploración sísmica provee datos que, cuando son usados con otros datos geofísicos y geológicos, puede proveer información sobre la estructura y distribución de los tipos de roca. Usualmente la exploración sísmica es parte de aventura comercial y desde luego, entonces, la parte económica siempre esta implícita. Los métodos sísmicos solos no pueden determinar muchas de las características que hacen potencial un recurso y deben ser suplementados por otros datos, debido a esto una interpretación única es rara vez evidente. Además, mayor información y mejor, puede ser obtenida a partir de otros métodos, como por ejemplo, la perforación de un pozo. Debido a esto el método sísmico esta en constante competición económica con otros métodos de exploración.

El enorme detalle producido por las técnicas 3D para exploración sísmica tiene abierto ahora un enorme potencial para la ingeniería de yacimientos y el modelamiento estático y dinámico de un yacimiento. Pero con todos los avances modernos, aun no se tiene la solución para la exploración en áreas geológicamente complejas como lo son por ejemplo, las áreas de piedemonte.

Zonas de alta complejidad estructural como lo es el bloque Recetor requieren un estudio detallado de su geología y su información geofísica antes de comenzar una perforación de un pozo o marcar un área como potencialmente productiva. Además, debido a los altos costos que implica una adquisición 3D en Colombia se hace necesario planear efectivamente el desarrollo del método sísmico desde la adquisición

de datos en campo hasta la interpretación de un modelo a partir de los datos sísmicos procesados.

En este trabajo se muestra a continuación, una metodología sugerida para futuros proyectos exploratorios, que pretende optimizar la adquisición de datos en áreas de difícil interpretación y disminuir los riesgos exploratorios, a partir de la combinación de diferentes herramientas de trabajo, cumpliendo cada parte del estudio con principios físicos y geológicos. Además, estas herramientas son de uso comercial y la universidad puede contar con todas ellas.

Inicialmente el objetivo de la pasantía dentro del proyecto de reducción del riesgo exploratorio en el ICP era realizar un estudio de modelamiento sísmico a partir del trazado de rayos, pero debido a lo mencionado anteriormente se hizo necesario ir mas allá, proponer nuevos diseños para futuras adquisiciones, además como ultimo en la pasantía se decidió, intentar validar nuestro modelo geológico sintético con los datos reales. Esto se hizo comparando la sísmica sintética con la sísmica real.

Al final, introducimos una serie de plantillas de adquisición alternas que pretenden mejorar la calidad de la información en los horizontes de interés, y mostramos secuencialmente los pasos del método sísmico, desde el modelamiento y adquisición de datos hasta la interpretación, pasando por el procesamiento.

1. 1. DESCRIPCION DEL PROBLEMA

El principal problema en el área de estudio es la baja calidad en la imagen sísmica y los errores que genera esto en el Imaging y la interpretación sísmica. El resultado de este problema es que se han generado varios modelos geológicos del área pero ninguno de ellos ha resuelto todos los problemas estructurales que se notan con los registros de pozo existentes.

Se han realizado algunos intentos de lanzar una nueva sísmica, pero estos intentos han fracasado, debido, en gran parte, a los costos económicos que implica una adquisición sísmica 3D que genere igual o peor calidad en la adquisición de datos sísmicos.

Existen posibles razones que generan esta mala imagen, entre ellas se encuentran, el alto grado de fallamiento y complejidad estructural presente en el área, debido esto, a la presencia del sistema de fallas Guaicaramo. Este gran número de fallas son de diferente tipo incluyendo fallas de rumbo y fallas transversas, lo cual en parte ha hecho que la sísmica anterior (líneas 2D) contenga errores sobre todo en estructuras de rumbo con respecto a la sísmica. (Halliday, 2005)

Otro problema geológico que impide un buen Imaging de las estructuras es el alto buzamiento de los horizontes, que ha sido comprobado con datos de pozo. (Calderón, 2007).

2. JUSTIFICACION

Entre los proyectos de investigación que posee ECOPETROL se incluye el del Piedemonte, el cual está ubicado en el costado este de la cordillera oriental Colombiana. Este proyecto en la actualidad representa campos de gran interés exploratorio para la empresa, así como nuevos recursos explotables o como estudio para zonas similares geológicamente.

Para lograr un mejor cálculo de reservas y un adecuado plan de desarrollo es imperativo contar con variables que brinden menor incertidumbre para este propósito. El conocimiento de la geología estructural o la disposición geométrica de las capas en el subsuelo, son tal vez las variables más importantes en la evaluación económica de un yacimiento debido a la baja calidad de la información sísmica existente inherente a la complejidad geológica y topográfica de la zona.

Para los campos incluidos en el proyecto PIEDEMONTTE ya se cuenta con un modelo estructural (generado por José E. Calderón) que fue basado en los registros de pozos, geología de superficie, sísmica 2D y que hasta ahora ha sido el pilar de los trabajos realizados en la zona. Se hace necesaria la búsqueda de nuevos modelos no solo estructurales, sino también sísmicos que disminuyan los riesgos de exploración de estos campos, al ser más precisos y geológicamente más completos, y además, sean geológicamente coherentes.

Durante el presente trabajo, se utilizará un modelo estructural preexistente, y con la combinación de varias herramientas especializadas en modelamiento estructural y sísmico tales como GOCAD, NORSAR 3D, PROMAX, SEISVIEW Y OMNI.

Finalmente, se dejará como documento a la universidad y la industria en general, un documento de aplicación de metodologías para modelamiento geofísico del subsuelo.

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Participar en la generación de un modelo sísmico 3D dentro del grupo de Geofísica, que represente el subsuelo con el fin de identificar las áreas de interés, teniendo en cuenta las diferentes estructuras geológicas, basándose en el modelado por trazado de rayos, su distribución y la incidencia de estos en los horizontes, registrados con el programa sísmico de datos reales.

3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Acompañar en el desarrollo de una metodología para la evaluación de los modelos estructurales al grupo de modelamiento de Geofísica, además de la calibración de metodologías de adquisición de datos sísmicos para futuras áreas de interés
- Apoyar en el diseño de una plantilla sísmica 3D utilizando la herramienta de simulación OMNI, que pueda ser aplicada en nuevas adquisiciones sísmicas, donde este nuevo diseño ilumine mejor las superficies de interés.

- Realizar aplicaciones apropiadas del software involucrado en el proyecto tales como GOCAD, NORSAR 3D, OMNI, PROMAX Y OPENDTECT, para la optimización de esta técnica de modelamiento.
- Identificar las zonas de mayor interés exploratorio, teniendo en cuenta las diferentes estructuras geológicas que muestren los modelos sísmicos.

4. MARCO TEORICO

Actualmente, el método sísmico es una parte fundamental en la exploración petrolera y minera. La decisión de perforar en estos tipos de yacimientos a veces depende de la habilidad para obtener modelos correctos de la tierra a partir de datos geofísicos tomados en su superficie.

Según Yilmaz (2002), el método sísmico tiene tres aplicaciones principales:

- I. Definición de la geología cercana a la superficie para estudios ingenieriles y exploración mineral dentro de profundidades no mayores a 1 Km. Este método sísmico es conocido como ingeniería sismológica.
- II. La investigación de la estructura cortical de la tierra en profundidades no mayores a los 100 Km. Este método sísmico es aplicado en los estudios de terremotos y es conocido como sismología.
- III. La exploración de hidrocarburos, la cual se desarrolla a profundidades no mayores a los 10 Km. Este método sísmico es conocido como sísmica de exploración.

Es sobre este último método, el cual abarca la exploración de gas y petróleo que tratara la presente pasantía de investigación.

Se debe tener en cuenta que este método consiste de tres etapas principales:

Adquisición de los datos, procesamiento y finalmente interpretación. De la calidad del trabajo que se realice en los dos primeros pasos dependerá la calidad de la interpretación y por ende, del estudio entero.

La interpretación involucra la determinación del significado geológico de los datos geofísicos y generalmente integra toda la información geológica y geofísica disponible. Además, se relaciona con otras disciplinas tales como la adquisición y el procesamiento (Yilmaz, 2002).

La base del actual estudio es el modelamiento sísmico a partir de la teoría de trazado de rayos. Según Gajewski (2001), “un frente de Onda (el cual es definido por puntos finales de rayos para un tiempo constante) es propagado paso a paso a través del modelo, y las cantidades de rayos son interpoladas en un *grid* discreto”. (Figura 1).

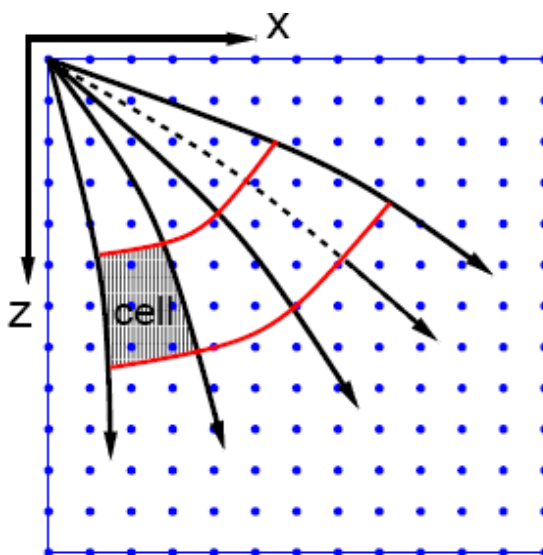


FIGURA 1. Frentes de Onda orientados a partir del trazado de rayos. Un frente de onda es propagado paso a paso a través del modelo. Nuevos rayos sobre el frente de Onda son directamente generados en el punto fuente. Tomado de Gajewski, 2000

Con base en esta teoría de trazado de rayos, un software logra recrear el método sísmico a partir de datos de sísmica real o sintética y datos, tales como Velocidad y densidad.

4.1 LA NECESIDAD DEL MODELADO SÍSMICO PARA ESTRUCTURAS GEOLÓGICAS.

Partiendo de la definición de Sheriff (1991), “el modelamiento sísmico intenta simular las propiedades de las rocas sub-superficiales de la tierra y la propagación de las ondas sísmicas que viajan a través de la tierra”. Según esto, una de las mayores utilidades del modelamiento sísmico es que provee una aproximación muy real de la geometría de adquisición en un proyecto sísmico.

Los modelos sísmicos pueden variar en una, dos o tres (3D) dimensiones. La exactitud de estos modelos para una situación real depende en buena parte del marco geológico (Geología regional).

Como uno de los principales objetivos en la geofísica de exploración es obtener la mejor calidad en la imagen sísmica o representación del subsuelo, se necesita un análisis que muestre las estructuras en una imagen. La aproximación de la propagación de ondas a partir de un frente de onda basado en modelamiento es mostrada en la figura 1. Se simulan las reflexiones para un modelo en profundidad en particular y se comparan los tiempos de llegada y las amplitudes de estas reflexiones con los datos reales. El intérprete determina si el modelo en profundidad obtenido es compatible con los datos, si no, el modelo es modificado y así sucesivamente hasta que la respuesta sísmica recrea con fidelidad las reflexiones de interés.

4.2 DATOS SÍSMICOS

La recolección CMP (*Common mid Point*), es la técnica de adquisición de datos sísmicos mas frecuentemente usada, debido a que provee redundancia en los datos obtenidos, medida en la cobertura de iluminación del horizonte, que mejora la calidad de la señal al sumar coherentemente la señal y al atenuar el ruido aleatorio. (Yilmaz, 2002).

Recíprocamente, los parámetros de adquisición de campo también dependen de las técnicas de procesamiento que se piensen utilizar. Usualmente, un procesamiento convencional incluye los tres principales procesos: deconvolucion, apilamiento CMP y migración.

4.3 PROCESAMIENTO DE DATOS SÍSMICOS

El error de una sección sísmica depende de la complejidad de las estructuras que son simuladas y del procesamiento aplicado en la creación de la imagen.

Entre los problemas de la estructura geológica que dificultan la creación de una buena imagen podemos citar estructuras que incorporan (a) unidades con bajos contrastes de velocidades; (b) que tienen altos buzamientos, (c) que están compuestas de pliegues y fallas muy cercanos entre si, y (d) no tener direcciones de rumbo bien definidas.

Para eliminar la mayor parte de los problemas que dificultan la tarea de interpretación se deben procesar los datos sísmicos teniendo en cuenta el grado de complejidad geológica del área de interés. (Yilmaz, 2002).

4.4 INTERPRETACIÓN SÍSMICA

La tarea de la interpretación sísmica es determinar el modelo que mejor se adapte a los datos geológicos y geofísicos.

Después del procesamiento sísmico 3D, el volumen de datos es apropiado para la caracterización del modelo geológico subsuperficial 3D. Porque del total de los datos dentro de un volumen el interprete puede sacar mas información que la que podría sacar de un estudio 2D.

Una sesión de interpretación puede comenzar con una visualización de las secciones en el eje de las X o en el eje de las Y, es decir en dirección Este-Oeste o Norte-Sur, para adquirir un entendimiento regional de la geología subsuperficial.

Otras orientaciones, tales como la sección vertical a lo largo de la dirección de buzamiento pueden también ser necesarias para determinar el patrón estructural. (Yilmaz, 2002).

5. MARCO GEOLOGICO

En Colombia, los Andes forman tres rasgos distintivos: la Cordillera Oriental, Central y Occidental. Estos rasgos para su formación pasaron por múltiples fases de tectonismo superpuestos debido a la deformación terciaria sufrida por los Andes y que da como resultado los relieves hoy conocidos.

La Cordillera Occidental esta formada por un conjunto de rocas típicas de corteza oceánica amalgamadas asociadas a un arco volcánico y rocas plutónicas que fueron acrecioanadas al margen noroccidental de Sur America a lo largo del sistema de fallas de Romeral en el Cretácico Tardío al Paleoceno. Al este de la zona de la falla de Romeral se encuentra la cordillera Central, la cual descansa sobre corteza continental consistente de rocas metamórficas Precámbricas y Paleozoicas suprayacidas localmente por rocas volcánicas calco-alcalinias, clásticas y calizas. Las Cordilleras Central y Occidental son instruidas por granitoides Terciarios.

La Cordillera Oriental, como la Central es subyacida por corteza continental, la cual contiene rocas metasedimentarias. Adicionalmente, la Cordillera presenta una delgada secuencia Jurasica y Cretácica Temprana que cubre sus flancos orientales y occidentales. Los flancos, en general presentan mayor levantamiento que la parte central de la Cordillera, asícomo las rocas mas antiguas están expuestas en los flancos y las rocas mas jóvenes están preservadas en la parte central.

La Cordillera oriental esta limitada al Este por una cuenca tipo *Foreland* del Neógeno, conocida como la Cuenca de los Llanos; hacia la parte Oeste se encuentran las cuencas del Valle Medio y Superior del Magdalena (VMM, VSM), cuencas

5.1 ESTRATIGRAFIA Y EVOLUCION GEOLOGICA

La estratigrafía del área involucra rocas que van desde el Paleozoico, Cretáceo y Terciario con presencia de múltiples discordancias regionales (Figura 3). Las rocas más antiguas en el área son arcillositas del Ordovícico sobre las cuales yace de manera discordante la secuencia cretácica, la cual inicia con las Formaciones Fomeque y Une (Albiano – Aptiano - Cenomaniano), seguida de la Formación Gacheta (Turoniano – Santoniano) y el Grupo Guadalupe (Campaniano - Maastrichtiano). La secuencia Terciaria esta dada por las Formaciones Barco y los Cuervos (Paleoceno), Mirador (Eoceno), el Grupo Carbonera y la Formación Leon (Oligoceno - Mioceno), y la formación Guayabo (Mioceno - Pleistoceno).

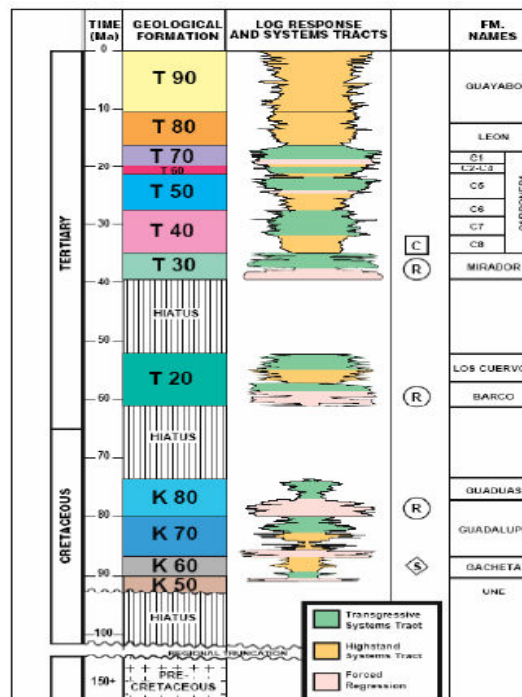


FIGURA 3. Columna Estratigráfica generalizada. En la columna están marcadas las rocas generadoras (S), Yacimiento (R) y sello (C). Adicionalmente el registro Gamma Ray para dichas formaciones. Tomado de Cooper et al. , 1995.

La Figura 4, muestra el mapa geológico de la zona donde se pueden reconocer los diferentes rasgos estructurales, así como las unidades aflorantes (ver leyenda del mapa).

