



UNION TEMPORAL KPITAL GEOFISICA



PROYECTO SÍSMICO LLANOS 2D

INFORME FINAL DE PROCESAMIENTO E INTERPRETACION

TOMO 1

**GUANAPE-VICHADA
DICIEMBRE DE 2006**

Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH

UT Kpital Geofísica



JSC Saratovneftegeofísica

Ejemplar № 1

“CERTIFICO”

Director general

JSC «Saratovneftegeofísica»

Slonov D.N.

12 de Junio 2007.

I N F O R M E
DE EXPLORACIÓN SÍSMICA
DE ACUERDO AL PROYECTO: LLANOS 2D-2005
(Procesamiento, interpretación y modelamiento geológico
de la información sísmica de reflexión-2D, obtenida
en la cuenca Llanos de la República de Colombia)

(contrato **SNG – UTKG** 337/2006)

En dos tomos

Tomo 1. Texto

Autores:
Olshansky A.S.
Kuzmin E.L.
Maslianitzkiy V.V.

Saratov – Rusia

2007

LISTA DE AUTORES

Autor responsable Geofísico Principall Olshanskiy A.S.	Conclusiones; Subcapítulos 3.1, 3.2, 3.3; Asesoría en geofísica; Elaboración de mapas
Autor responsable Geólogo jefe Kuzmin E.L.	Introducción; Conclusiones; Capítulo 1; Subcapítulos 3.4, 3.5 Interpretación geológica; Elaboración de mapas
Autor responsable Geofísico de Primera categoría Ph. D. en Ciencias Geológicas y mineras Maslianitzkiy V.V.	Capítulo 2 Procesamiento sísmico
En la elaboración del informe participaron	
Geofísicos de Primera categoría: Shilnikova V.I., Zemlianujina L.V.	Procesamiento sísmico
Geofísicos de Primera categoría Feoktistova K.M. Geofísicos: Kasianova N.V. Koniukova N.A.	Diseño de gráficas digitales, figuras y texto

RESUMEN

OLSHANSKIY A.S., KUZMIN E.L. Informe de exploración sísmica, de acuerdo al proyecto: Llanos 2D-2005 “Procesamiento, interpretación y modelamiento geológico de la información sísmica de Reflexión-2D, adquirida en la cuenca Llanos de la República de Colombia” (contrato SNG – UTKG 337/2006), 130 páginas, 57 figuras, 27 anexos de figuras, 13 referencias bibliográficas.

JSC “Saratovneftegeofísica”, marzo 2007 Rusia, 410019, ciudad Saratov, calle Kraihiaia 129. MINMINAS - Ministerio de Minas y Energía de la República de Colombia (Colombia, Bogotá); B.I.P. – Banco de Información Petrolera de la República de Colombia (Bogotá, Colombia); S. T. ANH – División técnica de la Agencia Nacional de Hidrocarburos de la República de Colombia (Bogotá, Colombia); UT Kpital Geofísica (Bogotá, Colombia); SNG – JSC “Saratovneftegeofísica” (Saratov, Rusia).

INFORME. Objetivo de la investigación:

“ Definir todas las unidades potenciales con perspectivas de petróleo y gas en los depósitos de la Formación Carbonera ”.

El procesamiento de datos sísmicos de campo se realizó con ayuda del programa GeoCluster Plus (CGG, Francia). Su interpretación se efectuó con el programa GeoGraphix Discovery (Landmark, EE.UU). Como resultado de la investigación se revelaron los horizontes geológicos prospectivos.. Fueron elaborados esquemas estructurales y secciones en tiempo, a escala 1:200000, para los principales horizontes-de reflectores analizados.

PALABRAS CLAVES: República de Colombia, cuenca de petróleo y gas Llanos, exploración sísmica OGT, trampas estratigraficas, depósitos del paleógeno, Formación Carbonera, estructura, petróleo.

Autor del informe

Geofísico principal Olshanski A.C.

CONTENIDO

	Pag
INTRODUCCIÓN	18
1. INFORMACIÓN GENERAL DEL AREA	19
2. PROCESAMIENTO BASICO	32
2.1. Características de la calidad de los datos sísmicos de campo	32
2.2. Informe de procesamiento básico	32
2.3. Equipos y programas utilizados	33
2.4. Parámetros de campo	34
2.5. Selección de parámetros utilizados en la secuencia de procesamiento	35
2.6. Descripción de parámetros de la secuencia de procesamiento	67
2.7. Breve descripción de los paquetes interactivos Geocluster y sus abreviaturas	69
3. INTERPRETACIÓN DE DATOS SÍSMICOS Y sus RESULTADOS	72
3.1. Correlación sismo-estratigráfica de los principales horizontes de reflexión	72
3.2. Descripción del frente de ondas	xx
3.3. Elección de los parámetros de velocidad y metodología para la elaboración de las secciones en profundidad	xx
3.4. Resultados geológicos de la sísmica y su modelamiento	xx
3.5 Modelos geológicos definidos en las secciones estudiadas y trampas identificadas	xx
Conclusiones	xx
Bibliografía	xx

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1.1. Mapa general de ubicación del área	20
Figura 1.2. Mapa geológico de la República de Colombia con indicación del área de trabajo	21
Figura 1.3. Esquema de estudios sísmicos realizados en la cuenca Llanos realizada con base en datos suministrados por la ANH	23
Figura 1.4. Perfil a través de los andes colombianos (tomado del artículo K. Kempbela “andes colombianos” 4)	25
Figura 1.5. Corte estratigráfico general de los depósitos del Mesozoico y del Cenozoico de la Cuenca Llanos (datos de “Ecopetrol”)	27
Figura 1.6. Esquema tectónico del nororiente de Colombia (Realizado por A. Medina Duarte, 1981)	29
Figura 1.7. Cuenca gaso-petrolífera de la parte Occidental del Canadá	31
Figura 2.1. Secuencia de procesamiento básico	36
Figura 2.2. Variantes del cálculo de correcciones estáticas primarias en el ejemplo de la sección ANH-LL-2005-6020	37
Figura 2.3. Comparación de resultados de las correcciones estáticas primarias usadas en las secciones en tiempo de la línea ANH-LL-2005-6080 (CDP 5550-9510)	40
Figura 2.4. Comparación de los resultados de los diferentes tipos del ajuste de amplitudes, en el ejemplo del sismograma del shot point 3401 del perfil ANH-LL-2005-6280 (ejemplos A, B, C)	42
Figura 2.5. Comparación de resultados de los diferentes tipos de ajuste de amplitudes en el ejemplo del sismograma del punto común de disparo 3401 del perfil ANH-LL-2005-6280 (ejemplos D, E, F)	43
Figura 2.6. Comparación de resultados de los diferentes tipos de Deconvolución en el ejemplo de los fragmentos de los cortes en la escala de tiempo del perfil ANH-LL-2005-6280 (ejemplos A, B)	45
Figura 2.7. Comparación de resultados de los diferentes tipos de deconvolución en el ejemplo de los fragmentos de los cortes en la escala de tiempo del perfil ANH-LL-2005-6280 (ejemplos C, D)	46
Figura 2.8. Comparación de resultados del análisis de las pruebas de los parámetros básicos de deconvolución de impulsos (longitud del operador) en el ejemplo de los fragmentos de las secciones en tiempo del perfil ANH-LL-2005-6280	xx

Figura 2.9. Comparación de resultados del análisis de las pruebas de los parámetros básicos de deconvolución de impulsos (nivel de “ruido blanco”) en el ejemplo de los fragmentos de los secciones en tiempo del perfil ANH-LL-2005-628	xx
Figura 2.10. Comparación de resultados del filtro pasabandas después de la deconvolución de impulsos (nivel de “ruido blanco” 1%), en el ejemplo de los fragmentos de sismogramas del shot point del perfil ANH-LL-2005-6280 (ejemplos D, E, F)	xx
Figura 2.11. Comparación de resultados en la sucesión de la aplicación de los procedimientos de deconvolución y del filtro FK, en el ejemplo del sismograma del punto de disparo 3401 del perfil ANH-LL-2005-6280	xx
Figura 2.12. Eficiencia de la aplicación del filtro FK en los registros de campo en el ejemplo del sismograma del punto de disparo 3401, en los espectros FK y en los fragmentos de los cortes en tiempo del perfil ANH-LL-2005-6280	xx
Figura 2.13. Evaluación de la eficiencia del procesamiento después de la filtración correctiva y de la atenuación de las ondas de ruido de velocidad media en los registros de campo, en el ejemplo del perfil ANH-LL-2005-6280	xx
Figura 2.14. Eficiencia atenuación de las ondas múltiples de alta velocidad en el área τ -q, en el ejemplo de los espectros verticales de velocidad y de selecciones VOIT = const en el perfil ANH-LL-2005-6280 (OIT 2720-2740)	xx
Figura 2.15. Resultados de la atenuación de las ondas múltiples de alta velocidad en el área τ -q, en el ejemplo de los cortes en tiempo, del perfil ANH-LL-2005-6280 (CDP 1940-2730)	xx
Figura 2.16. Efectividad de las correcciones cinemáticas en el ejemplo de los cortes en tiempo del perfil ANH-LL-2005-8000 (CDP 4401-8201)	xx
Figura 2.17. Efectividad de la corrección automática de las estáticas en el ejemplo de las secciones en tiempo del perfil ANH-LL-2005-8000 (CDP 1951-5801)	xx
Figura 2.18. Evaluación de la calidad del procesamiento en las diferentes etapas del perfil ANH-LL-2005-0920 (CDPP 17550 21550)	xx
Figura 2.19. Comparación de resultados de diferentes tipos de migración con velocidad media en la sección en tiempo, en el ejemplo de los fragmentos de los cortes en tiempo del perfil ANH-LL-2005-6280	xx
Figura 2.20. Comparación de los resultados de la migración con velocidad media en en la sección en tiempo con diferentes velocidades, en el ejemplo de los fragmentos de los cortes en tiempo del perfil ANH-LL-2005-6280	xx
Figura 3.1. Fragmento (A) de la sección en tiempo por el perfil ANH-LL-2005-6280	x.x
Figura 3.2. Sección en tiempo en el perfil ANH-LL-2005 6280	xx
Figura 3.3. Fragmento (A) del corte en tiempo en del perfil ANH-LL-2005-0920	xx
Figura 3.4. Fragmento (B) del corte en tiempo en del perfil ANH-LL-2005-0920	xx
Figura 3.5. Fragmento (B) del corte en tiempo en del perfil ANH-LL-2005-6280	XX
Figura 3.6. Fragmento (C) del corte en tiempo en del perfil ANH-LL-2005-0920	XX

	Pag.
Figura 3.7. Fragmento de la parte noroeste del corte en tiempo del perfil ANH-LL-2005-6020	xx
Figura 3.8. Fragmento (D) del corte en tiempo del perfil ANH-LL-2005-0920 Ejemplo de la definición de los cuerpos lenticulares en el intervalo del corte entre los horizontes reflectores C3 – C1a	xx xx
Figura 3.9. Fragmento de la parte noroeste del corte en tiempo del perfil ANH-LL-2005-8000	xx
Figura 3.10. Fragmento de la parte sudeste del corte en tiempo del perfil ANH-LL-2005-8000	xx
Figura 3.11. Fragmento (C) del corte en tiempo del perfil ANH-LL-2005-6280	xx
Figura 3.12. Fragmento (D) del corte en tiempo del perfil ANH-LL-2005-6280	xx
Figura 3.13. Fragmentos de los cortes en tiempo de los perfiles ANH-LL-2005-0920 y ANH-LL-205-8000	xx
Figura 3.14. Fragmento (E) del corte en tiempo del perfil ANH-LL-2005-6280	xx
Figura 3.15. Fragmento (E) del corte en tiempo del perfil ANH-LL-2005-0920	xx
Figura 3.16. Fragmento del corte en tiempo del perfil ANH-LL-2005-8000	xx
Figura 3.17. Fragmento de la parte sudeste del corte en tiempo del perfil ANH-LL-2005-6020	xx
Figura 3.18. Fragmentos de los cortes en tiempo de los perfiles ANH-LL-2005-6280 y ANH-LL-2005-0920	xx
Figura 3.19. Fragmento (E) del corte en tiempo del perfil ANH-LL-2005-6280	xx
Figura 3.20. Ejemplo de los paleocortes compuestos por sedimentos de diferente contenido litológico (¿arenisca y arcillas?) (fragmento del corte en tiempo del perfil ANH-LL-2005-6280)	xx
Figura 3.21. Esquemas elementales de trampas relacionadas con formas erosivas del paleorelieve	xx
Figura 3.22. Ejemplos de campos petrolíferos relacionados con formas erosivas del paleorelieve	xx
Figura 3.23. Esquemas elementales de trampas relacionadas con colinas del Paleorelieve	xx
Figura 3.24. Ejemplos de los campos petrolíferos Epko y Griazefaia Sopka	xx
Figura 3.25. Ejemplos de campos petrolíferos relacionados a volcanes de lodo con cortes de erosión de reservorios	xx
Figura 3.26. Ejemplos de campos petrolíferos relacionados con el acuñamiento de reservorios	xx
Figura 3.27. Ejemplos de campos petrolíferos relacionados con sedimentos de	

	Pag.
paleoríos (A) y deltas antiguos (B)	xx
Figura 3.28. Ejemplos de campos petrolíferos relacionados con sedimentos de paleoríos (A) y comparación de su estructura con el frente de ondas de los perfiles ANH-LL-2005-8000 y ANH-LL-2005-0920 (B)	xx
Figura 3.29. Ejemplo (A) de campos petrolíferos con trampas en cuerpos de barras de arena	xx
Figura 3.30. Ejemplo (B) de campos petrolíferos con trampas entre cuerpos de barra	xx

Tomo 2. ANEXOS GRÁFICOS

Anexo 1. Mapa de localización de las secciones E 1: 200000

Mapas de las isócronas (T_0):

Anexo 2. Esquema de las isócronas del horizonte de reflexión pPZ – depósitos de la base del Paleozoico superior E 1: 200000

Anexo 3. Esquema de las isócronas del horizonte de reflexión pCarb – base de la Formación carbonera E 1: 200000

Anexo 4. Esquema de las isócronas del horizonte de reflexión C7 – al interior de la Formación Carbonera E 1: 200000

Anexo 5. Esquema de las isócronas del horizonte de reflexión C5 – al interior de la Formación Carbonera E 1: 200000

Anexo 6. Esquema de las isócronas del horizonte de reflexión C3 – al interior de la Formación Carbonera E 1: 200000

Anexo 7. Esquema de las isócronas del horizonte de reflexión C1 – tope de la Formación Carbonera E 1: 200000

Anexo 8. Esquema de las isócronas del horizonte de reflexión L1 – base de la Formación León E 1: 200000

Esquemas ΔT_0 (espesoe en tiempo)

Anexo 9. Esquema ΔT_0 entre los horizontes de reflexión C5 – C3 E 1: 200000

Anexo 10. Esquema ΔT_0 entre los horizontes de reflexión C3 – C1 E 1: 200000

Anexo 11. Esquema ΔT_0 entre los horizontes de reflexión C1 – L1 E 1: 200000

Anexo 12. Esquema ΔT_0 entre los horizontes de reflexión pCarb – C1 E 1: 200000

Esquemas estructurales:

Anexo 13. Esquema estructural para el horizonte de reflexión nPZ – base Paleozoico Superior E 1: 200000

Anexo 14. Esquema estructural para el horizonte de reflexión nCarb – base del Carbonera E 1: 200000

Anexo 15. Esquema estructural para el horizonte de reflexión C7 – al interior de la Formación Carbonera E 1: 200000

Anexo 16. Esquema estructural para el horizonte de reflexión C5 – al interior de la Formación Carbonera E 1: 200000

Anexo 17. Esquema estructural para el horizonte de reflexión C3 – al interior de la Formación Carbonera E 1: 200000

Anexo 18. Esquema estructural para el horizonte de reflexión C1 – Tope de la Formación Carbonera E 1: 200000

Anexo 19. Esquema estructural para el horizonte de reflexión L1 – base de la Formación León E 1: 200000

Esquemas de espesor de los depósitos:

Anexo 20. Esquema del Isopaco entre los horizontes de reflexión C5 – C3
E 1: 200000

Anexo 21. Esquema del Isopaco entre los horizontes de reflexión C3 – C1
E 1: 200000

Anexo 22. Esquema del Isopaco entre los horizontes de reflexión C1 – L1
E 1: 200000

Anexo 23. Esquema del Isopaco entre los horizontes de reflexión pCarb – C1
E 1: 200000

Apilado Final de secciones en tiempo:

Anexo 24. Sección en tiempo para el perfil ANH-LL-2005-6020

Anexo 25. Sección en tiempo para el perfil ANH-LL-2005-6280

Anexo 26. Sección en tiempo para el perfil ANH-LL-2005-8000

Anexo 27. Sección en tiempo por el perfil ANH-LL-2005-0920

TOTAL: 27 anexos en 27 hojas.

INTRODUCCIÓN

En el presente informe se exponen el procesamiento y la interpretación de datos sísmicos obtenidos como resultado de la ejecución de la exploración sísmica de reflexión-2D en la cuenca petrolífera Llanos, ubicada al nororiente de la República de Colombia. Lo anterior para dar cumplimiento al Contrato N° 337/2006 del 11 de octubre de 2006, entre la unión temporal "UT KPITAL-GEOFÍSICA" (UTKG) y JSC "Saratovneftegeofísica" (SNG). Cliente Principal - Agencia Nacional de Hidrocarburos de la República de Colombia.

De acuerdo al Contrato mencionado se planeó procesar e interpretar 741,2 km de perfiles sísmicos regionales, sin embargo, debido al surgimiento de dificultades por la parte colombiana, los trabajos de campo no fueron realizados completamente. En el área se disparo menos de la mitad del volumen proyectado: cuatro perfiles con una extensión general de 296,6475 km.

Los registros sísmicos de campo fueron procesados e interpretados por especialistas de JSC "Saratovneftegeofísica" (la lista de procesadores e interpretes se halla en la página 3). El trabajo de oficina se realizó en dos etapas: primera – procesamiento de la secuencia básica de los registros sísmicos; segunda – interpretación de los apilados y las migraciones de las secciones en tiempo y modelamiento geológico. El fin principal del presente trabajo era la definición de todos los posibles objetivos petrolíferos y gasíferos en la Formación Carbonera. La descripción de los resultados obtenidos se encuentra en el presente informe.

Los autores del presente informe expresan sus más sinceros agradecimientos a Martha Giraldo y a Carlos Lombo, especialistas de la ANH, por su asesoría en la realización del trabajo. Hacen un reconocimiento especial al Candidato a Doctor en Ciencias Geológicas y mineras (Ph. D en geología) Antonio Medina Duarte por su colaboración en la consecución del material geológico del área, su ayuda en la elaboración del informe y su permiso para utilizar su tesis de grado.

Cabe recalcar que aún sin tener en cuenta las relaciones con la parte colombiana, los autores del informe no obtuvieron los datos de pozo necesarios para el trabajo (el fallamiento, el espesor de las formaciones, los datos de los parámetros de velocidad y demás), lo que claramente se refleja en la exactitud de la forma de las estructuras identificadas.

1. DESCRIPCION GENERAL DEL ÁREA

El área de investigación se encuentra en la parte oriental de la República de Colombia, en la zona de la cuenca gaso-petrolífera de los Llanos. Desde el punto de vista administrativo, el área se halla en la parte oriental del Departamento del Meta y la parte occidental del Departamento del Vichada, dentro de los límites de los Llanos, entre los ríos Meta y Guaviare (Figura 1.1).

Por su área, la cuenca Llanos¹ es la más grande de todas las cuencas gaso-petrolíferas de la República de Colombia (212 mil km²). De acuerdo a la clasificación de cuencas hecha por Vysotskiy I.V. (1976), esta cuenca se relaciona con cuencas de tipo plegado-plataforma (Cuenclas subandinas). La característica principal de esta clase de cuencas es su marcada asimetría estructural: borde plegado abrupto y hundido, su ancho es relativamente pequeño (algunas veces se pierde casi completamente bajo los cobijamientos de las formaciones montañosas) y borde opuesto habitualmente caracterizado por tener un ancho considerable y por el yacimiento superficial de las rocas del basamento.

A pesar de la ya larga historia de investigación de las cuencas gasopetrolíferas de Colombia, su estructura geológica y las perspectivas de producción de petróleo y de gas han sido poco estudiadas. Esto se debe a que desde sus comienzos, la exploración y la extracción de los hidrocarburos han sido realizados por compañías privadas, principalmente extranjeras, las cuales no informaban al estado sobre la estructura geológica de las áreas investigadas. La poca información publicada es de carácter particular y aislada.

El estudio planificado de la geología de Colombia comenzó al final de los años 20 del siglo pasado, cuando se dio inicio a intensos trabajos de campo. Entre los años 1962-1976, se realizó un levantamiento geológico a partir del cual fueron elaborados y publicados mapas geológicos del territorio colombiano. En estos trabajos tomaron parte conocidos investigadores, tales como A.Ganser, H.Huvach, C.Bjurgl, E.Irving, F.Etayo, V.Oppehejn, H.Arango, K.Kaseros y los otros (Figura 1.2).

En el año 1961, la compañía estatal de petróleos "Ecopetrol" elaboró un mapa de las cuencas sedimentarias de Colombia. En dicho mapa fueron definidas 15 cuencas, en las que se realizó, o se planeaban realizar trabajos exploratorios de petróleo y gas. En el año 1981, A. Medina Duarte publicó el mapa de las cuencas petrolíferas de Colombia.

¹ - la cuenca gaso-petrolífera Llanos constituye la parte colombiana de la gran región petrolífera Apure-Barinas región localizada en Venezuela.

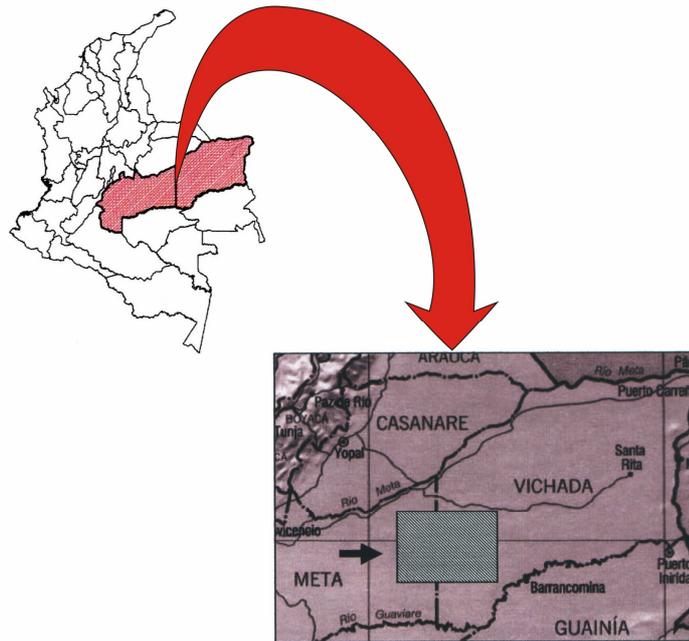


Figura 1.1 Mapa general de ubicación del área.

En la cuenca Llanos las investigaciones geológicas y geofísicas dirigidas a la búsqueda de hidrocarburos comenzaron en el año 1944 con la perforación del pozo San Martín-1 (compañía Shell Cóndor). El primer yacimiento del petróleo –Guavio– fue descubierto en la cuenca Llanos en el año 1960 por la compañía "Texas Petroleum CO" en depósitos del Cretácico y del Eoceno. El segundo yacimiento de petróleo: Castilla-San Martín, fue descubierto en el año 1969 por la compañía "Chevron Petroleum". Se debe anotar que en la parte venezolana de la región petrolífera Apure-Barinas, los trabajos de búsqueda y de exploración comenzaron en el año 1930 y el primer petróleo fue obtenido de depósitos cretácicos y eocénicos, en el año 1947, en el yacimiento Silvestre. Hasta el momento, en la cuenca Llanos han sido perforados 260 pozos, básicamente bajo la clasificación A3-Exploratorio. La cobertura por pozo profundo es de 814 Kms²/por pozo; además, teniendo en cuenta que en los campos se ha perforado más de uno, se puede considerar que el estudio con ayuda de pozos es aún menor en realidad. La mayoría de los pozos, así como los 10 yacimientos de HC (hidrocarburos) descubiertos, se ubican básicamente en el borde plegado al occidente, así como en la zona axial más sumergida de la de la cuenca Llanos. Aquí está situado el pozo más profundo perforado en Colombia. Su profundidad llega hasta 5250 metros. El pozo llegó a depósitos del cretácico superior. De lo dicho anteriormente, se puede deducir que el estudio de la cuenca con ayuda de pozos es muy discreto.

oriental de la plataforma esta cubierto por una red esporádica de perfiles regionales y de reconocimiento, elaborados por diversas empresas en diferentes años (figura 1.3).

En general el territorio de la cuenca Llanos ha sido investigado de forma irregular y muy superficialmente (teniendo en cuenta que no se tiene acceso a la información geológica y geofísica perteneciente a las compañías privadas); el área descrita en el informe esta prácticamente desconocida.

En la estructura geológica de la cuenca Llanos se encuentran rocas cristalinas del basamento de edad arcaico-proterozoico temprano y proterozoico tardío, así como formaciones sedimentarias del Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico.

Las rocas del basamento cristalino afloran en la superficie en el Escudo De Guayana, el cual limita la cuenca Llanos al oriente. Sobre las rocas del basamento, con presencia de una gran discordancia estratigráfica, afloran rocas paleozoicas presentes

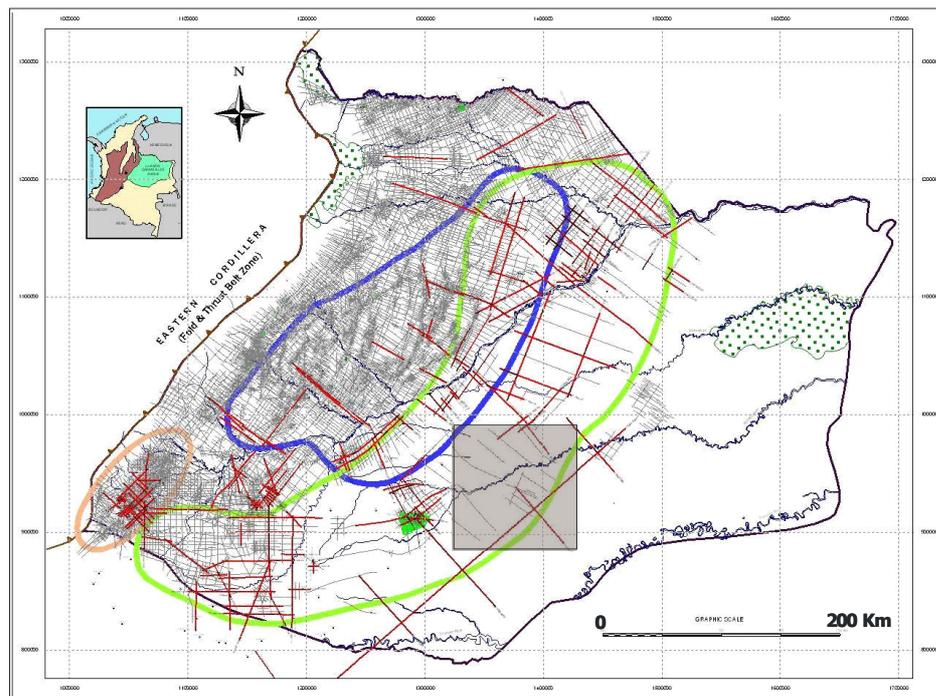


Figura 1.3 Esquema de estudios sísmicos realizados en la cuenca de los llanos, con base en información suministrada por la ANH.

en el flanco platafórmico de la cuenca por depósitos marinos y marinos poco profundos del Devoniano y del Pérmico (?) [4], los cuales se acuñan en dirección oriental (hacia el escudo De Guayana). Algunos investigadores [4] suponen que en el área del piedemonte Llanero occidental también están presentes rocas del Paleozoico inferior (Cámbrico – silúrico) (figura 1.4).

En el borde occidental de la cuenca (piedemonte Llanero) y en el área de la flexión frontal, en la parte superior de los depósitos paleozoicos, yacen en discordancia estratigráfica sedimentos del Jurásico inferior y medio, representados por rocas continentales de color rojo y, probablemente evaporitas.

Sobre los depósitos jurásicos, yacen los del cretácico inferior y superior, representados (de abajo hacia arriba) por las formaciones Une (K_1), Gachetá y Guadalupe (ambas K_2). Las formaciones Une y Guadalupe están representadas por capas de arenisca con intercalaciones de arcillas. El Gachetá tiene básicamente arcillas. En el borde oriental de la plataforma, sobre los depósitos paleozoicos, yace solamente la Formación Guadalupe del Cretácico superior, el espesor de ésta se reduce al sur y en dirección oriental hacia el escudo de Guayana hasta su acuífamiento completo. Las Formaciones cretácicas Une y Guadalupe contienen capas reservorios con reservas apreciables de petróleo.

Sobre los depósitos de la Formación Guadalupe, por toda su área y con presencia de derrubios, se hallan rocas de la Formación Mirador del Eoceno temprano (Pg_2^1) y compuestas por areniscas grises granulosas (porosas, friables) y por arcillas. El componente de arcillas en los depósitos de esta formación aumenta con respecto a la Formación Guadalupe, como consecuencia la Formación Mirador cumple en algunos casos el papel de sello para los yacimientos de HC en las areniscas del cretácico superior. En los depósitos de la misma formación, fueron encontrados yacimientos de petróleo. Los espesores máximos de la formación (más de 600 m) se encuentran asociados a la parte septentrional del borde plegado de la flexión, mientras que al sur y al este hay una reducción de su potencia hasta su completo acuífamiento. Es necesario anotar que en el área de trabajo los depósitos de ambas formaciones (Guadalupe y Mirador) están ausentes.

Sobreyaciendo las anteriores se encuentra una capa de areniscas y arcillas del eoceno superior definida como Formación Carbonera (Pg_2^2). Recibió su nombre debido a la presencia de mantos de carbón encontrados en toda la sección. En los sitios donde se desarrolla la Formación Mirador, yacen sin interrupción evidente en la acumulación de sedimentos, los depósitos de la Formación Carbonera. En las áreas donde los depósitos de la Formación Carbonera se encuentran encima de rocas más antiguas (del paleozoico o del basamento), el contacto de su base con los depósitos que se extienden debajo, claramente presenta un “relieve erosivo de relleno”. Además, entre más antiguas sean las rocas que se extienden debajo (y como consecuencia más erosionadas), más fuerte se presenta la discordancia en la base de la formación, acondicionada, de un lado, con rellenos erosivos del paleovalle y por el otro, con el cubrimiento de paleoresiduos elevados, hasta el punto de no encontrarse sobre éstos la presencia de secciones inferiores de la formación.

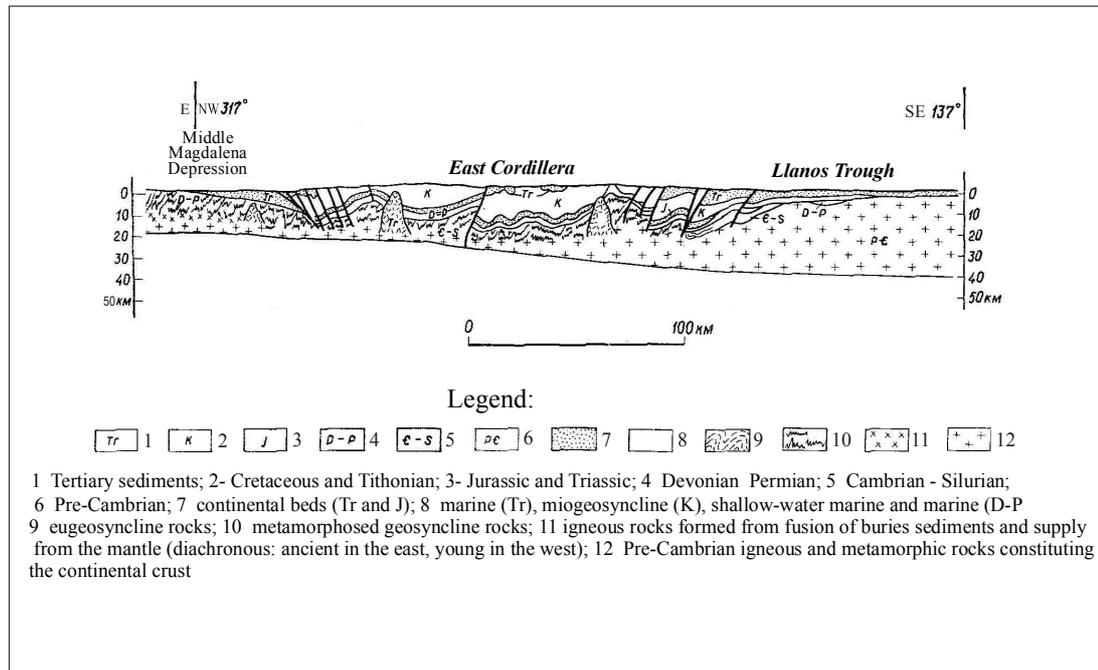


Figura 1.4 Perfil a lo largo de los Andes Colombianos
Fuente : K. Kempbela " Andes Colombianos"

Esta situación se presenta en el área de investigación. Otra particularidad de la estructura interior de la Formación Carbonera, es el hecho de que en su perfil tienen lugar zonas de acunamiento de capas y horizontes individuales, y de igual forma, presencia de barras y canales fluviales, lo que determina las condiciones de sedimentación de sus rocas componentes. Las condiciones de mar poco profundo y de llanura litoral cambiaron relativamente rápido de una a otra (lagunas litorales marinas). Los depósitos de la formación presentan una alternación muy estable de capas de arcillas argilitas y areniscas. Con los techos de las capas de arenisca están relacionados los horizontes impares de reflexión, los cuales se numeran, desde C₁ hasta C₇ (de arriba hacia abajo de la formación). Los techos de las capas de arcilla corresponden a los horizontes pares de reflexión y van desde C₂ hasta C₈. En la parte baja de la formación se encuentran una capa de arcillas de 20 metros de espesor (capa C₈), la cual sirve de sello regional para los yacimientos de las capas de arenisca de la Formación Mirador. El espesor de la Formación Carbonera varía, de 50 a 150 metros en la plataforma de la cuenca, hasta 600-800 metros en su borde plegado (piedemonte Llanero).

El Paleógeno termina con una capa de arcilla muy particular, de edad oligoceno que recibe el nombre de Formación León (Pg₃). La formación está constituida por arcillas grises y gris oscuras homogéneas. El hecho de que éstas se distribuyan por todas partes, hace que la formación juegue un papel importante como sello regional. Los espesores máximos (más de 350 m) se observan en la parte axial de la flexión del piedemonte. Al occidente, sur y oriente los espesores de la formación se reducen hasta 50-100 m. La Formación León yace sobre los depósitos inferiores con una pequeña discordancia de tipo erosivo.

Las Formaciones Mirador, Carbonera y León forman un elemento evidente de transgresión del ciclo Cenozoico de sedimentación. Evidencia de esto es el carácter de su yacimiento en la pendiente del Escudo Guaviano y el aumento paulatino del contenido de arcillas hacia la parte superior.

Encima de la Formación León yacen en forma discordante las formaciones de arcilla y arenisca: Guayabo (N_1) y Necesidad (N_2). En ambas formaciones, especialmente la Guayabo, se observa un alto contenido carbonífero. La constitución de estas formaciones se llevó a cabo en la etapa regresiva de sedimentación, en condiciones de extinción de la cuenca marina. El espesor de la formación Guayabo oscila entre 160 m en la parte oriental del borde de la flexión del piedemonte, y 2000 m en el borde occidental. El espesor de la formación Necesidad cambia de 170 m en el borde de la flexión hasta 980 m en su parte axial.

Al final de la sección se observan formaciones cuaternarias. La columna estratigráfica general para la parte del mezozoico y del cenozoico de la cuenca de los Llanos se puede ver en la figura 1.5.

La tectónica contemporánea de la cuenca Llanos se controla por dos grandes elementos tectónicos que la forman: la parte de la flexión transcontinental Preandina (piedemonte Llanero) y adyacente a ésta, desde el este, la pendiente de la plataforma del Escudo Guayanes del precámbrico de la plataforma suramericana (figura 1.6). La breve descripción de la tectónica de la cuenca, que se hace a continuación, se basa principalmente en el trabajo de A. Medina Duarte (13).

Desde el sur y el oriente la cuenca esta limitada por salientes y afloramientos a la superficie de complejos de rocas metamórficas formadas en las fases precámbricas de litogénesis. Al sur se encuentra la Sierra de la Macarena y al oriente, los afloramientos del escudo Guayanes. Al norte, ya en territorio venezolano, la cuenca esta limitada por rocas metamórficas precámbricas representadas por la saliente el Baúl. La frontera occidental de la cuenca se traza por el contorno de los afloramientos de rocas del Cretácico, que forman estructuras exteriores de la formación Alpiana de pliegue montañoso de la cordillera Oriental (en la mayor parte de la cuenca la frontera occidental se traza por la Falla Guaicáramo). La cuenca tiene una notable forma asimétrica – pendiente platafórmica plana y amplia, que ocupa la mayor parte de la cuenca, y flexión frontal estrecha y fuertemente dislocada acabalgada sobre su parte axial por el borde plegado (figura 1.6). En los límites de la flexión frontal, la capa sedimentaria esta fisurada por una gran cantidad de fallas de extensión subandina. A lo largo del borde occidental de la flexión se desarrollan grandes cabalgamientos. En la parte colombiana la cuenca tiene una longitud de cerca de 450 km y un ancho en la parte norte de cerca de 400 km.

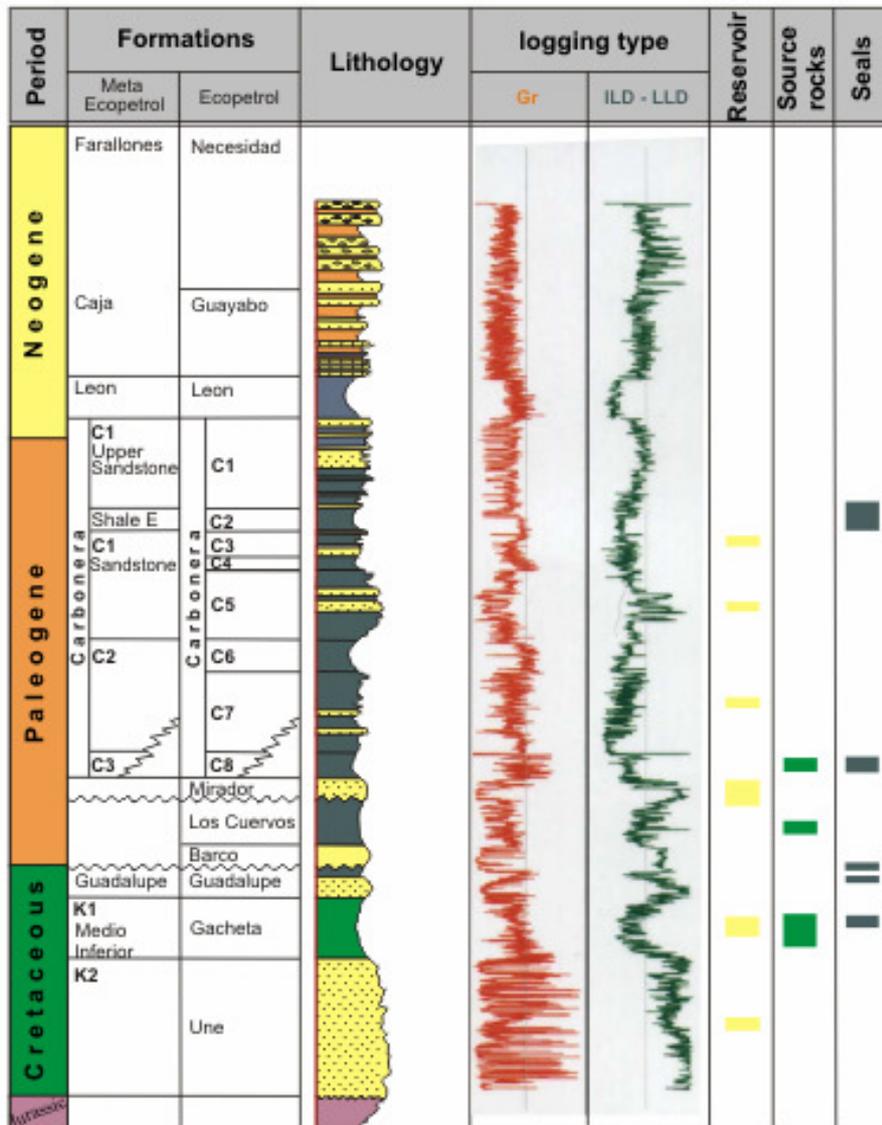


Figura 1.5 Corte estratigrafico general de los depositos del Mesozoico y del Cenozoico en la cuenca de los llanos.
Fuente : ECOPEPETROL.

La parte platafórmica (borde platafórmico) de la cuenca Llanos (en límites donde se encuentra el área de investigación) de acuerdo a los datos de pozo y a las exploraciones sísmicas, representa un monoclinual de pendiente suave no dislocado, inclinado al norooccidente con un ángulo de 2-3 grados. La articulación de la pendiente platafórmica con la flexión frontal se realiza a través de grandes fallas normales, definidas gracias a los datos geológicos y geofísicos. Hacia el occidente de las fallas, la cubierta sedimentaria experimenta un hundimiento brusco de los contactos estratigráficos y un aumento de la potencia (tanto debido al aumento de los espesores de los complejos estratigráficos presentes, como, probablemente, debido a la aparición en la sección de rocas más antiguas).

Los movimientos tectónicos intensos en el borde platafórmico de la cuenca Llanos prácticamente se suspendieron en el precámbrico. Hacia el Ordovícico la superficie del escudo Guayanes fue peneplenizada. En el Paleozoico, Mesozoico y terciario, escasamente se notaron algunas breves transgresiones en la parte occidental extrema del escudo ya pasivo (parte platafórmica de la cuenca Llanos: área de la investigación).

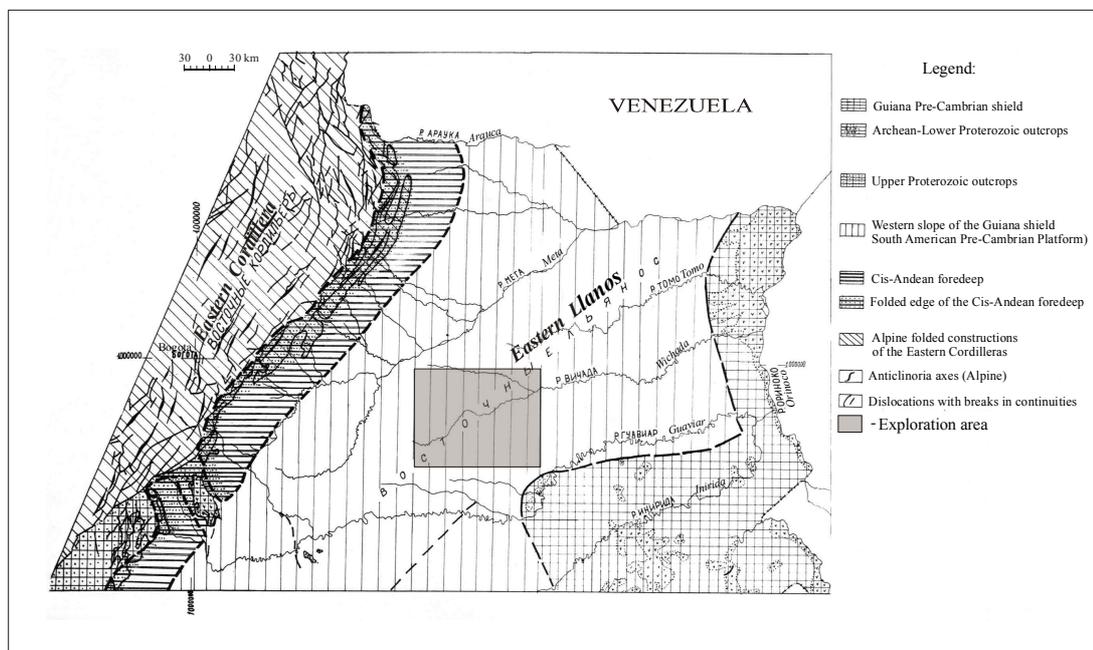


Figura 1.6. Esquema tectónico del nororiente de Colombia.
Fuente : A medina Duarte 1981.

Los principales horizontes petrolíferos establecidos hasta hoy de la cuenca Llanos son de las areniscas del Cretácico Superior de la Formación Guadalupe y las areniscas del Eoceno Inferior de la Formación Mirador. La presencia de petróleo de las areniscas del Eoceno Superior de la Formación Carbonera se revelan solo en los pozos El Morro-1 y Tauramena-2 (ambos perforados en la parte occidental de la cuenca) y en el yacimiento Rubiales (parte platafórmica de la cuenca). De los pozos Tame-1 y Carozal-4 (parte norte de la flexión extrema) se obtuvieron corazones de perforación con asfalto de depósitos del neogeno. En el circundante montañoso del occidente de la cuenca se encontró presencia de manaderos de petróleo.

En el borde platafórmico de la cuenca son conocidos hallazgos de asfaltos, que indican que las corrientes de migración de la flexión del piedemonte penetraron también al oriente. En los pozos ubicados al sur de la parte platafórmica de la cuenca Llanos se encuentran indicios de petróleo de depósitos del Cretácico Superior: en el pozo El Melón-1 se obtuvo una afluencia de agua con una película de petróleo, en el pozo Paso Real-1 se obtuvieron corazones de arenisca con asfalto endurecido y en el pozo Turpial-1, se obtuvo una afluencia de agua con petróleo. Al parecer, si en la parte platafórmica de la cuenca se

perforaran más pozos, quizá las manifestaciones de petróleo fueran mayores y probablemente y fueran descubiertos algunos yacimientos. Hasta hoy, de 10 yacimientos descubiertos en la cuenca solo uno – Rubiales (yacimiento hidrodinámico en las areniscas de la Formación Carbonera) se relaciona con el borde platafórmico de la cuenca Llanos. Los ya conocidos yacimientos de la parte occidental de la cuenca se relacionan con trampas estructurales y estructurales-tectónicas.

En su trabajo A. Medina Duarte (13) supone que a lo largo de la circundante oriental de la cuenca Llanos (en la pendiente occidental del escudo Guyanes), se puede esperar la acumulación de petróleo pesado, similar al que se encontró en la pendiente norte de este mismo escudo en Venezuela—en el llamado “Cinturón del Orinoco”. Es posible hacer un paralelo estructural de la cuenca Llanos con la cuenca Alberto (Canadá), donde fue descubierta una acumulación gigante de asfaltos viscosos en las arenas de Atabaska (figura 1.7.).

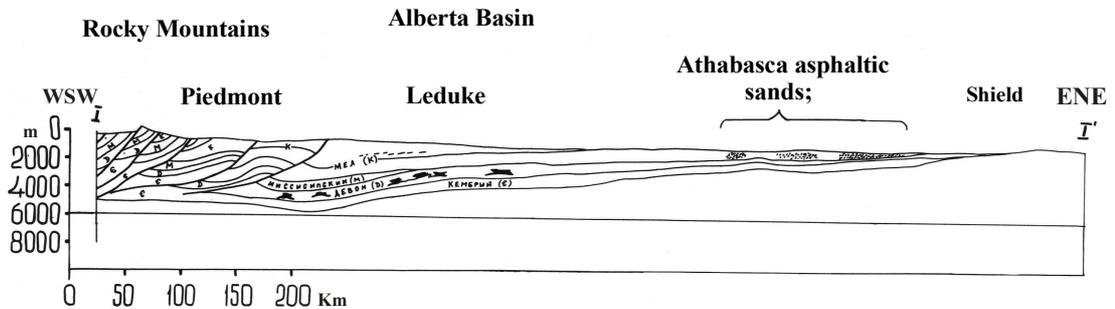


Figura 1.7. Cuenca Gaso-Petrolifera de la parte occidental del Canadá

2. Secuencia del Procesamiento Básico de los datos sísmicos

2.1. Característica de la calidad de los registros de campo

La evaluación preliminar de la calidad de los registros de campo se llevó a cabo con base en el control visual de los registros regrabados de todo el conjunto de sismogramas en el monitor del computador (directamente después de su introducción al sistema de procesamiento).

En el proceso de control de calidad de los registros de campo se encontraron una serie de defectos de tipo técnico acaecidos en el momento de realizar el registro. Con estos se relacionan, en primer lugar:

- elevado nivel de ondas de ruido superficiales y de velocidad media;
- elevado nivel de ruidos aleatorios (random noise) en los canales independientes.
- elevación exagerada de la amplitud en los canales cercanos al punto de disparo, en comparación con los canales más distantes en los sismogramas al punto común de disparo.

En los sismogramas de campo del punto común de disparo (CDP), en los límites de eliminaciones cercanas, se hallan ruidos subregulares de baja velocidad y de tipo superficial, con velocidades aparentes (V^*), que cambian de 300 a 800 m/s. En las trazas medias y alejadas se notan ruidos de velocidad media relacionados, supuestamente, cambios de ondas con velocidades entre $V^*=1200-2500$ m/s. La alta intensidad de las ondas de ruido indicadas se relaciona, probablemente, con el no agrupamiento de los geófonos.

La gran parte de los ruidos descubiertos se eliminó en la etapa de procesamiento básico y no se tuvo en cuenta como factor de disminución de la calidad de los trabajos de campo. En la etapa de selección de los registros de campo fueron excluidos no más del 3% de la cantidad general de canales. El coeficiente medio de calidad de los registros de campo fue del 0.959.

2.2. Volumen del procesamiento con secuencia básica

Linea	Numero de CDPs	Distancia metros	Shot points numero
ANH-LL-2005-0920	14130 (interval 7.5 m)	105967,5 m	3433
ANH-LL-2005-6020	4920 (interval 7.5 m)	36892,5 m	1231
ANH-LL-2005-6280	12120 (interval 7.5 m)	90892,5 m	3086
ANH-LL-2005-8000	8387 (interval 7.5 m)	62895,0 m	2099
Total	39563	296647,5 m	9849

El total de los datos sometidos a procesamiento básico cubre 296,6475 . km.

2.3. Programas y Equipos Utilizados

Como unidad central del complejo de dispositivos y programas se utilizó el programa Cluster que consta de 8 paquetes (secciones) y tiene como sistema operativo la plataforma PC Linux. Cada unidad del Cluster cuenta con dos procesadores Intel Xeon con frecuencia de 3,06 gigahertz, memoria operativa de 2 gigabytes y disco duro de 370 gigabytes. El acceso al centro de cálculo se lleva a cabo a través de un circuito de cables con una capacidad de paso de 1 gigabyte/s y 16 terminales, cada una de las cuales está adecuada con un procesador Intel Pentium 4 de frecuencia de 3,4 gigahertz, memoria operativa de 512 megabytes y disco duro de 120 gigabytes.

El procesamiento de los registros originales de campo se realizó con ayuda del programa **GeoCluster** (CGG, **Francia**), versión 3100. Este es un programa moderno dentro del sistema de procesamiento e incluye un amplio paquete de módulos de programación para el procesamiento básico de datos sísmicos 2D y 3D. En los módulos se utilizan algoritmos, muy conocidos, como modernos, producidos por los creadores del programa. Además, en el conjunto del sistema entran muchos anexos interactivos que sirven para organizar las tareas y dirigir los procesos para su realización, asimismo, para analizar los resultados en las diferentes etapas del procesamiento. El programa como tal es muy flexible y permite, combinando módulos independientes en determinado orden, crear la secuencia necesaria, tanto para el procesamiento básico, como para procesos más especializados.

2.4. Parámetros de campo (Field information)

Área:	LLANOS 2D
Parámetros de registro:	
Tipo de instrumento	I/O SYSTEM FOUR
Intervalo de muestreo	2 ms
Longitud de registro	5 s
Filtros de corte	
BF (Baja frecuencia):	out
AF (alta frecuencia):	187,5 Hz
Filtro pasabanda:	out
Formato de grabación:	SEG-Y IEEE (32 bit)
Grabado en:	DVD-ROM
Parámetros del disparo:	
Fuente de energía:	Dinamita
Patron de carga	1 x 25
Carga	900 gm
Distancia entre receptores	30 m
Parámetros de registro:	
Geófono	VECTOR SEIS
Frecuencia	12 Hz
Numero de canales	240
Patron de agrupamiento	En línea
Ubicación del geofono	Central
Cubrimiento	60
Distancia entre los centros de los grupos	15 m

2.5. Selección de parámetros de la secuencia del procesamiento

El intervalo de tiempo del objetivo de las reflexiones sísmicas, en el área estudiada, comprende desde la superficie hasta 2 segundos. Con base en esto, todos los posteriores controles de calidad, y de igual forma las conclusiones sobre la efectividad de los datos procesados se darán para este intervalo. En general los registros originales de campo se consideran de buena calidad: así mismo la señal efectiva de reflexión supera 2 veces el

nivel del ruido aleatorio (random noise). En el intervalo del objetivo se manifestaron reflexiones con intensas ondas de ruido superficial que fueron eliminadas en el procesamiento.

Debido a que las propiedades de la capa sedimentaria son particulares para cada caso, si se utilizan iguales condiciones para el disparo y la recepción de datos sísmicos, por lo general, los resultados son diferentes. Con el fin de obtener un óptimo resultado, es decir el más ideal para un medio geológico concreto, los parámetros de la secuencia de procesamiento se tomaron independientemente para el área en estudio. La secuencia del procesamiento sísmico se halla en el figura 2.1.

Las pruebas de los parámetros fundamentales de la secuencia de procesamiento se utilizaron en un fragmento del perfil ANH-LL-2005-6280 entre los puntos de disparos 1001-4001. Se seleccionaron los parámetros para los siguientes procesos: recuperación de amplitudes, deconvolución, filtros pasabanda, eliminación de ondas de ruidos de velocidad media, filtración coherente en los sismogramas de los puntos de disparos, eliminación del ruido aleatorio (random noise), migración, etc.

2.5.1 Primer Cálculo de correcciones estáticas

Las observaciones de campo dirigidas al estudio de los parámetros de velocidad de la parte superior de la sección, con el objeto de definir las correcciones estáticas, no se realizaron para el área investigada. Por esta razón, el estudio del modelo de velocidad para la capa meteorizada se efectuó utilizando el programa o "Fathom" (Green Mountain, EE.UU.).

Junto con lo anterior, para evaluar la eficiencia del cálculo de las primeras correcciones estáticas, se calcularon las correcciones estáticas por elevación hasta el datum de 180 m con una velocidad de reemplazamiento de 1900 m/s, la cual fue determinada por los primeros arribos de las ondas directas. El principio de cálculo de las primeras correcciones estáticas para ambas variantes se ilustra en la figura 2.2. En la primera variante (figura 2.2 A) las correcciones estáticas se calcularon desde la superficie (elevación del punto de recepción) hasta la superficie del datum. Este modelo de cálculo no tiene en cuenta los posibles cambios de velocidad en la parte superior de la sección y no puede compensar, en el grado necesario, la influencia de los cambios de velocidad dentro de los límites de la base de apilado. De esta forma

INFORME FINAL DE PROCESAMIENTO E INTERPRETACION
PROGRAMA SISMICO LLANOS 2D 2006

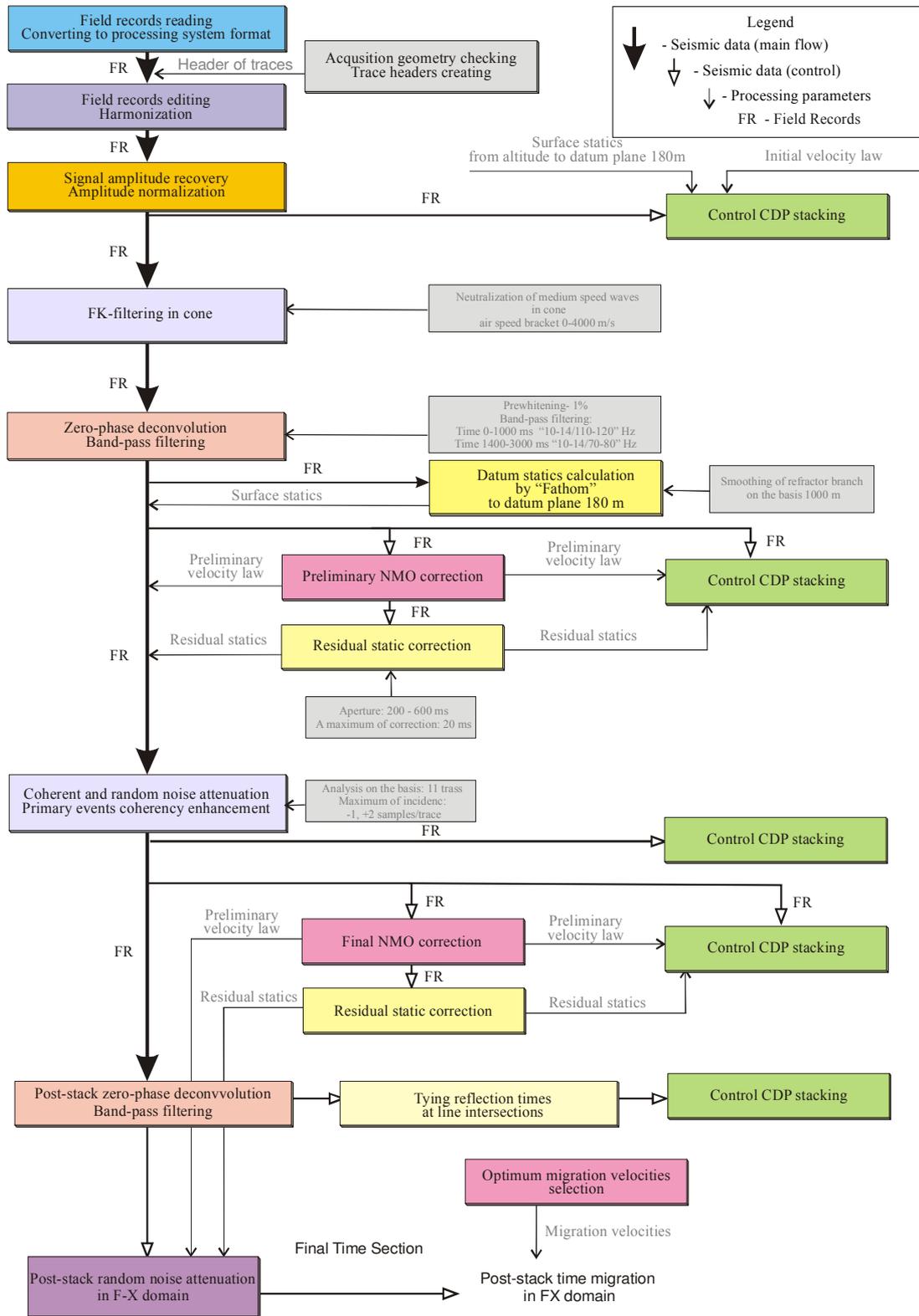
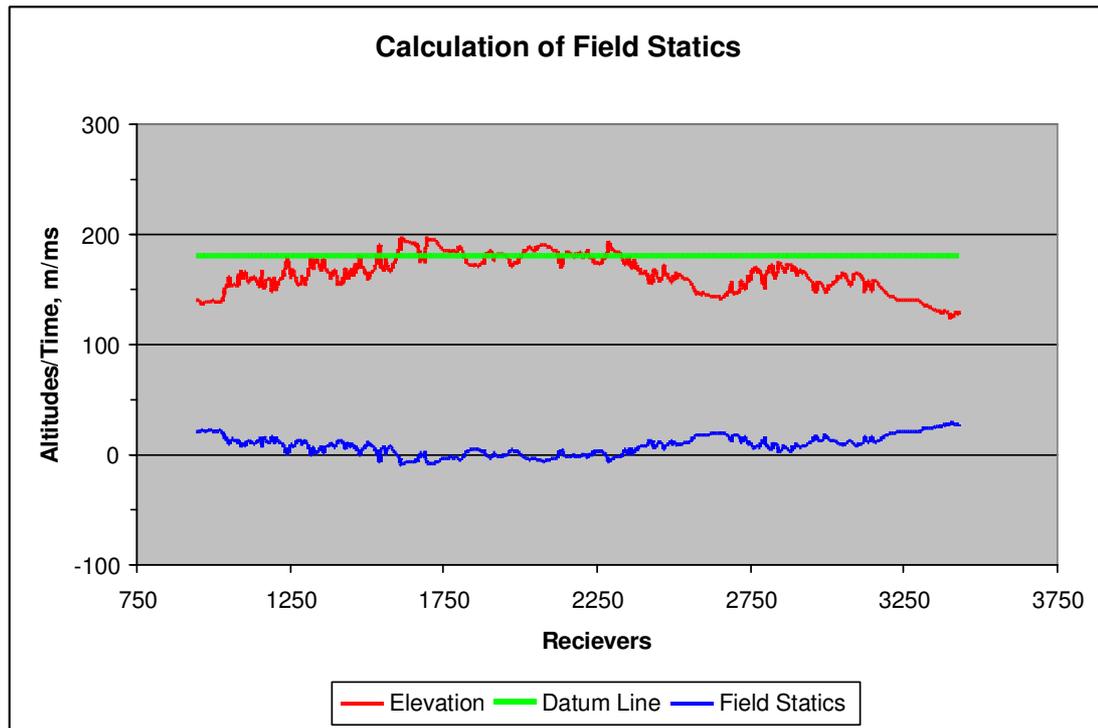
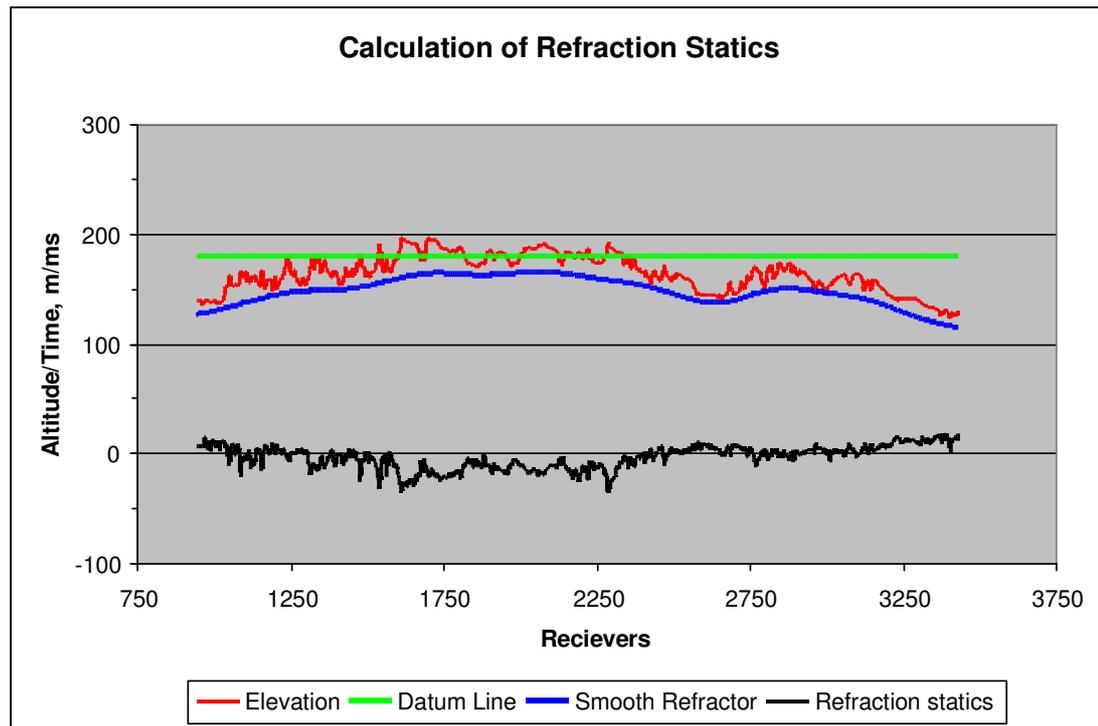


Figura 2.1 Secuencia Basica de procesamiento



A



B

- A - primary statics calculation from the observation surface (datum line 180 m, velocity 1900 m/s);
- B - primary statics calculation from the refractor surface (datum line 180 m, velocity 1900 m/s)

Figura 2.2. Variantes del cálculo de correcciones estaticas primarias en el ejemplo de la seccion ANH-LL-2005-6020

se tiene en cuenta sólo la influencia de la elevación. El segundo modelo se adelantó con el análisis de la forma del contacto de refracción y en las características de velocidad de su superficie (Figura 2.2, B). Esto permite compensar la desconfiguración local de los tiempos de los primeros arribos de la zona de meteorización y de la parte superior de la sección, dentro de los límites de la base de apilado, es decir, llevar el sismograma de la onda reflejada a la forma "normal" hiperbólica en los sismogramas de reflexión.

A continuación se analizará más detalladamente el modelo de cálculo de las correcciones estáticas primarias para ondas refractadas.

Cálculo de correcciones estáticas para las ondas de refracción en la secuencia de programas Green Mountain "Fathom"

El método del cálculo de correcciones estáticas, en el paquete dado de programas, se fundamenta en el análisis de tiempos de retardo de los primeros arribos de ondas directas.

La sucesión de operaciones durante el trabajo con la secuencia "Fathom" esquemáticamente se presenta de la siguiente manera:

- Carga de la información acerca de la posición, localización de la sección y elevación de los puntos de registro.
- Picado (a mano o automático – dependiendo de la cualidad del material) de los primeros arribos de las ondas directas de uno o varios refractores.
- Definición de los tiempos verticales de retardo con base en uno o varios algoritmos especializados del análisis estadístico.
- Definición del modelo de profundidad y de velocidad de la capa meteorizada utilizando los datos de cálculo y los supuestos (si los últimos existen).
- Cálculo de correcciones estáticas para cada estación receptora y cada punto de disparo según el principio "de sustitución de capa".

La premisa necesaria que determina la efectividad de la aplicación de este método es la presencia de la frontera subhorizontal de refracción, sostenida por la lateral en la capa meteorizada y ubicada más debajo de la base de la zona de baja velocidad. Otro factor importante, es también, el nivel de ruidos en la zona de primeros arribos de las ondas directas, que influye en la calidad de su continuidad. En este caso, la calidad de la información de campo en la mayoría de las secciones, permitió asegurar una efectividad lo suficientemente alta de utilización de este método para la corrección de las componentes de períodos corto y mediano (500 - 2000 m) de las correcciones estáticas, y en cierta manera, mejorar la continuidad de los horizontes profundos. Es necesario tener en cuenta que con las ondas (directas) refractadas es imposible determinar la velocidad en la capa que se

encuentra encima del primer refractor. Por lo tanto, debido a la cantidad insuficiente de datos de pozos que aporten información acerca de los parámetros de velocidad de la capa de baja velocidad, así como de la profundidad de los contactos superiores de refracción, se debe ajustar esta velocidad empíricamente, analizando la configuración recibida del refractor-modelo o calcularla por las ondas reflejadas encima del refractor.

En la figura 2.3 se puede apreciar la comparación de los resultados de la aplicación de correcciones estáticas primarias, calculadas desde la superficie hasta la línea del datum (A) en la secuencia "Fathom" (B).

Procesamiento de registros de campo, creación de archivos, descripción de la geometría y títulos de encabezamientos (headers)

La determinación de ukooas (coordenadas x, y, z) de los puntos de disparo y receptoras durante el trabajo de campo se realizó con ayuda del sistema de posicionamiento global (GPS). El significado de las coordenadas topográficas reales y la altitud de los puntos de recepción se fijó por el cliente en los archivos SPS: El archivo R, para las estaciones receptoras (R01), el archivo S, para los puntos de disparo (S01) y el archivo de tipo X (Archivo relacional de cada uno de los disparos con su tendido correspondiente) fué realizado automáticamente por la estación sísmica durante el registro de campo. Los archivos SPS se consideran la descripción estándar internacionalmente adoptada para la geometría de exploración sísmica de campo.

Después de cargar los registros de campo de los DVD-ROM a los encabezamientos (headers) de las trazas, se introdujeron todos los parámetros necesarios para el posterior procesamiento: las ukooas con las coordenadas de los puntos, tanto receptores como disparos y los relacionales, el archivo de CDPs, etc.

2.5.2 Edición automática de los registros de campo

Durante el procesamiento básico se utilizó el algoritmo de edición automática - el filtro mediano, que se basa en la definición de las diferencias en el nivel medio y en el carácter de atenuación de las amplitudes de acuerdo al tiempo, con base en algunas lecturas comparadas con lecturas restantes en la traza. Si las diferencias indicadas superan los umbrales dados por el usuario, tal lectura se cambia por el valor medio. La edición a mano se cumplió con el objeto de excluir los defectos, no detectados por unas u otras razones en la etapa de edición automática.

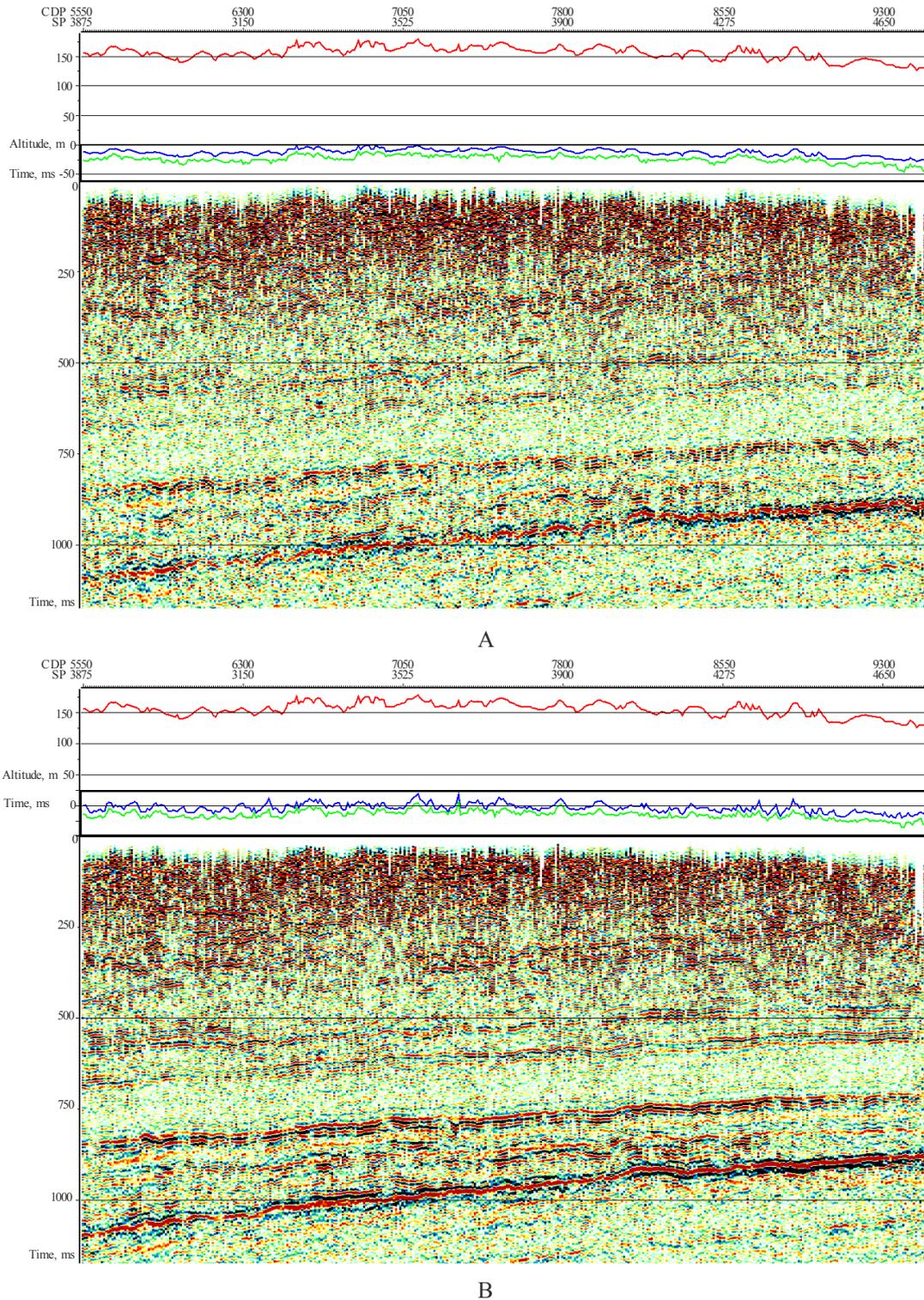
2.5.3 Recuperación de amplitudes

Se sabe que la parte superior de la sección CDP tiene una propiedad fuerte de absorción. Por lo tanto la amplitud de la señal se extingue a medida que se aleja de la fuente. El carácter de la extinción depende tanto de la potencia de la fuente de disparo, como de las propiedades acústicas de las rocas de la capa sedimentaria. Se puede definir como una función exponencial o como una relación hiperbólica, o como la combinación de ambas [5]. Por la variabilidad natural de las propiedades acústicas de la capa sedimentaria, es imposible establecer la dependencia particular de la absorción para un amplio espacio del ambiente geológico. Debido a esto, la compensación de las amplitudes se realiza en el régimen automático para cada traza o en forma de función general promedio para todo el conjunto de datos sísmicos [7].