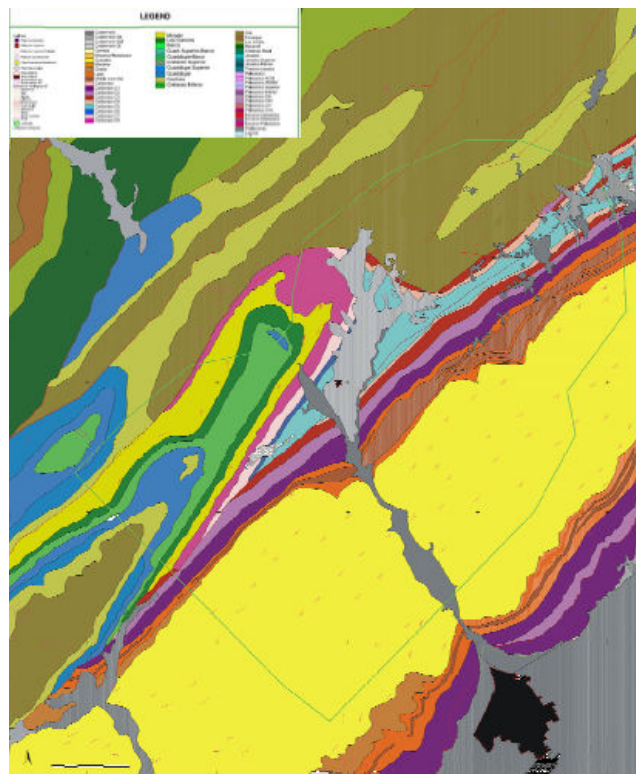


FIGURA 4. Mapa Geológico del piedemonte Llanero. Escala 1:100.000. Tomado de Mendoza, 2007

Al revisar la bibliografía existente acerca de la Cordillera Oriental y la evolución geológica de la misma, se encuentra que de manera general todos los autores coinciden con la propuesta presentada por Dengo (1995), la cual es brevemente descrita a continuación y tiene en cuenta tanto la estratigrafía como la tectónica presente en cada episodio de la evolución.

Inicialmente se tiene que la secuencia del Cretácico Temprano descansa directamente sobre secuencias delgadas de rocas sedimentarias Paleozoicas y el basamento metamórfico de los Llanos. De estas rocas Paleozoicas solo secuencias delgadas son expuestas, presentando espesores variables debido al control estructural.

Para la Cordillera Oriental dos depocentros son reconocidos, la Cuenca del Cocuy al Este y la Cuenca Tablazo Magdalena en el oeste, separadas por el Alto de Santander (Figura 5). Las secuencias que se presentan son características de ambientes continentales (estratos rojos) para la Cuenca Tablazo – Magdalena y sedimentos marino somero para la cuenca del Cocuy. Subiendo estratigráficamente, se marca el cambio entre sedimentos continentales a marino somero para la Cuenca Tablazo – Magdalena y la deposición de carbonatos marino somero en el Alto de Santander. Esta secuencia estratigráfica no se encuentra identificada en el bloque Recetor debido a que la profundidad de los pozos no es la suficiente para identificarlos, por lo anterior no se sabe si estas litologías existen en la zona de estudio.

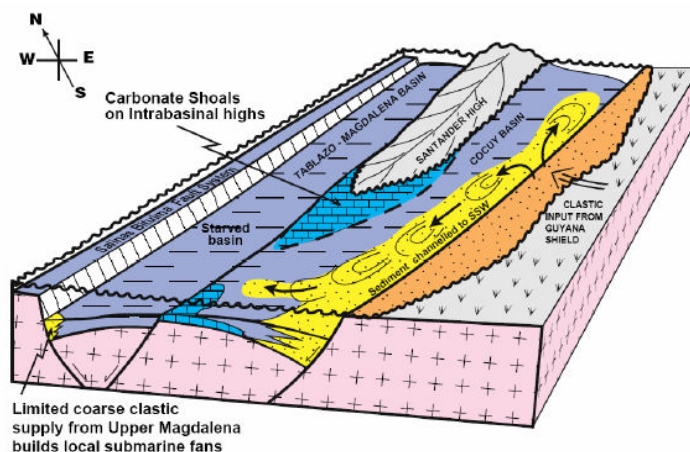


FIGURA 5. Bloque diagrama ilustrando la separación de las Cuencas Tablazo- Magdalena y Cocuy durante el Cretácico Temprano y la influencia del Alto de Santander en la distribución de Facies. Tomado de Cooper, 1995

Tectónicamente se tiene que la esquina Norte de Suramérica estaba directamente conectada con Norteamérica y África, juntos hacían parte del supercontinente Gondwana. Se tiene entonces, un escenario compresivo debido a una zona de subducción con buzamiento al Occidente de Norte y Sur America, lo que produce un cinturón magmático en la Cordillera Central. Posteriormente se inicia la apertura del Proto – Caribe, cuando Norte y Sur America comienzan a separarse. En Colombia, la extensión continuo hasta el Cretaceo Temprano generando un sistema de Graben que permitió la depositación de facies marinas, las cuales hasta el Cretaceo Tardío debido a transgresiones y regresiones sucesivas generaron intercalaciones de formaciones almacenadoras y sello. Ver figura 5.

Luego de depositada la secuencia Cretácica, se tiene que solo los procesos sedimentológicos ocurridos en la Cuenca del Cocuy son los responsables de la primera secuencia estratigráfica de la zona de estudio. La depositación de la primera secuencia esta caracterizada por arenas marino somero derivadas del escudo de la Guyana, las cuales dieron origen a la Formación Fomeque. La Formación Une es producto del aumento en el nivel del mar y una continúa subsidencia que generó una trasgresión regional.

Durante el Turoniano – Coniaciano se inicia la secuencia K60 con un aumento global en el nivel del mar, que combinado con unas condiciones de surgencia anoxicas, permitieron la depositación de mudstones, cherts y fosfatos. Esta secuencia es conocida como Formación Gacheta para el area de estudio y es la principal roca generadora del sistema petrolero en la zona. Esta Formación tiene sus equivalentes para otras áreas como lo son la Formación La Luna en el VMM y la Formación Villeta en el VIM. Al igual que la Formación Fomeque, la Une también forma un *onlap* con el escudo de la Guyana

Para el Santoniano – Campaniano, se depositaron las areniscas del Grupo Guadalupe (secuencia K80), las cuales fueron producto de un descenso en el nivel eustático. Esta secuencia fue depositada con una relativa uniformidad en los espesores a lo largo de un ambiente marino somero. Estas areniscas presentan alternancia de niveles ricos en fosfatos. Un aumento relativo en el nivel del mar produjo posteriormente la depositación de un nivel arcilloso el cual identifica el miembro medio del grupo Guadalupe. El miembro arenoso superior en muchas ocasiones está ausente en muchos de los pozos perforados. Los miembros arenosos del Grupo Guadalupe constituyen unos de los dos reservorios menores presentes en la zona estudio junto con la Fm. Barco.

El episodio final de acreción de la Cordillera occidental comenzó a finales del Maastrichtiano y se extendió hasta el paleoceno. Lapso en el que un arco volcánico colisiona con el borde noroccidental del continente, creando una zona de deformación que se extiende desde el norte del Perú hasta el Norte de Colombia. Esto dio como resultado un cambio a una depositación no marina. La Fm. Depositada en esta megasecuencia corresponde a Guaduas, la cual en el Piedemonte Llanero no se encuentra pero es coetánea con un hiato de aprox. 14 Ma., que va desde el Cretáceo al límite con el Terciario. La presencia de este hiato es explicada por un control estructural hecho por la falla de Guaicaramo en la depositación de la formación.

La Fm. Barco conforma un sistema basal de *system track* (Figura 5). Su litología es predominantemente madura texturalmente, rica en areniscas, depósitos tipo estuarios derivados del escudo de la Guyana.

En el Eoceno medio (40.5 Ma.) la depositación fue renovada debido a una trasgresión que se extendió hacia el Sur y el Este. La Fm. Mirador (secuencia T30) que constituye

el más grande reservorio en el Piedemonte Llanero fue el resultado de dicho episodio. Presenta una influencia marina, areniscas, depósitos fluviales y de valles de estuarios. Esta secuencia en su parte central presenta unos niveles lodosos que son bastante distintivos. La depositación de la Formación se produjo hace 34 Ma.

Después de la secuencia T30 (Fm. Mirador), ocurren cuatro ciclos mayores de influencia marina, los cuales son conocidos como la Fm. Carbonera. El ciclo menor (T40) conforma el sello en tope del campo.

Por último, en el Mioceno Medio, el aumento global en el nivel del mar coincide con el primer evento de deformación significativo y levantamiento de la Cordillera Oriental, el cual produjo la inversión de las fallas Guaicaramo, Arcabuco y la Salina lo que controló el estilo y distribución de las estructuras compresionales, el levantamiento y la erosión de la Cordillera Oriental. Esta deformación aísla la cuenca del VMM de la Cuenca de Los Llanos. La carga tectónica resultante aumenta la subsidencia produciendo la depositación de las lodositas calcáreas de la Fm. Leon. Durante la depositación de esta formación se presenta un control del mismo proceso debido a procesos de levantamiento y deformación. (Mendoza, 2007)

5.2 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

Ya que se conoce brevemente la evolución tectónica que afectó directa o indirectamente la Cordillera Oriental, se puede entonces describir los elementos tectónicos más importantes que afectan dicha cordillera; son el sistema de fallas de Guaicaramo en cuyo bloque colgante afloran rocas desde el Cretáceo Medio al

Terciario; la falla Yopal – Borde Llanero, la falla Cusiana y Tamara (Figura 6). Como se menciono anteriormente estas fallas sufrieron un proceso de inversión en el Mioceno.

Al Oeste de las fallas invertidas mencionadas, se encuentra un sistema de sinclinales regionales dentro de los que se encuentra el de Nunchia que involucra rocas desde el Oligoceno al reciente y Zamaricote. El limbo Oeste de los sinclinales se encuentra elevado debido a una serie de estructuras que involucran el Cretácico Tardío y el Terciario Temprano. Estas estructuras pueden ser modeladas como una serie de despegues que en las formaciones arcillosas conforman estructuras tipo duplex. (Figura 6)

A nivel del subsuelo se destacan dos zonas principales de deformación como son el tren de estructuras frontales y el tren de estructuras en cabalgamientos. (Figura 6).

Haciendo una revisión del comportamiento estructural del Piedemonte Llanero, se evidencia que la complejidad de la cuenca aumenta a medida que se avanza de Sur a Norte. Dicha complejidad se ve evidenciada en la pobre resolución de la información sísmica. (Cooper, 1995)

La variación del estilo estructural a lo largo del Piedemonte central es en gran medida reflejo de la presencia de múltiples despegues y de la configuración del basamento cristalino subyacente. La posición de estos despegues cambia de Oeste a Este ascendiendo en la dirección de rumbo Suroeste a Noroeste atravesando zonas de transferencia lateral. (Figura 6)

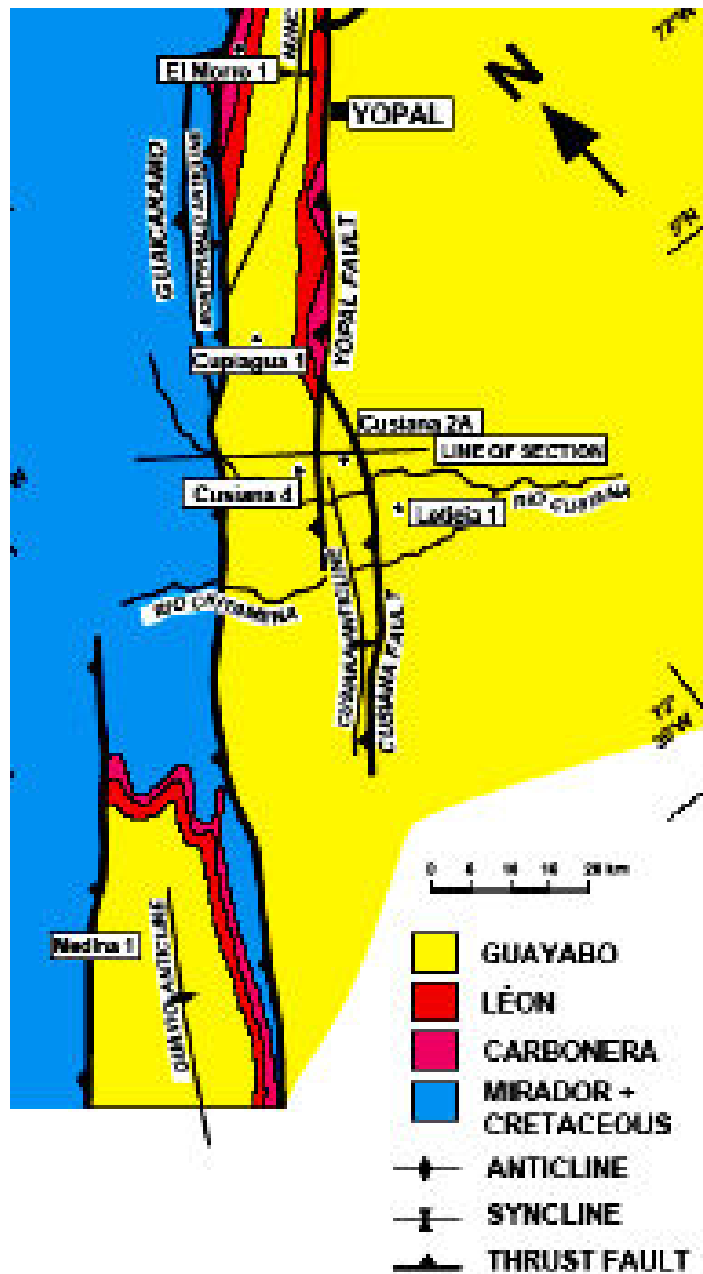


FIGURA 6. Mapa geológico mostrando las estructuras más relevantes del área estudio. Sistema de fallas Guaicaramo, Falla Cusiana, sinclinales de Nunchia y Zimaricote. Tomado de Cooper et al., 1995

6. METODOLOGIA

6.1 EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN PREVIA.

La realización de este trabajo de investigación se basó en la información sísmica existente sobre el bloque Recetor, área de Piedemonte llanero colombiano.

Como datos iniciales, se rescató el modelo geológico estructural de José E. Calderón de los archivos del ICP existentes en la plataforma Linux, red de ECOPETROL.

El bloque Recetor posee varios modelos geológicos estructurales; pero el modelo de José Ernesto Calderón fue escogido por ser más consistente con la geología regional del piedemonte y por solicitud de la dirección del proyecto de exploración.

Los datos que se utilizaron en este estudio fueron los datos de la adquisición sísmica 3D que se realizó en el año 2000 bajo el proyecto RECETOR y datos de pozo del área, estos datos fueron suministrados por BP Exploration Colombia quien es el socio exploratorio de ECOPETROL en este proyecto.

Finalmente, después de manipular estos datos y procesarlos se utilizaron las líneas sísmicas 2D del año 1992, 1993 y 1996, estas interpretaciones fueron comparadas con los datos sintéticos procesados en la herramienta PROMAX.

6.2 MODELAMIENTO Y ADQUISICIÓN SÍSMICA.

6.2.1. Montaje del modelo geológico estructural 3D en el software GOCAD.

Una vez seleccionado el modelo, se inicio la etapa de análisis de la información y suavizado de superficies.

El modelo estructural utilizado contiene seis horizontes, los cuales son: 3 superficies que representan los topes de la Formación Carbonera 2, 4 y 6, los cuales son la roca sello del modelo; y dos horizontes que representan el tope de la Formación Mirador y el tope de la Formación Guadalupe; mas un horizonte plano en la parte superior del modelo que representa la topografía. Además, este modelo tiene desplegadas 14 fallas, normales e inversas que representan la complejidad estructural del área de estudio.

Estos horizontes y fallas fueron importados desde la base de datos a GOCAD y fueron editadas cada una de las superficies para que los contactos entre cada una de las superficies generara un bloque cerrado que pudiera ser cargado con propiedades físicas como velocidad y densidad a partir de los datos de pozo que también fueron cargados en el modelo.

Cuando los horizontes estuvieron suavizados y sus contactos fueron refinados, dentro del GOCAD se genero un modelo 3D a partir de las superficies que desean llevarse a NORSAR-3D. La generación de este modelo 3D creo una región llamada universo,

que tenía la información del modelo a exportar y que se guardó en la base de datos de LINUX.

También posee datos de 3 pozos existentes en el área y con los cuales se cargó al modelo la información de velocidad y densidad de las rocas de estudio.

El software GOCAD trabaja con horizontes que forman superficies que a su vez forman bloques los cuales deben estar cerrados en el momento de exportarlos a otra herramienta de análisis.

Luego de analizados estos datos es necesario revisar el modelo en términos estructurales y refinar los contactos dentro del modelo para continuar con un efectivo estudio sísmico. Este refinamiento de las superficies ahorra costos computacionales y más tarde permitiría al trazador de rayos sísmicos hacer una evaluación más precisa.

Una de las superficies que se editó fue la topografía, la cual se hizo necesario cambiarla debido a que la topografía inicial era muy pequeña y no cubría el espacio completo del diseño sísmico que se adquirió en campo y con el cual se intentaría reproducir el método sísmico.

6.2.2. Importación del modelo geológico a NORSAR-3D y modelamiento sísmico.

El software NORSAR-3D es un software de modelamiento sísmico que está basado en la teoría de rayos.

Una de las razones por las cuales se decidió utilizar estas herramientas fue la compatibilidad que presentan, ya que existe, actualmente, un vínculo comercial entre las firmas representantes de cada software. Esto en la práctica se aprovecha al poder exportar el modelo de GOCAD a NORSAR con un módulo exclusivo que tiene NORSAR 3D para importar modelos GOCAD.