Para la elección del algoritmo de recuperación fueron obtenidas los registros de campo, tanto con la compensación de amplitudes por las leyes exponenciales e hiperbólicas, como por el método de la amplificación automática. En la figura 2.4 se compara el registro de campo con los resultados de la recuperación de amplitudes de acuerdo con la ley exponencial (el módulo REFOR) (figura 2.4, B) y por la ley hiperbólica el (módulo SDICO) (figura 2.4, C). El primer tipo de función de recuperación esta orientado a la compensación de la atenuación "normal" de las amplitudes con la profundidad, el segundo, a la pérdida de energía por cuenta de la divergencia esférica del frente de la ondas. Analizando el patrón de ondas de los sismogramas, se debe notar, que estos métodos no permiten reforzar uniformemente la amplitud de las reflexiones por toda la longitud de la traza, lo que lleva a la pérdida parcial de la continuidad de las interfases acústicas. En la figura 2.5 se muestra la comparación del registro de campo con los métodos automáticos de compensación de la atenuación: la amplificación automática del nivel del registro en la ventana deslizante (módulo DYNQU) (figura 2.5, E) y el ajuste automático de las amplitudes en una ventana única (módulo RECOV) (Figura 2.5, F). Examinando los datos del sismograma, se debe dar preferencia al método de ajuste automático de la amplitud en la ventana única, puesto que la magnitud de la intensidad de las ondas reflejadas, correspondientes a diferentes estratos geológicos, difiere en el sismograma y el nivel de registro de la traza cambia más suavemente.

Fue escogido el algoritmo utilizado en el modulo RECOV como método óptimo de control de la amplificación.

INFORME FINAL DE PROCESAMIENTO E INTERPRETACION
PROGRAMA SISMICO LLANOS 2D 2006



- A - a version with normal moveout adjustment and introduction of primary statics calculated from the relief to the 180 m datum line; reduction velocity 1900 m/s (WS MS "Excel");
- B - a version with normal moveout adjustment and introduction of primary statics calculated from the refractor bottom to the 180 m datum line and replacement velocity of 1900 m/s (WS GMG "Fathom")

Figura 2.3. Comparación de resultados de las correcciones estaticas primarias usadas en las secciones en tiempo de la linea ANH-LL-2005-6080 (CDP 5550-9510)

2.5.4 Deconvolución

Los problemas geológicos planteados exigían la posibilidad de revelar las reflexiones particulares en las zonas, donde se encuentran capas delgadas y acuífero. Para lograrlo es necesario reducir la duración del impulso sísmico. Con ese objetivo se aplicó la deconvolución (o filtración inversa), para garantizar el emparejamiento del espectro de amplitudes (principalmente en el área de frecuencias altas) y como consecuencia, el mejoramiento de la resolución del registro. Es conocido que con el mejoramiento de resolución de la señal, en cierta medida se empeora la relación señal/ruido y la calidad de la continuidad de las reflexiones. El nivel de enmudecimiento que determina la “rigidez” de la deconvolución se eligió de forma que los dos factores mencionados fueran equilibrados [8].

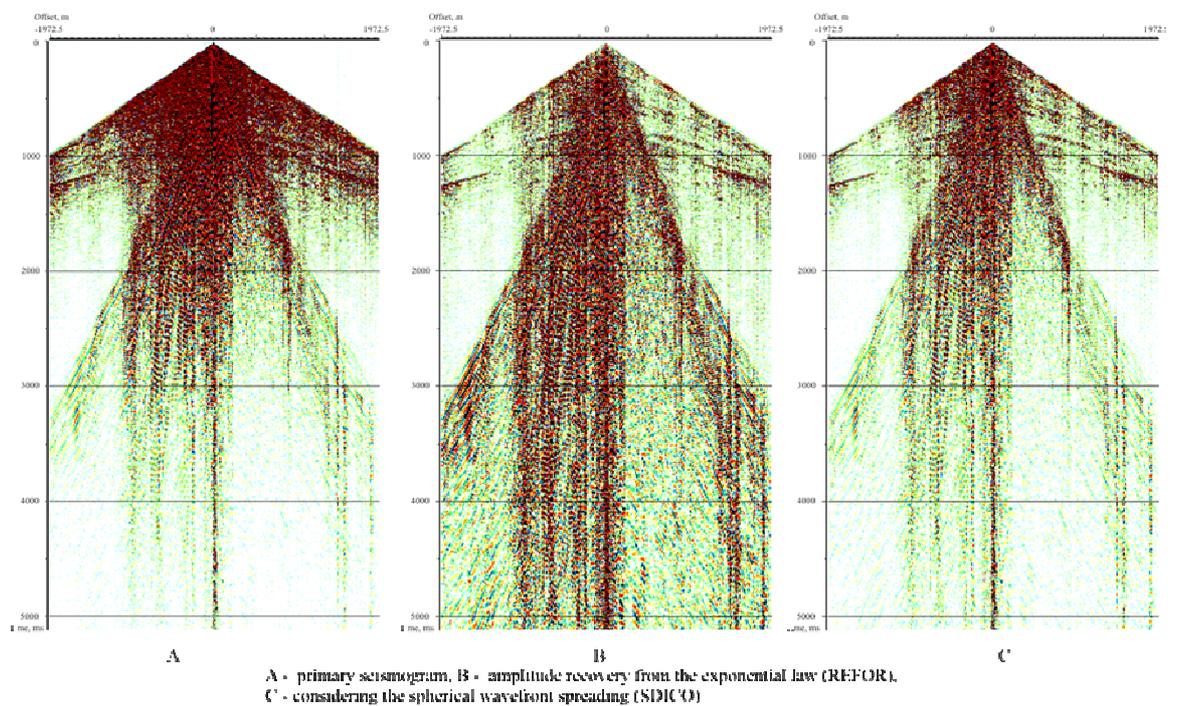


Figura 2.4. Comparación de los resultados de los diferentes tipos de ajuste de amplitudes en el ejemplo del sismograma del shot point 3401 del perfil de la línea ANH-LL-2005-6280 ejemplos A,B,C

A petición del representante del Cliente, el análisis se inició con la elección del tipo de deconvolución. En el paquete de programas fueron probados 3 algoritmos de deconvolución completamente diferentes. En las figuras 2.6 y 2.7 se comparan los fragmentos del apilado en la escala de tiempo, sólo con control de la amplificación (módulo RECOV) (figura 2.6, A) y con “parámetros promedio” de la deconvolución de fase-cero acoplada superficialmente (módulo DECSC) (figura 2.6, B), con amplitud de fase-cero (módulo TVDEF) (figura 2.7, C) y con fase mínima de impulso (módulo DECON) (figura 2.7 D), con los tipos de deconvolución.

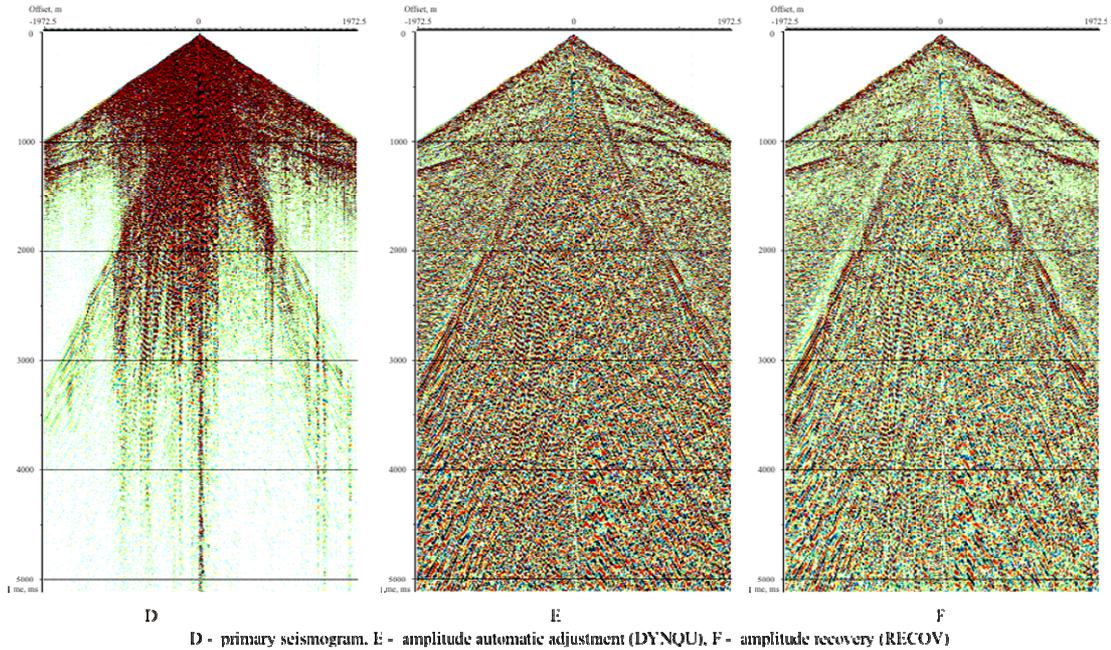


Figura 2.5. Comparacion de resultados de los diferentes tipos de ajuste de amplitudes en el ejemplo del sismograma del punto común de disparo 3401 del perfil de la línea ANH-LL-2005-6280 ejemplos D,E,F

Debido a que los trabajos de campo se adelantaron con fuente explosiva , y teniendo en cuenta las bases teóricas, se eligió la deconvolución de fase mínima de impulso.

Más adelante se ajustaron los parámetros para la longitud del operador del filtro. Los resultados se ilustran en la figura 2.8, donde se comparan los fragmentos de la sección en tiempo con la longitud del operador 80, 120 y 240 ms. Puesto que la calidad de las reflexiones en las secciones casi no varía al cambiar el parámetro examinado, se eligió 120 ms como longitud media del operador de deconvolución.

Luego se realizó la elección del nivel de "ruido blanco". En la figura N° 2.9 son representados los fragmentos de la sección en tiempo con nivel de "enmudecimiento" 1%, 10% y 80%. Partiendo de las condiciones geológicas del área de trabajo (plataforma, ambiente terrígeno de capas delgadas), fue necesario aumentar al máximo la resolución de registro sísmico sin perder la continuidad de los horizontes del objetivo.

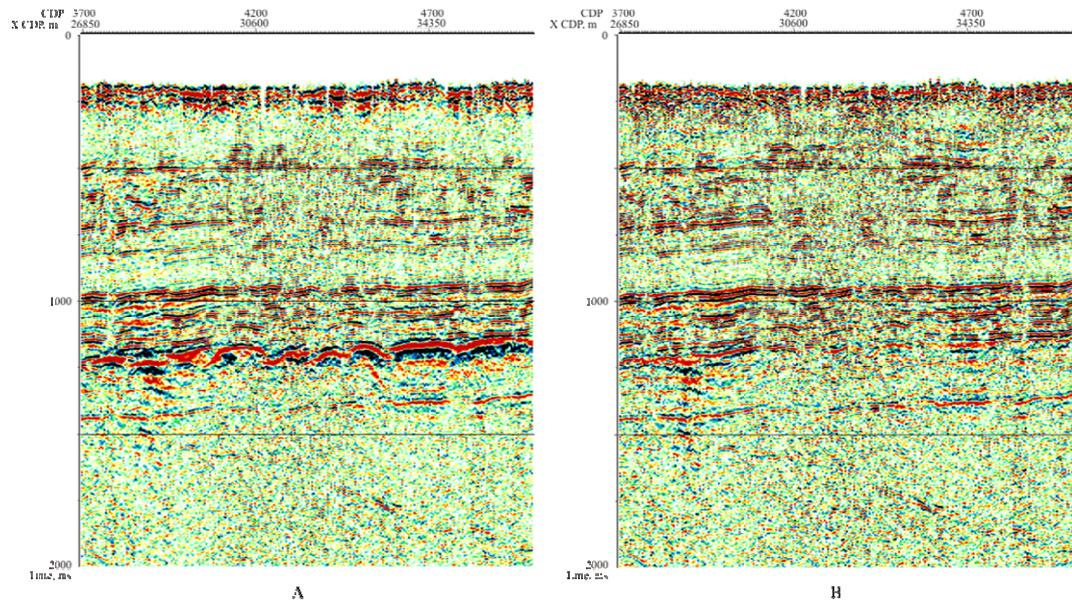
Se escogió el nivel de ruido mudo igual a 1% como el óptimo ideal.

2.5.5 Filtrado pasa-banda

Los filtros pasa-banda se aplicaron con el fin de eliminar del registro los ruidos casuales y regulares que se encontraban fuera del intervalo de la señal de interés y relacionados con ondas de ruido superficiales intensivas de baja frecuencia y con ondas de velocidad media de intervalo 5-10 Hz, de igual forma, con ruidos de alta frecuencia, del orden de 100-120 Hz (de carácter tecnogénico, microsísmico). El filtro pasa-banda se escogió antes del

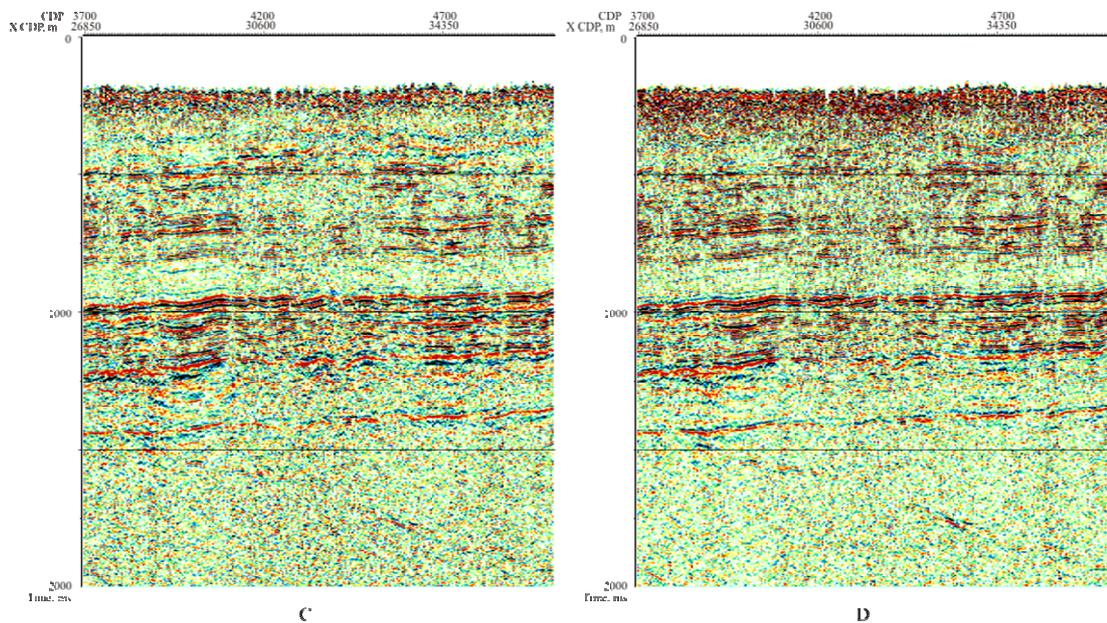
procesamiento por medio de pruebas en los fragmentos de las secciones en tiempo. En la figura 2.10 se encuentran los resultados de las pruebas del intervalo de frecuencias.

Fue escogido el filtro 10/14-100/110 Hz como el óptimo para una ventana que va desde la superficie hasta 2 segundos y el 10/14-70/80 desde 2 segundos hasta el final del registro.



A - time section without deconvolution (amplitude recovery). B - time section with zero-phase surface-adjusted deconvolution (DECSC)

Figura 2.6. Comparacion de resultados de los diferentes tipos de deconvolucion en el ejemplo de los fragmentos de los cortes en la escala de tiempo del perfil de la linea ANH-LL-2005-6280 ejemplos A,B



C - time section with zero-phase amplitude deconvolution (TVDEF). D - time section with minimum phase impulse deconvolution (DECON)

Figura 2.7. Comparacion de resultados de los diferentes tipos de deconvolucion en el ejemplo de los fragmentos de los cortes en la escala de tiempo del perfil de la linea ANH-LL-2005-6080 ejemplos C,D

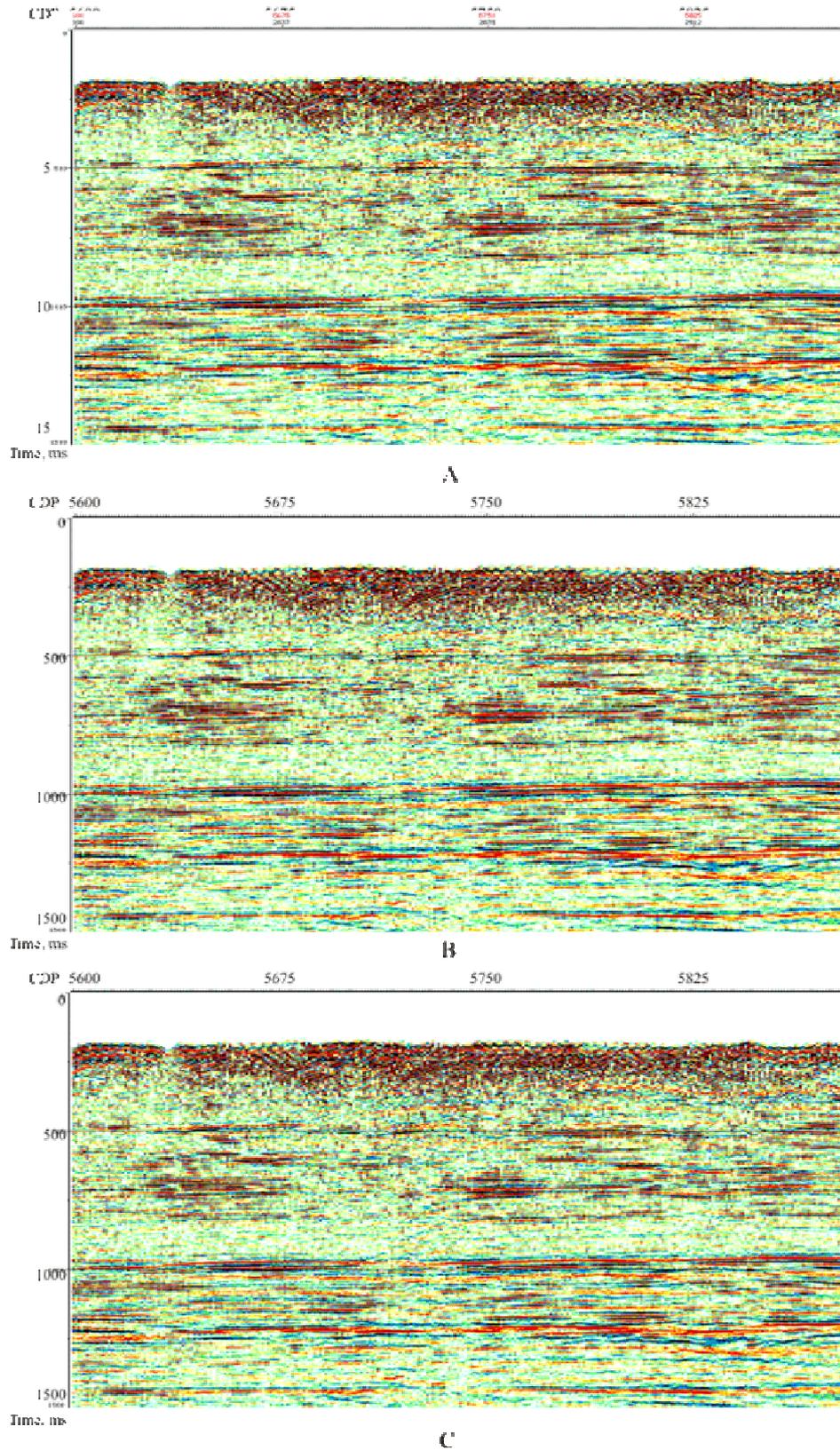
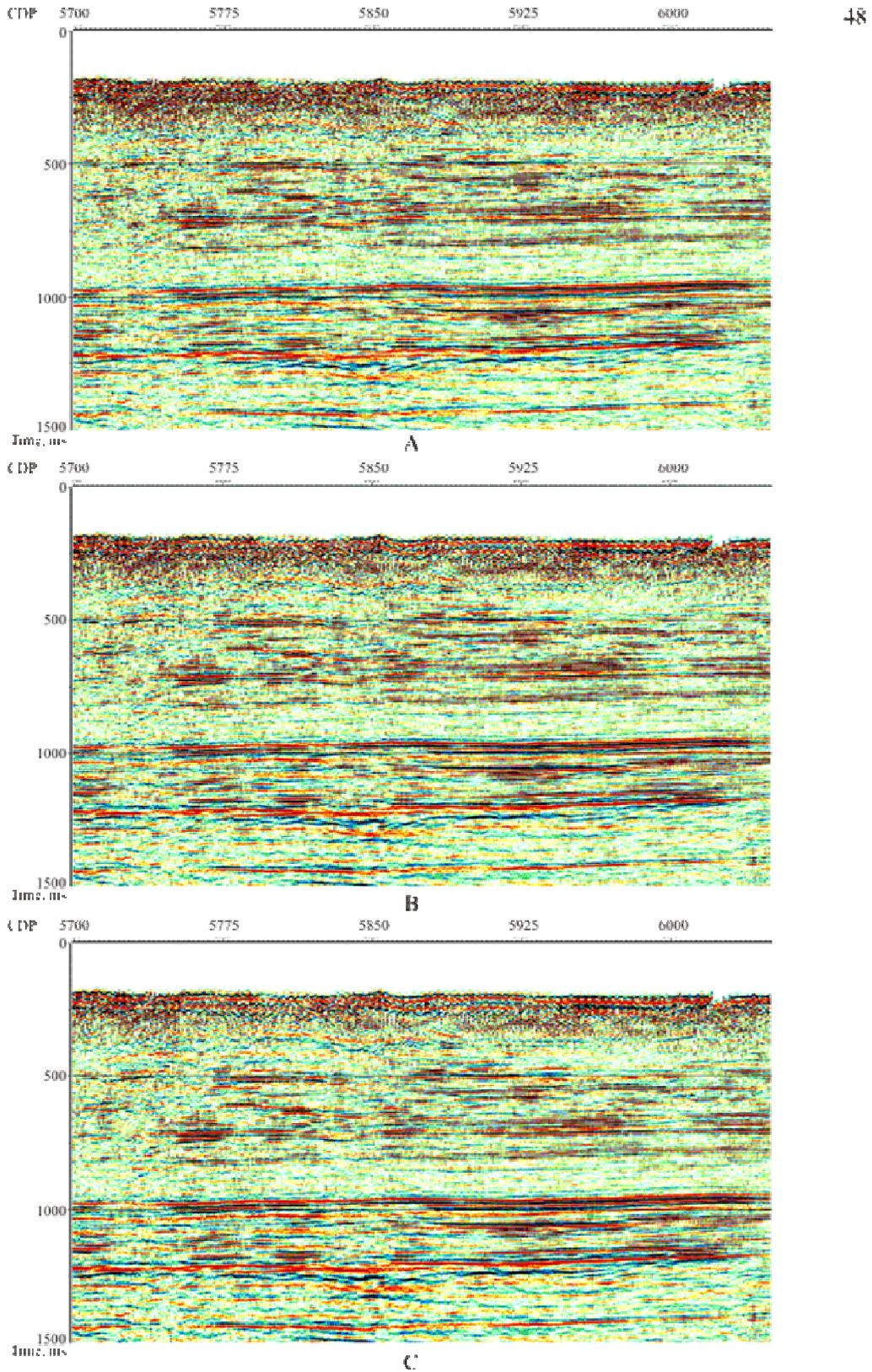


Figura 2.8. Comparacion de resultados del analisis de las pruebas de los parametros basicos de deconvolucion de impulsos (longitud del operador) en el ejemplo de los fragmentos de las secciones en tiempo del perfil de la linea ANH-LL-2005-6280. Operadores Usados : A = 80 msec ; B = 120 msec y C = 240 msec



A - white noise level 101 (1%), B - 1100 (10%), C - 1800 (80%)

Figura 2.9. Comparación de resultados del análisis de las pruebas de los parámetros básicos de deconvolución de impulsos (nivel de ruido blanco) en el ejemplo de los fragmentos de las secciones en tiempo del perfil de la línea ANH-LL-2005-6280

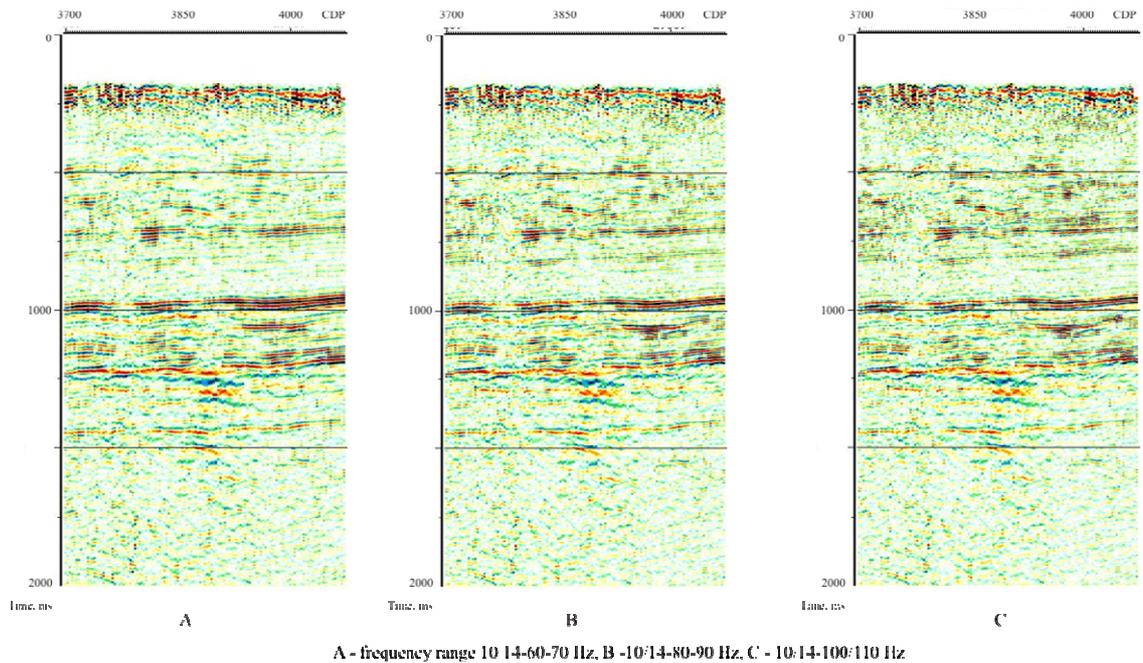


Figura 2.10. Comparacion de resultados del filtro pasabanda despues de la deconvolucion de impulsos (nivel de ruido blanco 1%), en el ejemplo de los fragmentos de sismogramas del shot point del perfil de la linea ANH-LL-2005-6280. Ejemplos D,E,F

2.5.6 Eliminación de las ondas de ruido de velocidad media

Las ondas regulares de ruido más persistentes dentro del área son las de velocidad media (probablemente de intercambio). Su presencia se debe, quizá, a las particularidades sismogeológicas de la parte superior de la sección – presencia de reflectores fuertes. La velocidad aparente (V^*) de estas ondas esta entre 800 y 2500 m/s.

La intensidad de estos ruidos, en los registros de campo, es lo suficientemente alta como para acarrear una notable disminución entre la relación señal / ruido en los apilados de las secciones en tiempo. Los intervalos de frecuencia de estos ruidos y la frecuencia de la señal se interceptan a tal grado, que no pueden ser eliminados en la magnitud necesaria con ayuda de la filtración de banda monocanal.

Para disminuir los ruidos indicados en el sismograma del punto común de disparo (CDP) se utilizó la filtración F-K, basada en la diferencia de la V^* de las ondas de interés y las ondas de ruido. Antes del procesamiento se realizaron pruebas cambiando el orden de utilización del proceso descrito, estas se hallan en la figura 2.11: ajuste de amplitudes, filtración F-K y deconvolución (B); o ajuste de amplitudes, deconvolución y filtración F-K (A).

De acuerdo a la figura se deduce que la variante “A” no es efectiva debido a que elimina totalmente la señal de interés en el área del cono de las ondas de ruido de velocidad media.

Luego se hicieron pruebas con los parámetros principales del filtro FK. En la figura 2.12 se puede apreciar la comparación de los fragmentos de la sección en de tiempo y de igual forma los sismogramas de campo y los espectros FK antes (A) y después (B) de la filtración F-K.

De acuerdo a los resultados de las pruebas correspondientes se escogió el valor mas alto de la velocidad V^* y el contacto superior de la banda de supresión según la frecuencia, la cual fue de 6000 m/s y 60 Hz . De igual forma, se estableció que la filtración F-K se debe utilizar antes de la deconvolución en los registros de campo.

Control de calidad de los datos sísmicos después de la aplicación de la filtración correctiva y de la supresión de las ondas de ruido de velocidad media en los registros de campo

En la figura 2.13 se encuentra la comparación de fragmentos de la sección en tiempo, de los parámetros de amplitud-frecuencia y la evaluación del valor, calculados en la ventana que cubre las reflexiones del objetivo; en los registros de campo (A) y después de la utilización de la filtración correctiva y de la supresión de las ondas de ruido de velocidad media (B).

A juzgar por las características de las frecuencias y amplitudes se debe notar que la deconvolución y el filtro pasa-banda permitieron ampliar el espectro de la señal inicial entre el 10-15%, al mismo tiempo, la relación

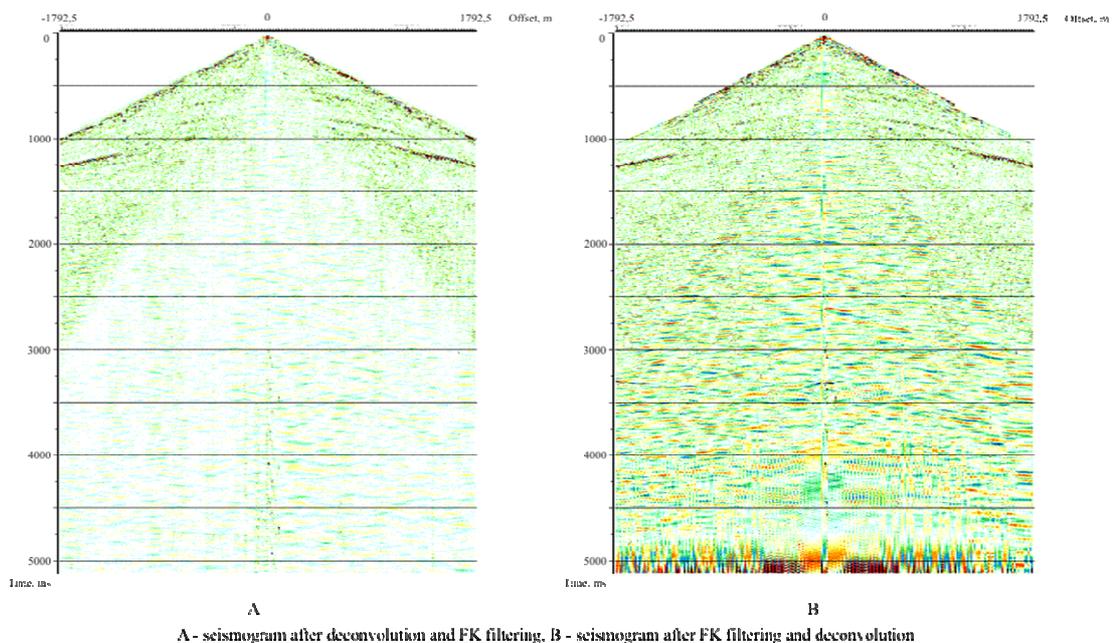


Figura 2.11. Comparación de resultados en la sucesión de la aplicación de los procedimientos de deconvolución y del filtro FK, en el ejemplo del sismograma del punto de disparo 3401 del perfil ANH-LL-2005-6280

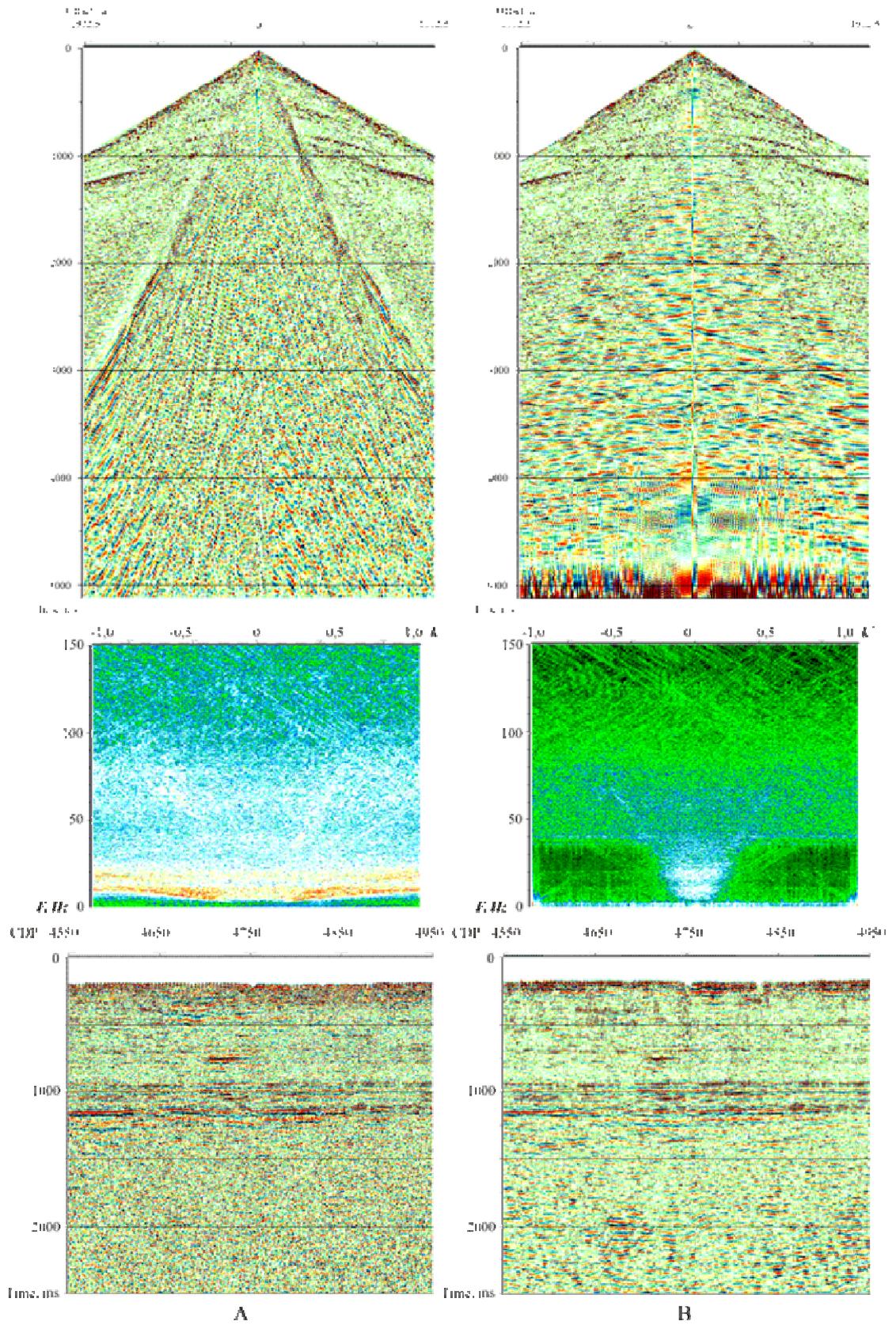
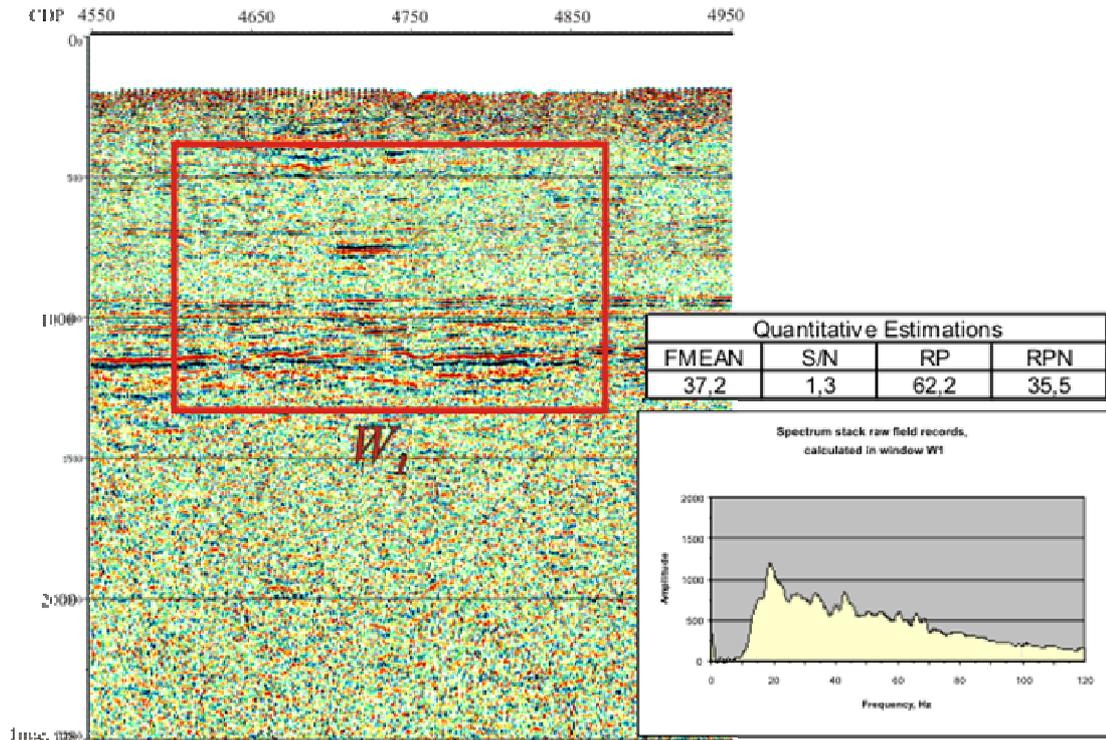
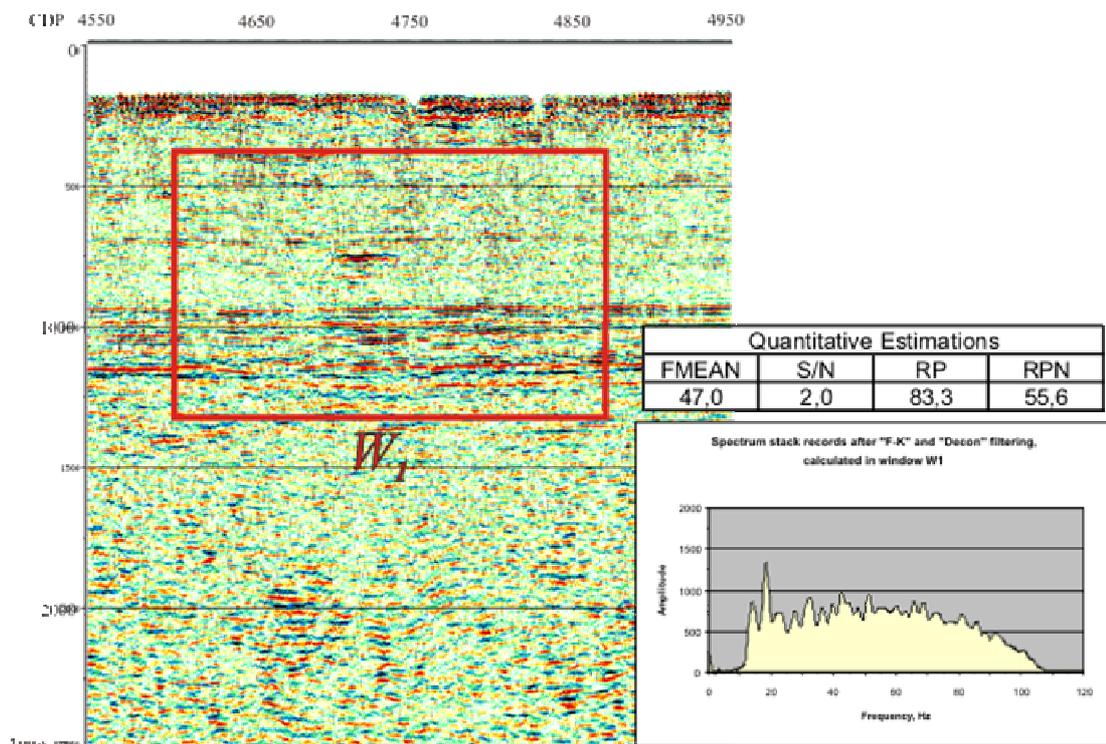


Figura 2.12. . Eficiencia de la aplicación del filtro FK en los registros de campo en el ejemplo del sismograma del punto de disparo 3401, en los espectros FK y en los fragmentos de los cortes en tiempo del perfil ANH-LL-2005-6280



A



B

Time section fragments, amplitude-frequency characteristics and quantitative estimates calculated in the W_1 window:

A before, B after the field material FK and corrective filtering

Figura 2.13. . Evaluación de la eficiencia del procesamiento después de la filtración correctiva y de la atenuación de las ondas de ruido de velocidad media en los registros de campo, en el ejemplo del perfil ANH-LL-2005-6280

señal/ruido aumentó en un 53% (Signal/Noise – «S/N») y la resolución del registro en un 18% .

Para aumentar la relación señal/ ruido se utilizó la filtración coherente sobre los registros de campo.

2.5.7 Atenuación de las ondas múltiples de alta velocidad

El análisis de velocidad muestra que el campo ondulatorio del perfil sismogelológico estudiado contiene ondas múltiples y medianamente múltiples de alta velocidad. Estas se registran en el intervalo de la ventana del objetivo y se encuentran en el intervalo de tiempo de 600 a 1600 ms y, de igual forma, en el intervalo de tiempo 1800 a 2800 ms.

Los ruidos particulares se muestran claramente en los primeros apilados en el intervalo de velocidad $V_{ort} = 2000-3500$ ms y satisfacen el criterio de los tiempos duplicados de recorrido de las ondas reflejadas en vez de los horizontes mas dinámicos representados. Además, su intensidad, en algunos casos, se puede comparar con la intensidad de las ondas reflejadas una vez.

La atenuación de las ondas múltiples se llevó a cabo con ayuda del filtro bidimensional utilizado en los sismogramas CDP haciendo uso de la diferencia cinemática entre los ruidos especificados y las ondas primarias. El proceso señalado se basa en el método de la transformación parabólica de alta resolución del radón (filtración en el área “t-q”). El algoritmo utilizado se considera uno de los últimos desarrollos de la firma “CGG” - productor del programa de soporte y en el momento se considera el mas efectivo entre los paquetes similares de procesamiento.

El algoritmo contempla:

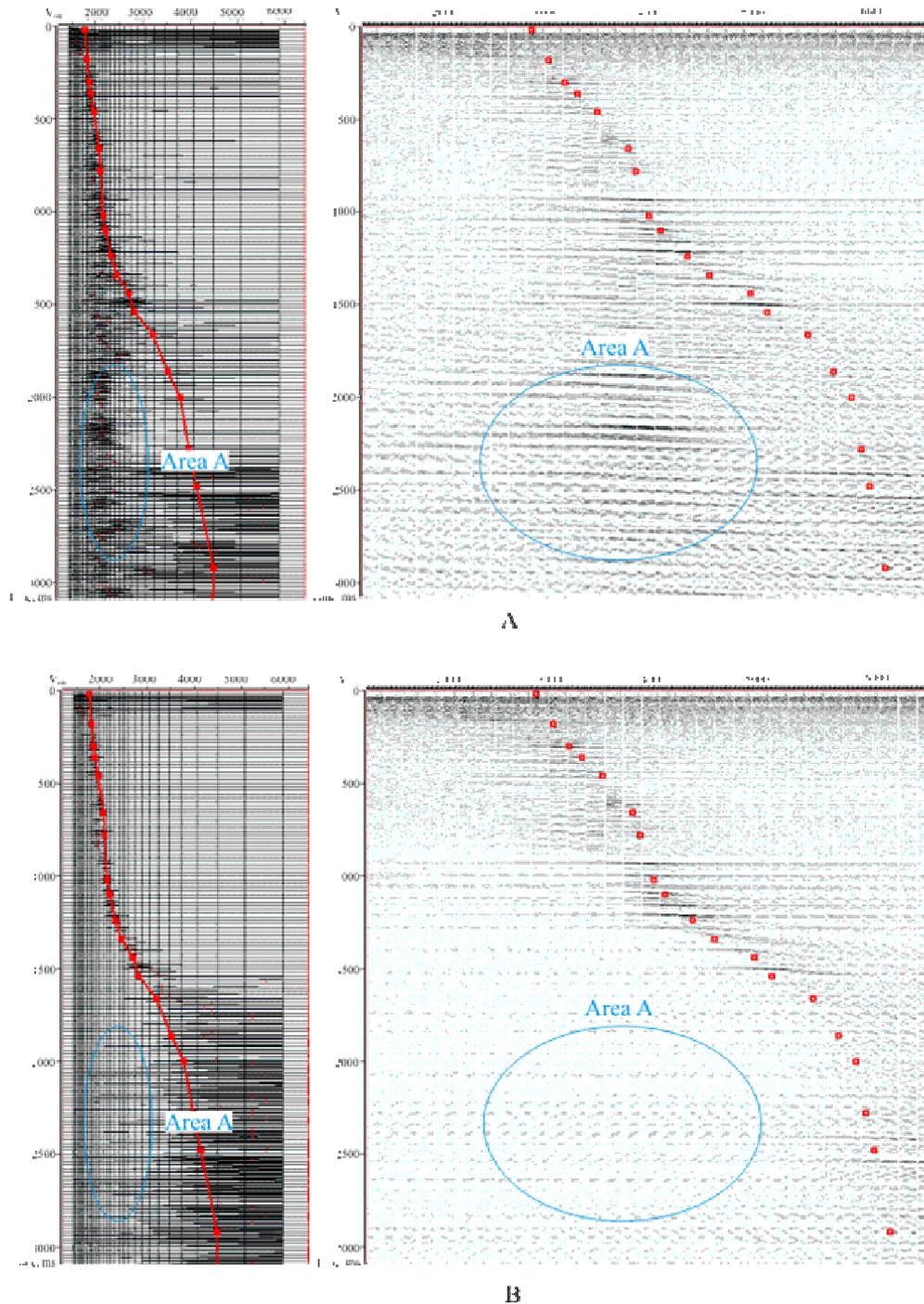
- la transferencia del sismograma CDP (a partir de fragmentos y en la ventana de desplazamiento a lo largo de los ejes X y T) a la zona “t-q”;
- la división del campo ondulatorio en componentes (reflexión efectiva, reflexión múltiple, ruido irregular);
- Construcción del modelo de reflexiones múltiples;
- transformación del modelo de reflexiones multiples (y, si es necesario el modelo de ruido aleatorio random noise) hacía atrás en el dominio sustrayendo las reflexiones múltiples en los sismogramas de entrada.

Las velocidades de la ley dinamica divisoria en el presente caso representan el 90% de las velocidades efectivas de las ondas aprovechables.

En la figura 2.14, en el ejemplo de los espectros verticales de velocidad y umbrales $V_{ort} = \text{const}$ (Área A), se puede ver la efectividad de la eliminación de las ondas múltiples en

el área "t-q". Es evidente que debido a la gran diferencia entre las velocidades de las ondas utiles y las múltiples los ruidos analizados se atenúan en un nivel bastante alto.

55



A - a version before multiple wave subtraction.
B - a version after multiple wave subtraction in the τ - q region

Figura 2.14. Eficiencia de atenuación de las ondas múltiples de alta velocidad en el área τ - q , en el ejemplo de los espectros verticales de velocidad y de selecciones VOFT = const en el perfil ANH-LL-2005-6280 (OFT 2720-2740)

En la figura 2.15 se encuentran fragmentos de secciones en tiempo, resultado del apilado de los registros de campo antes (A) y después (B) de la utilización del filtro de radón. Como puede verse en la figura, es poco lo que se diferencia el patrón de ondas en los fragmentos mostrados en la sección en tiempo. Esto se debe a que gracias a la elección correcta de la velocidad de apilado para las ondas útiles (aprovechables), y de igual forma, debido a la alta multiplicidad de apilado, las ondas múltiples se atenúan en una cantidad suficiente por el mismo procedimiento de apilado.

2.5.8 Filtración coherente de los registros de campo

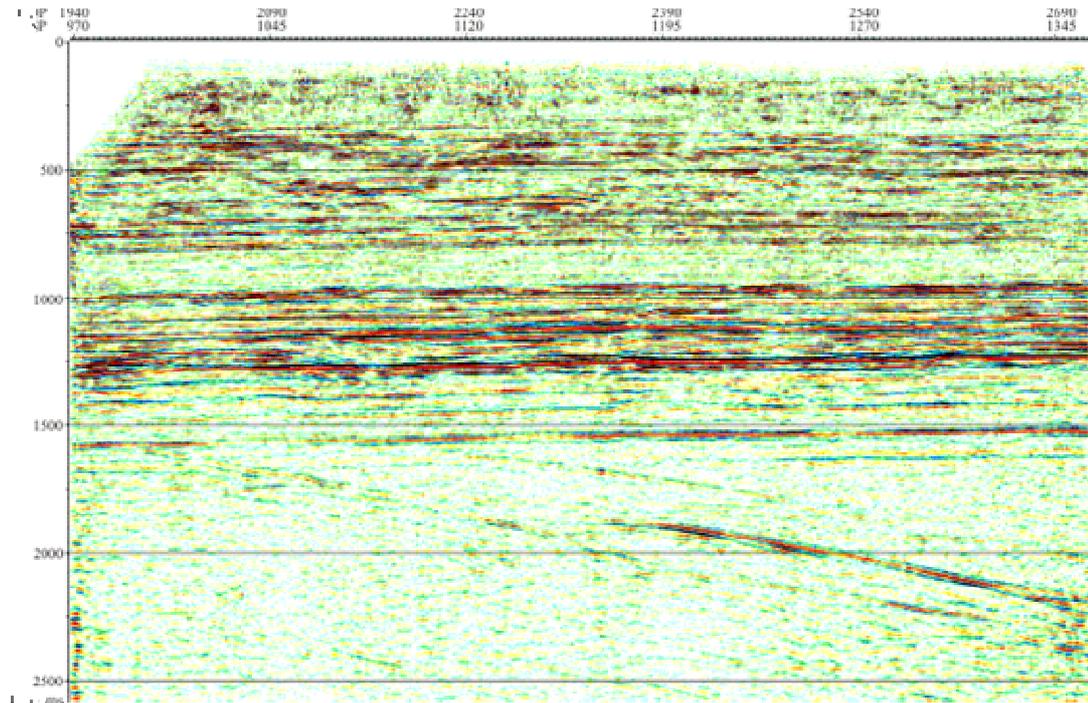
La filtración coherente fue la herramienta de procesamiento utilizada en los registros de campo. Se utilizó con el fin de disminuir el ruido aleatorio (random noise) de fondo que no pudo ser eliminado suficientemente ni con la deconvolución, ni con el filtro pasa-banda, ni con la supresión de las ondas de ruido de velocidad media, ni tampoco con los efectos espaciales de la filtración F-K. Al suprimir los ruidos residuales de fondo y los efectos del filtro FK se obtuvo un incremento en la coherencia de los registros aprovechables en el intervalo del objetivo..

Durante la aplicación del proceso se construye un modelo con cierto fundamento. Durante la creación del modelo, con base en la selección del abanico de direcciones (en el intervalo dado) y bajo el criterio de maximización de la función de coherencia, se tienen en cuenta los buzamientos dominantes de las ondas aprovechables en esta sección. La traza resultante se considera la suma del modelo calculado y de la traza original elemental (con un determinado coeficiente de influencia), relacionada con el centro de la base. La traza entrante es adicionada con el objeto de orientar la "firmeza" del proceso, para no permitir el exceso de regularización y distorsión de las características dinámicas de los registros.

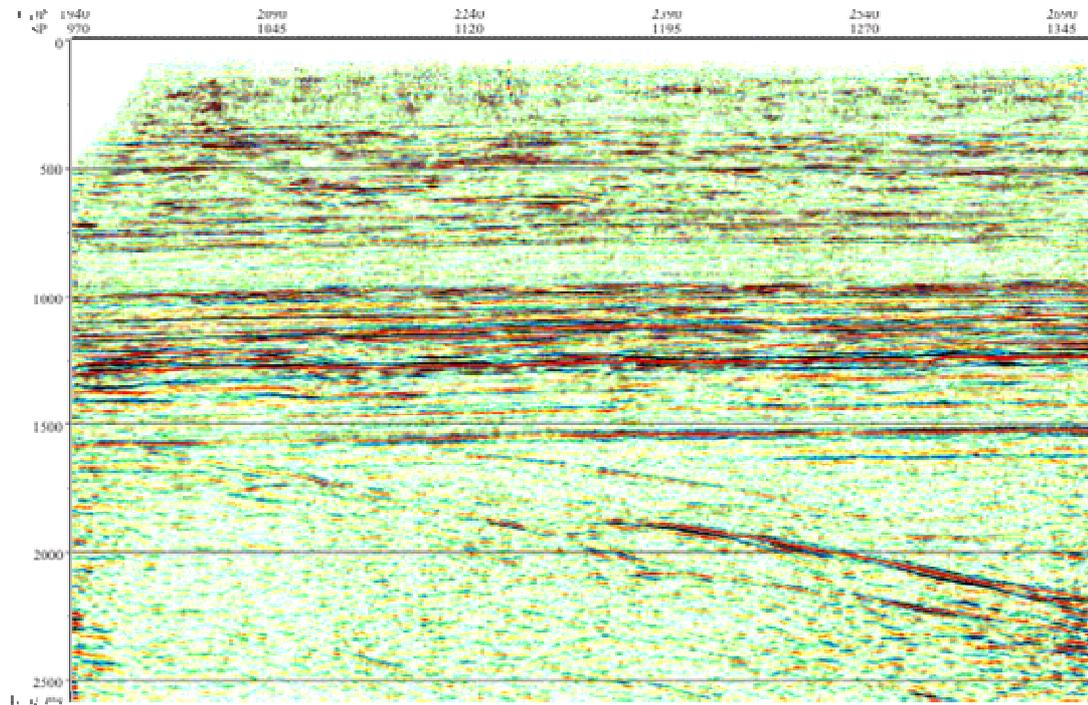
Para nuestro caso se utilizó un modelo base igual a 9 trazas. El buzamiento máximo, al analizar los contactos de reflexión, fue seleccionado $-2+4$ ms/traza de acuerdo al modelo geológico.

Después de aplicar la filtración coherente, se ve claramente la disminución del ruido aleatorio (random noise) y de los niveles de ruido subregular en todo el intervalo de tiempo, el patrón de ondas en los horizontes del objetivo se ven más regulares.

En la etapa final del procesamiento de los apilados CDP de las secciones en tiempo, obtenidos con parámetros optimizados, se les aplicó una serie de procesos monocanales y bidimensionales.



A



B

A - a version before multiple wave subtraction.
B - a version after multiple wave subtraction in the τ - q region

Figura 2.15. Resultados de la atenuación de las ondas múltiples de alta velocidad en el área τ - q , en el ejemplo de los cortes en tiempo, del perfil ANH-LL-2005-6280 (CDP 1940-2730)

2.5.9 Corrección dinámica (NMO)

La corrección dinámica (NMO) se realizó en diferentes etapas del procesamiento:

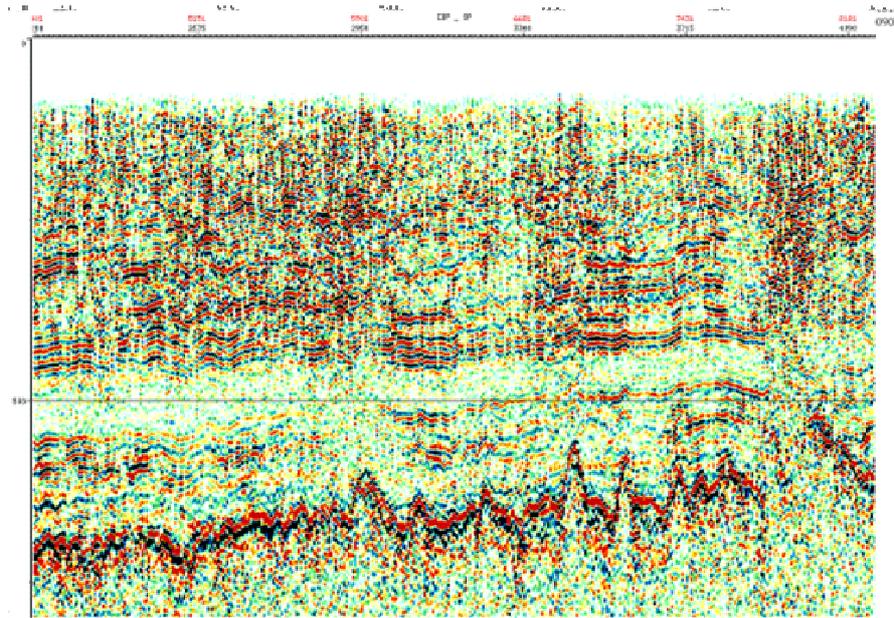
- después de la carga de las estáticas iniciales y hasta su corrección (etapa preliminar)
- Después de la corrección automática de las estáticas iniciales, hasta la supresión de ruidos, en un intervalo de 2,25 km entre los puntos de análisis (etapa detallada).
- Después de aplicar todos los tipos de filtro sobre los registros de campo en intervalos de 1,125 km (etapa final).

La escogencia y suavizado de las velocidades, se llevó a cabo con base en los espectros verticales de velocidad y en las pruebas de apilado de las secciones en tiempo (cerca de 20 GDP), en un intervalo de V_{0TT} de 1200 a 6500 ms, con el 5% de incremento de velocidad registrada en el momento. Al mismo tiempo, se llevó a cabo el control del intervalo de las velocidades para la sección. Las secciones estudiadas fueron cambiadas o complementadas cuando fue necesario, bien, en el marco de una etapa, o bien, en su cambio a la siguiente (cuando se hallaron secciones con poca facilidad para el seguimiento de los horizontes).

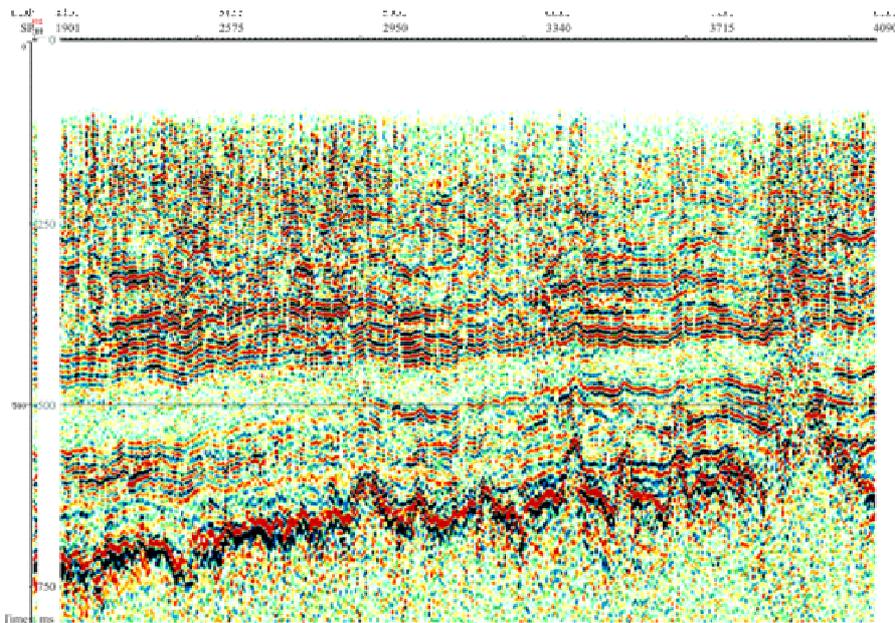
En la figura 2.16 se aprecia la eficiencia de la corrección dinámica. Se pueden ver los fragmentos de la sección en tiempo, calculados después de hacer la corrección estática inicial y la función dinámica a priori (A), y de igual manera, la corrección dinámica detallada (B) (NMO).

Además de ese tipo de método para la definición de la dinámica, se utilizó también otro, el cual permitió realizar un control de calidad ininterrumpido de la calidad del apilado para intervalos particulares de tiempo del apilado de la sección. Con tal fin se utilizó un paquete interactivo especial que permitió observar el conjunto de las secciones en tiempo, obtenidos bajo diferentes magnitudes constantes de V_{0TT} , a lo largo de toda la sección (en el eje X).

Con el fin de controlar la variación de las velocidades efectivas en el plano X-T, para la mayoría de los perfiles se hizo el cálculo de cortes de velocidad, los cuales, luego se juntaron con los correspondientes cortes en la escala de tiempo en un sistema individual de coordenadas. Como resultado se encontraron anomalías en el comportamiento de las velocidades y como tal, estas se sometieron a un análisis complementario y se les hizo la corrección correspondiente cuando fue necesario.



A



B

A - a version with introduction of primary statics (WS GMG "Fatom") and normal moveout adjustment,

B - a version with introduction of primary statics (WS GMG "Fatom") and detailed normal moveout adjustment

Figura 2.16. Efectividad de las correcciones cinemáticas en el ejemplo de los cortes en tiempo del perfil ANH-LL-2005-8000 (CDP 4401-8201)

2.5.10 Corrección automática de la estática

La corrección automática de la estática y la del NMO, se realizó de forma interactiva en las diferentes etapas del procesamiento:

- antes de hacer el proceso de filtración coherente, después de la corrección dinámica previa.
- después de la corrección detallada de la dinámica, después de la filtración coherente de los registros de campo.

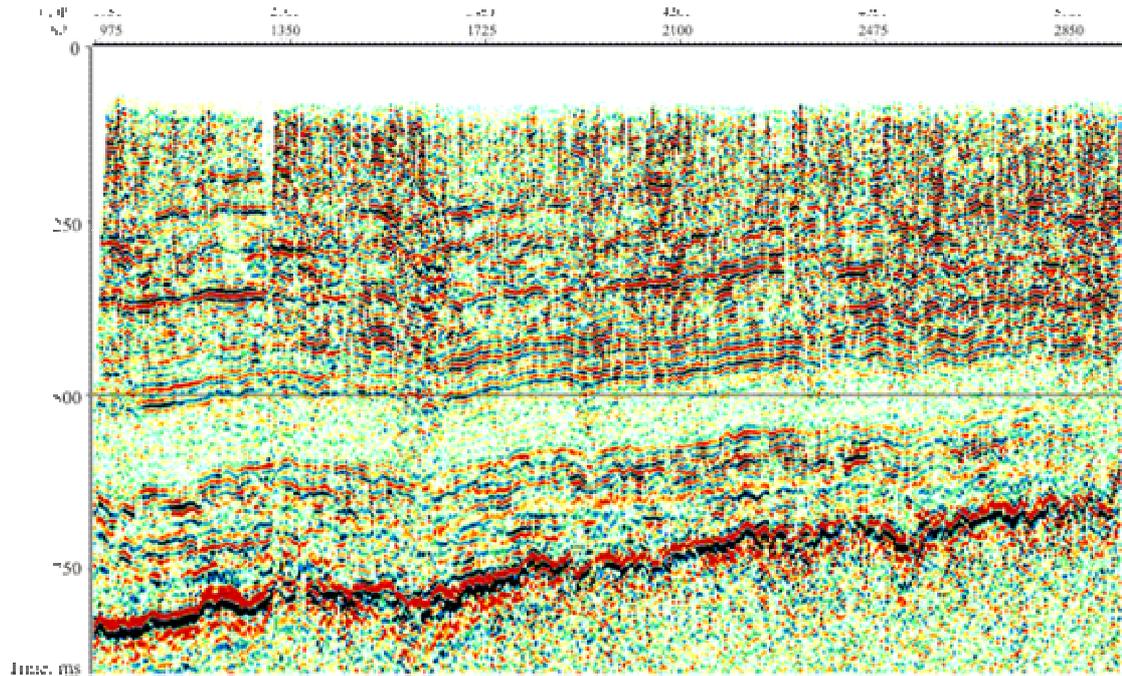
En la primera etapa, la corrección se efectuó en ventanas de tiempo de 400 ms que incluían los horizontes de apoyo. En ese caso, se buscaba mejorar la continuidad de los contactos mencionados, con el fin de definir lo mejor posible, su geometría para el posterior mejoramiento de los contactos inferiores.

En la figura 2.17 se puede ver el resultado de la corrección automática de la estática en la primera etapa. Se comparan fragmentos de la sección en antes (A) y después (B) de la corrección automática de la estática, en la etapa, después de la corrección dinámica detallada.

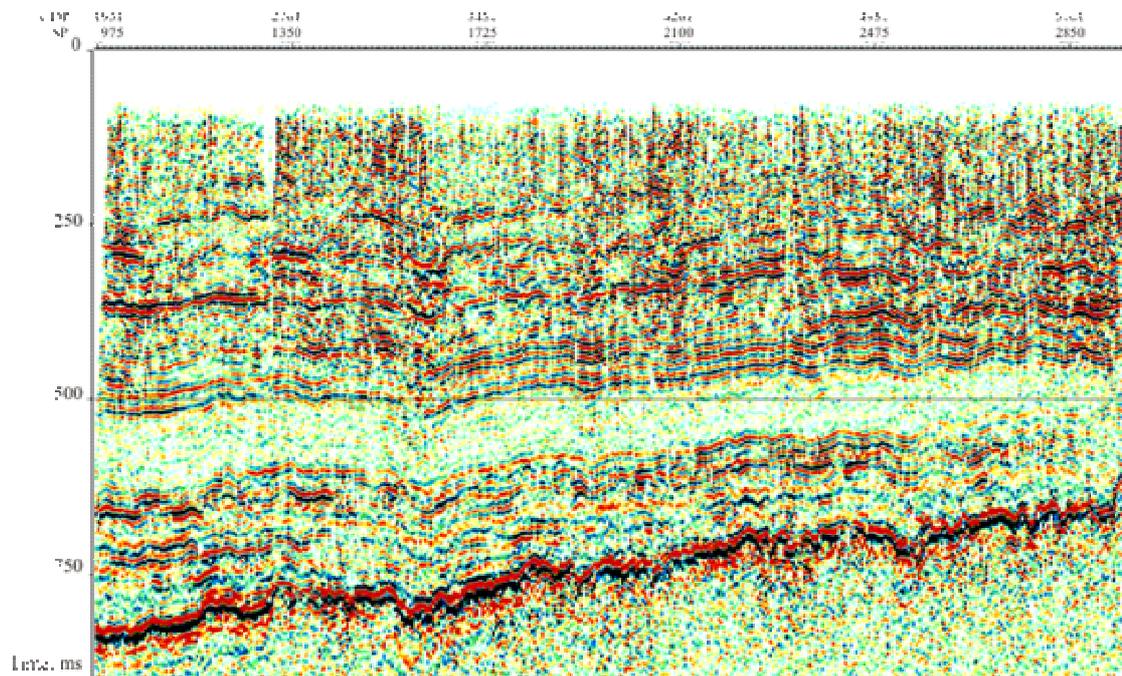
En la segunda etapa de la corrección, durante el cálculo de las estáticas residuales, se utilizaron ventanas amplias de formación estándar (300-900 ms), las cuales incluyeron las reflexiones estables de los horizontes profundos que se encontraban (tiempo 500 – 800 ms). Para la conformación del modelo, en este caso, se utilizó la búsqueda automática de buzamiento de los horizontes reales. Esto era necesario para el aumento previo de la calidad del patrón que se utilizó en la etapa final.

2.5.11 Procesamiento de las secciones en tiempo Filtración correctiva

La operación indicada incluyó la deconvolución de fase cero y la filtración pasa-banda. Lo anterior fue necesario para el incremento adicional de la resolución de los registros, y la segunda, para corregir los componentes de la frecuencia con el fin de aumentar la relación señal/ruido. El valor óptimo del nivel de enmudecimiento en este caso fue de 1%. El contacto superior del pasa-banda fue establecido (con base en las pruebas realizadas) en 110 Hz (es decir, más abajo del límite de frecuencia de la señal de disparo). La última permitió, hasta cierto punto, atenuar el nivel de los ruidos aleatorios después de la aplicación de la deconvolución y aumentar la relación señal/ruido en la sección final en tiempo.



A



B

A - a version with introduction of primary statics and detailed normal moveout adjustment,
B - a version with introduction of primary statics, detailed normal moveout adjustment and
statics automatic correction in the window T₁ = 200-600 ms

Figura 2.17. Efectividad de la corrección automática de las estáticas en el ejemplo de las secciones en tiempo del perfil ANH-LL-2005-8000 (CDP 1951-5801)

Empate gráfico de las reflexiones en las intersecciones de las secciones en tiempo

En la etapa de cálculo de las correcciones estáticas iniciales en el programa "Fathom", éstas presentaron diferentes valores en los puntos de intersección de las secciones, esto debido a que el suavizado de la superficie del refractor se realizó sin tener en cuenta la información estática complementaria sobre los perfiles que se interceptan. Como consecuencia, el patrón de ondas en la intersección de los perfiles presentó discrepancias – desplazamiento constante del tiempo de los primeros arribos, del orden de 10-20 ms. La corrección de esos desplazamientos se realizó después de la filtración de corrección en la sección en tiempo con ayuda del programa de interpretación GeoGraphix Discovery (E. U.)

2.5.12 Atenuación del ruido aleatorio (random noise)

La aplicación de filtros en el campo FX dio un resultado positivo después de la utilización de la filtración correctiva, ésta se usó para quitar el ruido aleatorio (random noise) en la sección final en tiempo final. Durante su ejecución, se utilizaron parámetros "suaves" ya que la aplicación de dicho filtro, junto con el aumento de la señal/ruido, puede conllevar a la pérdida de resolución de la señal.

Evaluación de la eficiencia de las diferentes etapas de procesamiento

En la figura 2.18 se muestra la comparación de los fragmentos de la sección en tiempo, los parámetros de amplitud-frecuencia (PAF) y el control cuantitativo, calculado en la ventana que ocupa las reflexiones productivas: sobre los registros de campo (A); después de la filtración correctiva, la eliminación de las ondas de velocidad media y la filtración coherente (B) y después de la supresión del ruido aleatorio (random noise) en el apilado final (C).

De acuerdo a los PAF, se debe señalar, que el proceso de filtración de los registros de campo, permitió ampliar el espectro de la señal inicial de 15 a 20%, al mismo tiempo la relación señal/ruido aumentó de 40 a 50% (Signal/Noise – «S/N»), y la resolución de los registros de 35 a 40% (Resolution – «RP»).

2.5.13 Migración de velocidad media

En la figura 2.19 se halla la comparación de los tipos de migración utilizados en la secuencia de procesamiento dado, tales como migración FK (B), FX (C), de acuerdo al algoritmo de kirchoff (D) y el fragmento de la sección en tiempo antes de la migración (A). Analizando los diferentes patrones de ondas se nota que la migración FK es la que menos altera la forma de la onda antes de la migración, sin embargo, trae consigo elementos de difracción equiparables a la intensidad del nivel del ruido aleatorio (random noise).