Además, lo que se pretendía al combinar estos dos software, era aprovechar la robustez del primer software en cuanto a la parte geológica y estructural, ya que GOCAD tiene en cuenta la construcción del modelo a partir de fallas, horizontes y datos de pozo; y la teoría del trazado de rayos para modelamiento sísmico de NORSAR-3D.

A partir del modelo generado en GOCAD se comienza con una revisión del modelo importado en el módulo: **model builder**. (Figura 7)

Lo que hace este software es simular la propagación de frentes de onda a partir de un trazado de rayos que van por todo el modelo y recogen información cada vez que atraviesan una superficie. Esta propagación es generada a partir de un diseño sísmico que puede ser alimentado con datos reales de campo o generado sintéticamente dentro del NORSAR-3D. (Figura 8).

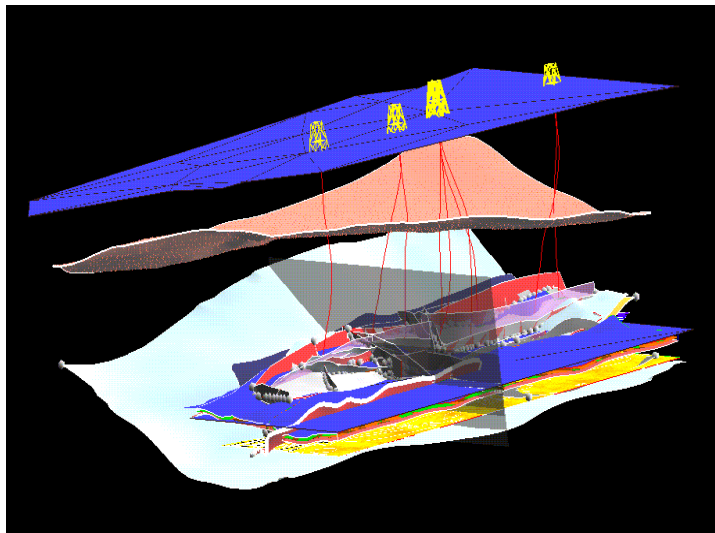


FIGURA 7. Modelo geológico estructural 3D. El modelo geológico usado tiene 6 horizontes, en forma descendente: Topografía, azul; 3 horizontes correspondientes a la roca sello (Fm. Carbonera); 2 horizontes en la base, correspondientes a los objetivos principales de exploración (Fm. Mirador y Guadalupe). Cortesía ICP-ECOPETROL.

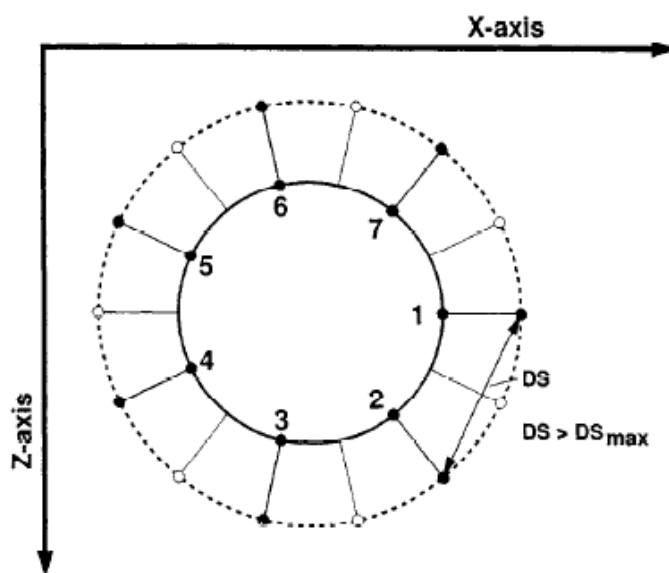


FIGURA 8. Un nuevo frente de onda (líneas punteadas) es construido por trazado de rayos a partir de uno previo (línea continua). Nuevos rayos son interpolados entre cada uno de los puntos (1 al 7) en el antiguo frente porque $DS > DS_{max}$.

Al considerar un frente de onda, este frente se genera a partir de un frente de onda antiguo es decir, sigue el principio de Huygens y la distancia entre cada uno de estos nuevos puntos son calculados y chequeados nuevamente por una distancia máxima predefinida DS_{max} . Si la distancia entre dos puntos vecinos en el nuevo frente de onda exceden a DS_{max} , una nueva posición inicial de un rayo es interpolada a partir del antiguo frente de onda. Los siguientes parámetros son interpolados:

1. Posición inicial del rayo
2. rayo unitario tangente al vector
3. expansión geométrica
4. Coeficiente de amplitud
5. Dirección entrante del rayo en la fuente.

El resultado de este proceso es un nuevo frente de onda consistente de puntos con distancias a cada uno de los puntos vecinos no excedentes de la distancia máxima predefinida.

Con base entonces en esta teoría se intento simular la respuesta de los horizontes de interés (Fm. Mirador y Guadalupe) al diseño sísmico 3D. (Figura 9).

Al final del modelamiento sísmico, el proceso genera un puntos de reflexión que son coincidentes con los lugares donde este método sísmico produjo eventos sísmicos, es decir, áreas donde se puede obtener información sísmica, y además, extrae información de atributos sísmicos, que luego, pueden ser desplegados y vistos como mapas de iluminación.

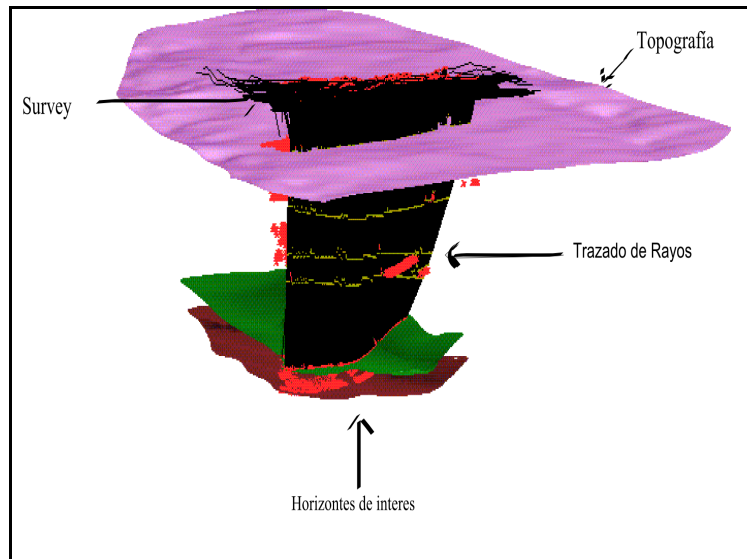


FIGURA 9. Trazado de rayos. El horizonte superior representa la topografía; los dos horizontes inferiores representan los objetivos de interés. La iluminación del modelo se hizo utilizando la información de Swath 8. Nótese que aunque no están en el display los horizontes de la Fm. Carbonera, el trazado de rayos si los tiene en cuenta en el momento de direccionar los rayos de incidencia.

6.2.3. Adquisición sísmica de datos

Antes de iniciar cualquier adquisición sísmica, se debe tener un claro objetivo (ya sea exploratorio o de explotación).

Entre las diferentes razones por las cuales se puede querer adquirir sísmica 3D están:

Exploración

Estructural

Definición de fallas

Estratigrafía

Ofertas de concesión

Conversión tiempo-profundidad

Anisotropía

Explotación

Caracterización de yacimientos

Monitoreo de yacimientos

Perforación horizontal

Inversión.

6.2.3.1. Horizontes *Target*

El survey sísmico 3D debe ser diseñado para la principal zona de interés (*Target*). Esta zona determina la economía del proyecto debido al tamaño que posea y además, incide directamente los parámetros de adquisición del diseño de adquisición 3D. (Galbraith, 1998). Parámetros como *fold*, *bin*, tamaño y Offset serán usados para el apilamiento de datos, y todos están relacionados directamente con el *target* principal.

La dirección de las mayores características geológicas, tales como, fallas o canales pueden influenciar la dirección de las líneas de fuentes y/o receptores. (Galbraith, 1998).

Zonas secundarias u otros objetivos regionales pueden tener un gran impacto sobre el diseño 3D también, un *target* secundario somero, por ejemplo, puede requerir muchas fuentes cercanas entre si.

6.2.3.2. Definiciones de términos 3D

La figura 10 muestra un Survey 3D con muchas de las definiciones usadas en este proyecto.

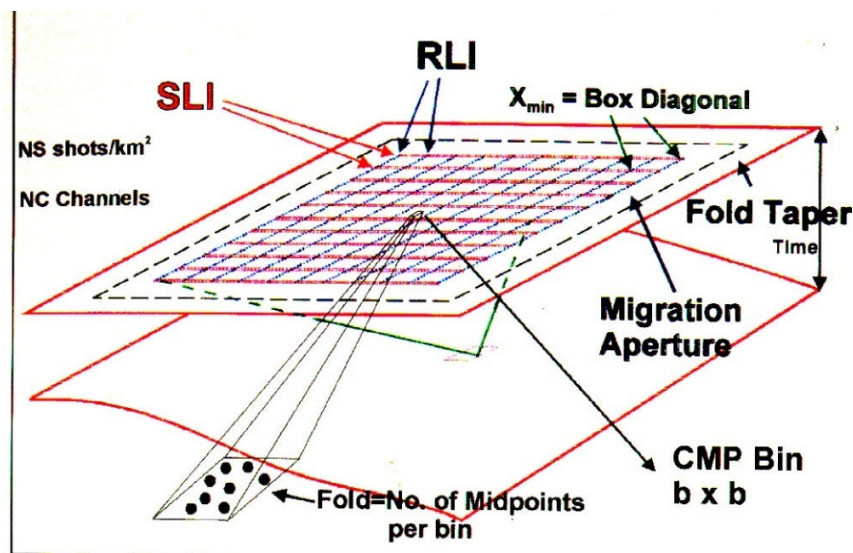


Figura 10. Diseño teórico incluyendo los principales parámetros en una adquisición sísmica. Tomado de Galbraith, 1998

Líneas de Fuentes: es una línea, la cual contiene muchos puntos fuente (como dinamita o vibradores) a lo largo de ella en ubicaciones regulares. La separación **in-line** de fuentes (intervalo de fuentes, SI) es usualmente, igual a dos veces el punto medio común (CMP). La distancia entre una línea fuente y la siguiente es usualmente llamada Intervalo de Línea Fuente (SLI, por sus siglas en ingles). El SLI y el SI determina la densidad de fuentes y receptores.

Líneas de Receptores: es una línea, la cual contiene muchos puntos receptores que están en una configuración regular. Esto también es usualmente el doble de la distancia entre los CMP. La distancia entre líneas de receptores es conocida como RLI. (Galbraith, 1998)

In-line direction: dirección paralela a las líneas de receptores

Cross-Line direction: dirección ortogonal a las líneas de receptores.

Patch: un patch se refiere a todas las estaciones vivas para cualquier punto fuente en el Survey 3D. Esto usualmente forma un rectángulo de distintas líneas fuentes paralelas. El patch se mueve alrededor del Survey para ocupar diferentes posiciones Template.

Template: es la combinación de un patch de receptores dentro del cual un número de fuentes es recolectado.

Swath: ha sido con diferentes significaciones en la industria. Primeramente es usado para definir un diseño de líneas fuentes y receptores paralelos y coincidentes, para crear líneas de CMP en profundidad entre ellas. También es usado para describir geometrías opuestas a una geometría ortogonal. (Galbraith, 1998)

Midpoint: el punto localizado exactamente a la mitad entre una fuente y un receptor.

CMP Bin: un área rectangular pequeña. Usualmente las dimensiones de un Bin son: $SI/2 * RI/2$. Todos los *midpoints* que caen dentro de esta área, o Bin, son asumidos como del mismo CMP y además contribuyen con el apilamiento de la cobertura de iluminación o **Fold**.

Fold: es el numero de *midpoints* que están siendo apilados dentro de un CMP bin. Usualmente se usa el dato promedio de Fold para todo el Survey 3D.

X_{max} : es la máxima distancia recolectada continuamente, la cual depende de la estrategia de disparo y el tamaño del Patch.

Apertura de Migración: la calidad de las imágenes producidas por la migración 3D es una de las ventajas más importantes de la sísmica 3D con respecto a la 2D. La apertura de migración es el ancho del área sísmica que necesita ser sumada al Survey 3D para permitir la migración propia de algunos eventos bufantes. (Galbraith, 1998)

6.2.3.3. Análisis del Diseño 3D y simulación de adquisición.

Inicialmente ECOPETROL-Bogota envió los datos de una sísmica adquirida en el año 2000 por el socio tecnológico BP Explorations Colombia. Estos datos sísmicos consistían de 39 archivos SPS que contenían los archivos Swath disparados en el área. (Figura 11).

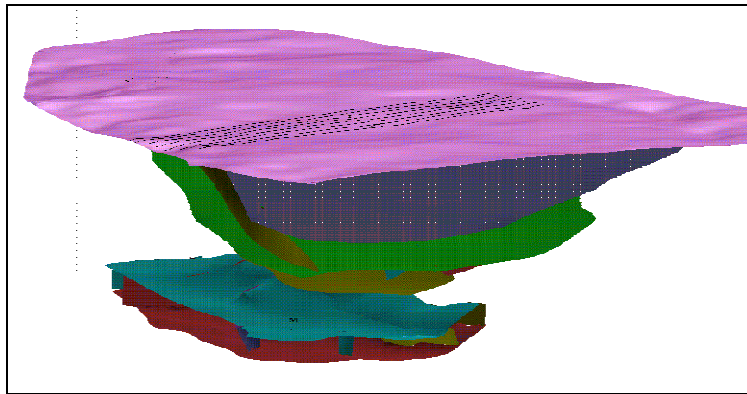


FIGURA 11. Detalle del Swath 8. Display del modelo con el Swath 8, la distancia entre receptores y fuentes de la adquisición real fue respetada en el modelo.

Un archivo SPS, consiste de un conjunto de tres archivos que contienen la información de **Receptores**, de tiros o **Fuentes**, y finalmente, un archivo relacional o de **Patrones** que consiste de los datos de coordenadas y que relaciona a los dos archivos mencionados anteriormente. Además, cada archivo corresponde a una secuencia de disparo que fue realizada en esta área, esta secuencia es conocida como **Template**. En el caso de Recetor 3D, los archivos SPS venían dispuestos en 39 **Swath** que representaban los 39 **templates** de adquisición, los cuales agrupaban 8 líneas de receptores por una línea de fuentes, y cada línea de receptores a su vez contenía 250 receptores. Es decir, al disparar una fuente en el centro de la adquisición se tendrían

2000 receptores capturando la información de las ondas reflejadas a partir de dicho disparo.

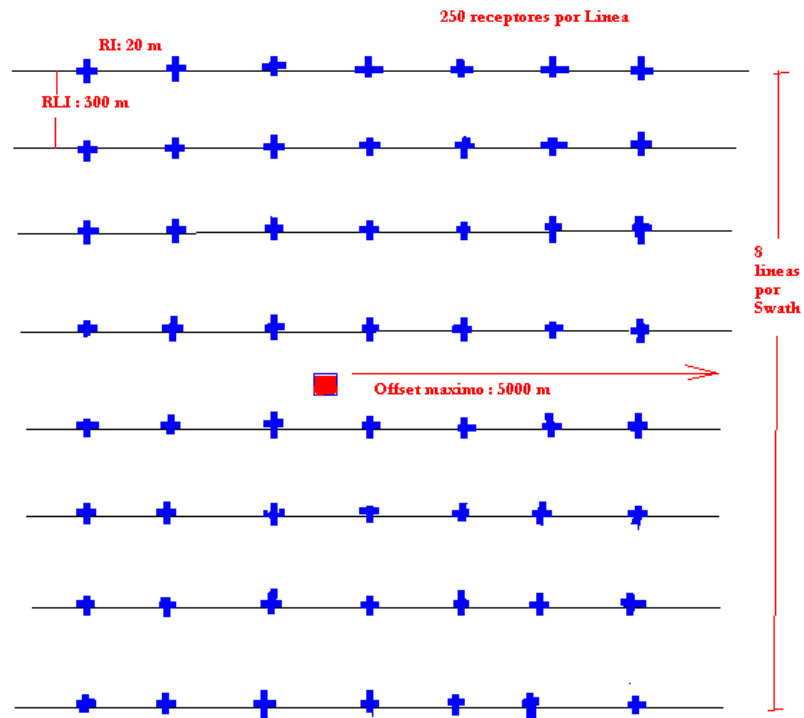


FIGURA 12. Esquema práctico de la distribución de las fuentes y receptores utilizado en los parámetros de adquisición para Recetor 3D.

Con estos datos se procedió a realizar unos mapas de iluminación para ver la respuesta sísmica de los horizontes de interés Swath por Swath.

El estudio de los valores es importante porque permite ver fácilmente si la sísmica adquirida recupero suficiente información sísmica, o si por el contrario es la causante de la baja iluminación en la sección sísmica y si se debe planear una nueva

adquisición en el caso de que la actual sea insuficiente, como lo es en el caso de nuestra área estudio.

Estos mapas de iluminación permitieron ver que algunas áreas de iluminación de mayor interés podrían ser iluminadas con un survey menor (figura 13), y también nos mostró áreas de valioso interés que no estaban siendo iluminadas por la actual adquisición (zonas fantasmas). Estas áreas de interés que no han sido iluminadas por el actual Survey han sido reportadas como estructuras geológicamente complejas tales como imbricaciones y acumulación de fallas inversas y oblicuas a los ejes de simetrías de los anticlinorios presentes en el área.