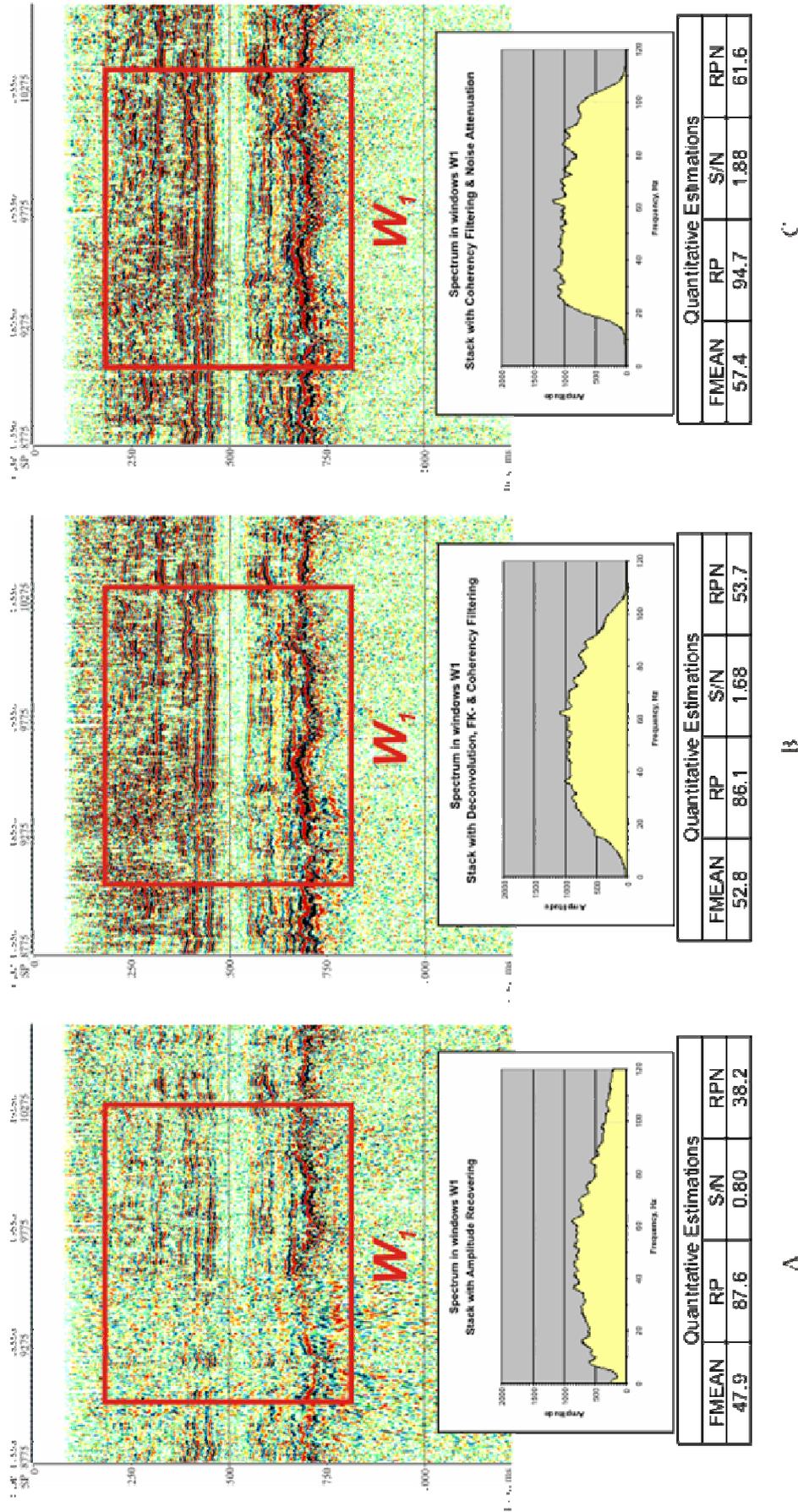


Fig. 2.18. Evaluating the quality of processing at various stages; a case of the ANH-LL-2005-0920 profile (CTP 17550-21550).

Time section fragments, amplitude-frequency characteristics and qualitative estimates calculated in the W_1 window:
A - after amplitude recovery, B after FK filtering, deconvolution and coherence filtering.

C - after all types of the field material filtering and random noise suppression in the time section in the F-X region

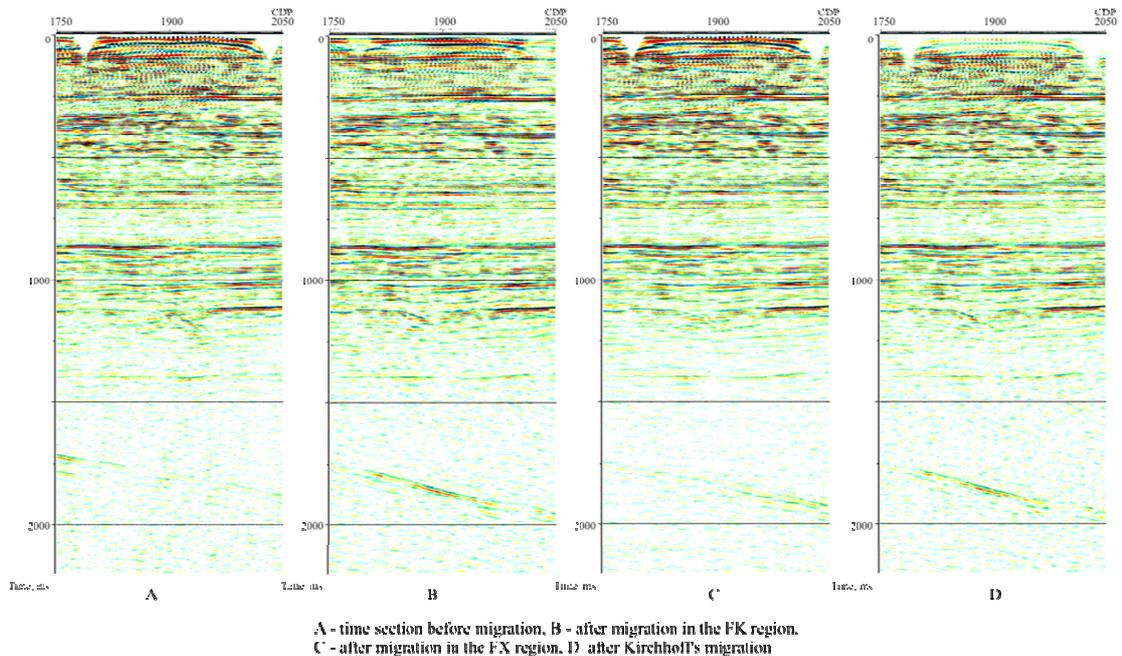


Figura 2.19 Comparación de resultados de diferentes tipos de migración con velocidad media en la sección en tiempo, en el ejemplo de los fragmentos de los cortes en tiempo del perfil ANH-LL-2005-6280

La figura 2.20 ilustra la comparación de las diferentes funciones de velocidad de la migración en el campo FK. Se hicieron pruebas de velocidad de la migración a 60% (A), 80% (B), 100% (C) y 120% (D) de la velocidad media. De acuerdo a los resultados de las pruebas se escogió la migración de velocidad media FK de 75% de la velocidad media.

En consecuencia se estableció que el proceso de la migración FK de velocidad media (modulo FKMIG) introduce una distorsión en el material resultante (después de la aplicación del tipo de migración mencionada, en las secciones en tiempo aparecen los llamados frentes “sonrisas” de difracción los cuales no se pueden eliminar con el procedimiento de supresión de ruido aleatorio (random noise). Debido a que la velocidad de la migración se escogió solamente para una sección ubicada en los limites de la zona estudiada, los parámetros antes de la migración quedaron definidos incorrectamente. Posteriormente, en el análisis de las secciones en tiempo definitivas, se estableció que el valor de la velocidad usada para la migración en el inicio del procesamiento, 75% de la velocidad media de apilado, no es lo suficientemente alta como para eliminar las difracciones tipo “corchete”.

Teniendo en cuenta los resultados del análisis de las secciones finales en tiempo se escogio un tipo de migración, la migración FX con velocidad al 120% de la velocidad media de apilado.

2.5.14 Atenuación de los efectos de la difracción en la migración

En la etapa final de la secuencia, a usar repetidamente la filtración FX dio un resultado satisfactorio, el cual se utilizó para eliminar el patrón de difracción indeseable, que casi siempre se presenta después de la migración en las zonas extremas y en secciones de cambio abrupto de la dinámica de refracción. Durante su ejecución, se utilizaron parámetros bastante suaves, ya que en el curso del procesamiento previo ya se había conseguido una relación señal/ruido lo suficientemente alta en el apilado de la sección en tiempo.

Control de Resultados

Para llevar a cabo el control de calidad del procesamiento, en las diferentes etapas, se plotearon secciones previas en tiempo en papel. De igual forma, se realizó el control visual en el monitor, de todos los resultados sucesivos del procesamiento de cada uno de los pasos particulares en el marco de una etapa. Cuando fue necesario se realizó un procesamiento complementario (apilado) en las áreas con calidad no satisfactoria del material.

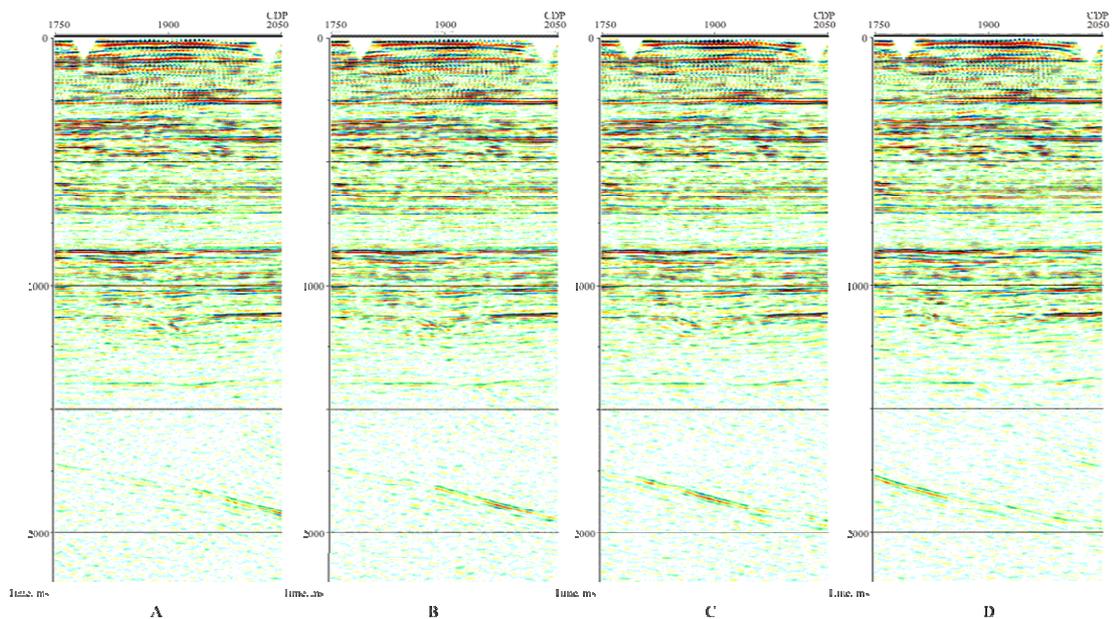


Figura. 2.20. Comparación de los resultados de la migración con velocidad media en en la sección en tiempo con diferentes velocidades, en el ejemplo de los fragmentos de los cortes en tiempo del perfil ANH-LL-2005-6280

2.6 Descripción de los parámetros de la secuencia de procesamiento

1. Conversión de registros a formato GeoCluster

Módulo SEGIN

2. Formación de los archivos interiores de navegación GeoCluster de archivos SPS, carga de la geometría a los registros

Módulo FPSRD

Módulo PSUPD

Módulo DTBXY

3. Edición de trazas, corrección de las lecturas anómalas

Tipo de filtro: filtro mediano
Cantidad de trazas en la base: 11
Valor umbral de la edición: si el valor de la lectura sobrepasa
La mediana de base en 1000 veces
Módulo HARMO
opción HARMONIZATION

4. Restitucion de amplitudes

Longitud del operador 300 ms
Ventana 400 ms
Módulo RECOV

5. Filtro FK

Velocidad aparente V*: de 0 a 6000 m/s
Frecuencia de supresión: 1 – 60 Hz
Módulo FKFIL

6. Deconvolución

Tipo de deconvolución: fase mínima
Nivel de ruido de enmudecimiento: 1%
Longitud del operador: 120 ms
Ventana: 400-2000 ms
Módulo DECON

7. filtro pasa-banda

intervalo de frecuencia 10-14 y 100-110 Hz en la vent. 0-2000 ms
10-14 y 70- 80 Hz en la vent. 2400-5000 ms
Módulo FILTR

8. Carga de las correcciones estáticas a priori

Tipo de corrección de las estáticas
a priori en las ondas de refracción
Velocidad sobre el datum: 1900 m/s
Base del refractor: 0-2000 m
Datum : 180 m
Algoritmo del cálculo
de las corrección estáticas: Suavizado de la superficie del refractor
con algoritmo Gauss Ceidel
Modulo HISTA
Aplicación interactivo
Green Mountain Fathom

Tipo de correcciones de las correcciones estáticas a priori del relieve

Velocidad hasta del datum : 1900 m/s
Datum de (DE): 180 m
Algoritmo de cálculo de las
correcciones estáticas: relación inversa hasta el datum
Relación directa sobre el relieve
Módulo HISTA
aplicación interactivo
MS Excel 2000

9. Primer ciclo de análisis de velocidad

Intervalo: cada **2,25** km
Módulo VSCAN
Módulo FANMO
aplicación interactivo VELCOM, MVP

10. Primer ciclo de corrección automática

Correcciones estaticas (estática residual)
iteraciones: 3
Correccion máxima: + -40 ms
Módulo SATAN

11. Filtración coherente en los registros de campo

cantidad de trazas en el modelo 9
Ventana 160 ms
Cubrimiento entre la primera y
la siguiente ventana: 40 ms
abanico de buzamientos durante el análisis de la función coherente
-1 a +2 lectura por traza
Módulo AMCOD

12. Segundo ciclo de análisis de velocidad

intervalo: cada 1,125 km
Módulo VESPA
Módulo FANMO
aplicación interactiva VELCOM

13. Segundo ciclo de corrección automática de las correcciones estáticas (estática residual)

Iteraciones: 3

corrección máxima: + -30 ms
Módulo SATAN

14. obtención del corte en la escala de tiempo previo

Módulo STACK

15. Deconvolución sobre el apilado

Longitud del operador: 300 ms
Ruido de enmudecimiento: 1 %
Módulo TVDEF

16. Filtro pasa-banda sobre el apilado

Tipo de filtro: 10-14 y 100-110 Hz en la vent. 0-2000 ms
10-14 y 70- 80 Hz en la vent. 2400-5000 ms
Módulo FILTR

17. Atenuación del ruido aleatorio (random noise)

Cantidad de trazas en la base: 64
Frecuencia 20 – 125 Hz
Longitud del operador 4 ms
Módulo SPARN

18. Migración

Tipo F - X
Porcentaje de la velocidad CDP 120 %
Módulo FXMIG
aplicación interactiva LIBDL

19. Impresión en papel

Módulo PLOTX

2.7. Breve descripción de los módulos utilizados en las aplicaciones del programa GeoCluster.

SHOT DESCRIPTION OF MAIN MODULES USED IN FLOW CHAT

SEGIN – This module, which transform input trace formats into a unique processing format (host floating point). Also its update some header words indicated in Libraries name LIBRI SI.

FPSRD – This module Using SPS (Shell Processing Support) -type files, and creates the following geometry files: GEOFILE (internal GeoCluster navigation format locations relation receivers and sources) and LIBRI XY (internal GeoCluster navigation format topographic coordinates receivers and sources).

- PSUPD** – This module used GEOFILE for the updating of headers words.
- DTBXY** – This module used GEOFILE and LIBRI XY files for the updating of headers words, binning and calculated MEAN LINE OF CDP.
- HARMO** – This program is used for automatic amplitude harmonization of the samples. Isolated samples which are very different from neighbouring samples are replaced by the median of neighbouring samples.
- RECOV** – This module performs amplitude recovery by applying a variable gain calculated with an operator length.
- FKFIL** – This program filters a set of traces in the FK domain. Usually used common shot point sorting of traces.
- DECON** – This module performs the deconvolution of a trace according to the Wiener-Levin-son algorithm. The input trace is divided into windows. Each window is deconvolved separately, taking into account signal variations in the time domain.
- FILTR** – This program applies the filter operators stored in filter libraries and performs time variant filtering. It also performs, if necessary, spatial interpolation between libraries. Usually use a band-pass filter libraries.
- HISTA** – The program applies corrections to a given trace using a high fidelity interpolation filter which allows the computation of new samples with a precision that is a function of the sample interval (default value = one quarter of the sample interval).
- VSCAN** – This module applies dynamic corrections to an entire line or a portion of a line and performs constant velocity stacks, with n constant velocities. It can also correct seismic traces with n constant velocities, but without stacking them.
- AMCOD** – This program is used to improve the coherency between successive traces of a section. Traces to be processed are compared to models and weighted according to their correlation with these models. It is also possible to introduce part of the model into the trace. Each model corresponds to a dip (which is the sum of several consecutive traces after various time shifts). Dips vary by one-sample increments between traces.
- VESPA** – This module provide a velocity analysis computation and composite plotting. The traces belonging to a group of traces (lines or CDPs) are corrected using n velocity functions, these functions being computed by adding a velocity increment or a delta t to a reference function. The n stack traces corresponding to this scan are filtered, made positive, integrated, and resampled at a given sample interval.
- FANMO** – This module apply hyperbolic, non-hyperbolic or linear move out.
- SATAN** – This module computation a 2D reflection residual statics.
- STACK** – This module provide stacking of Traces.

TVDEF – This module is a spectral balancing program, i.e. it applies time-variant amplitude deconvolution, equalization and filtering. If a deconvolution is applied, it does not modify the phase, but it is not a zero-phase deconvolution. The processing is performed in the spectral domain on time windows called equalization windows. For every window, the deconvolved spectrum is equal to the spectrum of the window divided by the mean spectrum. This mean spectrum is equal to the square root of the energy spectrum smoothed by two successive current averages.

SPARN – This module provide Signal preserving attenuation of random noise.

FKMIG – This module performs a 2D time migration after stack. The migration is based on an algorithm in FK domain.

KIRCH – This module performs a 2D time migration after stack. The migration is based on an by KIRCHHOFF algorithm.

FXMIG – This module performs a 2D time migration after stack. The migration is based on an algorithm in FX domain.

PLOTX – This module used to transform seismic traces into a dot mode seismic section complete with annotation and side label.

SHOT DESCRIPTION OF MAIN INTERACTIVE APPLICATIONS USED IN FLOW CHAT

MVP – This is a program that provides display, animation and picking on a set of related 2D sections. Typically, constant velocity scans (CVS) for migration or stack can be viewed and compared. Both 2D surveys and profiles from 3D surveys can be effectively processed with the program. Picking is allowed on any section at any point. The picks, indicating (x, t, v) may be output in an MVP native or LIBVI format. The animation is rapid enough to allow Geophysicists to easily compare the sections and see the trend in events across the sections. The animation is directly controlled in real time.

VELCOM – This is an interactive velocity-analysis picking program. The data necessary to run VELCOM come from the Geovecteur ANVIT/VESPA module. Input seismic traces are in CGG's internal format and include: velocity spectrum traces, stack traces, gather traces.

LIBDL – This interactive application allows you to check velocity functions. Files are input as Geovecteur ASCII files called LIBRI VI files (Standard Velocity Libras).

SHOT DESCRIPTION OF ABBREVIATION QUANTITATIVE ESTEMATIONS

FMEAN – This is a mean frequency.

RP – This is a wavelet resolution or elementary impulse resolution.

S/N – This is a ratio signal to noise.

RPN – This is a resolution of a seismic record (resolution of signal only, without noise).

Spectrum – This is a function of amplitude to frequency.

BIBLIOGRAFÍA

Fuentes publicadas:

1. Geología del petróleo, guía, tomo 2, libro 2. Yacimientos de petróleo en países extranjeros/ Bajo la redacción de Visotsky. – Moscú: “Nedra”, 1968.
2. Erosión antigua y su importancia para acumulación de petróleo en el sudeste de la Plataforma Rusa/ S. S. Konovalenko, en la recopilación: Tendencias y metódica de la búsqueda y exploración de petróleo y de gas (sudeste de la Plataforma Rusa). Bajo la redacción V. I. Gromeka. – Moscú, “Ciencia”. 1985.
3. Yacimientos de petróleo y gas en trampas de tipo no anticlinal. Álbum-quía/ V. la. Ratner, N. N. Bulatov, M. A. Zubova, L. A. Polster. Bajo la redacción de V. V. Semenovicha. – Moscú: “Nedra”, 1982.
4. Zonas de plegamiento del Mesozoico y del Cenozoico (Materiales de la tectónica comparativa), tomo 2 (Zonas de plegamiento a lo largo del litoral del océano Pacífico y del Caribe)/ Bajo la selección y redacción de A. Spenser: Traducción del inglés. – Moscú: “Mir”, 1977 – Primera edición: Inglaterra 1974.
5. Procesamiento de datos sísmicos/ L. Harton, M. Werdington, G. Meikin: Traducción del inglés. – Moscú: “Mir”, 1989 – Primera edición: 1975.
6. Estratigrafía sísmica (Uso en la búsqueda y exploración de petróleo y de gas), 2 partes/ Bajo la redacción de Ch. Peiton: Traducción del inglés. – Moscú: “Mir”, 1982 – Primera edición: EE.UU., 1977.
7. Exploración sísmica. En dos tomos/ R. Sheriff, L. Geldart: Traducción del inglés. – Moscú: “Mir”, 1987 – Primera edición: Cambridge, Inglaterra, 1985.
8. Exploración sísmica/ I. I. Gurchik, G. N. Boganik - Moscú: “Nedra”, 1980.
9. Guía de yacimientos de petróleo y de gas en países extranjeros. Segundo libro (América del Sur, África, Oriente Medio, Asia del Sur, Asia central y Extremo Oriente, Asia Sudeste y Oceanía, Australia y Nueva Zelandia)/ Bajo la redacción de I. V. VIsotski – Moscú: “Nedra”, 1976.
10. Yacimientos estratigráficos y litológicos de petróleo y de gas/ Bajo la redacción de R.E. King: Traducción del inglés. – Moscú: : “Nedra”, 1975 – Primera edición: EE.UU., 1972.
11. Trampas estratigráficas en areniscas/ V. A. Bush: Traducción del inglés. – Moscú: “Mir”, 1977 /– Primera edición: EE.UU., 1974.
12. Enciclopedia de la geología regional del mundo. Hemisferio del oeste (incluida la Antártida y Australia)/ Bajo la redacción de R. W. Feirbrige: Traducción del inglés. – Leningrado: “Nedra”, 1980 – Primera edición: EE.UU., 1975.

13. Medina Duarte A. Investigación de la estructura geológica y de las perspectivas gasopetrolíferas de la cuenca Llanos (Colombia) de acuerdo a datos geofísicos. Tesis para optar por el título a Candidato a Doctor en Ciencias Geológico-mineralógicas (PH. D. en geología y Minería). Moscú 1982. Material (Fondos) del Banco de Información de ECOPETROL.

3. INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS SÍSMICOS Y RESULTADOS

3.1 Correlación de los principales horizontes reflectores - sismoestratigrafica

La realización de investigaciones exploratorias y la correlación sismo-estratigráfica de los horizontes reflectores, se lleva a cabo con base en los datos de modelamiento geosísmico de una dimension. Este tipo de correlación se considera el más exacto. Desafortunadamente, los autores de este informe no tuvieron la oportunidad de hacer esta clase de trabajo, por no contar, con al menos, datos de algun pozo profundo, y mucho menos datos acusticos y VSP.

La correlación se hizo con base en recomendaciones verbales y al conocimiento de la estructura del territorio investigado, por parte del cliente. Se correlacionaron en el área los siguientes horizontes reflectores: L₁, C₁, C₃, C₅, C₇ pCarb, pPZ. Los horizontes reflectores de la formación carbonera C₁, C₃, C₅, C₇ supuestamente representan estratos de capas areniscas (el horizonte reflector C₁, en el tope de los sedimentos de la formación); El horizonte reflector L₁, es la base de la Formación León trazado por la fase positiva, de igual forma, lo identificamos con el tope de la capa de arenisca (con presencia de arenisca); el horizonte pCarb, con la base de la Formación Carbonera; el horizonte pPZ, con la base de los sedimentos del Paleozoico Superior (en su área de distribución este horizonte también caracteriza a la superficie del basamento). En las escalas en tiempo se correlaciona otro horizonte reflector que yace en la parte superior de la Formación Carbonera, tiene el índice C₁^a (figura 3.1). Sobre este horizonte no se realizó ningún mapa.

Es necesario aclarar que la correlación mencionada es muy convencional. Para una correlación más precisa de los horizontes reflectores es necesario llevar a cabo el modelamiento geo-sísmico en una dimensión.

3.2 Descripción del patron de ondas

La interpretación de los registros sísmicos se llevó a cabo con ayuda del programa de interpretación GeoGraphix Discovery (Landmark, E. U.). En total se interpretaron 296.6475 km de perfiles sísmicos. La descripción del patron de ondas se hace posteriormente, en el aparte 3.4.

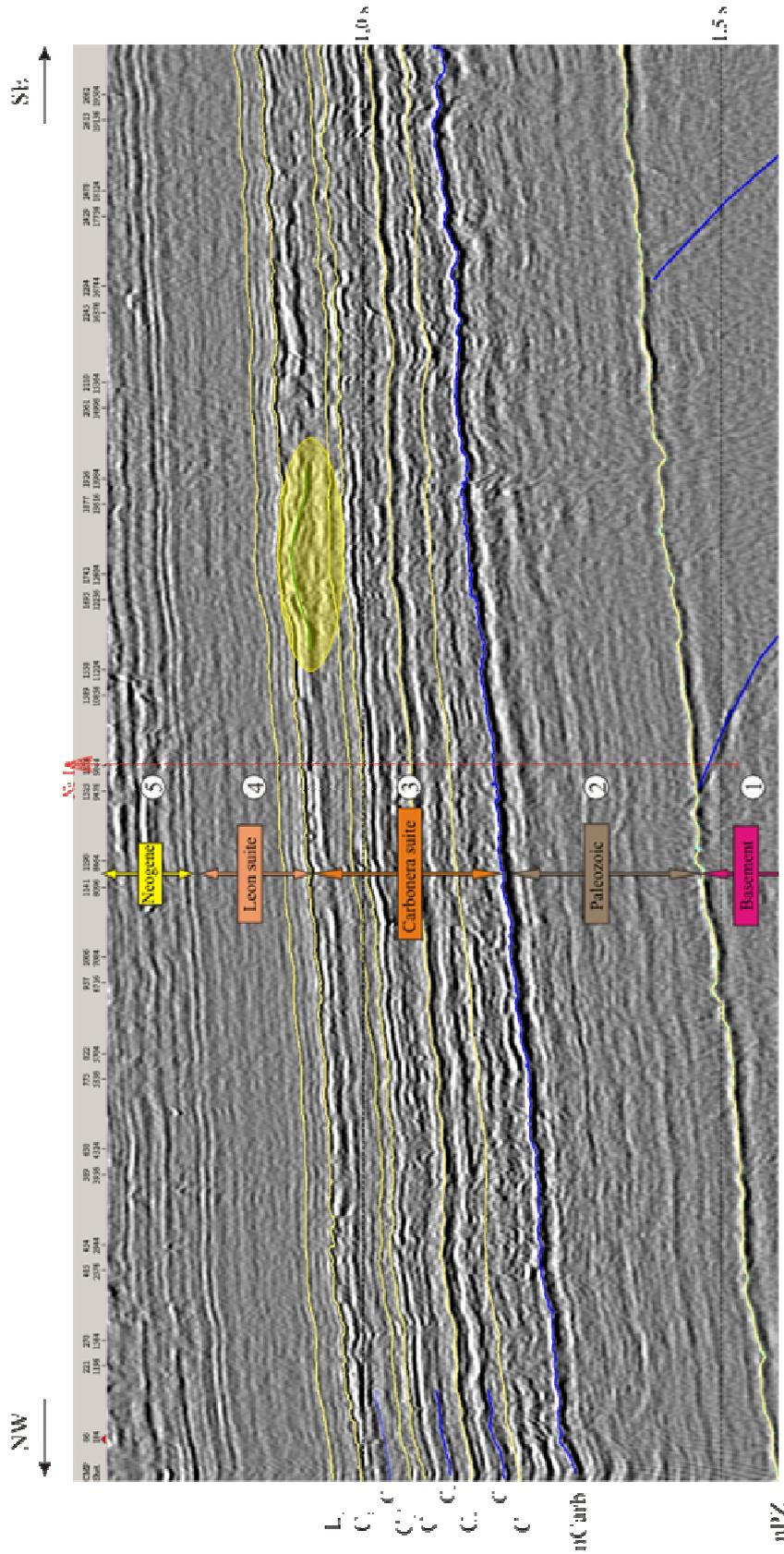


Fig. 3.1. A fragment (A) of the time section from the ANH-LL-2005-6280 profile

- ① - numbers of marked seismostratigraphic complexes
- - bar-type object
- ▲ - recommended parametric well location

3.3. Elección de los parámetros de velocidad y metodología de conversión a profundidad

Como se dijo anteriormente, no se contó con datos de velocidad de los pozos. Sin estos datos de velocidad de la sección geológica, se hizo necesario recurrir a los datos de velocidad calculados en los registros sísmicos (se hace referencia al apilado de velocidad CDP). Es bueno aclarar, que tal proceder es bastante condicional. Sin embargo, se logró calcular las funciones de velocidad para todos los horizontes correlacionados. Las funciones de velocidad se calcularon de la siguiente forma. Al comienzo y al final de la línea (línea ANH-LL-2005-6280) se calculó la magnitud T_0 y la magnitud de velocidad CDP en estos puntos. De acuerdo a estos datos se calcularon la de profundidad, al comienzo y al final de la sección. Enseguida se calculó el *croosplot* entre pares de magnitud T_0 y H. Como resultado se definió la función de velocidad en el horizonte, teniendo en cuenta el gradiente de velocidad en la sección. A continuación se encuentra la tabla con las fórmulas utilizadas para el cálculo de T_0 y H, y de igual forma, el valor de las velocidades medias hasta cada horizonte.

Horizonte	Función	Velocidad (m/s)
L ₁	$H=1220(T) - 154$	1874 – 2127
C ₁	$H=1250(T) - 174$	1880 – 2150
C ₃	$H=1310(T) - 215$	1938 – 2215
C ₅	$H=1320(T) - 222$	2005 – 2250
C ₇	$H=1630(T) - 619$	2005 – 2250
pCarb	$H=1410(T) - 280$	1998 – 2390
pPZ	$H=1500(T) - 320$	2140 – 2733

Como ya se dijo, la interpretación de los datos sísmicos en el territorio de los Llanos se realizó con ayuda del programa “GeoGraphix” (Landmark, E. U.). El volumen de interpretación de los datos sísmicos fue de 296.6475 km. El programa de interpretación “GeoGraphix” permite llevar a cabo todas las etapas de interpretación en régimen automático:

20. Crear el mapa del área investigada, incluida la topografía de las líneas y de los pozos,
21. Correlacionar los horizontes del objetivo con ayuda de la herramienta de modelamiento geo-sísmico de una dimensión (en este caso la correlación se realizó con base en los datos del cliente),
22. Correlacionar y referenciar en el área los principales horizontes reflectores,
23. Definir las características de velocidad de la sección geológica (cálculo de la función de velocidad),
24. Realizar los mapas estructurales de los horizontes del objetivo y el mapa de espesores entre los horizontes reflectores.

3.4 Resultados geológicos de la sísmica y el modelamiento geológico

Con ayuda de los resultados geológicos se realizaron mapas en tiempo (T_0) y estructurales, en escala 1:200.000, para los siguientes horizontes reflectores: pPZ, pCarb, C₇, C₅, C₃, C₁, L₁ (anexo de figuras 9 -12, 13 – 19), y asimismo, los esquemas de ΔT_0 y los espesores de las formaciones incluidas entre los horizontes reflectores C₅ – C₃, C₃ – C₁, C₁ – L₁ y pCarb – C₁, (anexo de figuras 9 – 12, 20 – 23).

Se debe anotar que las formas estructurales en tiempo se presentan en forma de una banda ancha (hasta 16 Km) a lo largo los perfiles particulares. Las imágenes sobre las líneas de los perfiles estructurales corresponden a la realidad, y entre más lejos de la línea, más disminuye su precisión. La densidad de la malla de los perfiles sísmicos procesados y la escala de las construcciones estructurales en tiempo, por lo regular, no permitieron destacar la cartografía de las formas estructurales positivas (anticlinales, estructuras de compresión y estructuras de revestimiento en las capas anteriores del paleorelieve y los elementos tipo “barra”); estos se pueden ver en las graficas adjuntas al informe (esquema T_0 , ΔT , profundidad y espesores) las cuales estan sobresaltadas en las imagenes. Para más claridad, en las formas estructurales, se hallan fragmentos de secciones en tiempo, que ilustran las particularidades de la construcción de la superficie de los horizontes reflectores o la forma (presencia de algún cuerpo geológico) de un intervalo definido de la sección (esquema de espesor de las formaciones de los horizontes reflectores). Hay que admitir, que debido a la ausencia de datos de velocidad en la sección, las formas estructurales dan escasamente una idea de la calidad de la formación estructural del territorio estudiado.

La descripción geológica de los resultados obtenidos (estudio del plano estructural de los horizontes, revelación de trampas, etc.) se dará conjuntamente con las descripciones de los campos de ondas revelados en los límites del área de investigación de los complejos sismo-estratigráficos.

En los campos de ondas de las secciones sísmicas procesadas en la cuenca llanos, de abajo hacia arriba, se ven claramente siete complejos sismo-estratigráficos, diferenciados unos de los otros por las características del registro sísmico. Solamente el segundo y el tercero, correspondientes a los estratos de la formación Carbonera Eocena y al Paleozoico Superior (Fig. 3.1), presentan interés, desde el punto de vista de búsqueda de hidrocarburos.

El complejo sismo-estratigráfico más inferior (complejo 1) pertenece al basamento cristalino del Arcaico y del Proterozoico Temprano y Tardío y se caracteriza principalmente por el enmudecimiento del registro sísmico. Por las líneas ANH-LL-2005-6280 y ANH-LL-2005-6020, en el complejo del basamento cristalino, se observan eventos oblicuos aislados discordantes con relación a al tope del complejo. Los eventos oblicuos a lo largo de la línea

ANH-LL-2005-6280 forman una estructura sinclinal, la cual esta inclinada hacia el sur oeste al inicio del estacado, y después del pinchamiento empiezan a subir en la misma direccion (Fig. 3.2). A lo largo de la línea ANH-LL-2005-0920 la inclinación de los eventos oblicuos se encuentra desde el noreste hacia el suroeste. Los eventos registrados en la línea ANH-LL-2005-0920 se hacen mas profundos que los de la línea ANH-LL-2005-6280, al acercarse a esta. Hasta hoy no es aún clara la relación de estos eventos oblicuos con cualquier interfase o con zonas de poca coherencia (zonas de compresión o de segmentación). Lo más seguro, es que puedan corresponder a una superficie antigua (fuertemente penepanlizada) de discordancia, en los límites de la cual fueron formadas, en su tiempo, cortezas de meteorización suficientemente potentes, que conservan, aún después de los procesos de metamorfismo, sus características acústicas respecto a las rocas de la matriz. En este caso su estrato caracteriza, hasta cierto punto, la estructura del basamento y ellas mismas se consideran contactos estratigráficos.

El contacto superior del complejo – la superficie del basamento - esta relacionada con una superficie erosionada y una gran discordancia de tipo “corte erosivo”. En el campo de ondas, esto está representado por los ejes oblicuos (erosion de suave a severa) y las variaciones de los esfuerzos dinamicos encontrados en el area de estudio. Su mayor dislocación se relaciona con desmembramientos del paleorelieve del basamento cristalino. Se presenta en la parte oriental del área, en donde en el basamento yacen los sedimentos del Eoceno Superior de la Formación Carbonera (línea ANH-LL-2005-0920, empezando desde el estacado 100.000 y en la línea ANH-LL-2005-8000, especialmente en el área de finalización de los estacados). En esta parte del área de investigación, el contacto del complejo presenta un evento dos fases, el más dinámico presentado de todas las reflexiones, fijados en la sección de la cuenca Llanos. En la parte occidental del área de investigación, en donde en el basamento se encuentran rocas del Paleozoico Superior (línea ANH-LL-2005-6280, ANH-LL-2005-6020 y en la parte occidental de la línea ANH-LL-

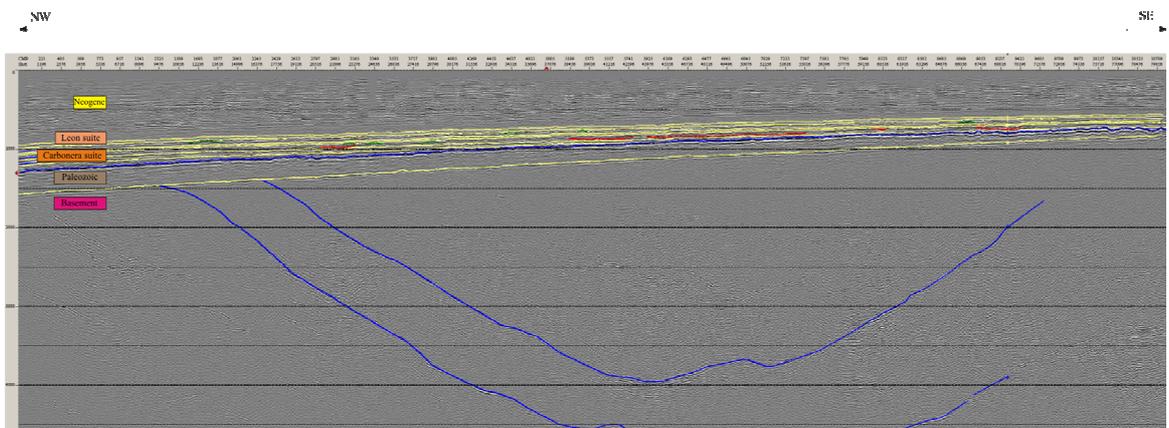


Figura 3.2. Sección en tiempo en el perfil ANH-LL-2005 6280

2005-0920 hasta el estacado 100.000) estos eventos se vuelven de una fase, su manifestación dinámica y de dislocación disminuyen¹. Desde el punto de vista de los autores del informe, los esfuerzos dinámicos diferentes de estos eventos, están relacionados con su pertenencia a dos horizontes de reflexión independientes y diferentes, formados debido al cambio de velocidad entre el contacto: basamento – capa sedimentaria. En la parte oriental, este cambio de velocidad es mayor debido a la presencia de sedimentos terrígenos de la Formación Carbonera sobre las rocas del basamento cristalino. En la parte occidental el cambio de velocidad es menor, las rocas del basamento yacen sedimentos del Paleozoico Superior que se caracterizan por su alta velocidad en comparación con los sedimentos de la Formación Carbonera y están representados, según los autores, por carbonatos (La parte colombiana no mostró evidencia litológica de sedimentos del Paleozoico Superior). De lo dicho anteriormente se puede concluir que a la estructura de la superficie del basamento la conforman dos horizontes reflectores distintos. En la parte oriental del área investigada, se trata del horizonte reflector pCarb, base de la Formación Carbonera, el cual, hacia el sur-occidente del piquete 100.000, de la línea ANH-LL-2005-0920, “pasa” de la superficie del basamento, al tope de los estratos del Paleozoico Superior. No se excluye que la reflexión más intensa de la base de los estratos de la Formación Carbonera oculte a la reflexión de la superficie del basamento. En la parte occidental del área de trabajo, se tiene el horizonte reflector pPZ, base de los sedimentos del Paleozoico Superior. El cambio de una reflexión a otra se ilustra en la figura 3.3. Teniendo en cuenta la coexistencia de edades diferentes de los horizontes reflectores mencionados, los esquemas de tiempo y estructurales para la superficie del basamento no se realizaron; sus características se puede apreciar por los esquemas de tiempo y los esquemas estructurales sobre el horizonte reflector pPZ, para la parte occidental del área en investigación y pCarb, para la parte oriental (comenzando desde el estacado 100.000 de la línea ANH-LL-2005-0920) (figuras 2, 3, 13, 14). La altitud absoluta, de la sedimentación de la superficie del basamento, cambia de 1860 m, en los estacados iniciales de la línea ANH-LL-2005-6280 (parte occidental del área investigada), hasta 320 m en los estacados finales de la línea ANH-LL-2005-8000 (parte oriental).

La diferencia de dislocación (“corte”) de la superficie del basamento en el occidente y oriente del área investigada se explica, al parecer, por lo siguiente: en la parte occidental del área de trabajo pasó bastante tiempo (desde el Proterozoico hasta el Paleozoico Tardío) desde el momento de la formación del basamento hasta su conservación (cubrimiento) con los sedimentos del Paleozoico Superior. En este tiempo la superficie del basamento fue casi totalmente, con excepción de paleosalientes relativamente pequeñas formados por cuerpos intrusivos de mayor dureza.

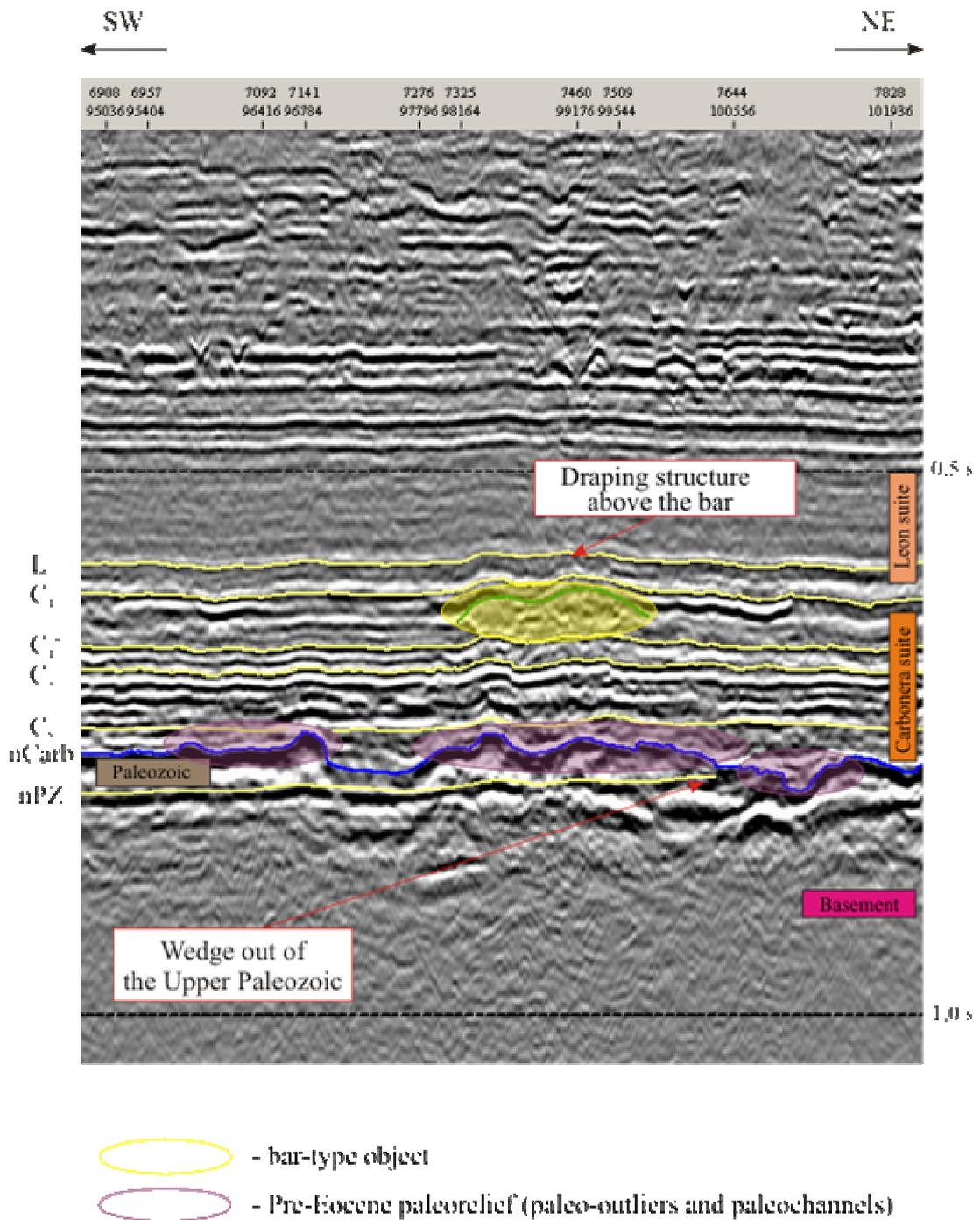


Figura 3.3. Fragmento (A) del corte en tiempo en del perfil ANH-LL-2005-0920

En el Paleozoico Superior esta fue sepultada, y como tal, dejo de ser afectada por procesos erosivos. La parte oriental del área investigada, afloró a la superficie en el periodo pre-paleozoico (debido al levantamiento del escudo de Guyana) y se expuso a una erosión intensa, que acabó completamente los sedimentos del Paleozoico Superior (los cuales tenían aquí un espesor muy pequeño o es posible, que incluso, las rocas del Paleozoico Superior no se depositaran) y afectó las rocas del basamento, formando un paleorelieve

altamente desmembrado. Ya que paso poco tiempo entre la formación del paleorelieve erosionado y su conservación (período Paleoceno), los procesos de denudación y peneplanización no lo afectaron y este fue cubierto en forma de “desmembramiento intensivo”. Su principal característica se mostrará posteriormente, cuando se describa la Formación Carbonera.

Como se dijo anteriormente, en el área donde se hace la investigación, la capa sedimentaria de la cuenca Llanos comienza con los sedimentos del Paleozoico Tardío (Devoniano-Pérmico (¿)) (los autores del informe no disponen de una correlación de edad mas exacta). El intervalo de los sedimentos del Paleozoico Superior corresponde al complejo sísmico inferior de la capa sedimentaria (complejo 2). De abajo hacia arriba, el complejo del Paleozoico Superior, esta limitado por superficies erosionadas de discordancia, de las cuales se habló anteriormente. Las secciones inferiores del complejo son subparalelas a la superficie del corte erosionado y yacen, casi acordes, con la superficie del basamento. Se observa una superficie erosionada y acuñada contra la capa techo del Paleozoico Superior en la parte alta de la sección (figura 3.1). Este contacto puede presentar interés desde el punto de vista de búsqueda de hidrocarburos, si los horizontes adyacentes son reservorios y las capas que los cubren son impermeables. La intensidad de la erosión de la superficie de los sedimentos del Paleozoico Superior, observada en las líneas ANH-LL-2005-6020 y ANH-LL-2005-6820 aumenta desde el nor-occidente hacia el sur-oriente, a medida que se acerca a la línea ANH-LL-2005-0920 (al acercarse a la zona de acuñamiento de los sedimentos) debido a la aparición de innumerables paleosalientes correspondientes a las capas externas del paleorelieve Pre-Eocénico y a los paleocortes (figura 3.4, 3.5). Las dimensiones de las paleo - superficies del Paleozoico Superior estan incluidas en los mapas de los perfiles de las líneas; calculados, por lo general, para no exceder los primeros kilómetros, pero hay paleosalientes aún más grandes. Así, en la línea ANH-LL2005-0920 (en el área de los estacados 56396-74336) se cartografió un paleosaliente masivo de rocas del Paleozoico Superior con una extensión, por la línea, de cerca de 18 kilómetros (figura 3.6). La altura relativa de las paleosalientes es de 10 a 60-70 metros y aumenta a medida que se acerca a la zona de acuñamiento de los complejos del Paleozoico Superior. (Anexos 3, 14)

Una paleo-estructura con una geomorfología interesante, con forma de cuesta claramente definida, esta señalada en la estaca 5300 de la línea ANH-LL-2005-6020. La paleo-cuesta limita a un amplio paleo-valle ubicado al oriente siendo su limite noroccidental. Desde el oriente esta paleo-valle esta limitado por una paleo-saliente de tres vértices (figura 3.7). Las paleo-estructuras pueden presentar interés desde el punto de vista de búsqueda de hidrocarburos si están compuestas de reservorios cubiertas por rocas son impermeables.

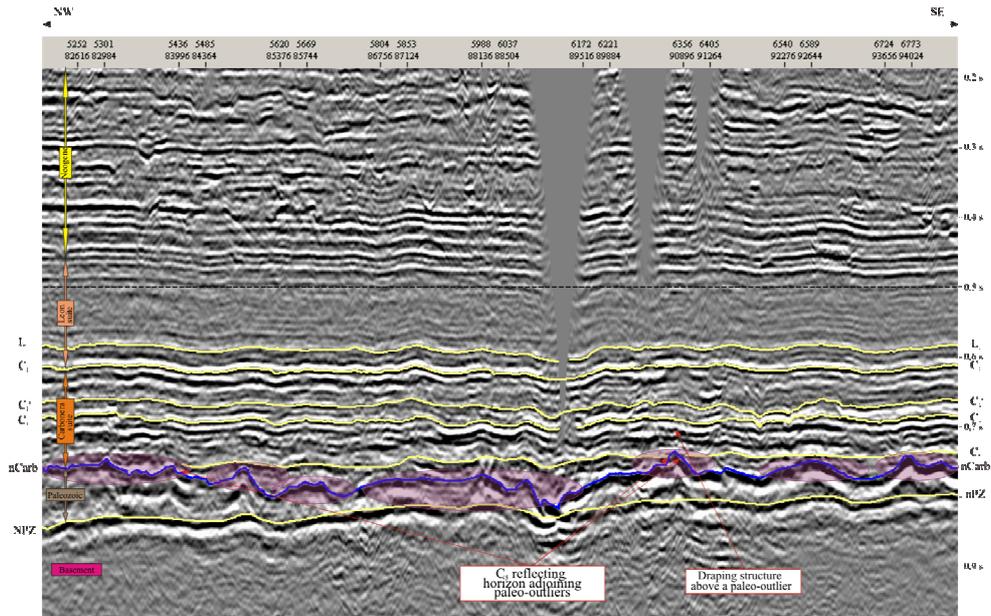
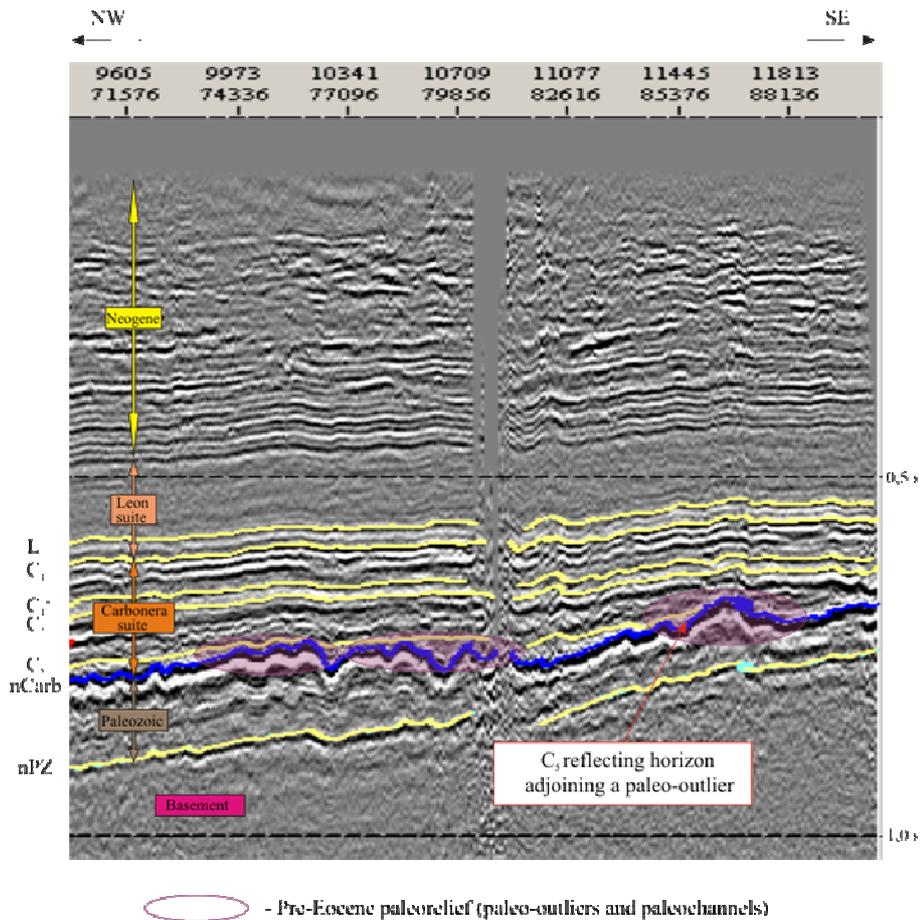


Fig. 3.4. A Fragment (B) of the time section from the ANH-LL-2005-0920 profile
○ - Pre-Eocene paleorelief (paleo-outliers and paleochannels)

Figura 3.4. Fragmento (B) del corte en tiempo en del perfil ANH-LL-2005-0920



○ - Pre-Eocene paleorelief (paleo-outliers and paleochannels)

Figura 3.5. Fragmento (B) del corte en tiempo en del perfil ANH-LL-2005-6280

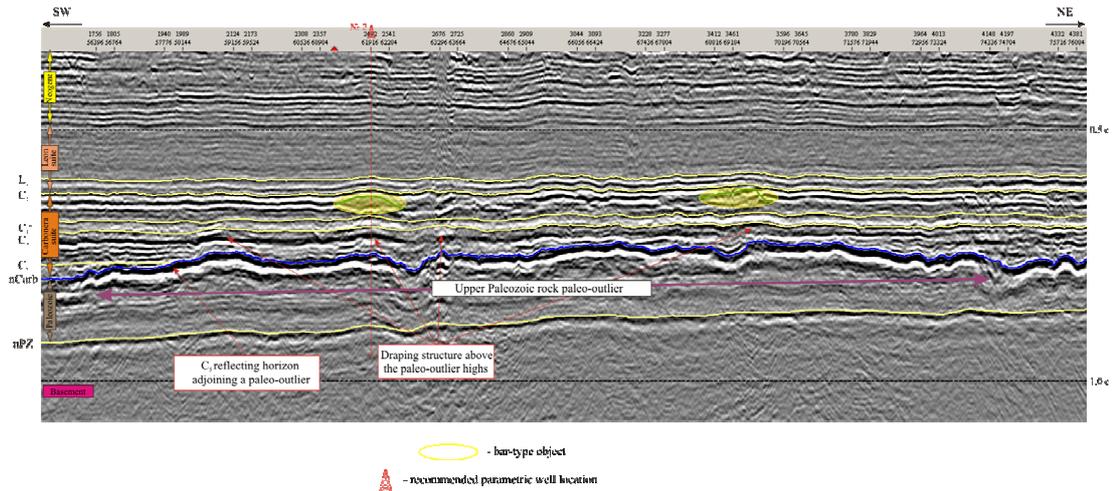


Figura 3.6 Fragmento (C) del corte en tiempo en del perfil ANH-LL-2005-0920

En general, el complejo del Paleozoico Superior se caracteriza por eventos sub-paralelos no muy grandes y mal definidos. Por su apariencia se asemejan a los sedimentos de las plataformas de carbonatos (ausencia de estratificación, carácter enmudecido del registro sísmico). Además, teniendo en cuenta el esfuerzo dinámico de las reflexiones relacionadas con el tope y la base de este complejo se pueden hacer las siguientes conclusiones: En los topes se observa una caída de velocidades, seguramente, relacionado con el cambio de sedimentos terrígenos a carbonatos, y en las bases el cambio de velocidades es menor, lo que corresponde al paso de las rocas carbonatadas a las cristalinas.

Como se dijo anteriormente, en el área investigada, el espesor de los sedimentos paleozoicos disminuye desde el noroccidente hacia el suroriente hacia el escudo de Guyana. En esta misma dirección ocurre también el levantamiento de los sedimentos del complejo del Paleozoico Superior. La disminución de su espesor, hasta su total acuñaamiento, en el área de la estaca 100.000 de la línea ANH-LL-2005-0920, sucede, de igual forma, en dirección noroccidental (figura 3.3). En la línea ANH-LL-2005-8000 los sedimentos del complejo del Paleozoico Superior no existen (anexo de figuras 2,13). La disminución de los espesores mencionada, ocurre, tanto debido al adelgazamiento de los propios sedimentos del Paleozoico Superior, como debido al acuñaamiento de la sección superior del corte.

En los sedimentos del Paleozoico Superior (en la parte occidental del área investigada) y en el basamento (parte oriental de las investigaciones realizadas), hay presencia de una discordancia angular no muy notable y una discordancia estratigráfica notable en las rocas terrígenas de la Formación Carbonera, del Eoceno Tardío (Pg_2^2) y correspondientes al tercer complejo sismo-estratigráfico (figura 3.1).

En el corte del complejo Formación Carbonera se reconocen los horizontes reflectores: C_1 , C_2 , C_3 , C_4 , C_5 , C_6 y C_7 confinados con los topes de paquetes arenisca (horizontes C_1 , C_3 , C_5 ,

C₇) y paquetes de arcilla (C₂, C₄, C₆) (figura 3.1). En el área de trabajo, los autores del informe, junto con el representante de la ANH, Carlos Lombo, correlacionaron los horizontes de reflexión C₁, C₃, C₅ y C₇ que representan los topes de los estratos reservorios y por eso son de gran interés para la búsqueda de hidrocarburos.

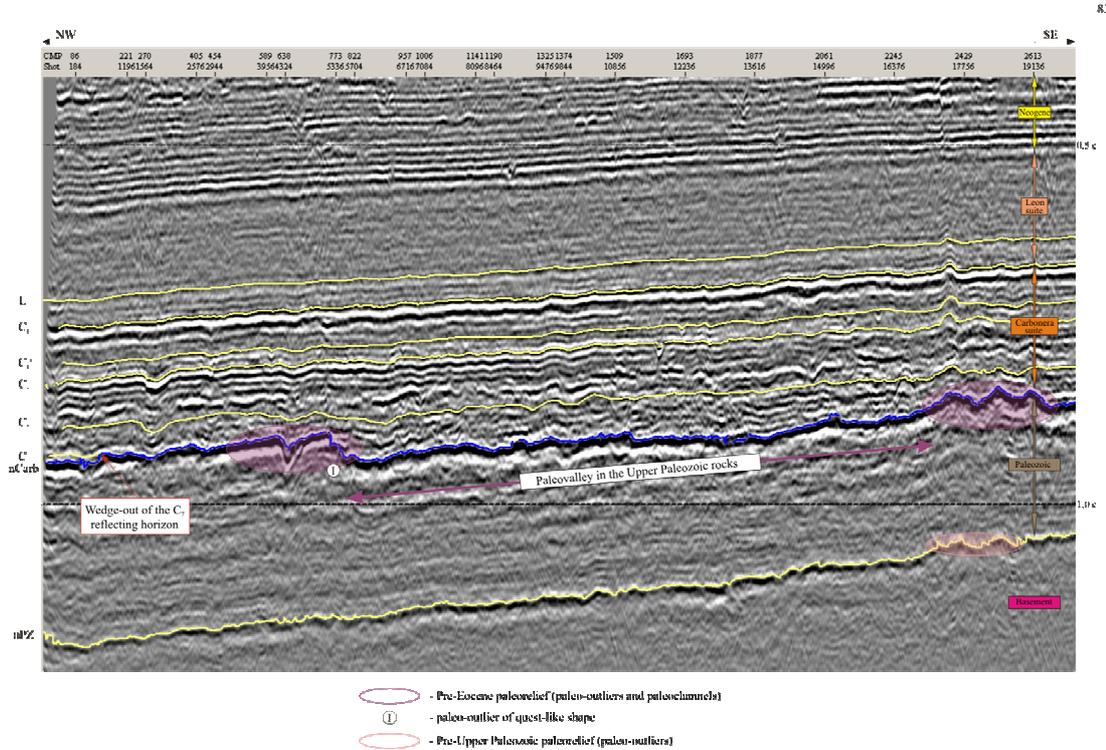


Figura 3.7. Fragmento de la parte noroeste del corte en tiempo del perfil

ANH-LL-2005-6020

Como complemento se definieron los horizontes reflectores pCarb – base de los sedimentos de la Formación Carbonera y C₁^a. El horizonte reflector C₁^a yace en la parte superior del corte de la formación, sub-paralelo al horizonte reflector C₃. La definición y la correlación del horizonte reflector C₁^a en los cortes en tiempo, están acondicionadas al intervalo del corte entre éste y el horizonte de reflexión C₃, que yace en su parte inferior, esporádicamente presentan no dos, sino una fase. Donde más “claramente” se puede notar este fenómeno es en la parte oriental del área investigada (figura 3.8). La desaparición de uno de los eventos puede corresponder a la sustitución litológica: aparecen cuerpos de lentes (depósitos deltaicos (?), de cauce (?)) que ocupan todo el intervalo del corte entre los horizontes de reflexión C₃ y C₁^a. No se realizaron esquemas estructurales y de tiempo por el horizonte reflector C₁^a. Los horizontes reflectores en el intervalo del complejo de la Formación Carbonera tienen suficiente resolución dinámica (con la componente de alta frecuencia) y su continuidad es característica del corte terrígeno (estratificación de las rocas de arenisca y de arcilla).

Los sedimentos de la Formación Carbonera, considerados los más prospectivos en relación con la presencia de petróleo y gas en el borde oriental de la cuenca Llanos, al igual que toda la capa sedimentaria de la cuenca, se presentan de forma monoclinial, desde el noroccidente hacia el oriente en dirección al escudo de Guyana (anexo de figuras 3 – 7, 14 – 18). En los horizontes de reflexión C_5 , C_3 y C^1 , en la base del plegamiento monoclinial de los horizontes reflectores de la formación, se observan formas estructurales locales positivas (curvaturas anticlinales a lo largo de las líneas de los perfiles) y negativas sinclinales (anexo de figuras 5 – 7, 16 – 18) aisladas y poco expresivas. Las pliegues anticlinales, observados a lo largo de estos horizontes reflectores, están representadas en los esquemas estructurales y de tiempo, en general, por narices estructurales y terrazas, relacionadas, tanto con formas tectónicas (pliegues anticlinales), como con formas no tectónicas (estructuras de compresión y estructuras de distensión de los afloramientos del paleo-relieve (salientes) y objetos tipo “barra”). La amplitud de los plegamientos no sobrepasa los 10 – 15 metros, y por lo general, solo cuenta con algunos metros. En los anexos de figuras, todos los plegamientos identificados están mostrados por sus signos convencionales correspondientes y en sus límites se colocan los signos con indicación de tiempo, cotas absolutas y espesores (anexo de figuras 5 – 7, 9 – 11, 16 – 18, 20 – 22). El horizonte reflector que más se destaca: pCarb – base de la Formación Carbonera, que también se considera una superficie de discordancia, refleja una estructura de superficies altamente erosionadas del Paleozoico Superior (al occidente) y del basamento cristalino (al oriente del área investigada) (anexo de figura 3, 14). Los elementos del paleorelieve Pre-Eocénico cubierto en la sección occidental del área investigada (parte noroccidental de la línea ANH-LL-2005-6280) donde los depósitos de la Formación Carbonera

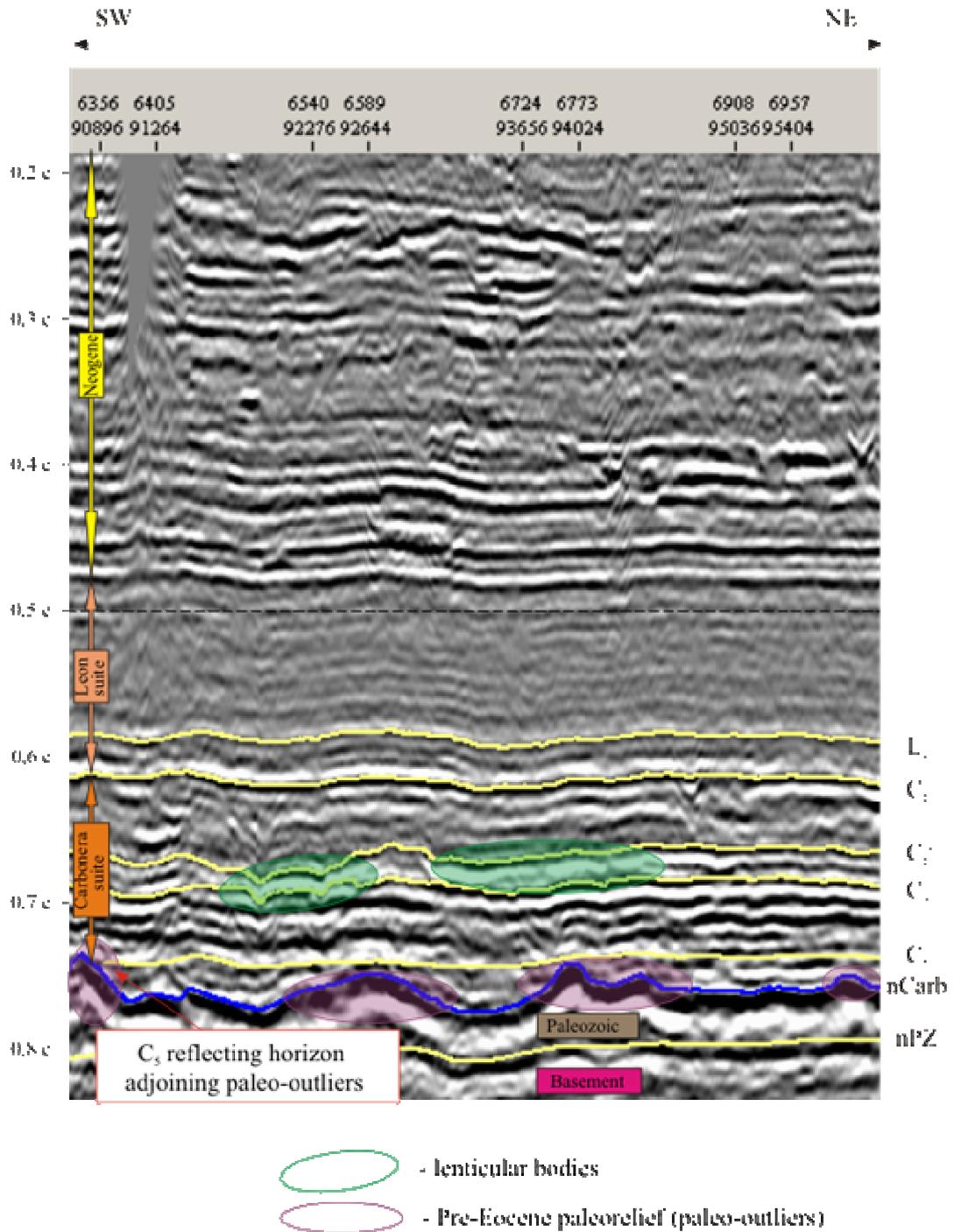


Figura 3.8. Fragmento (D) del corte en tiempo del perfil ANH-LL-2005-0920
Ejemplo de la definición de los cuerpos lenticulares en el intervalo del corte entre

los horizontes reflectores C3 – C1a

yacen en el paleorelieve peneplenizado de las rocas del Paleozoico Superior, presentan, por lo general, testigos aislados y en menor grado paleointrusivos (posiblemente y cuencas erosivas tipo Karst en condiciones de componente de carbonato de las rocas que yacen en la parte inferior) (figura 3.1, 3.6). Pero hay excepciones, respecto a las cuales se habló anteriormente, durante la descripción de la superficie del complejo de depósitos del

Paleozoico Superior. Al acercarse a la parte oriental del área investigada (zona de acuñamiento de los depósitos del Paleozoico Superior) el desmembramiento de la superficie de los depósitos del paleozoico aumenta y aparece la combinación de los testigos con los paleointrusivos (figura 3.3 – 3.5). El desmembramiento del paleorelieve del basamento cristalino, de igual forma, crece de occidente a oriente, lo que se puede apreciar claramente en la línea ANH-LL-2005-8000 (figuras 3.9, 3.10). Al occidente del área investigada el paleorelieve es más aplanado que al oriente, donde se observa una combinación de los testigos con los paleointrusivos que los dividen y los mismos testigos se vuelven más pronunciados y más altos. Se caracterizan por pendientes pronunciadas y por crestas afiladas. Los paleointrusivos de la parte occidental, igualmente, se diferencian por su forma de los paleointrusivos de la parte oriental del área investigada: si los primeros cuentan con bordes suaves y bases relativamente planas, los segundos tienen apariencia de cañón (figuras 3.1, 3.3, 3.9, 3.10). El relativo aumento de las elevaciones entre los testigos y los paleointrusivos al oeste va de 10 a 60 – 70 metros y al oriente llega a 100 – 130 metros. El más grande de todos los testigos del basamento se ubica en el área de las estacas 42700 – 45300 de la línea ANH-LL-2005-8000 (figura 3.10).

Las secciones inferiores de los sedimentos de la Formación Carbonera (incluidos los horizontes C₇, C₅, C₃ y C₁^a) yacen basalmente en la superficie inferior de discordancia en el área de su estructura monoclinial, o están adyacentes a ella en el área de desarrollo de los paleointrusivos y testigos erosionados (figura 3.4 – 3.11). La disminución del espesor de la Formación Carbonera hacia el oriente (en dirección al levantamiento regional de la capa sedimentaria, hacia el escudo de Guyana) crece debido al acuñamiento de las secciones inferiores del corte de la sección.

El horizonte reflector más inferior C₇ (en la sección de la formación) está desarrollado, sólo en la parte noroccidental del área investigada. Al oriente y suroriente se acuña (cerca de la estaca 45.000 de la línea ANH-LL-2005-6280 y la estaca 700 de la línea ANH-LL-2005-6020 (anexo de figuras 4, 15; figuras 3.7, 3.11).

El horizonte C₅, que sobre-yace, tiene más presencia en el área investigada, aunque no regionalmente. Su distribución, en el área, se controla por testigos del paleorelieve Pre-Eocénico (encontrados en la sección por encima de este horizonte) en la parte occidental del área investigada y sin consolidar.

en la parte oriental (anexo de figuras 5, 16). En el lugar de contacto del horizonte reflector con la superficie de los testigos tiene un carácter de depósito basal (figura 3.9). El horizonte reflector C₅ hace contacto con los testigos del Paleozoico Superior por el lado de sus basamientos, los cuales se hallan en las estacas 65000, 76000, 81000 de la línea ANH-LL-2005-6280; estacas 44000 – 48300, 58000 – 84000, 91000, 97000 de la línea ANH-LL-2005-0920 y estaca 544000 de la línea ANH-LL-2005-8000 (figuras 3.4–3.6, 3.9). Hacia el

noreste de la estaca 110000 de la línea ANH-LL-2005-0920 y al sudeste de la estaca 12000 de la línea ANH-LL-2005-8000, el horizonte reflector C₅ no se registra, probablemente, debido a que no se depositó (anexo de figuras 5, 16; figura 3.9).