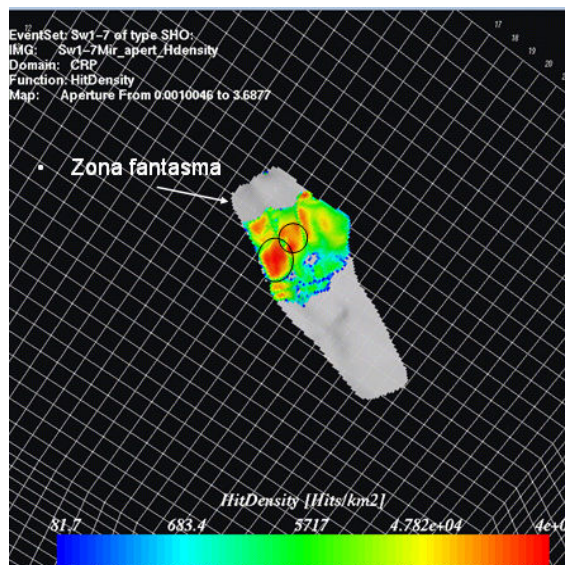


FIGURA 13. Mapa de iluminación Swath 1-7. Iluminación del horizonte Mirador por Fold con las primeras siete líneas de disparo. El área gris corresponde a zonas donde no se produjo ningún evento, es decir, no llegaron disparos a esta área. Nótese los círculos rojos que encierran las zonas con mayor iluminación del horizonte a partir de estos primeros disparos.

Una vez terminada la parte de análisis de los datos Swath uno por uno se debía cargar el diseño completo para ver la iluminación completa y la variación en los datos de Fold, Offset, Azimut y Apertura, así como los valores promedio de los rayos incidentes en el medio para estudios de parámetros de adquisición futuros en el área.

El proceso inicial fue llevar los datos al software OMNI y al software MESA para intentar cargarlos en un solo diseño sísmico que fuera capaz de representar la adquisición realizada en el software NORSAR-3D. Después de varios intentos y arreglos de los archivos SPS se Decio trabajar con el paquete OMNI para reproducir los datos existentes en los archivos SPS y editarlos para ver la respuesta del modelo a dichos cambios. (Figura 14).

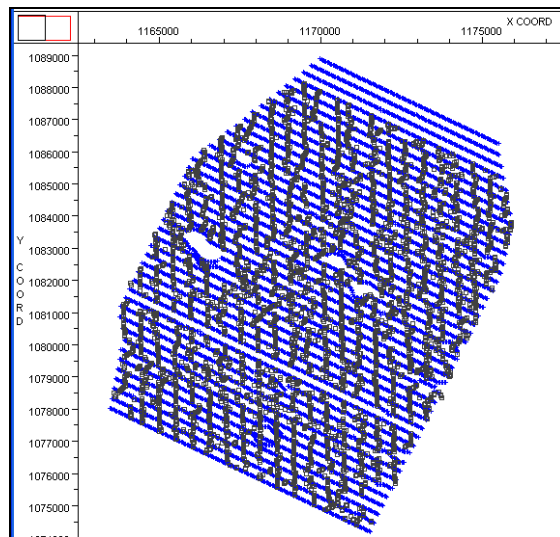


FIGURA 14. Diseño Original del Survey 3D. Una vez cargados todos los SPS en OMNI software se pudo almacenar el diseño como un solo archivo, lo cual nos permitió mas adelante disparar todo el diseño sobre nuestro modelo.

La metodología realizada con el software OMNI consistió en tomar cada uno de los Swath e irlos sumando al primer paquete de Swaths abiertos, que correspondían al grupo llamado Swath 1-7. Una vez cargados todos los archivos de fuentes y receptores se procedió a agruparlos en un solo diseño y guardado con el nombre de archivo: **R3Dplano**.

Algunas de las inconsistencias que se generaron en el diseño 3D durante la carga a NORSAR fue el valor que poseían algunas fuentes con respecto al eje z, y otras como la no lectura del archivo de patrones generado en OMNI. Como solución a este problema se diseño un Survey plano y con un témplate igual al generado en campo, es decir, con el mismo patrón de disparo de los Swath 1-39.

Este diseño fue generado para evaluar los datos adquiridos durante la campaña de adquisición del año 2000. A continuación se cargo el diseño en el trazador de rayos de NORSAR-3D y se simulo la adquisición en la modalidad "Wavefront tracer" que consiste en simular la propagación de una onda sísmica normal a las supercificies a través de cada uno de los reflectores generando eventos que serán guardados en su base de datos y que mas tarde son utilizados para cargar puntos de reflexión y otros datos sísmicos que se analizan en los mapas de iluminación. (Figura 15).

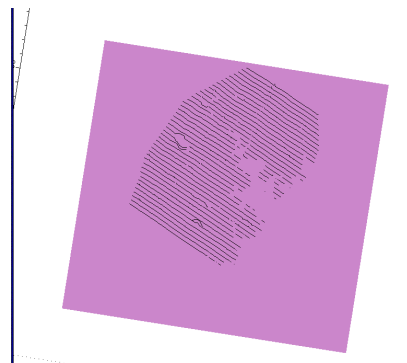
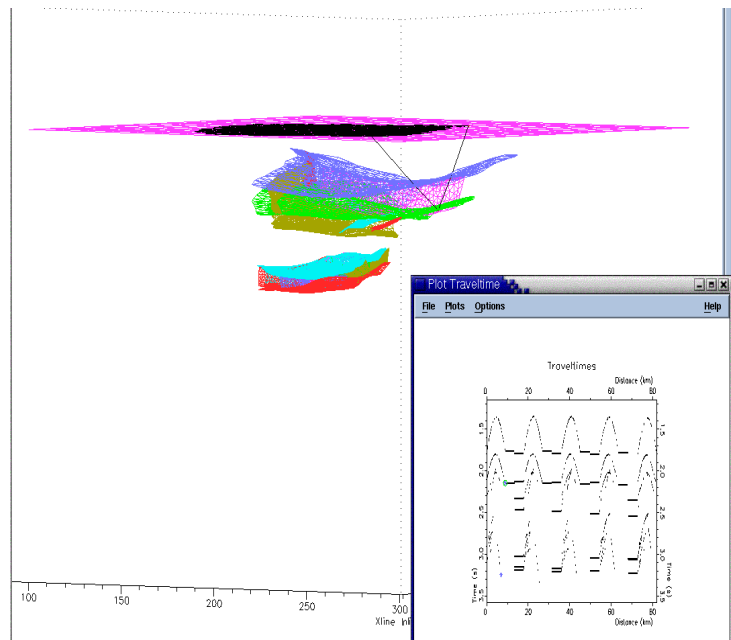
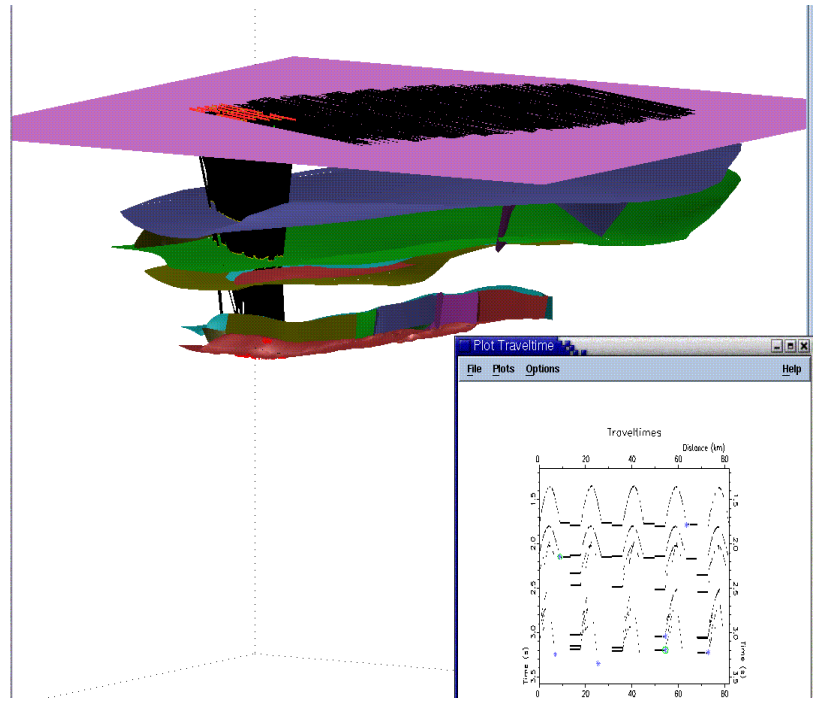


FIGURA 15. Detalle del Survey 3D en el “wavefront tracer”. Para efectos de adquisición, las fuentes y receptores se ubicaron a 1 metro de profundidad a partir de la topografía, que para simplificar el modelo fue plana.

Se pudieron recrear algunos efectos del trazador de rayos y variación de estos con respecto a la respuesta de cada uno de los horizontes. (Figura 16).



a)



b)

FIGURA 16. Estudio del trazado de rayos. Detalle del trazado de rayos sobre algunos de los horizontes. (a) Se puede apreciar el ángulo de incidencia por traza y (b) por familia de trazas

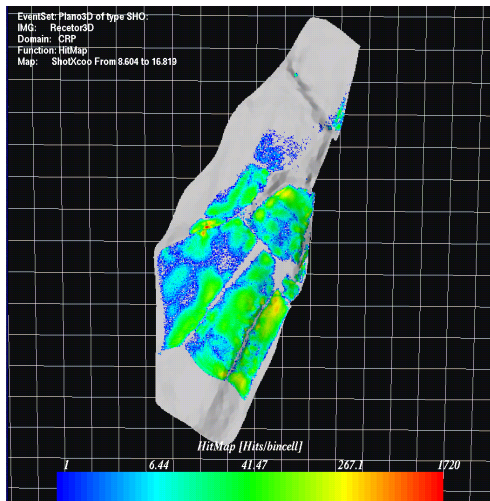
Estos pasos del rayo se pueden graficar para un solo rayo o para toda una familia de rayos asociados a una fuente. El espidograma puede mostrarnos una relación entre el tiempo de viaje de cada rayo y la distancia recorrida. Finalmente se hicieron los mapas de iluminación para evaluar la respuesta sísmica del modelo al Survey.

6.2.4. Resultados de los mapas de Iluminación Recetor 3D.

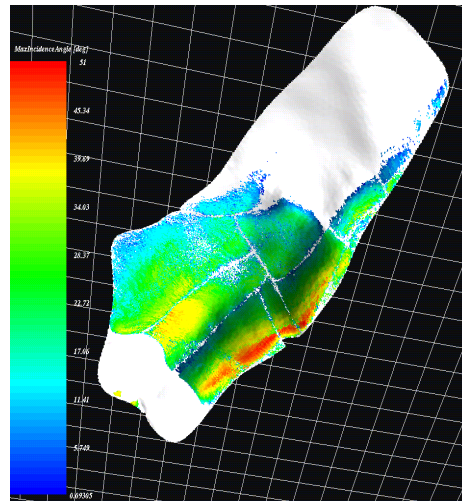
Se generaron varios mapas de iluminación, con propósitos específicos de estudio, entre ellos se generó el mapa de iluminación de Fold para el horizonte mirador y se encontró que el valor de Fold/cobertura está dentro del rango esperado en los parámetros de adquisición para la mayor área de interés, este valor es de +/- 40 rayos/Bin. Aunque baja drásticamente a 5 rayos/Bin en áreas cercanas a la estructura principal que son señaladas en color azul en el mapa de iluminación, e incluso existen otras áreas con fold cero, que se encuentran en color gris. (Figura 17).

Otros mapas estudiados fueron: mapa de variación de azimut, variación de ángulo de incidencia y de *TravelTime*.

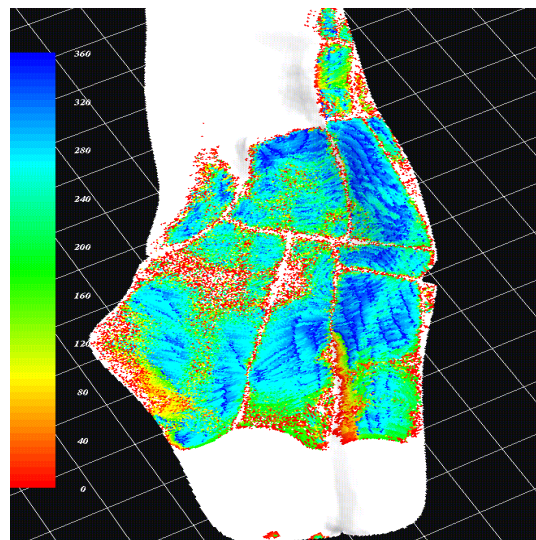
El mapa de distribución de Azimut muestra un gráfico no muy homogéneo en los valores y además, no posee muchas áreas con alto azimut, es decir con valores cercanos a los 360° grados, lo cual es un indicador que este diseño no tomara datos para estudios de anisotropía y atributos sísmicos, (Figura 17).



a)



b)



c)

FIGURA 17. Mapas de iluminación para horizonte Guadalupe. Diferentes resultados de los mapas de iluminación generados a partir de la plantilla sísmica 3D. a) El mapa de iluminación corresponde al *Fold* con un valor promedio de 42, pero muestra muchas “zonas fantasma”. b) El siguiente mapa de iluminación corresponde al máximo ángulo de incidencia el cual esta por debajo de los 67°, el cual es un valor por

debajo del ángulo crítico, sin embargo sus valores son altos. c) El mapa de iluminación corresponde al azimut promedio de este Survey, nótese que para toda la zona iluminada el valor máximo pocas veces es de 360°, el cual permitiría hacer un estudio de anisotropía o detección de fracturas.

Otro mapa de iluminación estudiado fue el mapa de ángulo máximo de incidencia, el cual debe cumplir la ecuación de Zoepritz. Este mapa sirve para revisar el ángulo de incidencia generado entre la fuente, la superficie de interés y el receptor. En el área de Piedemonte llanero usualmente el ángulo crítico calculado es 70° grados. El mapa de incidencia de rayos nos muestra que la mayoría de las reflexiones sísmicas de esta adquisición están por debajo del ángulo crítico, pero sobre la estructura principal los ángulos se acercan mucho al ángulo crítico, lo cual indica que sobre la zona donde se están perforando los pozos que se cargaron en el modelo, futuras adquisiciones planeadas en esa dirección pero con Offset mayores pasarían a tener problemas de fase o de refracciones en esta área. Esto, lo que significa es que esta información sísmica que se planea con offsets mayores no podrá ser lanzada en esta dirección si no se quiere perder información con offsets muy largos en campo, ya que en la etapa de procesamiento, las ondas refractadas no se pueden apilar en un procesamiento convencional, y sumarian al problema de mala imagen en el área estudio.

El análisis completo de los mapas de iluminación generados permiten decir, que en general, para el horizonte Mirador la cobertura de iluminación es baja con zonas fantasmas bastante grandes sobre todo en la parte del modelo donde están los mayores buzamientos (Calderón, 2007), y sobre la estructura principal, donde están montados la mayoría de los pozos del modelo, el ángulo de incidencia de los rayos generados con el modelamiento son muy cercanos al ángulo de incidencia crítico calculado con la ecuación de Zoepritz (Figura 17). Como se explicó anteriormente, la relación de los parámetros de adquisición están directamente conectados con la iluminación y la información que se pueda obtener del horizonte de interés.

Otra razón por la cual el diseño no es óptimo, es el tamaño del *survey*, que no fue suficiente para cubrir toda el área de exploración. Esto hace que la adquisición generada en gran parte se pierda a medida que avanza en la dirección Norte de nuestro modelo. La mayoría de los rayos se están perdiendo porque fueron generados en direcciones distintas a las necesarias para una correcta iluminación y que el alto buzamiento de las capas al límite de nuestro modelo no permiten que los receptores dispuestos alcancen a recibir información de los eventos generados por las fuentes.

Hasta el momento el estudio generó un suavizado y una importación del modelo geológico estructural a una herramienta de modelamiento sísmico, esto con el fin de revisar la respuesta sísmica que tenía el modelo frente a un diseño de adquisición que se había lanzado en el área en el año 2000. Lo que se pretendió luego fue estudiar los parámetros de adquisición y algunos atributos a partir de la iluminación sísmica generada en el modelo por un diseño que conservaba los parámetros de adquisición de campo. Estos parámetros resultarían insuficientes para una óptima resolución en la imagen sísmica, lo cual se reforzaría con el procesamiento sísmico convencional que se le hizo a los datos sintéticos generados en NORSAR-3D.

Para solucionar estos huecos de iluminación en el modelo, se utilizaron alternativas al diseño original que servirían para iluminar las áreas faltantes y que además variaban algunos de los valores en los atributos sísmicos iluminados con el diseño original.