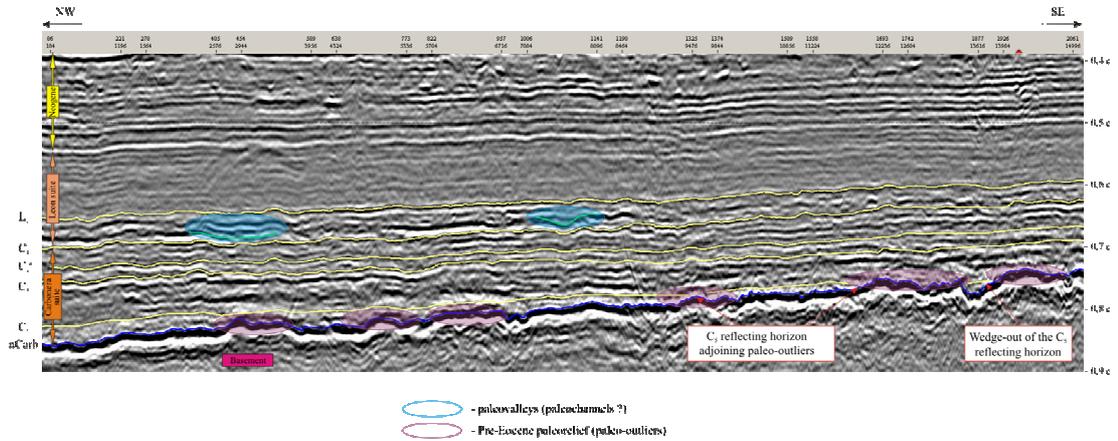


Figura 3.9. Fragmento de la parte noroeste del corte en tiempo del perfil ANH-LL-2005-8000

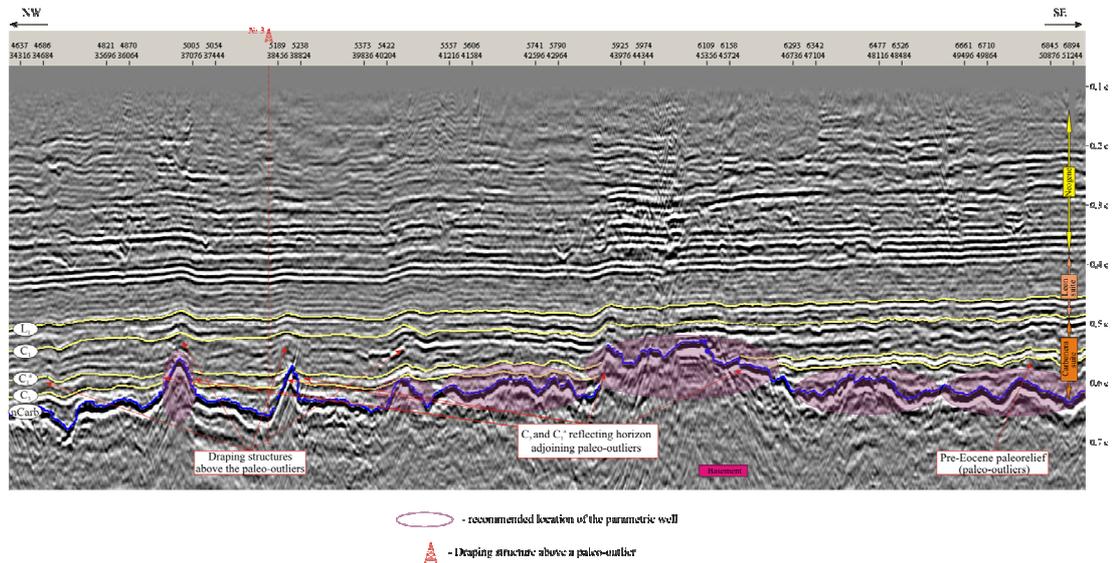


Figura 3.10. Fragmento de la parte sudeste del corte en tiempo del perfil ANH-LL-2005-8000

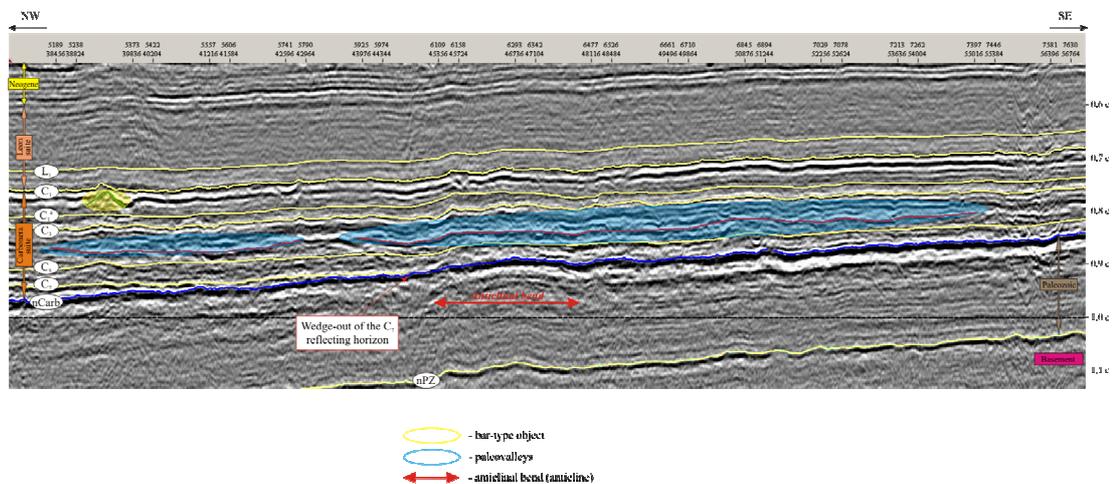


Figura 3.11. Fragmento (C) del corte en tiempo del perfil ANH-LL-2005-6280

El horizonte reflector C₃ que sobre-yace, se desarrolló arealmente; aunque en el oriente del área investigada se nota su presencia sólo en estratos delgados donde no se depositó sobre los testigos del basamento, los cuales complican el paleorelieve del Pre-Eoceno (figura 3.10). Estos testigos se encuentran en las estacas 36500 – 37100, 38500, 43500 – 46400 de la línea ANH-LL-2005-8000 (anexo de figuras 6,17). Similares observaciones se presentan para el horizonte C₁^a que sobre-yace.

El horizonte C1 relacionado con el tope de la Formación Carbonera se extiende regionalmente y coincide con la superficie de discordancia, la cual es conforme a los depósitos de la Formación Carbonera que sub-yacen (anexo de figuras 7, 18). En algunos lugares se encuentra erosión en el techo de la parte superior de los sedimentos de esta formación (figura 3.12).

En la sección en tiempo, aparte de los objetos descritos anteriormente, relacionados con la base y el tope de la Formación Carbonera (elementos cubiertos por los sedimentos de la formación del paleorelieve: paleosalientes o paleointrusivos, así como zonas de *toplap*, *onlap* y *downlap*), en los intervalos de la sección, entre los horizontes reflectores se observan otros elementos (de tipo erosivo y acumulativo). De acuerdo con sus propiedades ondulatorias, estos elementos se pueden relacionar con formas geológicas de sistemas de drenaje enterrados (valles de paleo-cauces) (figura 3.11 – 3.18), de zonas de acuñamiento (quizás, también de sustitución litológica) de algunos horizontes (figura 3.19) y con cuerpos tipo “barra” (figuras 3.1, 3.3, 3.6, 3.11, 3.12, 3.15, 3.18, 3.19). Es necesario anotar que estas formas y elementos (de tipo erosivo, así como acumulativo) son propios de sedimentos transgresivos/regresivos de mar poco profundo con condiciones terrígenas de sedimentación, y también de depósitos de planicie litoral. Como ya se observó anteriormente, en la sección de la Formación Carbonera se distinguen también objetos relacionados con pliegues sinclinales.

INFORME FINAL DE PROCESAMIENTO E INTERPRETACION
PROGRAMA SISMICO LLANOS 2D 2006

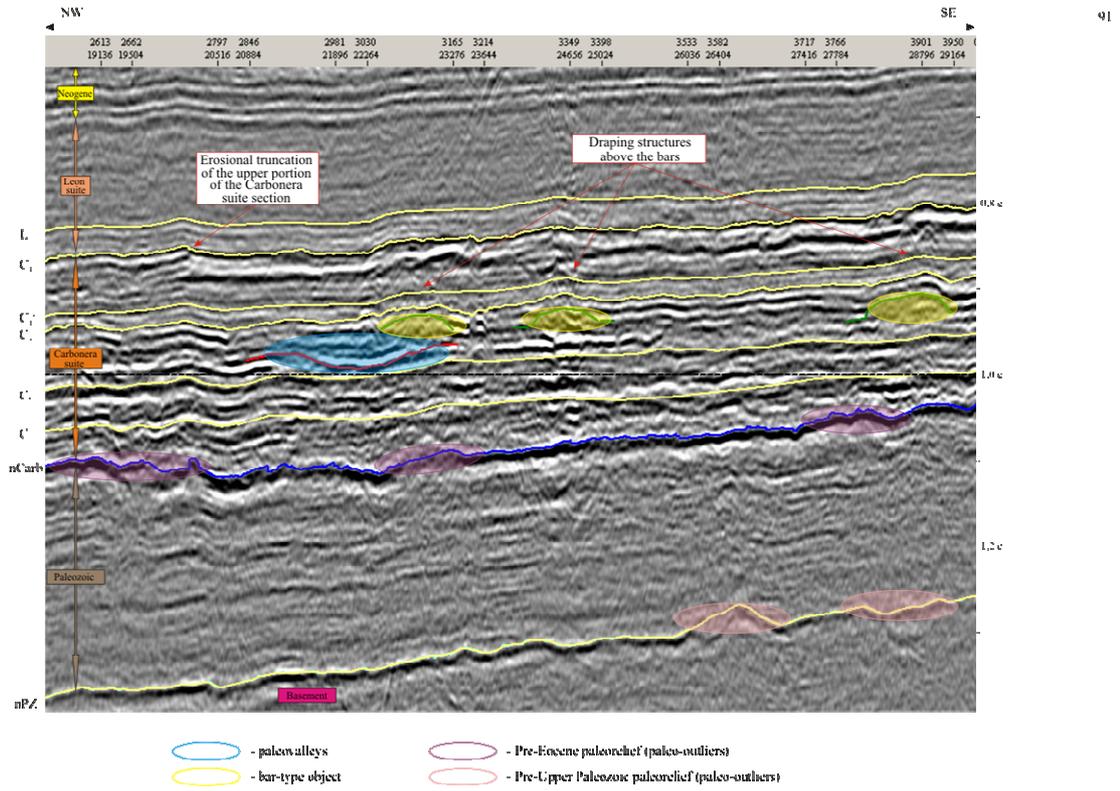


Figura 3.12. Fragmento (D) del corte en tiempo del perfil ANH-LL-2005-6280

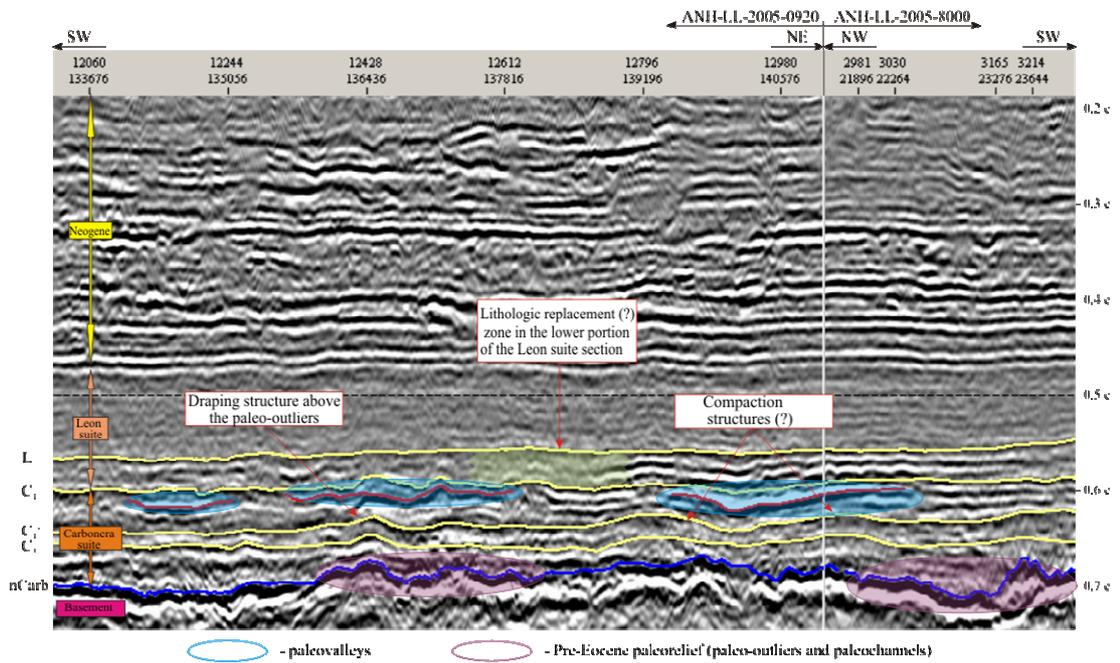
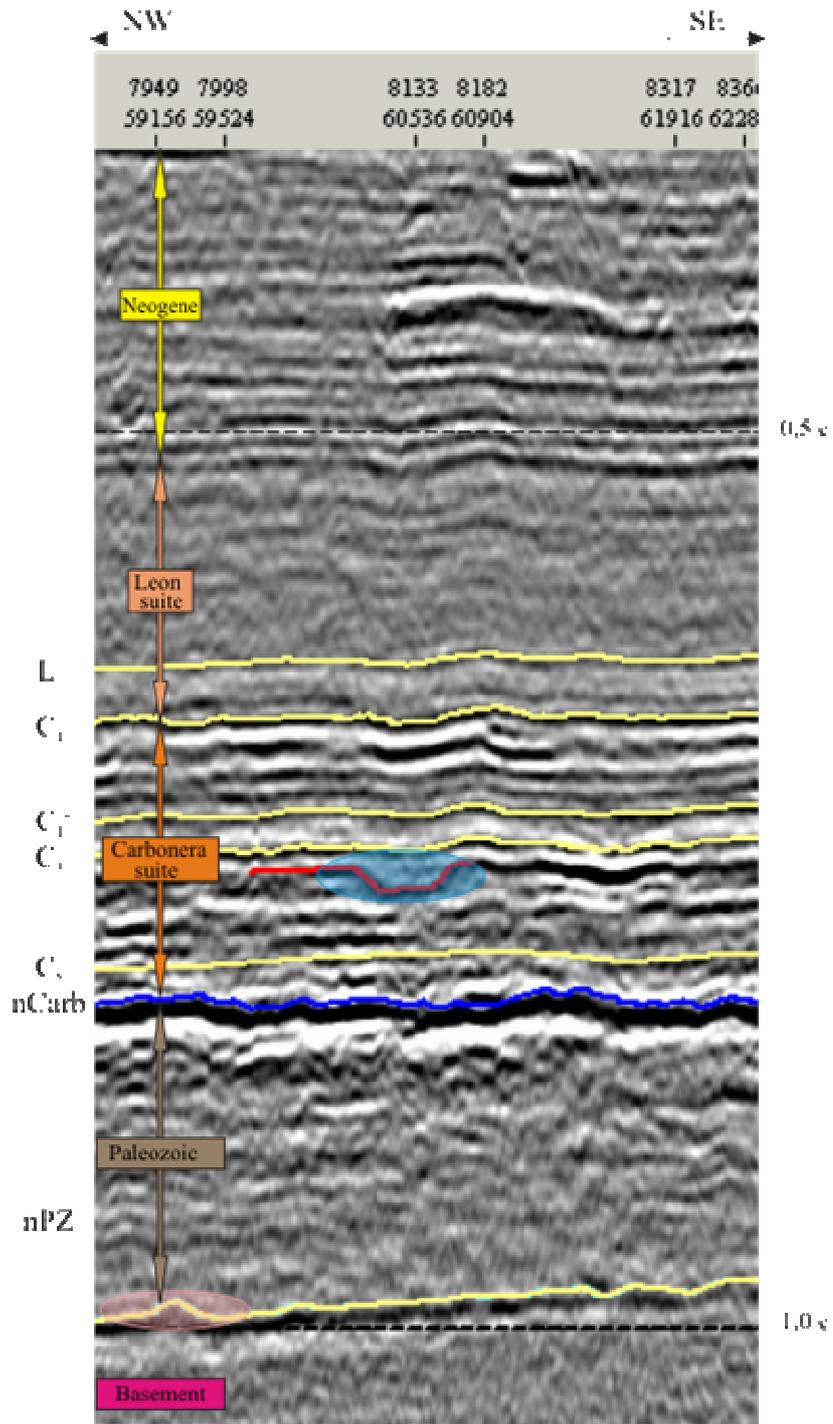


Figura 3.13. Fragmentos de los cortes en tiempo de los perfiles

ANH-LL-2005-0920 y ANH-LL-205-8000



-  - paleovalleys
-  - Pre-Upper Paleozoic paleorelief (paleo-outliers)

Figura 3.14. Fragmento (E) del corte en tiempo del perfil ANH-LL-2005-6280

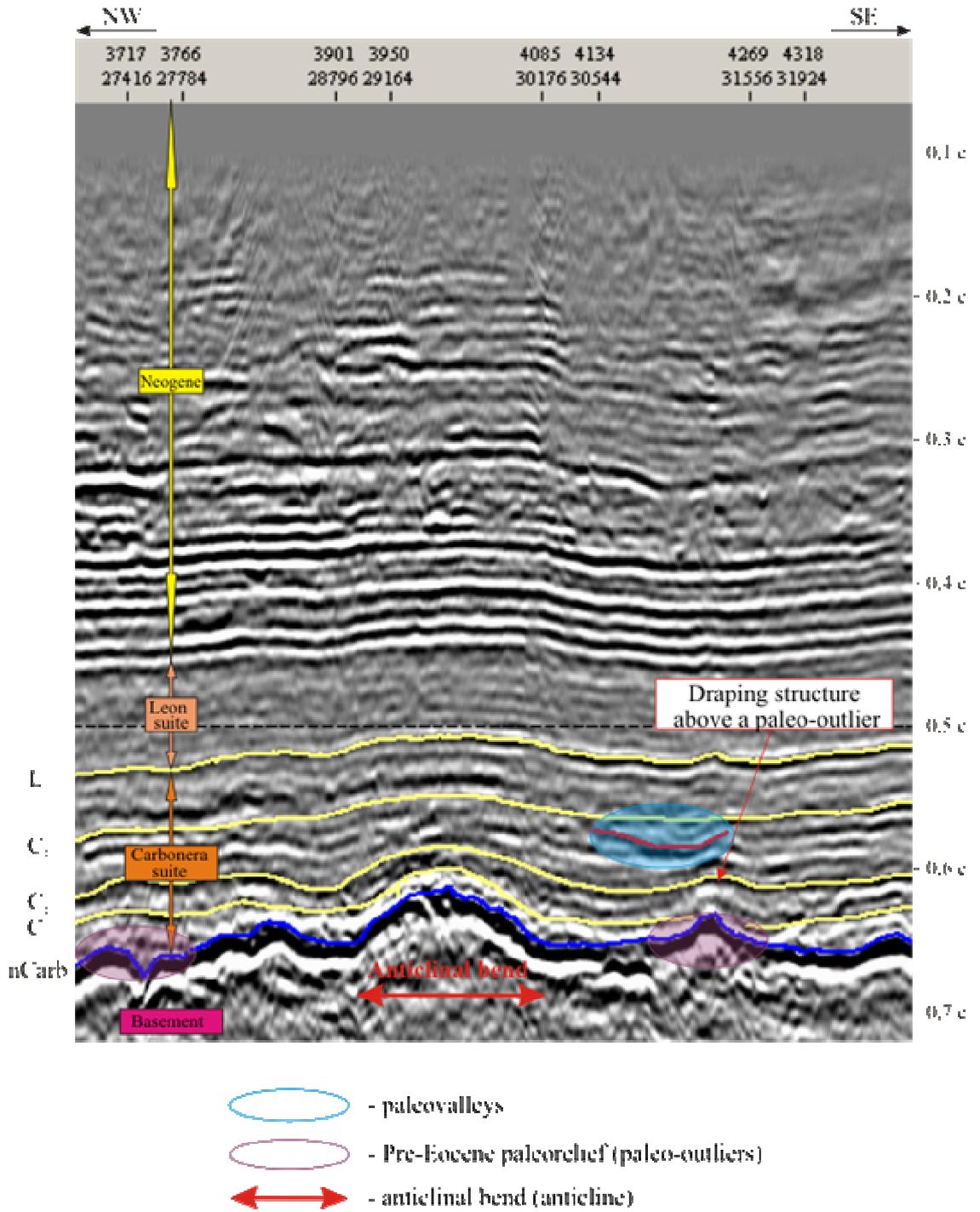


Figura 3.16. Fragmento del corte en tiempo del perfil ANH-LL-2005-8000

INFORME FINAL DE PROCESAMIENTO E INTERPRETACION
PROGRAMA SISMICO LLANOS 2D 2006

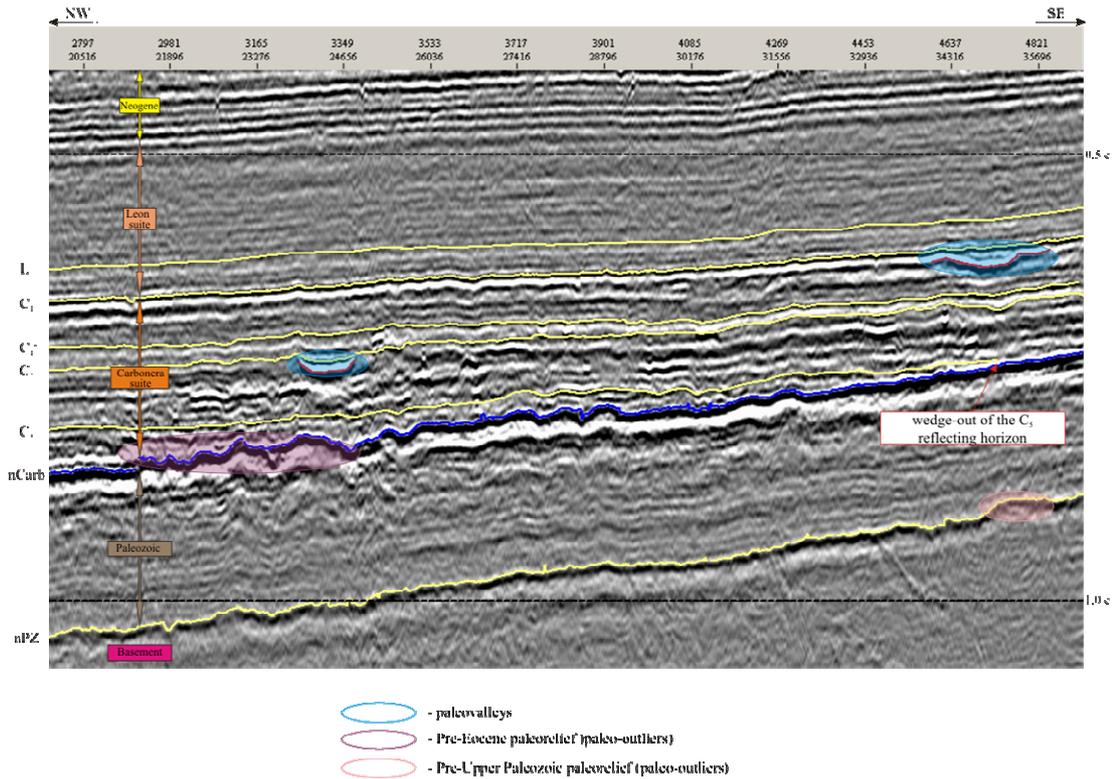


Figura 3.17. Fragmento de la parte sudeste del corte en tiempo del perfil ANH-LL-2005-6020

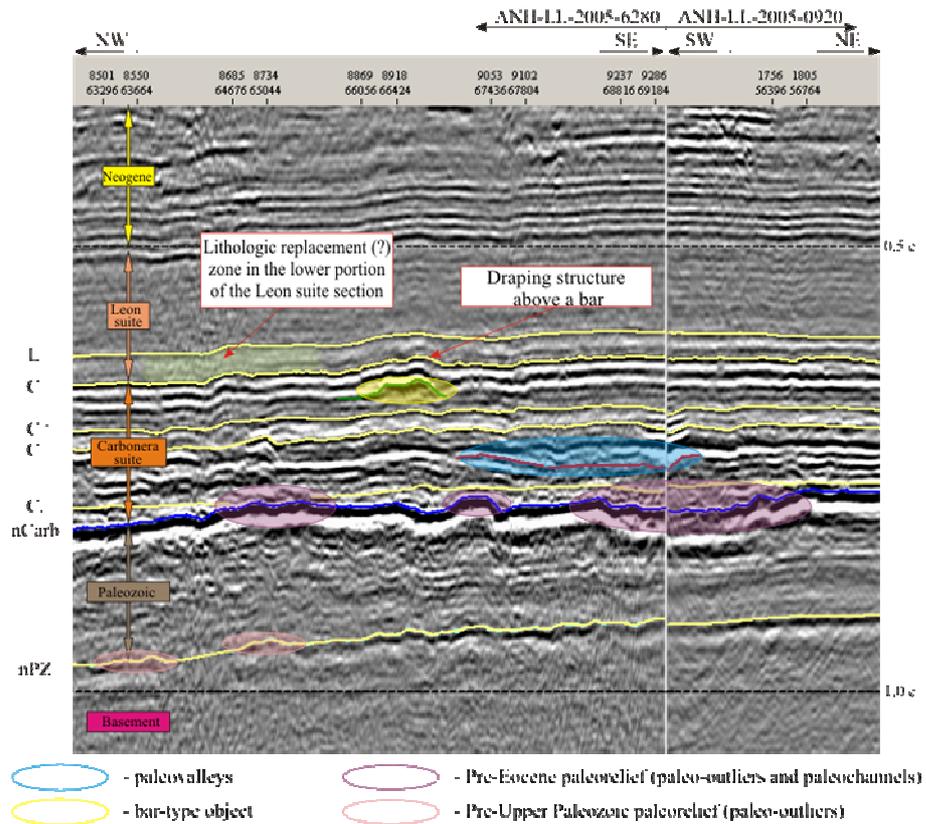


Figura 3.18. Fragmentos de los cortes en tiempo de los perfiles ANH-LL-2005-6280 y ANH-LL-2005-0920

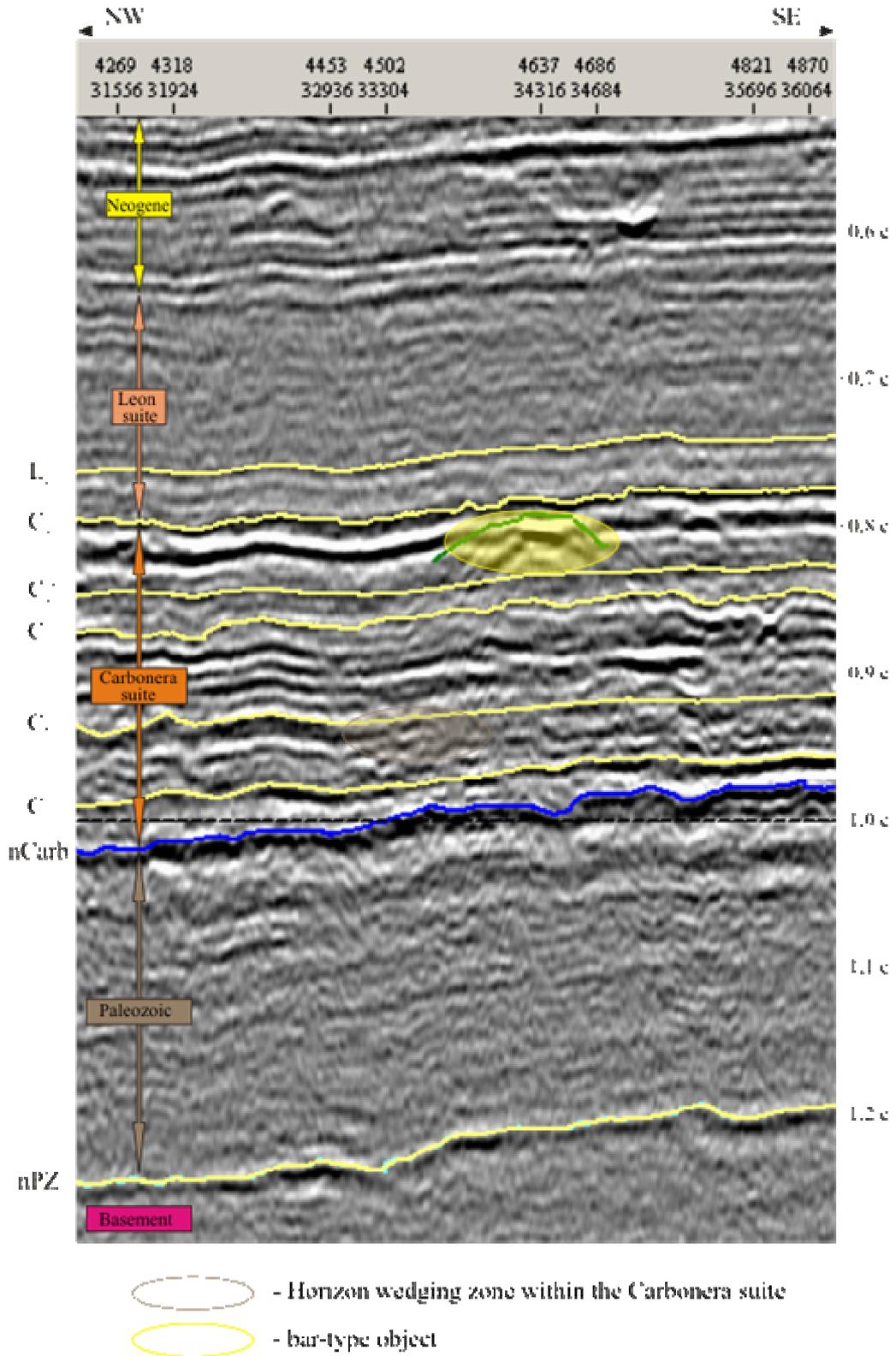


Figura 3.19 Fragmento (E) del corte en tiempo del perfil ANH-LL-2005-6280

(figura 3.4, 3.6, 3.10, 3.13, 3.16) tectónicos positivos (figura 3.11, 3.16) y no tectónicos (estructuras de revestimiento y compresión).

Ya que los sedimentos de la Formación Carbonera son los de mayor interés para la exploración de petróleo y gas (en el borde oriental de la cuenca Llanos), en el siguiente aparte 3.5 se dará una descripción más detallada de las trampas potenciales encontradas en su corte.

En la parte superior de la Formación Carbonera yacen las rocas arcillosas de la Formación León, de Edad Oligoceno (Pg3), las cuales componen la cuarta secuencia sismoestratigráfica (de abajo hacia arriba) (Fig. 3.1). En el curso de esta investigación se estableció que la secuencia sismoestratigráfica de la Formación León, en la parte oriental del área de trabajo, se divide en dos miembros sismoestratigráficos: superior e inferior. El superior se presenta por manifestaciones débiles extendidas conformemente, que son propios de potentes espesores de arcillas. El inferior también se representa por manifestaciones débiles extendidas conformemente, pero con una dinámica más notable. El contacto entre estos dos miembros (en la parte oriental del área de trabajo) continua a lo largo del horizonte reflector L_1 , definido por los autores del presente informe. Este horizonte se relaciona con el anticlinal y los autores lo identifican con el tope de la capa de arenisca. Los esfuerzos dinámicos de los eventos de la sección inferior varía en el área investigada. Estos están mejor representados mejor en el campo ondulatorio de la parte oriental del área. Hacia el oeste del área de trabajo el esfuerzo dinámico en el campo ondulatorio decrece y adquiere la apariencia de la secuencia superior; dicho de otra forma, la sección de la Formación León se representa en este lugar solamente por un miembro sismoestratigráfico, y el horizonte reflector L_1 , el cual aquí también cambia su esfuerzo dinámico, se localiza ahora por el tope del paquete de arcilla. El cambio de apariencia del contacto del miembro inferior (zona de fusión de los complejos superior e inferior) se observa claramente en las estacas 137800 – 139000 de la línea ANH-LL-2005-0920, así como en las estacas 64676 – 65044 de la línea ANH-LL-2005-6280 (figuras 3.13, 3.18). El cambio de apariencia del miembro inferior y del esfuerzo dinámico del horizonte reflector L_1 , se relaciona, seguramente, con la sustitución litológica: de rocas de arcilla a rocas de arenisca de las secciones inferiores de la sección de la Formación León. Esta sustitución ocurre de occidente a oriente. En esta misma dirección disminuye el espesor de los sedimentos de la Formación León, pero en menor grado que en la Formación Carbonera.

En el oriente del área investigada (línea ANH-LL-2005-8000) en las partes inferiores del miembro sismoestratigráfico de la Formación León se encontraron formas erosivas que se relacionan con paleo-cauces enterrados (valles de paleo-ríos), los cuales pueden ser interesantes desde el punto de vista de la exploración de petróleo y gas (figura 3.9).

Encima de la secuencia de sedimentos de León, de acuerdo a las propiedades del campo ondulatorio, se hallan las secuencias sismoestratigráficas quinta (figura 3.1), sexta y séptima, los cuales se diferencian una de la otra, y de las secciones inferiores, por el carácter del registro sísmico. Estas secuencias yacen una encima de la otra y sobre los depósitos de la Formación León sin una discordancia notable. Se relacionan estratigráficamente con los sedimentos del Mioceno y Pleistoceno. Desde el punto de vista colombiano, los depósitos de este período temporal no tienen perspectivas gasopetrolíferas bien definidas, por tal razón, no se analizan en el presente informe.

3.5. Modelos geológicos definidos en las secciones estudiadas y trampas identificadas

Como se anotó anteriormente, en la capa sedimentaria de la cuenca Llanos (generalmente en el intervalo de la sección de la Formación Carbonera) se encontraron innumerables formas geológicas de procedencia tectónica, como también no tectónica, las cuales pueden ser trampas potenciales (estructurales y estratigráficas) de hidrocarburos. De acuerdo al sitio de su ubicación en la sección de la formación, estos elementos fueron unidos en grupos de trampas, propios a una u otra parte de la sección (de basamento, de tope o al interior), con todo esto, los tipos de trampas pueden corresponder solamente a un solo grupo o pueden repetirse en varios grupos.

Con el grupo de trampas correspondientes a la parte del basamento de la Formación Carbonera, los autores del informe asociaron diferentes formas relacionadas con elementos del paleo-relieve Pre-Eocénico enterrado (superficie erosiva de la discordancia entre los depósitos de la Formación Carbonera y las rocas inferiores).

Las formas más interesantes desde el punto de vista de la búsqueda de trampas de hidrocarburos (HC) son considerablemente desarrollados como paleo-canales que abundan en el área de investigación (cañones submarinos y paleo-valles de ríos). De acuerdo a los registros ondulatorios, los paleo-canales encontrados se cubrieron con depósitos de diversa composición litológica. En la mayoría de ellos se observan acuñamientos hacia arriba, lo cual puede evidenciar que en su composición tomo parte material heterogéneo: alternación entre los horizontes de arenisca y de arcilla, pero en algunos paleo-canales se ve un espesor “mudo” que demuestra la homogeneidad de sus rocas componentes, las cuales, más probablemente, son representadas por las franjas de arcillas (figura 3.20).

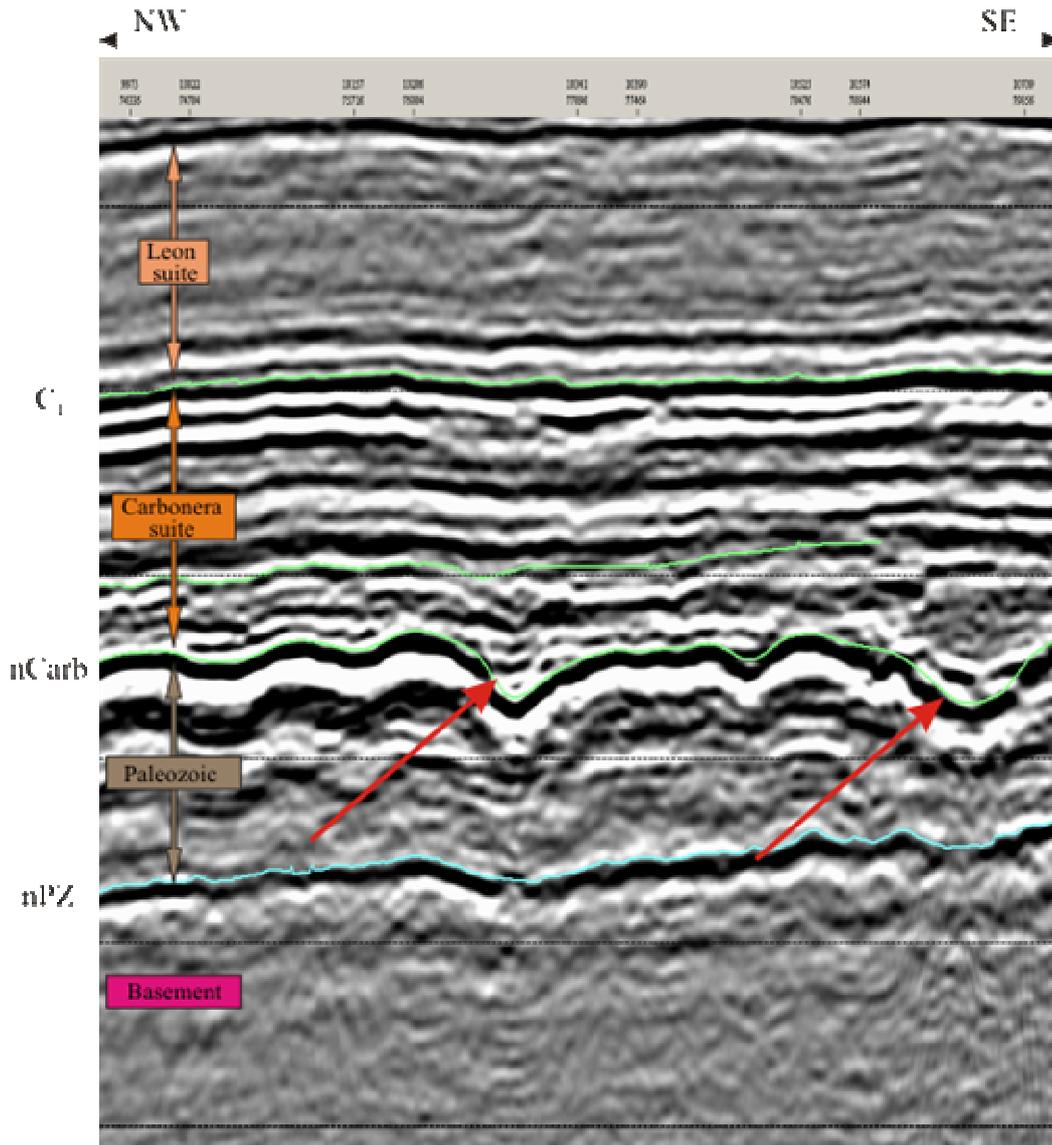


Figura 3.20. Ejemplo de los paleocortes compuestos por sedimentos de diferente contenido litológico (¿arenisca y arcillas?) (fragmento del corte en tiempo del

perfil ANH-LL-2005-6280)

Con los paleo-canales pueden relacionarse varios tipos de trampas (litológicas, erosivas y estratigráficas) y sus combinaciones.