6.2.5. Propuesta de nuevos modelos de diseño para aplicación al modelo.

En un principio se trato simplemente de revisar la información que se podía obtener de la actual adquisición sísmica. Como se ha mostrado ya, la información que presenta el actual diseño frente modelamiento sísmico es de bajos resultados en cuanto a la cobertura y otros parámetros de adquisición se tuvieron en cuenta para generar el diseño. Aunque realmente no son nuevos diseños sísmicos los que se generaron, también no era el interés de esta pasantía hacer un estudio completo para una próxima adquisición, el cual necesitaría además de los parámetros sísmicos, datos de precios y costos de diseño, para hacerlo lo mas real posible. Lo que se hizo fue entonces tomar el diseño actual y alterar el original en diferentes direcciones buscando la mas apropiada para la iluminación de las estructuras de interés en nuestro modelo a partir claro, del modelamiento sísmico y los parámetros nuevos generados, y el menor cambio en los costos de adquisición. Finalmente se hicieron pruebas dentro de la herramienta OMNI para evaluar las condiciones de adquisición antes de enviar los diseños a NORSAR-3D. (Figura 18,19 y 20)

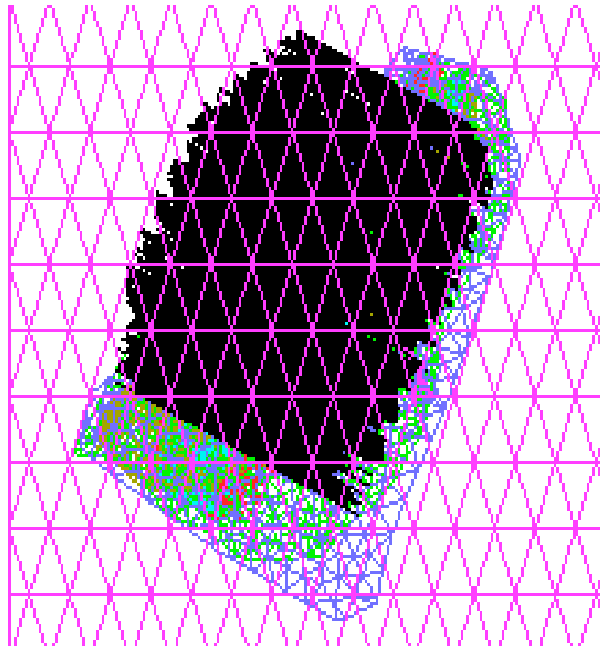
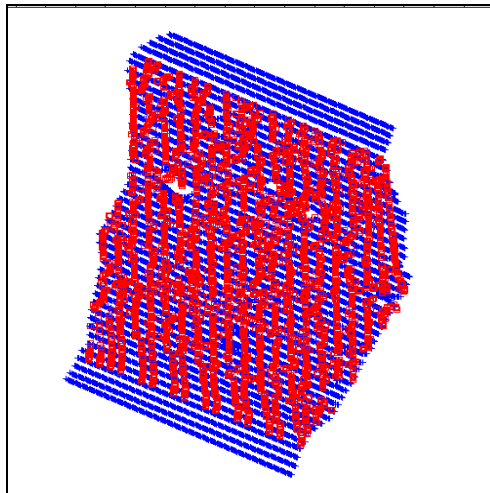
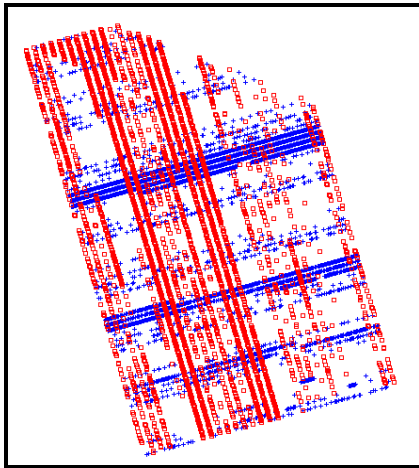


FIGURA 18. Diseño original del Survey 3D sobre el modelo. La dirección del Survey sigue el rumbo de la topografía.

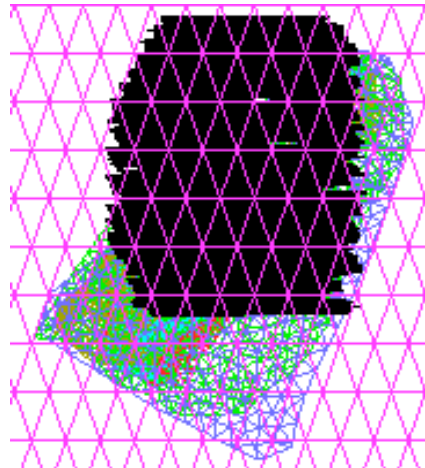


a)

Las primeras tentativas de diseño fueron mayormente geometricas, y buscaban iluminar todo el horizonte de interes pero no mejoraron los resultados originales. (Figura 18).



b)



c)

FIGURA 19. Diseños alternativos que fueron generados en el software OMNI para mejorar la iluminación de los horizontes de interés. Debido a que los parámetros de adquisición del modelo están correctos y no teníamos datos de costos. La variación de los Surveys consistió en variar la ubicación de fuentes y receptores de tal forma que se pudiera mejorar el desempeño del Survey.

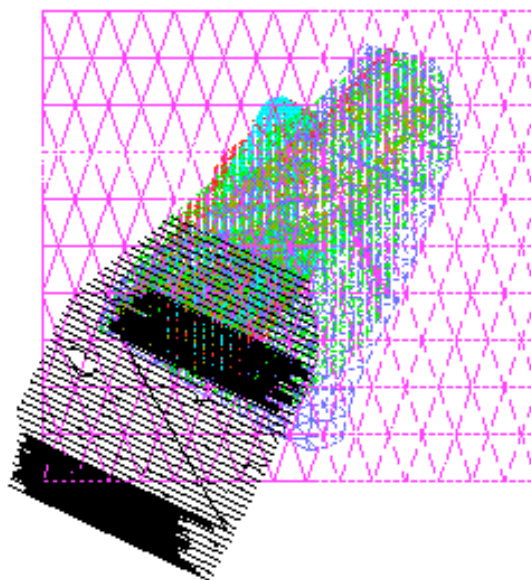


FIGURA 20. Diseño final propuesto. Este diseño permite iluminar la zona fantasma de nuestros horizontes objetivos.

La estrategia que se uso en algunos casos fue aplicar la metodología de NORSAR conocida como FLOWER PLOT para predecir le mejor dirección de adquisición en áreas de baja iluminación. La base teórica de este modulo de modelamiento es simular la propagación de ondas de una manera inversa a la convencional, como hace esto, el modulo FLOWER PLOT, simula una propagación de ondas a partir del horizonte de interés y supone los receptores en la superficie (Figura 21), dando así, valores de Offset y ángulo de disparo donde ese lugar exacto del subsuelo será mejor iluminado o diciéndolo de otra manera, desde un horizonte situado en profundidad, una fuente genera una propagación de ondas que viaja a la superficie y produce una señal en superficie, esta señal es procesada en NORSAR, y finalmente, el modulo muestra una dirección apropiada de adquisición sísmica y un Offset optimo para la adquisición de dichos datos.

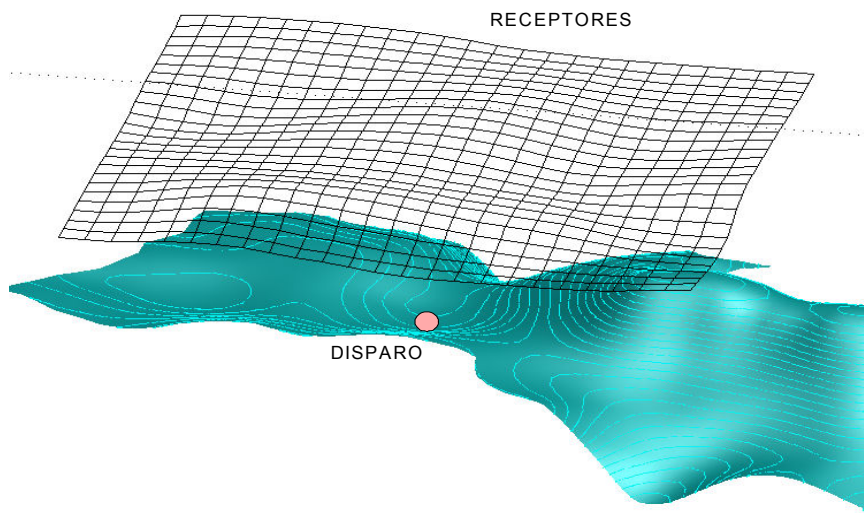


FIGURA 21. Simulación de una secuencia de disparo desde el horizonte interés, con la herramienta FLOWER PLOT. Tomado de Acevedo, 2006

Obtenida esta dirección, que básicamente era vertical con respecto al diseño original, se lanzó el survey con el fin de revisar los nuevos atributos generados en los mapas de iluminación. Este diseño vertical mostró un gran efecto en el mapa de ángulos de incidencia produciendo valores bastante lejanos al ángulo crítico, resolviendo inicialmente el problema de refracciones encontradas en el primer diseño. (Figura 19)

También mejoro los valores de cobertura en el área iluminada inicial, así que se sugiere trabajar con este diseño para estudios futuros.

Una alternativa final que se estudio fue poner mas líneas fuentes y de receptores en la parte inferior del diseño para intentar iluminar el área fantasma generada en el diseño

original (Figura 20). Esta alternativa también dio buenos resultados al iluminar lo que inicialmente era una zona fantasma.

Una explicación mas detallada de los resultados obtenidos con los diseños alternativos es mostrada en el capítulo de resultados de este mismo trabajo.

6.3 INTERPRETACION SISMICA

La primera generación de sistemas de interpretación 3D fue basada sobre el principio de la interpretación línea por línea. Contemporáneamente los sistemas de interpretación 3D están basados sobre volúmenes de visualización y manipulación de amplitudes dentro del volumen de imágenes para mejorar características de interés estratigráfico y estructural. Con la disponibilidad de poderosos hardware y software como herramientas de visualización, la interpretación dejó de ser un *picking* a un grupo de horizontes y descartando el resto de la información del volumen sísmico. Ahora, la interpretación involucra más que eso, usando la información de *traveltime* y amplitud contenida en el volumen sísmico, específicamente la interpretación estructural es primariamente basada sobre el picado de *traveltime* que son coincidentes con los límites de las capas geológicas, la interpretación estratigráfica esta basada en la manipulación de amplitudes sísmicas para producir pequeñas características asociadas con ambientes depositacionales. (Yilmaz, 2002).

6.3.1 Interpretación Inicial.

Partiendo de una interpretación realizada por José E. Calderón en el año 2006, se trato de verificar que el modelo escogido fuera consistente con la geología vista en las secciones sísmicas.

¿Para que se procedió con esta parte en el trabajo?, porque una de la finalidades del modelamiento sísmico es, como se sustento en la teoría de este trabajo, actualizar los modelos para posteriores estudios de iluminación y sísmica del área estudio. Si el modelo no se mejora o actualiza, difícilmente se podrán hacer verdaderos aportes a la solución de problemas como al que atañen en este estudio. Claro esta, que debido a la mala calidad en la actual imagen sísmica solo es posible hacer unas sugerencias a partir del modelo mismo y los datos vistos en pozo.

Uno de los primeras correcciones que se le pueden sugerir al modelo es cargar el horizonte que represente la Formacion Barco, la cual esta incluida en la columna estratigráfica y aparece en los datos de pozo del área. (Figura 29)

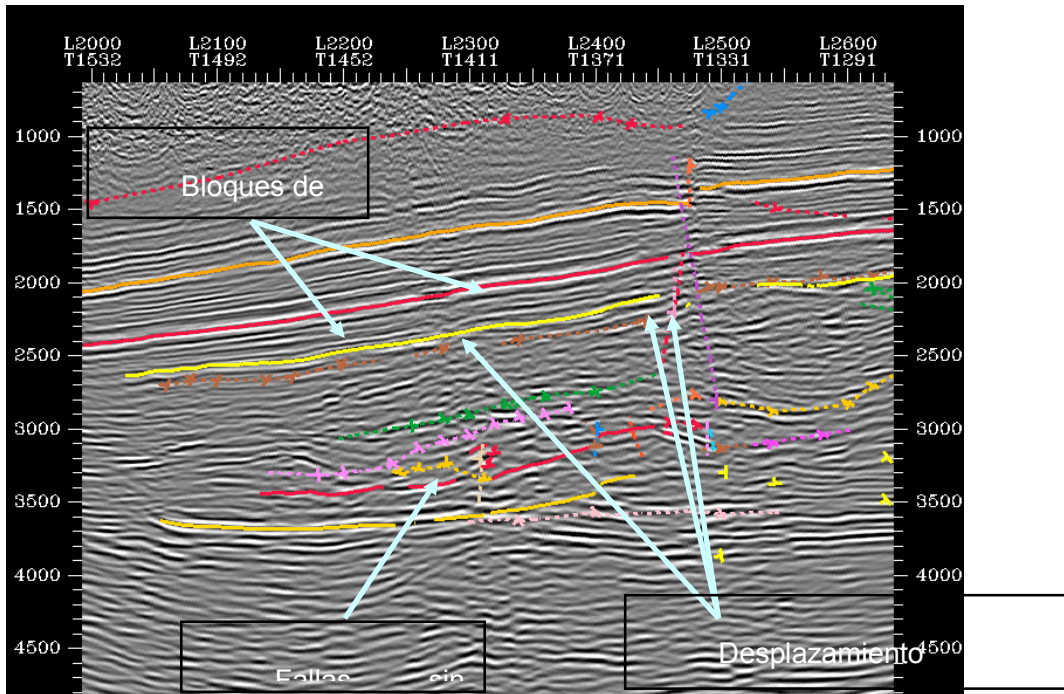


FIGURA 22. Interpretación actual del área geológica estudiada. Los horizontes superiores corresponden a la Formación Carbonera. Se han intentado hacer un picado de los horizontes de interés pero son bastante difíciles de seguir en la sección debido a la baja calidad de imagen obtenida.

También se deben calibrar las fallas generadas dentro del modelo, es decir, se ha podido observar que los desplazamientos de algunos bloques dentro del modelo no son iguales en todas las áreas de las fallas, lo cual es estructuralmente inconsistente (Figura 30). Si utilizando la herramienta GOCAD se suman algunas fallas que sirvan como continuación de las faltantes estructurales del modelo y se alteran los horizontes inclinándolos más en su buzamiento, es decir, generando buzamientos mayores a 30° grados de los horizontes en la zona problema de iluminación se puede tener un modelo más real de la geología y así, valorar mejor los resultados de iluminación de atributos generados en la herramienta NORASAR-3D.

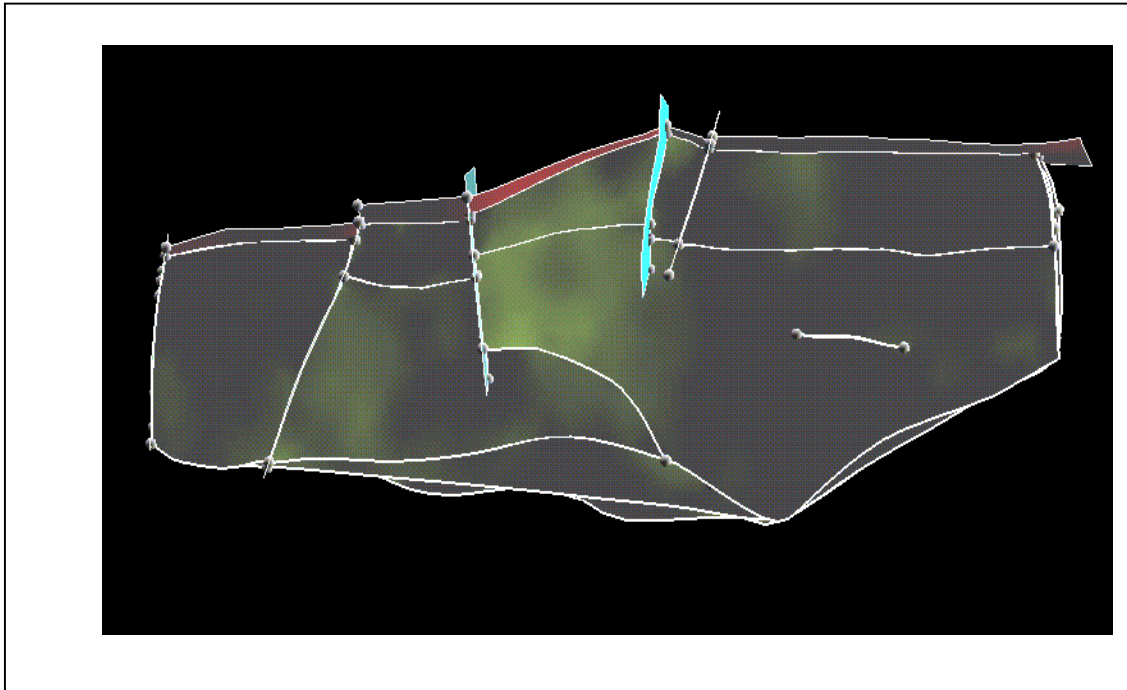


FIGURA 23. Vista superior del horizonte Mirador del actual modelo donde se pueden ver algunas inconsistencias estructurales.

6.4 PROCESAMIENTO SISMICO SINTETICO

El procesamiento sísmico es un conjunto de tratamientos aplicados a los datos adquiridos en la sísmica de reflexión, con determinados objetivos y mejorando la obtención de imágenes y extracción de informaciones de los datos sísmicos, con vista al mejor entendimiento de las estructuras geológicas de interés en subsuperficie. (Gamboa, 2007)

6.4.1 Objetivos del Procesamiento Sísmico

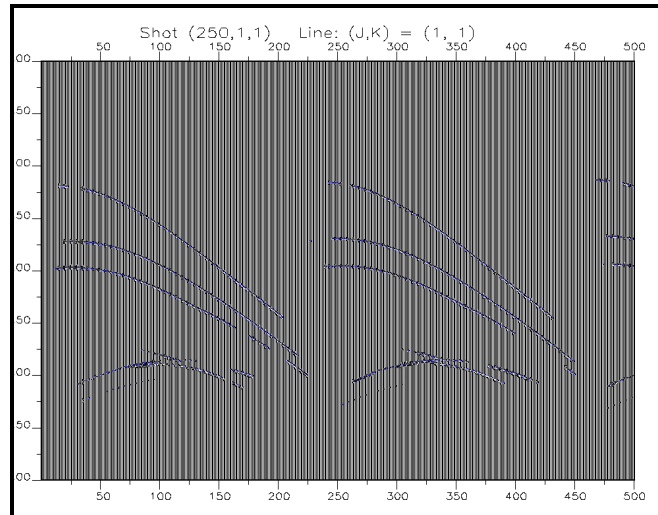
- Obtener una imagen representativa de la subsuperficie.
- Mejorar la relación S/R, por ejemplo, a través del registro de la misma señal en varios receptores, seguido de la suma de la información registrada. En estas condiciones, el ruido no coherente es atenuado.
- Atenuar ruido coherente (por ejemplo, atenuar las reflexiones múltiples y ondas superficiales).
- Obtener informaciones del medio geológico en el subsuelo (velocidades de propagación sísmica, reflectividad, etc.).
- Obtener una imagen mas realista del subsuelo, corrigiendo el buzamiento de las interfaces y las difracciones en las secciones en tiempo.
- En un procesamiento mas especializado (no estudiado aquí) convertir el tiempo de transito en profundidad. (Gamboa, 2007)

6.4.2. Datos

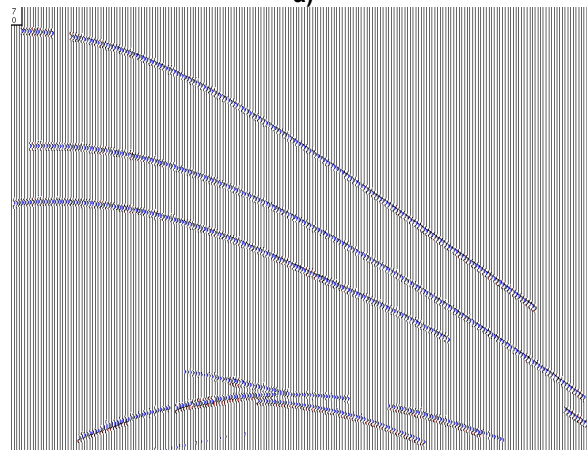
Esta parte extra de la pasantía de investigación se hizo con el propósito de comparar la actual sísmica, con la sísmica generada sintéticamente a partir del trabajo de modelamiento sísmico, para validar los datos obtenidos a partir del modelamiento sísmico y los resultados obtenidos con los mapas de iluminación. Como el principio de esta pasantía no reside en el procesamiento de datos sísmicos, se decidió con las personas que lideran esta área en el grupo de geofísica llevar los datos sintéticos hasta una migración en tiempo post apilado, mas conocida como PoSTM. Se esperaba entonces, una mejora en la calidad de la imagen sísmica, así fuese, a partir, del dato sintético de un modelo, suponemos, muy aproximado a la geología real del campo.

La herramienta utilizada para esta parte de la investigación fue el software PROMAX, de LANDMARK. Una herramienta que opera en plataforma LINUX, y que fue escogida por su gran versatilidad y robustez, ya que permite hacer diferentes tipos de migración y además puede correr en paralelo varios procesadores, haciendo más rápida la aplicación y el procesamiento de datos sísmicos.

Como datos de entrada para el procesamiento de los datos sísmicos sintéticos del Área Recetor (Piedemonte Llanero) se utilizo el archivo Recetor3D.sgy, el cual esta en formato SGY (es un formato Standard que sirve para codificar información sísmica) y se genero a partir del generador de Sismogramas de NORSAR-3D y fue guardado en la dirección Promax_S2/CARGA/Recetor3D.sgy. (Figura 24).



a)



b)

FIGURA 24. Detalles del Sismograma sintético en formato SGY. a)Trazas registradas por el *Shot* 250. b) Zoom

6.4.3. Sismogramas Sintéticos pre-procesamiento.

El siguiente paso, luego de realizar el respectivo análisis de iluminación y trazado de rayo, además de proponer modelos mas aproximados a una mayor iluminación de otras áreas de interés, fue procesar estos datos sintéticos para ser comparados con la

sísmica interpretada existente, esto con el fin de revisar la calidad de los datos tomados sintéticamente y para validar el modelo geológico estructural existente.

En NORSAR-3D un vez lanzado en trazador de frentes de onda y desplegados los puntos de reflexión se utilizó el módulo: **Seismogram generator**.

Un Sismogramas sintético es, según el diccionario enciclopédico de Sheriff, 2002, un record de sísmica de reflexión artificial manufacturado asumido de una forma de onda particular viajera a través de un modelo definido. (Figura 25).

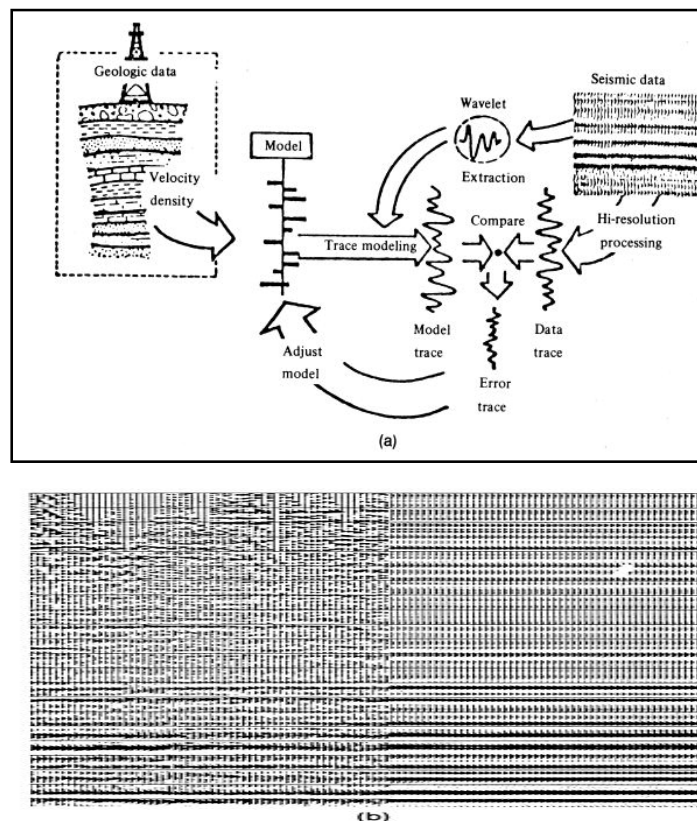
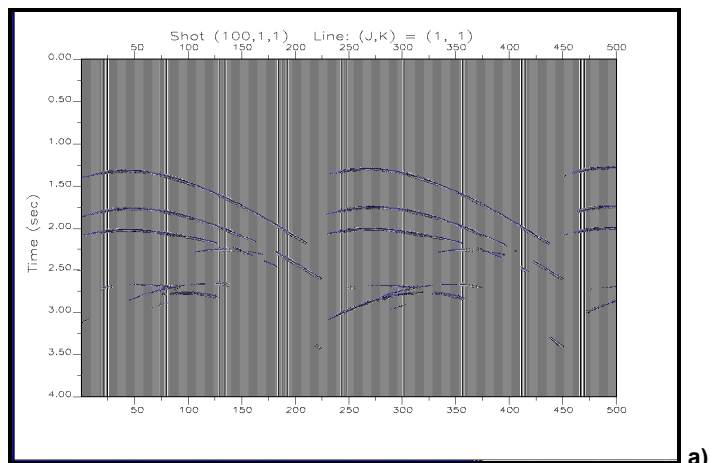


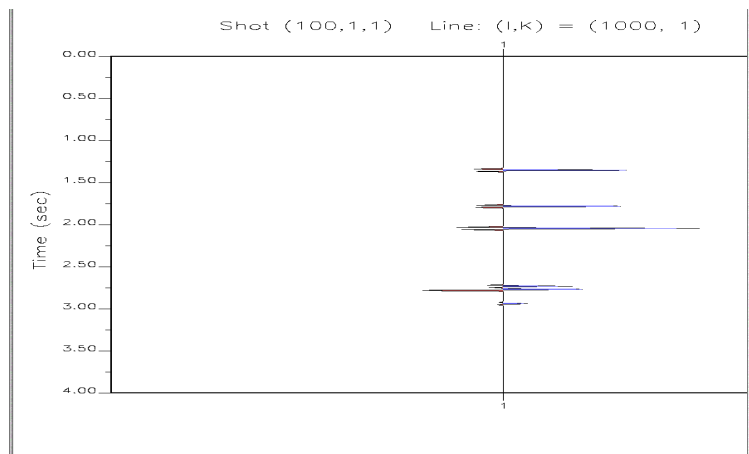
FIGURA 25. Sismograma sintético. a) Esquema de la manufactura del proceso (Stommel y Graud, 1978) b) Porción de Sismogramas sintético (lado derecho) comparado con la actual sísmica (lado izquierdo).

El Sismogramas sintético bidimensional que generamos permite incluir los efectos de las reflexiones desde reflectores de alto buzamiento. Finalmente, podemos concluir que un Sismogramas sintético es un ejemplo de modelamiento directo. (Figura 26).

Los datos que nos pidió el generador, incluían el nombre del Survey lanzado en el trazador de frentes de onda, el tipo de pulso



a)



b)

FIGURA 26. Sismograma sintético de Recetor. a) Sismograma sintético con la información de los eventos registrados en el *Shot* 100, b) un detalle de la información de una traza sísmica. La coord. X representa los receptores y la coord. Y representa el tiempo en segundos.

6.4.4 Geometrías

El flujo de trabajo comenzó con la lectura de los datos en PROMAX y con la carga de los *Headers* y sus respectivas geometrías.

La secuencia del subflujo Geometrías, se opero de la siguiente forma:

En la primera ventana de información de la carga de Geometrías se selecciono la opción:

“Matching lines and Station numbers ...” la cual es la única opción que recomienda el manual de PROMAX para la carga de información de los Headers en el procesamiento 3D. (Figura 27).

Una vez cargada la información de los archivos de receptores, fuentes y patrones y revisando que la información entrada es correcta, se procede a asignar los *midpoints* desde el numero de patrones asignado a cada uno de los numero de fuentes existentes en la información de los SPS. (Figura 28 y 29).

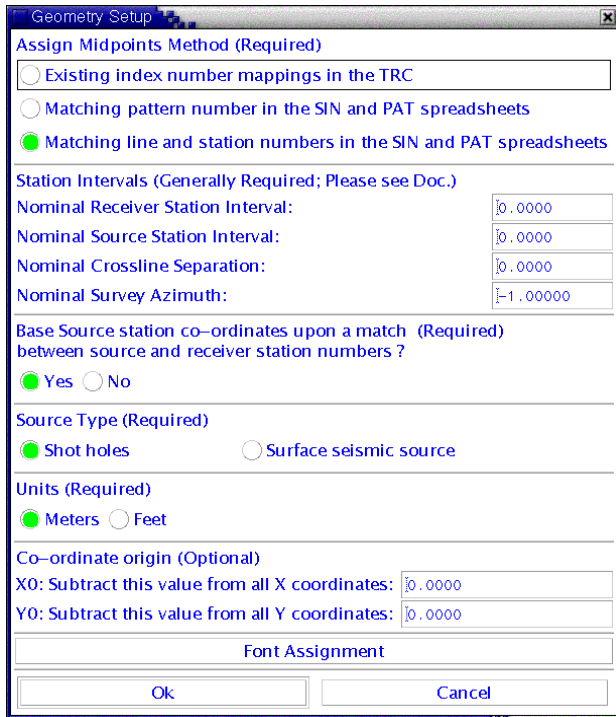


FIGURA 27. Ventana de actualización de datos para carga de geometrías y generación de bin. Los puntos iluminados en amarillo son las opciones correctas para montar nuestros datos de geometría y generar un Bin que será utilizado por el PROMAX para procesar el Sismograma sintético.

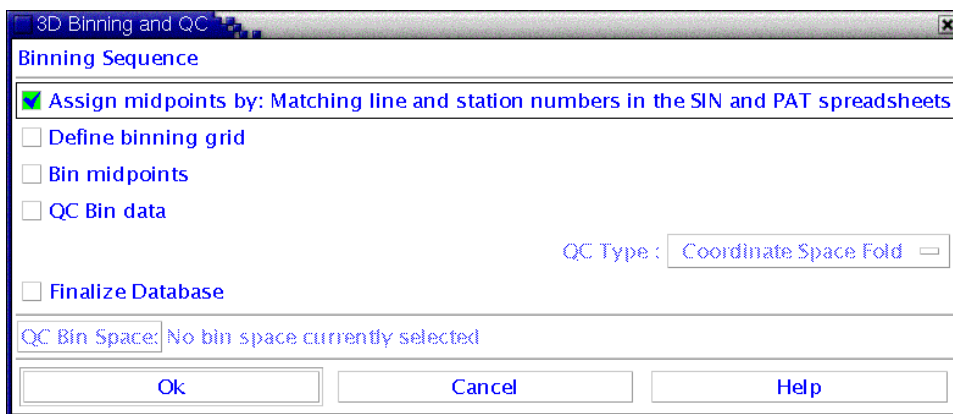
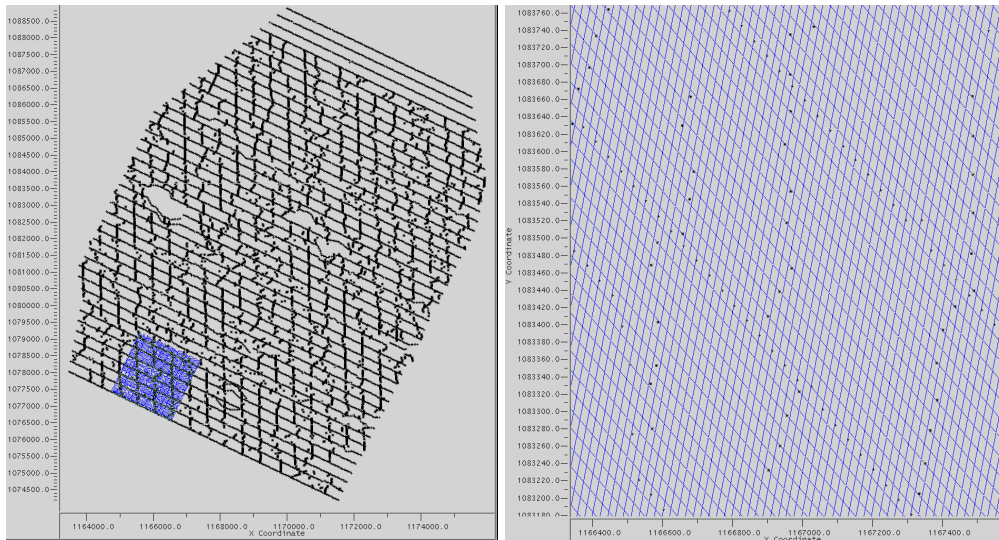


FIGURA 28. Ventana de subflujo de geometrías. Cada vez que se va completando un paso se continúa con el inmediatamente inferior. Al final el QC determina que tan bien realizado quedo el binning.



a)

b)

FIGURA 29. Bining. a) Asignación del bin a fuentes y receptores, esta asignación se hizo a partir de los parámetros de adquisición real. b) detalle del Bining. Nótase que las distancias del Bin deben coincidir con las fuentes y receptores.

Se continúa con el subflujo que desplegó la ventana de Geometrías, así que se asigna un *grid* para el *binning* que tendrá nuestra adquisición. Este *grid* se hizo a partir de los parámetros de adquisición que tenemos en la base de datos del proyecto Recetor. Una vez realizado este paso continuamos con el subflujo hasta finalizar con un QC, que evalúa la exactitud de la información cargada en PROMAX.

Al realizar el *Bining* y la Geometría es necesario cargar estos datos dentro de los *database* de PROMAX. En este proceso fue sugerido por personas de experiencia en el procesamiento de datos sísmicos le fuera agregado algo de ruido a la información para que el dato fuera mas aproximado a la realidad de la zona estudio.

6.4.5 Análisis de Velocidad

Teniendo montado una geometría con ruido se procedió inmediatamente a realizar el análisis de velocidad; el flujo se realizó de esta forma luego de hacer las debidas correcciones estáticas. (Figura 30).

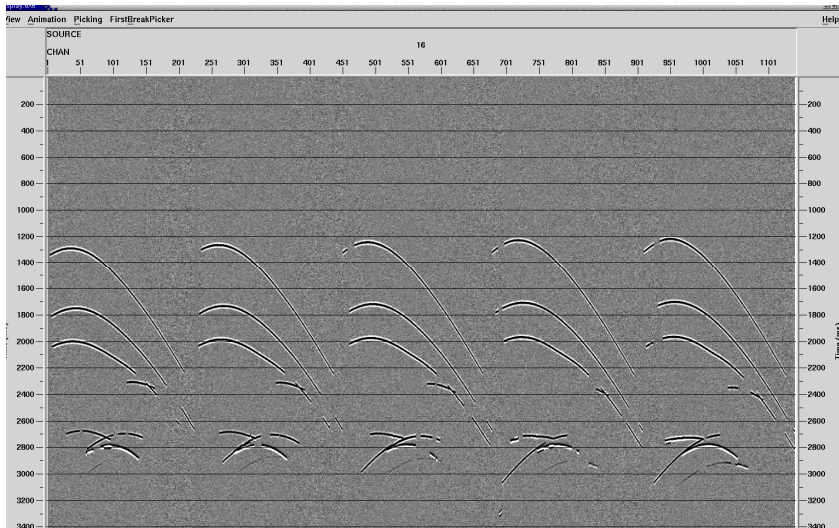


FIGURA 30. Display del ruido. Despliegue de la información cargada después de sumadas las geometrías y añadirle un ruido simulado para efectos que correcciones por NMO.

Algunas aproximaciones de estimaciones de velocidad fueron realizadas aunque los resultados no variaron mucho, siendo el resultado siempre imágenes con pocos eventos mostrados, un especialista de Shlumberger sugirió que el problema estaría en la distancia fuente-receptor que se estaba entrando en el *input* de la tabla de información para el análisis de velocidad, aunque no mostró mejoría el análisis de velocidad, mostrando esto que una de las razones por las cuales ocurría esto era la gran cantidad de zonas fantasmas que muestra el actual modelo a partir de los datos

de adquisición sísmica reales. Otra sugerencia dada por uno de los expertos del grupo de geofísica es que estos pocos eventos generados pueden ser causados por diferencias de velocidad generados por horizontes superiores a los modelados en nuestra sísmica. La discusión queda abierta a otras teorías. (Figura 31).

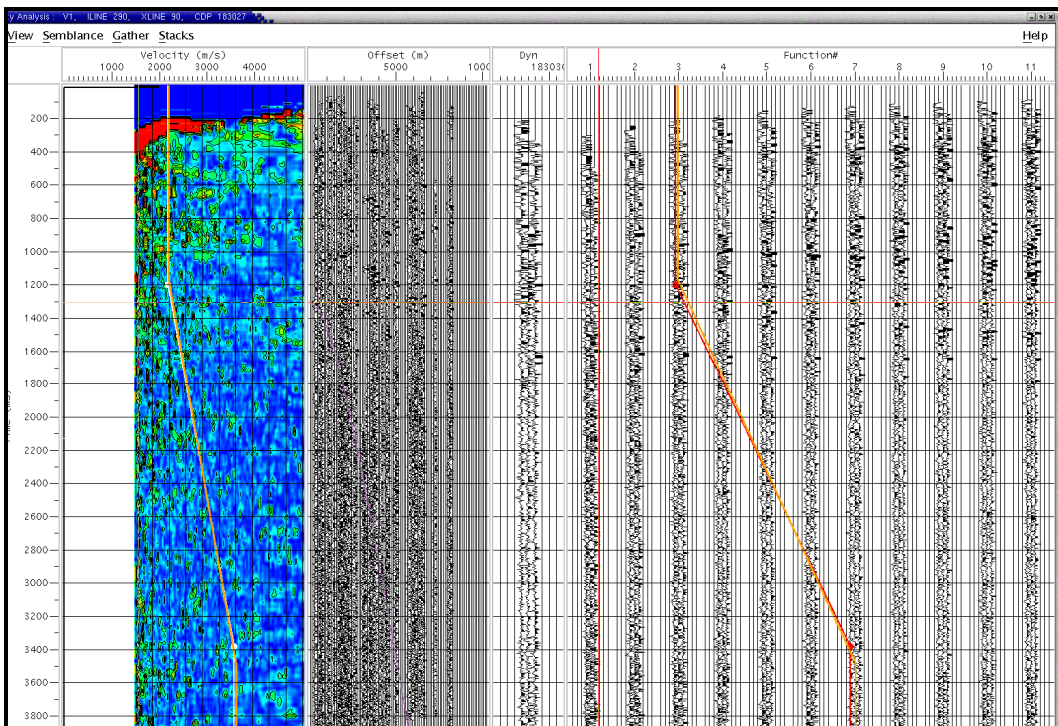


FIGURA 31. Análisis de Velocidad. Tras varias pruebas realizadas con los datos de Bin y distancia de Offset se consiguieron sumar algunas trazas aunque el despliegue siguió siendo bajo.

Debido a que el análisis de velocidad no mostró un resultado razonable, pues el número de trazas es muy bajo y no son visibles eventos en la tabla de velocidades aunque en el proceso anterior se veían muy claros los horizontes es posiblemente que el bajo nivel de cobertura que tiene la actual sísmica sobre los horizontes haya afectado en gran medida los datos de salida de la tabla de velocidades.

Este análisis de velocidad se realizó en diferentes ocasiones con diferentes valores de entrada como rango de bin y de Offset pero el resultado siempre fue el mismo. En este trabajo se propone para estudios posteriores, revisar uno por uno los parámetros que son usados para procesar esta sísmica sintética.

7. RESULTADOS

En primera instancia, el objetivo de esta pasantía dentro del grupo de investigación “PETROSISMICA” a cargo del grupo de Geofísica del ICP-ECOPETROL, buscaba reproducir y enfocarse en el modelamiento sísmico del bloque recetor, área del Piedemonte Llanero.

A medida que se avanzo en la optimización de la calidad de la imagen sísmica se vio necesario proponer otras alternativas de adquisición que a su vez mejorarían la interpretación sísmica.

Inicialmente los mapas de iluminación son muy claros al mostrar que el actual diseño sísmico de adquisición no fue suficiente para iluminar toda el área de nuestros horizontes de interés modelados.

Los mapas de iluminación generados para el diseño original permiten ver falencias en parámetros como Fold/cobertura y ángulo de incidencia, parámetros muy importantes como ya se menciona en el capítulo 6, en la planeación y adquisición de datos en áreas de interés.

Como se ha dicho anteriormente, la baja cobertura del diseño original sobre todo el horizonte de interés y además, los ángulos de incidencia cercanos al crítico presentes en la estructura de mayor interés, que pueden generar refracciones o restar información

debido al cambio de fase en este punto critico hacen que se reconsidere el diseño actual y se sugiera otras alternativas para diseños de adquisición futuros. (Figura 32).

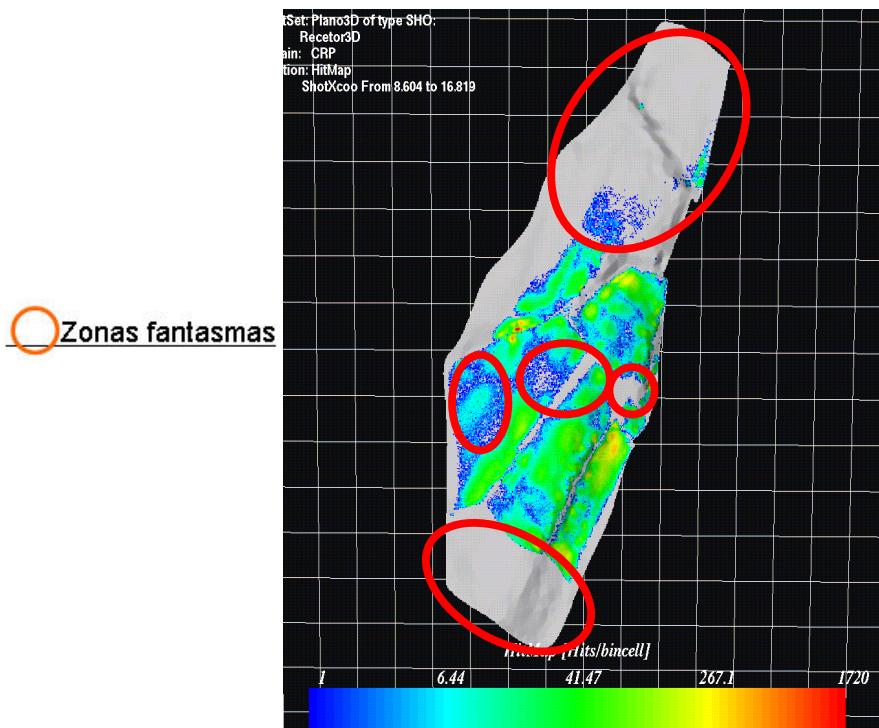


FIGURA 32. Detalle del horizonte Mirador con las zonas fantasmas remarcadas por cuadros rojos.

También es posible que esta baja iluminación no permita generar un buen análisis de velocidad ya que en la mayoría de zonas los eventos registrados son nulos.

Dentro del presente trabajo se generaron una serie de Surveys alternativos que solucionaron la falta de iluminación de las zonas fantasmas, zonas que vale la pena resaltar son de interés exploratorio.

Se hicieron varias pruebas con diseños alternativos, alterando algunos parámetros de adquisición y otras veces utilizando el modulo FLOWERPLOT de NORSAR para predecir direcciones de disparo y Offsets ideales para adquisición en el área. (Figura 33, 34 y 35).

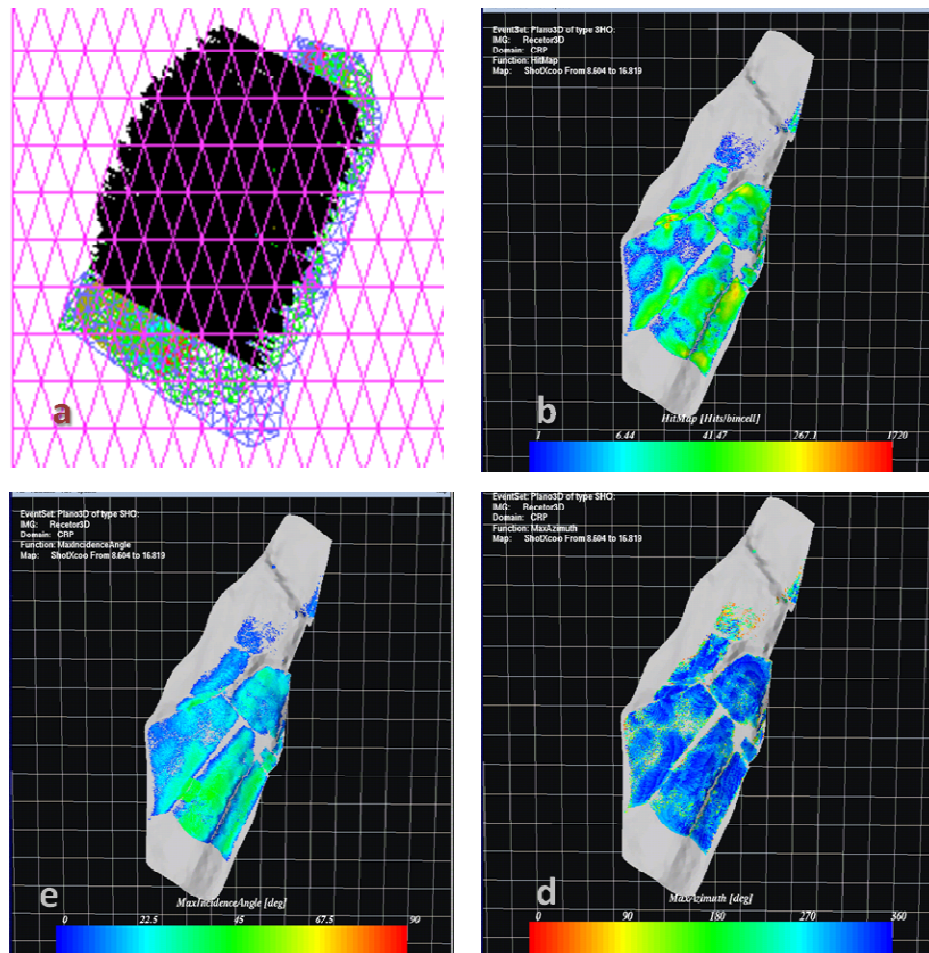


FIGURA 33. Mapas de iluminación para el Survey 3D original. a) detalle del Survey 3D sobre la topografía plana del modelo. b) mapa de iluminación de Fold. c) máximo ángulo de incidencia. d) azimut

Con base entonces, a los resultados de la herramienta FLOWER PLOT y los parámetros calculados en OMNI se usaron algunos diseños que básicamente, parten del mismo modelo pero son modificados en la dirección del Survey en general, es decir en la acomodación de líneas fuentes y líneas de receptores con respecto a unas coordenadas iniciales.

Otro método que se uso para iluminar el modelo, fue sumar líneas de fuentes y de receptores en la parte inferior del Survey y esto mejoro notoriamente la iluminación en lo que antes era una zona fantasma de iluminación. (Figura 35)

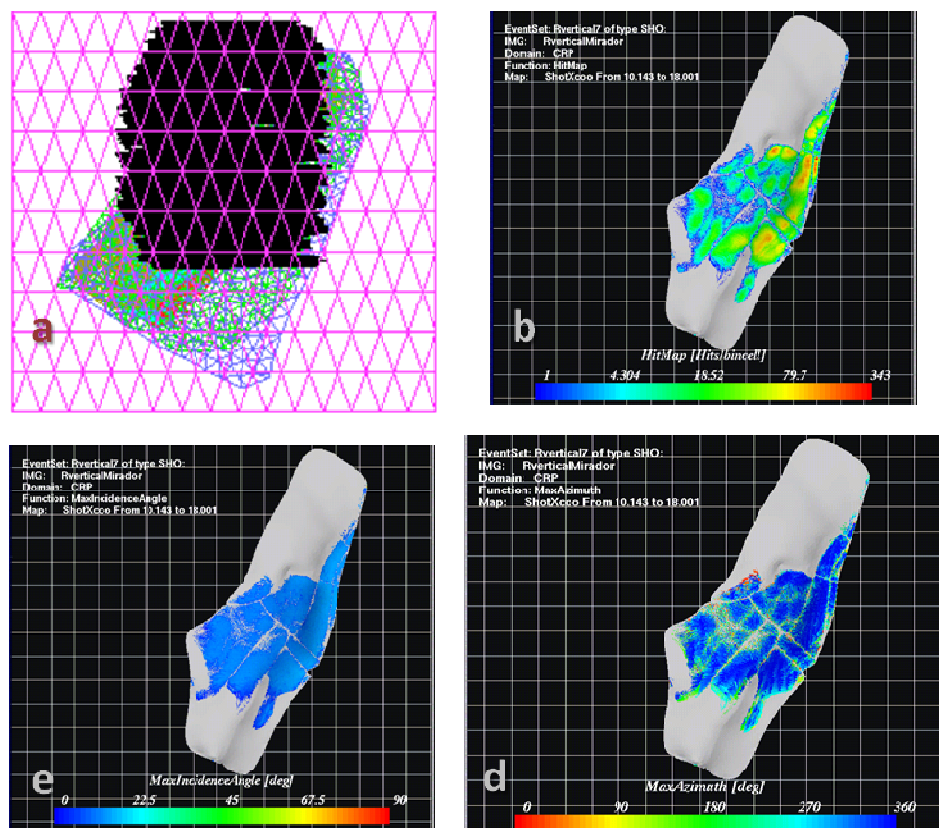


FIGURA 35. Survey 3D con otra dirección. a) detalle del Survey 3D sobre la topografía plana del modelo. b) mapa de iluminación de Fold. c) máximo ángulo de incidencia. d) azimut.

Se puede decir entonces que una variación en la dirección del Survey original cambia significativamente los valores de máximos ángulos de incidencia.

Como se muestra en la figura 33, los parámetros originales de adquisición: azimut, máximo ángulo de incidencia y los valores de cobertura o Fold son bastante bajos o críticos en la mayoría del área. Esto es debido en gran parte a la complejidad estructural y al alto ángulo de buzamiento que existe en el área con valores incluso superiores a los 30° grados (Calderón, 2007), pero el resultado de los nuevos parámetros encontrados con los diseños proponen mejorar la calidad de cobertura y disminuyen los valores del ángulo de incidencia en algunos casos. (Figuras 34 y 35)

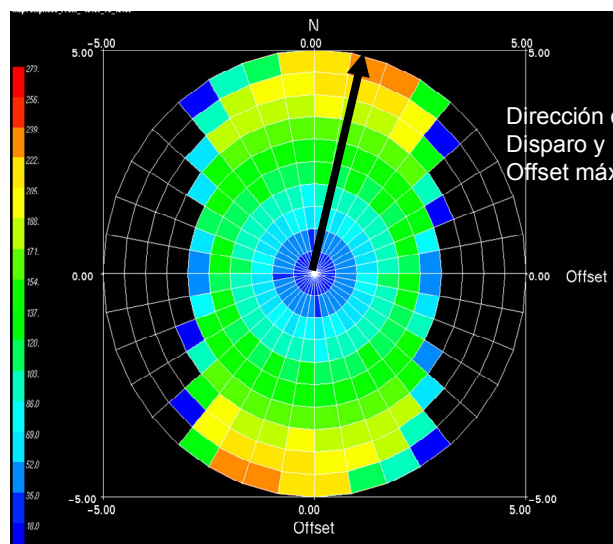


FIGURA 36. Dirección de orientación del Survey, calculada desde la herramienta FLOWER PLOT. Fue tomada con base a fuentes en el centro del horizonte.

Esta variación en la dirección del diseño se planeo después de varios diseños alternativos, y los resultados en cuanto al ángulo de incidencia son bastante claros ya que permiten asegurar que están bastante lejos de la zona crítica, lo cual, además, permitiría en esta dirección aumentar la distancia de líneas fuentes y receptores, es decir, el Offset, ampliando la capacidad del diseño en calidad de imagen en targets profundos y bajando costos de adquisición. (Figura 36)

Esto mostraría que un diseño ubicado en dirección NORTE podría ser disparado con un aumento del Offset (distancia fuente - receptor), aumentando el Offset máximo propuesto hasta ahora de 5000 m, mejorando el *fold* según muestra el resultado del FLOWERPLOT y además, se pueden ubicar mas líneas de fuentes y receptores en la parte inferior del modelo, hacia el Sur del Survey vertical como se denomino a este diseño alternativo. Estas líneas de fuentes no necesitan ser mas de 4 o 5 líneas de fuentes con 100 *shots* cada una, pues fue este el numero de fuentes usada en el diseño de solape. (Figura 35).

Es necesario aclarar que se hicieron distintas pruebas para verificar la iluminación y otros parámetros de adquisición pero la mayoría de ellas no mostraron resultados poco satisfactorios.

Finalmente, se puede concluir que una plantilla que estuviera inmediatamente seguida al Sur de nuestro diseño Original mejorara la iluminación de la Zona fantasma de mayor interés exploratorio. (Figura 37)

Además los valores del *fold* están dentro de 16 y 65 rayos por Bin. El ángulo de incidencia sigue estando dentro del máximo valor permitido (ángulo crítico) y el parámetro azimuth máximo registrado en esta adquisición es de 360°. Este es el diseño sugerido para una futura adquisición en el área. Es decir, si quieren mejorar los datos sísmicos y la calidad de la imagen sísmica deberían concentrarse al Sur del área donde el interés es mayor pero las estructuras son más complejas y los buzamientos también son mayores.

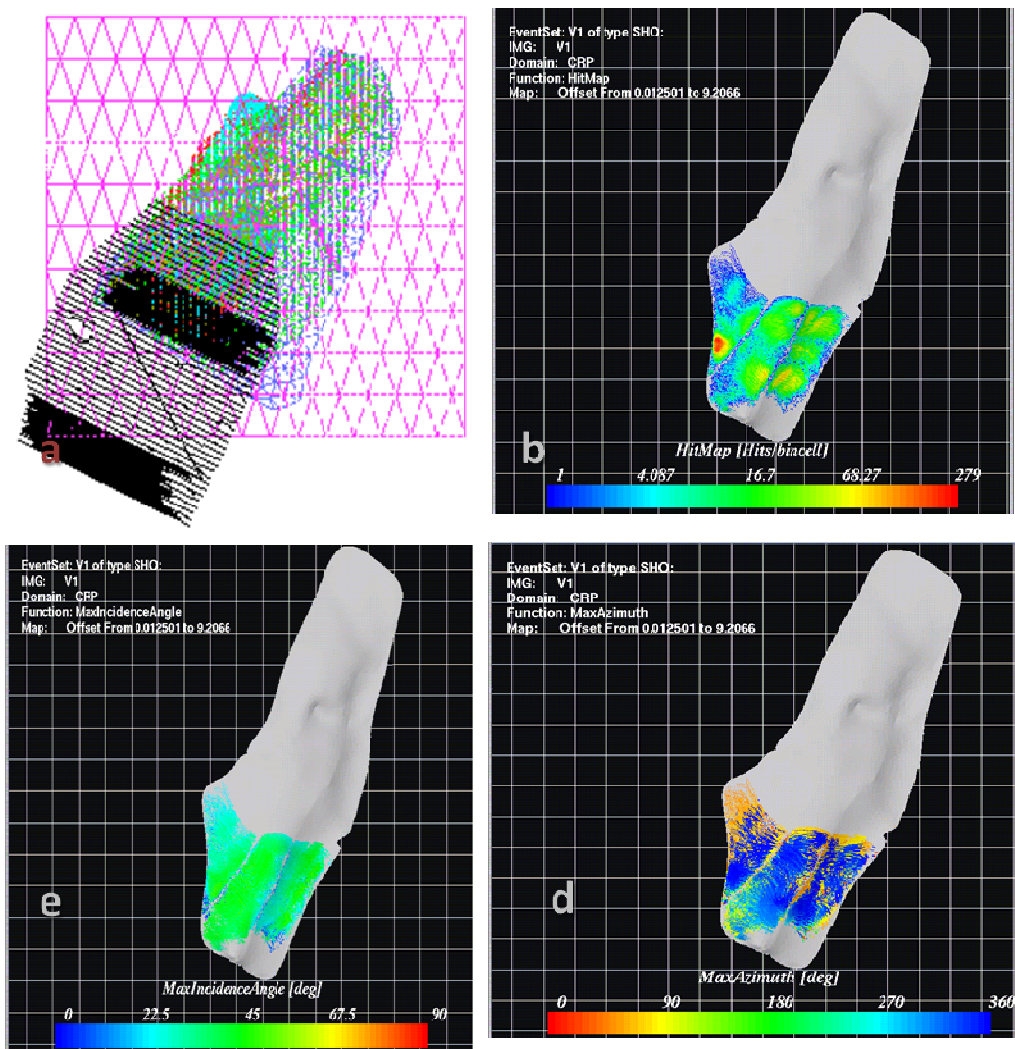


FIGURA 37. Diseño de traslape. a) este diseño ilumina muy bien la zona fantasma. b) detalle del Survey 3D sobre la topografía plana del modelo. b) mapa de iluminación de Fold. c) máximo ángulo de incidencia. d) azimut.

En cuanto a la interpretación sísmica, es muy difícil generar una nueva interpretación debido a lo difícil que es seguir un horizonte con la calidad de las imágenes sísmicas

obtenidas y solo con una nueva adquisición y un procesamiento mas especializado (PrSDM) se puede mejorar la calidad en la adquisición sísmica.

8. CONCLUSIONES

- La metodología basada en la adquisición sintética a partir de modelos geológicos 3D funciona. La rapidez del conocimiento previo de los datos y de los parámetros de adquisición a partir del modelamiento sísmico realizado en NORSAR-3D y alimentado por los diseños de OMNI, además de bajos costos en los estudios de adquisición sintética e iluminación, representan una excelente alternativa para la reducción del riesgo exploratorio, ya que permiten sugerir variaciones en la adquisición mucho antes de ser lanzada en campo, cobrando mayor importancia en áreas de difícil calidad sísmica, tal como lo es el piedemonte llanero.
- El área necesita una nueva adquisición sísmica. Pues el principal problema es la baja cobertura de la adquisición sísmica existente. Un diseño vertical, es decir en orientación NORTE, el cual fue calculado a partir del modulo teórico GOCAD, mantendría un valor de Fold por encima de 20 FOLD/BIN en estas áreas de adquisición y reduciría el riesgo de ángulos críticos de incidencia, siendo posible incluso, aumentar el Offset para mejorar la calidad de adquisición de datos profundos (debido a la disminución del ángulo crítico). Como aumenta el Offset es posible sumar líneas de fuentes y receptores hacia el costado Sur del modelo para iluminar así lo que antes era una zona fantasma en el modelo sísmico. El valor usado en el diseño de traslape fue 440 shots, lo cual es un valor bajo para sumar al diseño actual.

- Se logro iluminar con valores aceptables de Fold y Azimut la zona fantasma de potencial interés exploratorio. A través de un diseño sintético generado en el grupo de trabajo con la herramienta OMNI se pudo alcanzar valores de cobertura para la zona fantasma hasta de 60 FOLD/BIN y con azimut promedio de 360° grados sobre la estructura de interés en el área donde anteriormente era imposible obtener valores de atributos sísmicos.
- En cuanto a la interpretación del modelo estructural, es posible decir que, la litología de los horizontes de interés, sumada a las características estructurales de nuestro modelo y lo visto en datos de pozo, permiten corregir el modelo en algunas fallas para que sean consistentes estructuralmente, además, es posible inclinar a partir de GOCAD, algunos horizontes en la zona fantasma la cual es de interés, para que el nuevo diseño ilumine la estructuras y se puedan tomar datos donde actualmente no se está logrando.

9. RECOMENDACIONES

A partir de este trabajo se pueden hacer dos recomendaciones generales para mejorar la calidad de la imagen sísmica y la interpretación, para así, obtener un mejor modelo.

La primera recomendación, esta enfocada en la parte de adquisición sísmica, la cual consistiría en lanzar una nueva sísmica 3D sobre el área con una variación en la dirección del Survey actual, inclinándolo hacia la dirección NORTE y ampliando las líneas de fuentes y receptores hacia la parte inferior del mismo diseño. Esto como se mostró en la hojas preliminares optimizaría la cobertura de iluminación en áreas de mayor interés exploratorio. Es posible, con mayor tiempo de disponibilidad del software OMNI, generar un modelo con la información de este informe, el cual debe mejorar la cobertura y mantener en teoría, los costos de adquisición para el área Recetor.

Para detallar mas los resultados del modelamiento sísmico se debería tener una comunicación directa entre el interprete y los modeladores, para conocer mejor los objetivos exploratorios y las áreas de mayor interés para ECOPETROL, esto permitiría concentrar al modelador en diseños específicos y menos tediosos.

La segunda recomendación, para mejorar la calidad de la imagen en el área estudio, puede ser reprocesar el volumen sísmico 3D real existente, con nuevas herramientas de *Imaging* y con un procesamiento PrSDM. Este método puede ser usado en el caso que se considere muy costosa una nueva adquisición sísmica 3D para el área. Como se mostró durante el trabajo es muy difícil conseguir una mejor calidad de la imagen a partir de los datos existentes, pero con el desarrollo de herramientas de procesamiento

e Imaging es posible hacer algunas mejoras a los datos actuales, pero claro, esto queda como parte de un trabajo futuro sobre el bloque Recetor.

Una tarea que se debe proponer el grupo de modelamiento es una mayor interacción entre los diferentes grupos de trabajo dentro de ECOPEPETROL. S.A., ya que la retroalimentación entre el conocimiento geológico, geofísico y la ingeniería, es pieza clave para la optimización de proyectos de exploración y desarrollo. Como se lee en todos los libros de geofísica y adquisición, el trabajo en grupo y la suma de datos tanto geológicos y geofísicos es la única forma de llegar a un buen resultado.

REFERENCIAS

Calderon, J. Ernesto., (2007) Interpretación sísmica del bloque receptor. Informe de avance. ECOPETROL, bogota.

Cerveny, V., (1985), The application of ray tracing to the propagation of Shear waves in complex media:, in seismic Shear waves, part A: Theory, edited by G.P. Dohr, in Handbook of geophysical exploration, section 1: seismic exploration, 15 a, edited by K. Helbing and S. Treitel Geophysical Press.

Cerveny, V., klimes, L., (1984), Paraxial ray approximation in the computation of seismic wavefields in inhomogeneous media: Geophys. J. Roy. Astr. Sco., 79, 189-104

Claerbout, j. F., (1970), Fundamentals of geophysical data processing: Mcgraw-Hill Book co.

Claerbout, j. F., (1972), Imaging the earth's interior: Blackwell scientific publications

Corredor, freddy., (2004), Seismic Interpretation of Contractional Fault-Related Folds. ECOPETROL-ICP

Cooper, M. A., (1995), Development and tectonic history of the Llanos basin, eastern cordillera and middle Magdalena Valley, colombia. AAPG bulletin, V. 19 N° 10. 1421-1443.

Dengo, C. & Covey, M., (1993), Structure of the eastern cordillera of Colombia. Implications for trap styles and regional tectonics. AAPG Bulletin v77 N°8 1325-1337.

Gajewski, D., (2001), estimate of multivalued arrivals in 3-D models using wavefornt ray tracing. SEG.

Galbraith, J. M., (1995), Seismic processing issues in the design of 3D surveys: presented at the Ann. Mtg., Can. Soc. Expl. Geophys.

Galbraith, J. M., Cordsen. A., (1998), Designing 3D seismic Surveys using OMNI. Geophysical exploration and Development Corporation. 4th Edition.

Gamboa, J. Fernando., (2007), El procesamiento sismico, ECOPETROL. Bucaramanga, Colombia.

Gibson, Richard L; (2000). Ray tracing by wavefront construction for anisotropic media. SEG 2000 Expanded Abstracts.

Hagerdoorn, J. G., (1954), The plus-minus method of interpreting seismic refraction sections: Geophyscs. Prosp., 7, 158-182.

Halladay., (2001), Seismic modeling of lateral ramp Structures. Department of geology and geophysics of Calgary, Alberta. Canada

Hite, D et al. (2007): "Optimizing source repeatability in wide azimuth surveys" Presentado en el 77 Meeting annual of SEG. San Antonio, Tx, Sep 23-27,

Fagin, S.W., (1991), Defining a salt sill using three-dimensional ray trace modeling and inversion. In: S.W Fagin ed., Seismic modeling of geologic structures – applications rto explorations problems. Gophysical Development Series, 2, Hoover, G.M., ed., SEG, Tulsa, 209-248

Lines, Laurence R and Newrick., Rachel T. (2002): fundamentals of Geophysical interpretation. SEG. Geophysical monograph series 139

Lines, L., and Newrick, (2004), Fundamentals of Geophysical Interpretation. SEG.

LAMBARE, G., LUCIO, P., (1996), Two-dimensional multivalued travelttime and amplitude maps by uniform sampling of a ray field: *Goephyiscs. J int.*, 125

Mendoza, F. Andrea., (2007), Validación de un modelo estructural alternativo por medio de la técnica balanceo de secciones estructurales para los campos de la licencia piedemonte de BP exploration Colombia en el piedemonte llanero. UIS, Bucaramanga.

Moldoveanu N et al. (2007): “Some aspects of survey design for wide-azimth towed streamer acquisition”. Presentado en el 77 Meeting annual of SEG, San Antonio, Tx Sep 23-27.

Norsar., (2003), NORSAR-3D Ray modeling. Course manual. Noruega

Poole, G., and D. Lecerf.: (2006), Effect of Regularization in the Migration of Time-Lapse Data: *First Break*, 24, 25–31.

Poole, G and Herrmann P. (2007): “Multi-dimensional data regularization for modern acquisition geometries”. Presentado en 77 Meeting annual of SEG. San Antonio, Tx Sep 23-27.

Promax., (1995), LANDMARK. ProMAX 3D traianing manual. Version 6.0. USA

Schneider, W. A., (1976), Developments in seismic data processing and analysis (1968-1970): *Geophysics*, 36, 1043-1073

Sheriff, R., and Geldart, (1995), *Exploration seismology*: Cambrige University Press.

Sheriff, R. E., (1991), *Encyclopedic dictionary of exploration geophysics*. Soc. Expl Geophysics.

Thore, Pierre; (2006). Accuracy and limitations in seismic modeling of reservoir. SEG 2006 Expanded Abstracts., 1674.

Vega, J et al. (2007) “Modelamiento sísmico de una estructura compleja utilizando un trazador de rayos”. Presentado en XI congreso Colombiano de Geología. Bucaramanga, Colombia. Agosto 13-17.

Vega, J et al. (2007): “Generación de mapas de iluminación como herramienta en la optimización de la adquisición sísmica del piedemonte colombiano. área de estudio recetor“. Presentado en XII Congreso Colombiano de petroleos ACIPET. Bogota. Noviembre 23-27.

Vega, J et al. (2008): “3D Seismic study in Colombian foothills (Recetor block): modeling, processing and interpretation”. Presentado en I congreso Internacional de Fuentes convencionales e inconvencionales. Cartagena. Febrero 3-8.

Vinje, V., Ketil, A., (1999), 3-D ray modeling by wavefront construction in open models: Geophysics, 64.

Yilmaz, O., (2001), Seismic data analysis: Processing, inversion and interpretation of seismic data, 2v: SEG.

**ANEXO 1. PARAMETROS DE ADQUISICION USADOS EN LA SISMICA DE
RECETOR 3D.**

Item	Variable	Value	Units	Comments
Receiver	Bx	20	meters	Bin Inline
	RI	40	meters	Receiver Interval
	RLI	300	meters	Receiver Line Interval
	RLO	115.5057	degrees	Receiver Line Orientation
	RA	122.39	Kms2	Receiver Area
	RD	83.33	Stations/Km2	Receiver Density
Source	By	20	meters	Bin Crossline
	SK	26.565	degrees	Source Skew
	Sld	44.72		Source Interval Diagonal
	SLIx	580	meters	Source Line Interval Inline
	SLO	178.9407	degrees	Source Line Orientation
	SA	120	kms2	Source Area
	SD	43.10	Sources/Km2	Source Density
Template	RLSW	8	Lines	RLs per Swathe
	CHL	250	Channels	Active Channels per Line
	IR	14.5	Channels	Inline Roll
	XR	1	RLs	Crossline Roll
	Sloc	Between		Between/Over receiver station
	ISM	Turn On/Off		Inline Spread Move Up
	XSM	Roll On/Off		Crossline Spread Move Up
	Salvo	7.5	Sources	Sources per Salvo
	IF	7	Fold	Inline Fold (4000m offset)
	XF	4	Fold	Crossline Fold
	Fold	28	Fold	Nominal Fold (4000m offset)

ANEXO 2. PUBLICACIONES ASOCIADAS A ESTE PROYECTO

- **Vega, J et al.:** “Modelamiento sísmico de una estructura compleja utilizando un trazador de rayos”. Presentado en XI congreso Colombiano de Geología. Bucaramanga, Colombia. Agosto 13-17. 2007.
- **Vega, J et al.:** “Generación de mapas de iluminación como herramienta en la optimización de la adquisición sísmica del piedemonte colombiano. área de estudio recetor”. Presentado en XII Congreso Colombiano de petroleos ACIPET. Bogota. Noviembre 23-27. 2007
- **Vega, J et al.:** “3D Seismic study in Colombian foothills (Recetor block): modeling, processing and interpretation”. Presentado en I congreso Internacional de Fuentes convencionales e inconvencionales. Cartagena. Febrero 3-8. 2008.