En primer lugar, en caso de que las rocas permeables sean parte de los sedimentos de los paleo-canales y las rocas impermeables formen sus bordes exteriores, entonces, los paleo-canales pueden dar origen a trampas litológicas y estratigráficas. El tipo más simple de trampa: la trampa de “relleno de valles”², que es cuando los sedimentos depositados en el paleo-canal son representados solamente por rocas permeables (figura 3.21, A). Si los

² Según King R.E. (10)

paleo-canales se rellenaran de rocas permeables e impermeables, entonces dentro de sus límites pueden formarse trampas, relacionadas con taponamiento de facies de cauce que ocupan toda el ancho del canal o solamente una de sus partes, así como trampas de los bordes exteriores de valles (figura 3.21, B). Los yacimientos de hidrocarburos (HC) relacionados con paleo-canales están difundidos ampliamente por todo el mundo. En la figura 3.22 (A), se muestra un ejemplo del yacimiento de petróleo y gas de Medecin River (cuenca gasopetrolífera (CGP) Occidental Canadiense, Canadá, provincia Alberta)³ en una trampa litológica cerrada, relacionada con un paleo-canal (paleo-valle de río). En el yacimiento, las areniscas productoras del Jurásico Superior tienen un espesor de 34 m y llenan el paleo-valle de río, encajado en los sedimentos del Mississippí. Yacimientos similares están desarrollados ampliamente en las cuencas gasopetrolíferas de las Montañas Rocosas (EE.UU.) (3).

En segundo lugar, en caso de que los paleo-canales estén compuestos de rocas impermeables y con presencia de rocas permeables en sus bordes, entonces, los paleo-canales mismos pueden servir de sello para trampas de tipo erosivo-sellado en sus bordes exteriores, a condición de que el borde del paleo-canal limite las capas permeables a lo largo de su levantamiento (figuras 3.21, B, C, D). Un ejemplo de yacimientos de este tipo es el Brentwood (CGP Great-Vally, EE.UU., estado de California) (figura 3.22, B).

Los elementos positivos del paleorelieve Pre-Eocénico enterrado (testigos y paleo-salientes) son también de gran interés para exploración de petróleo y gas. Con éstos pueden relacionarse varios tipos de trampas:

1. Trampas en los cuerpos de los mismos testigos (trampas de salientes erosivos), a condición de que sean compuestos de sedimentos permeables (en este caso se tienen en cuenta paleo-salientes del paleo-relieve del Pre-Eoceno o del Paleozoico Superior) o que dentro de sus límites

³ Ejemplos de todos los yacimientos se dan según álbum-qué “Yacimientos de petróleo y gas en trampas de tipo no anticlinal” (3)

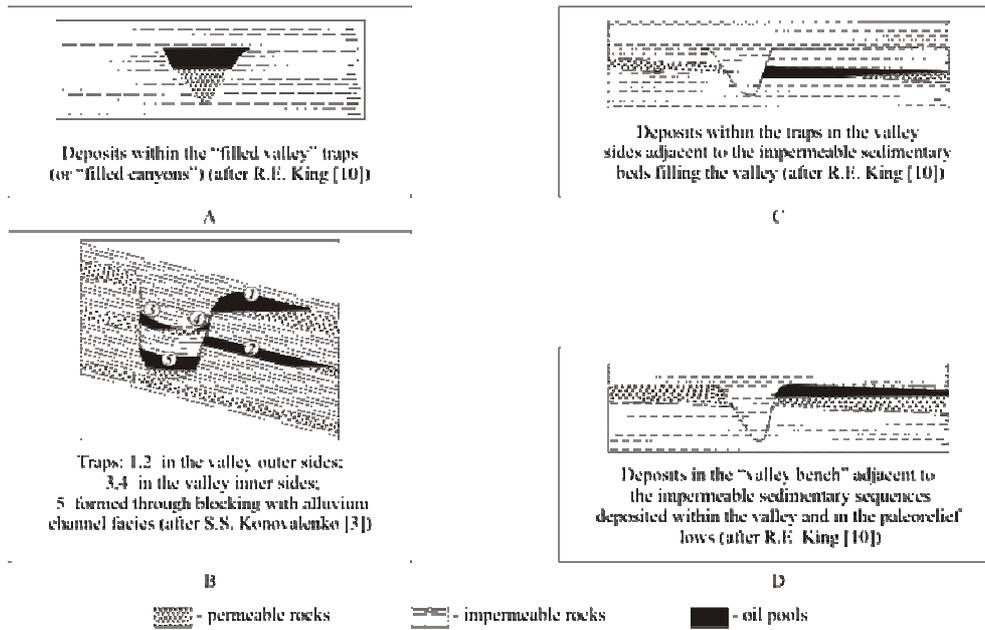


Figura 3.21. Esquemas elementales de trampas relacionadas con formas erosivas del paleorelieve

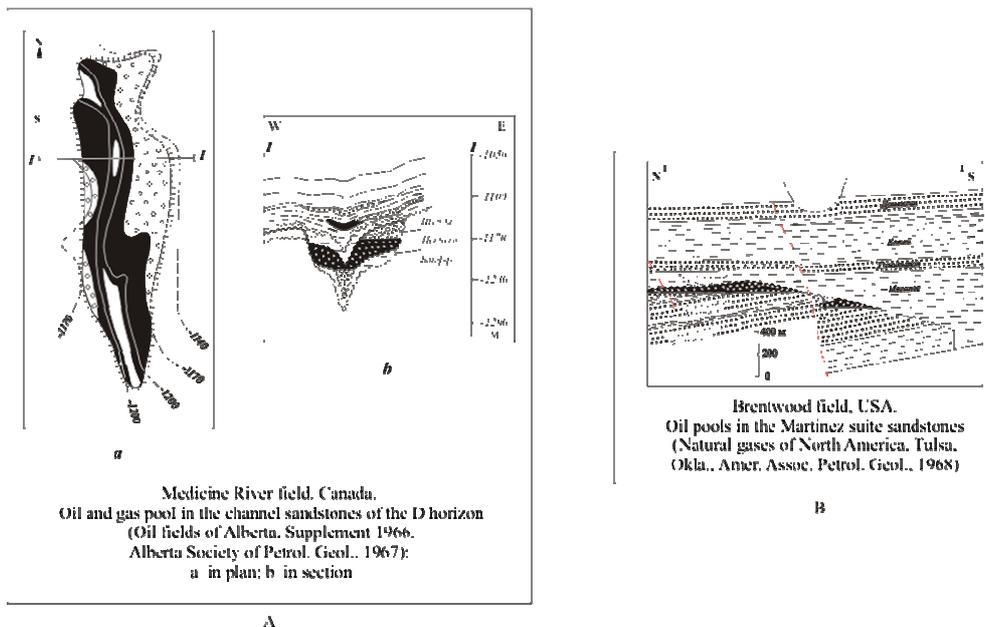


Figura 3.22. Ejemplos de campos petrolíferos relacionados con formas erosivas del paleorelieve

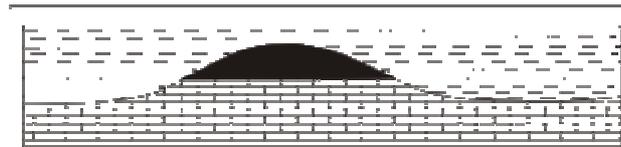
estén presentes cortezas de meteorización (para paleo-salientes de basamento) que estén limitadas por los lados y en la parte superior por rocas impermeables. Así como todo el cuerpo del testigo, también solamente su parte superior, pueden convertirse en trampas (trampas paleo-geomorfológicas) (figura 3.23, A). Como caso particular, en los cuerpos de los testigos fronterizos con paleo-canales, pueden formarse trampas de "bordes de valles" (10) (figura 3.23, B).

El yacimiento Epko (CGP Pérmica, E. U. en el estado de Texas) puede servir como ejemplo de yacimiento relacionado con salientes erosivos (testigos), donde las dolomitas del ordovícico que forman el saliente se caracterizan por sus altas propiedades colectoras, resultado de la meteorización durante su afloramiento en la paleo-superficie (figura 3.24, A). Este yacimiento puede servir en forma similar para las paleo-salientes de las rocas del Paleozoico Superior. Una trampa parecida, posiblemente, se encuentra en la paleo-saliente de tipo cuesta de las rocas del Paleozoico Superior, fijada en el área de la estaca 5300 de la línea ANH-LL-2005-6020 (figura 3.7).

Es necesario recalcar, que las paleo-salientes del basamento cristalino, de igual forma, también pueden presentar interés desde el punto de vista de búsqueda de petróleo, como formas independientes. En la actualidad, reservas de petróleo en las rocas del basamento cristalino, han sido descubiertas en China (yacimiento Shenli), Libia (yacimiento Sarir), India (yacimiento Bombe-Hai), Venezuela (yacimiento La Paz), Estados Unidos (yacimiento Kern River), Vietnam (yacimiento Tigre Blanco) y en otros países. El yacimiento Tigre Blanco en la planicie continental (*shelf*) ubicada al sur de Vietnam, contiene reservas de petróleo de más de 700 millones de toneladas. En este yacimiento las rocas contenedoras de petróleo son reservorios con fisuras y cavernas en granito del cretácico superior. La mayoría de los investigadores consideran, que el petróleo de este yacimiento tiene un origen orgánico, y que su distribución en las rocas del basamento se debe a la migración del petróleo de las rocas sedimentarias del oligoceno inferior, adyacentes a la saliente del basamento. En el área investigada se tiene una gran cantidad de paleo-salientes del basamento en el límite de las cuales, lo más seguro, es que se hallen desarrollados reservorios de fisuras y cavernas (debido a la meteorización de estos macizos cuando afloraron en la superficie) y que son adyacentes a los depósitos de la Formación Carbonera.

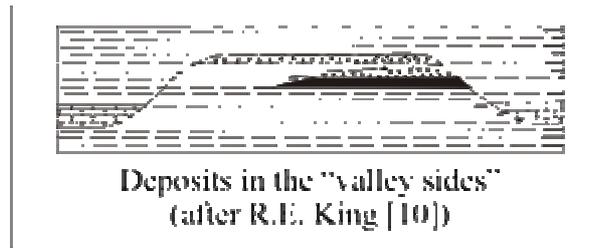
2. Trampas relacionadas con la “posición adyacente” de los reservorios a las pendientes de las paleo-salientes⁴.
3. Trampas relacionadas con estructuras de revestimiento que se formaron encima de los testigos (figura 3.23, D). Las trampas de este tipo están relacionadas con el grupo estructural del cual se hablará posteriormente.

⁴ De acuerdo con King R. Y. (10): trampas en las pendientes montañosas



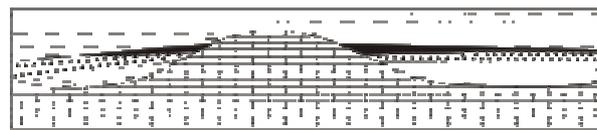
Deposits in the outlier bodies (highs)

A



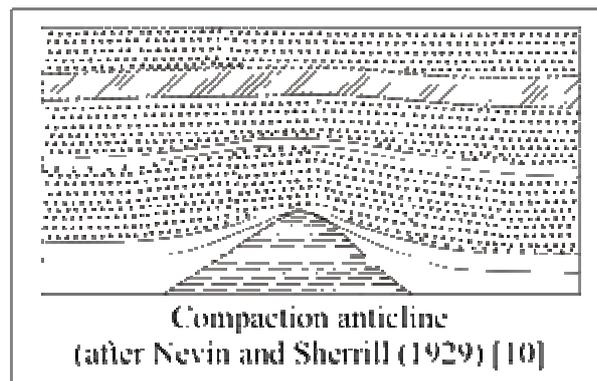
Deposits in the "valley sides"
(after R.E. King [10])

B



Deposits in the traps in the "hill slopes"
(after R.E. King [10])

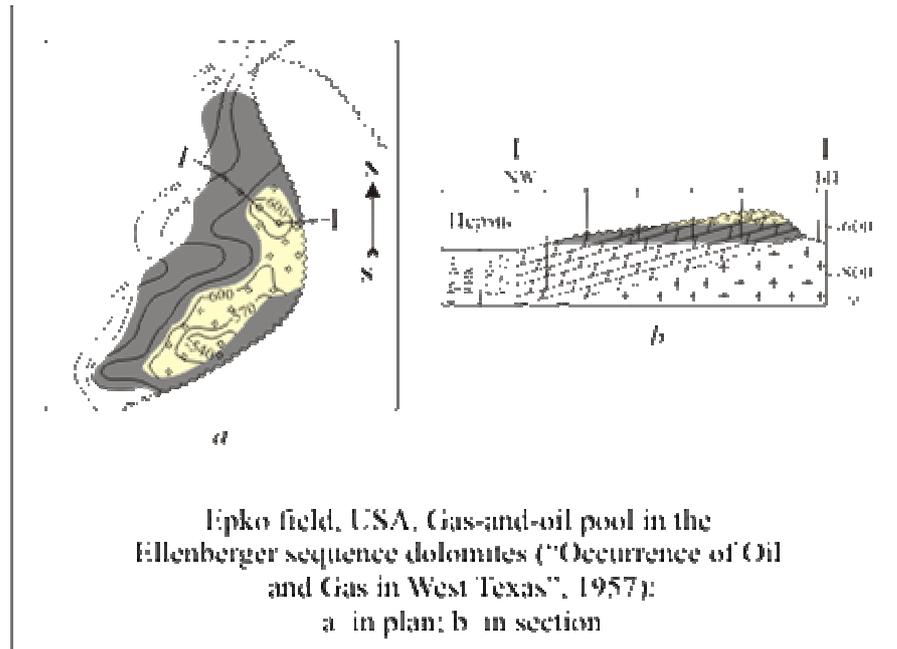
C



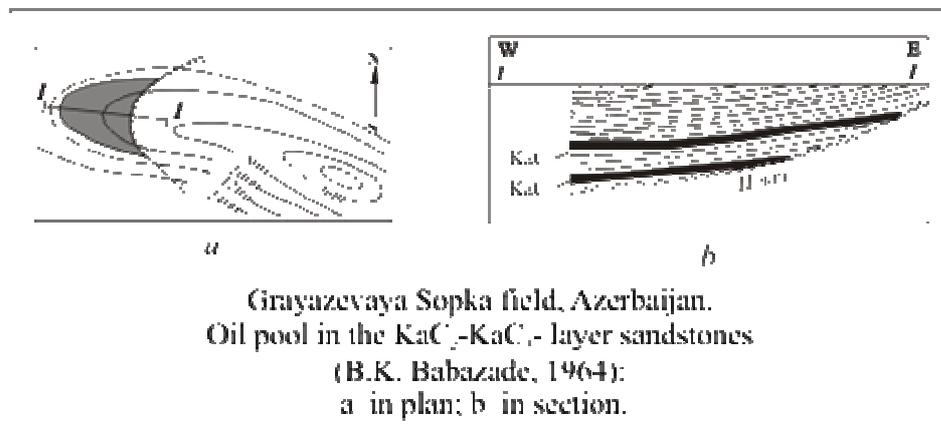
Compaction anticline
(after Nevin and Sherrill (1929) [10])

D

Figura 3.23. Esquemas elementales de trampas relacionadas con colinas del Paleorelieve



A



B

Figura 3.24. Ejemplos de los campos petroliferos Epko y Griezefaia Sopka

En la superficie erosionada de la discordancia entre los depósitos de la Formación Carbonera y las rocas inferiores (en las áreas donde, en una superficie relativamente plana, de forma basal (transgresiva) yacen las secciones inferiores de la Formación Carbonera) pueden encontrarse trampas estratigráficas en zonas de acuñaamiento (debido a la superposición) de las capas de los reservorios (figura 3.11). Como ejemplo de este tipo de trampas se puede mencionar el yacimiento Griezevaya Sopka (CGP del sur del mar Caspio, República de Azerbaiyán) (figura 3.24, B).

Los autores del informe relacionaron las trampas, de tipo erosivo de las secciones superiores de la secuencia, con el grupo de trampas correspondientes al tope de la secuencia de la Formación Carbonera. A este mismo grupo se agregaron las trampas relacionadas con el tipo erosivo de las secciones superiores de los sedimentos del Paleozoico Superior (figura 3.12). El tipo erosivo puede formar trampas de tipo estratigráfico sellado (erosivo apantallado) si la capa cortada está formada por rocas permeables, y los recubrimientos, por rocas impermeables, las cuales sellan el reservorio por la superficie de discordancia. Ejemplo de yacimiento con este tipo de trampas son: los yacimientos de Oklahoma City (CGP Occidental Interior, estado Oklahoma, E. U.), Deli (CGP de México, estado de Luisiana, E. U.), East Texas (CGP de México, estado de Texas, E. U.) (figura 3.25) y otros.

En el grupo de trampas que se ubican en el interior de la Formación Carbonera, se tienen trampas estructurales (tectónicas y no tectónicas) y no estructurales (estratigráficas, litológicas, litó-estratigráficas, cerradas litológicamente (“acordonas”) y selladas por erosión). Las trampas no estructurales se relacionan con zonas de discordancia de capas, con su corte erosivo, con sedimentos de paleo-valles de río (submarinos) y con objetos tipo barra. Es posible que en la secuencia de la formación se hallen también trampas litológicas relacionadas con sustitución de rocas permeables por impermeables, pero de acuerdo a los datos de exploración sísmica en la actualidad no se clasifican.

En el corte de la Formación Carbonera se encuentran zonas de acuñaamiento de horizontes independientes (figura 3.19). Con estas zonas pueden relacionarse trampas de sello litológico, que contienen hidrocarburos. Como ejemplo de trampas relacionadas con zonas de acuñaamiento de reservorio pueden servir el yacimiento Alrar (CGP del Sahara Libio, Algeria-Libia) y el yacimiento Filmor, (CGP Ventura-Santa Barbara, E. U. estado de California) (figura 3.26).

Como se dijo anteriormente, en la secuencia de la Formación Carbonera se observan algunas superficies de discordancia (en los intervalos entre los horizontes reflectores), expresadas no muy claramente en comparación con la superficie de discordancia que limita los sedimentos de la formación en la parte superior. Su poca relevancia (como superficies de discordancia) se debe a que dichas superficies yacen concordantemente con las estratificaciones del interior de la formación. A este tipo de superficies de discordancia pueden pertenecer trampas, relacionadas con cortes erosivos de las capas de los reservorios. En la actual investigación las zonas mencionadas de corte erosivo no se hallan establecidas con precisión, sin embargo, sobre su posible existencia no se debe olvidar al continuar los trabajos sísmicos exploratorios en el flanco oriental de la cuenca Llanos.

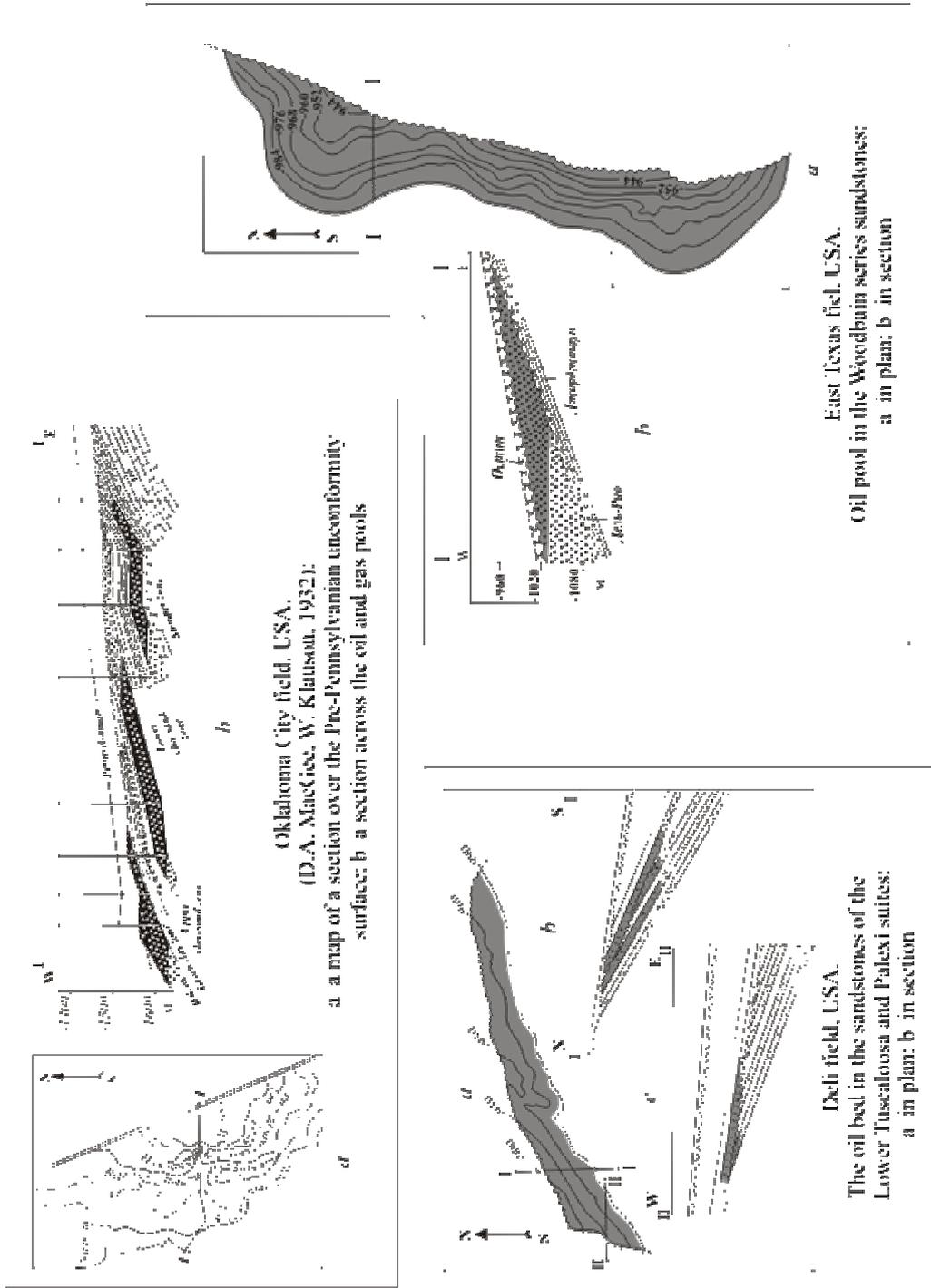
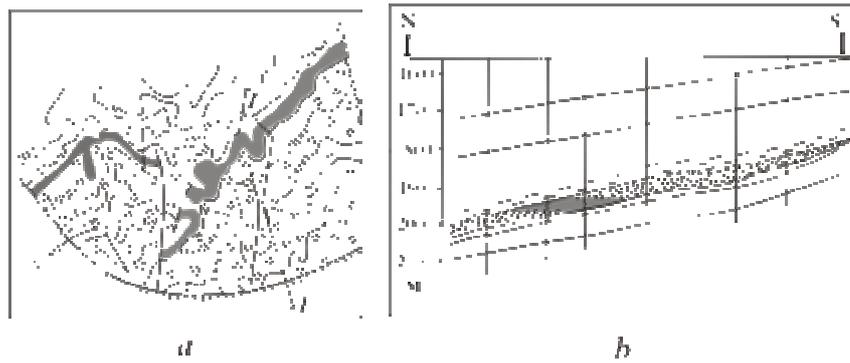
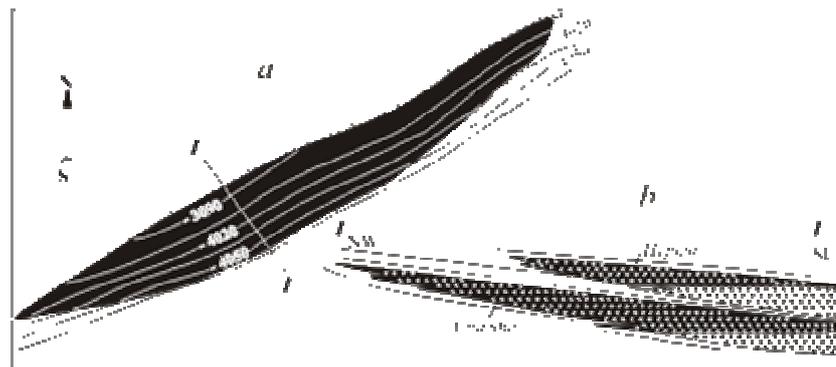


Fig. 3.25. Examples of deposit occurrences associated with erosional truncation of reservoir oil layers



Alrar field, Algeria, Libya.
Oil pool in the G-3-horizon sandstones
(I.V. Vysotskij, E.V. Kucheruk, 1973):
a in plan; b in section



Filmor field, USA
("California Oil and Gas Fields", 1960)
a an oil pool in the Spalding sandstones of the Piko suite;
b section across the oil pools of the Piko suite

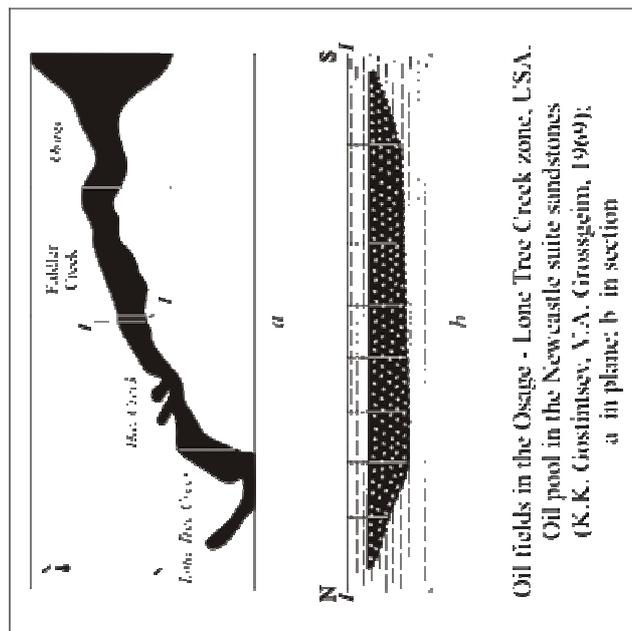
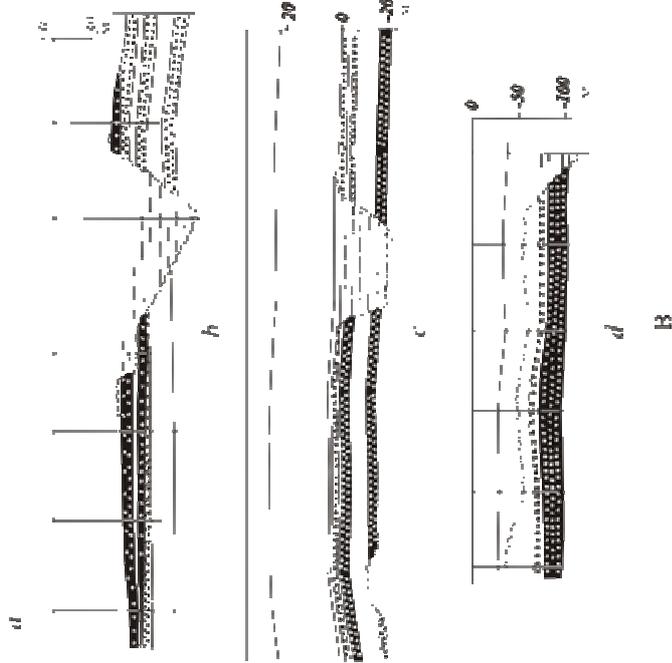
Figura 3.26. Ejemplos de campos petrolíferos relacionados con el acuñamiento de reservorios

Cuerpos geológicos como los paleo-valles de río (submarinos), con los cuales pueden estar relacionadas trampas de HC lito-estratigráficas y litológicas cerradas (acordonadas) en la secuencia de la Formación Carbonera, se observan en el intervalo de la secuencia, entre los horizontes reflectores C_5-C_3 y C_3-C_1 , en cuyo caso, la mayor parte se observa en el primer intervalo de la sección (figuras 3.11 – 3.18). Los paleo-valles de río (submarinos ?) observados en los sedimentos entre los horizontes reflectores $C_3 - C_1$ se inclinan espacialmente hacia la parte nororiental del área investigada (anexo de figuras 10, 21). Es necesario hacer notar que tales cuerpos que se relacionan con paleo-valles de río (submarinos) se observan en la parte nororiental del área estudiada y en las partes

inferiores de los sedimentos de la Formación León, en el intervalo de la secuencia entre los horizontes reflectores $C_1 - L_1$ (figura 3.9). Repetimos que dichas formas presentan un gran interés desde el punto de vista de búsqueda de petróleo, ya que con ellos se relacionan una gran cantidad de yacimientos en todo el mundo. Como ejemplo se tienen yacimientos reconocidos: Sheini Balli y Saut Seres (CGP occidental Interior, E. U. Estado de Oklahoma); Midlen, Belton Rodes-Scul (CGP de Illinois, E. U. estado de Kentucky); Little Crik y Main-Pass, bloque 35 (CGP de México, E. U.) y muchos otros. En los yacimientos de la zona de Oeische Lone tri Krik (CGP Pauder River, E. U.) los yacimientos de petróleo están relacionados con areniscas que llenan los cauces antiguos de río en una extensión de 40 km, con un ancho del relleno del cauce de 1 – 2 a 8 – 10 km (figura 3.27, A). Como ejemplo de yacimiento en sedimentos deltáicos se puede mencionar el grupo de yacimientos (Epping, Saut Shaubin, Aihil, y otros) de la CGP occidental Canadiense (Canadá, Provincia de Alberta y Saskachebae), donde la formación de trampas esta relacionada con reservorios laterales sellados por arcilla, que llenan el valle erosionado (figura 3.27, B); yacimiento Dainan (CGP Mexicana, E. U) y muchos otros. A propósito las trampas en los yacimientos Epping, Saut Shaubin, Aihil, se pueden llamar trampas de los bordes exteriores (según King R. E. (10), son trampas “de pendientes de valle” y “terrazza de valle”) de las cuales se habló anteriormente durante la descripción del grupo de trampas, relacionadas con la base de la Formación Carbonera.

En la parte noreste del área investigada (sector de la intersección de las líneas ANH-LL-2005-0920 y ANH-LL-2005-8000), la red cartografiada de las formas de tipo de paleo-valles de río (submarinos ?), ubicados directamente por debajo del horizonte reflector C_1 , forma estructuras interesantes desde el punto de vista de búsqueda de petróleo y gas. Se debe recordar que el horizonte reflector C_1 se correlaciona con el tope de la Formación Carbonera, es decir, se ubica en la cercanía inmediata de la superficie de la discordancia de tipo corte erosivo (también puede él mismo ser esta superficie). En el área de investigación referida, el horizonte reflector C_1 hace corte erosivo así como los bordes de los paleo-valles definidos, también sus partes de valle, creando una trampa combinada (litológica (“cerrada”) con un sello erosivo-estratigráfico) (figura 3.13). El modelo geológico de la estructura de esta forma es muy parecido a la cadena de yacimientos en la CGP Mexicana (EE.UU., estado de Luisiana) (figura 3.28). Los depósitos de petróleo y gas en estos yacimientos se relacionan con trampas de sello litológico, limitadas desde arriba por sellos erosivo-estratigráficos en las areniscas de cauce y de delta Backgorn de la Formación Tuskalusa Inferior.

West Canada oil and gas basin, Canada.
Fields with oil pools in the
Merrill-series deltaic sandstones (0[+9]):
A field location chart:
1 Tangleflats, 2 Crofden Lake, 3 Aberfeldy,
4 Lloydminster, 5 Dalwich, 6 Lone Rock,
7 Apping, 8 - Niasden, 9 Wainright, 10 Chawin,
11- South Chawin, 12 Maghendon, 13 Ihill;
deposit sections from the fields:
b Apping, c South Chawin, d Ihill



Oil fields in the Osage - Lone Tree Creek zone, USA.
Oil pool in the Newcastle suite sandstones
(K.K. Gostintsev, V.A. Grossgeim, 1969);
a in plan; b in section

A

Fig. 3.27. Examples of deposit occurrences associated with ancient channels (A) and deltas (B)

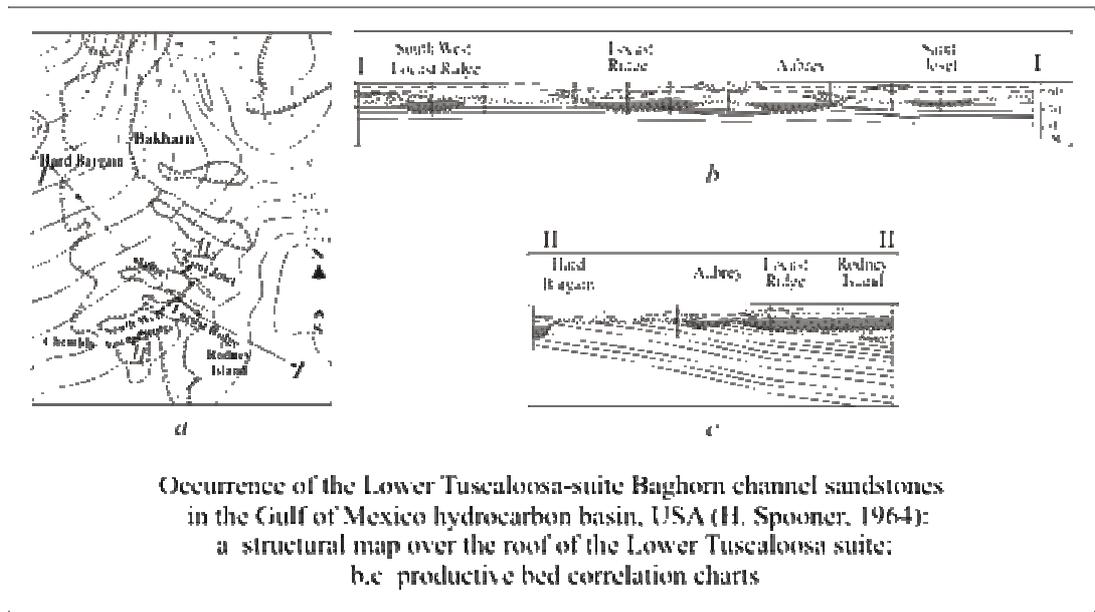
Además de las estructuras geológicas de tipo de paleo-valles de río (submarinos ?), en el campo ondulatorio del corte de la Formación Carbonera, en los intervalos de la sección, entre los horizontes reflectores $C_5 - C_3$ y $C_3 - C_1$, se distinguen cuerpos que tienen otra geometría (anexo de figuras 10, 21). Se expresan bastante claramente en el campo ondulatorio y se representan como cuerpos no tan grandes, pero de relieve bien pronunciado y de superficie convexa (protuberante), los cuales se identifican con barras de génesis marina o fluvial (quizá, algunos son dunas marinas enterradas). Es necesario anotar, que estos cuerpos se fijan más frecuentemente en el intervalo de la sección entre los horizontes reflectores $C_3 - C_1$ que en los sedimentos entre los horizontes reflectores $C_5 - C_3$ (figuras 3.1, 3.3, 3.6, 3.11, 3.12, 3.15, 3.18, 3.19). Las estructuras de revestimiento que se formaron encima de los cuerpos de barra también pueden contener trampas de hidrocarburos.

Las trampas litológicas relacionadas con barras son ampliamente conocidas. Varios yacimientos de este tipo pueden servir como ejemplo: yacimiento Hardin (CGP Mexicana, EE.UU, estado de Texas); Wood (CGP Powder River, EE.UU, estado de Wayoming) (figura 3.29); Saber (CGP Denver, EE.UU, estado de Colorado); Sin-Pem (CGP Occidental Canadiense, Canadá) (figura 3.30).

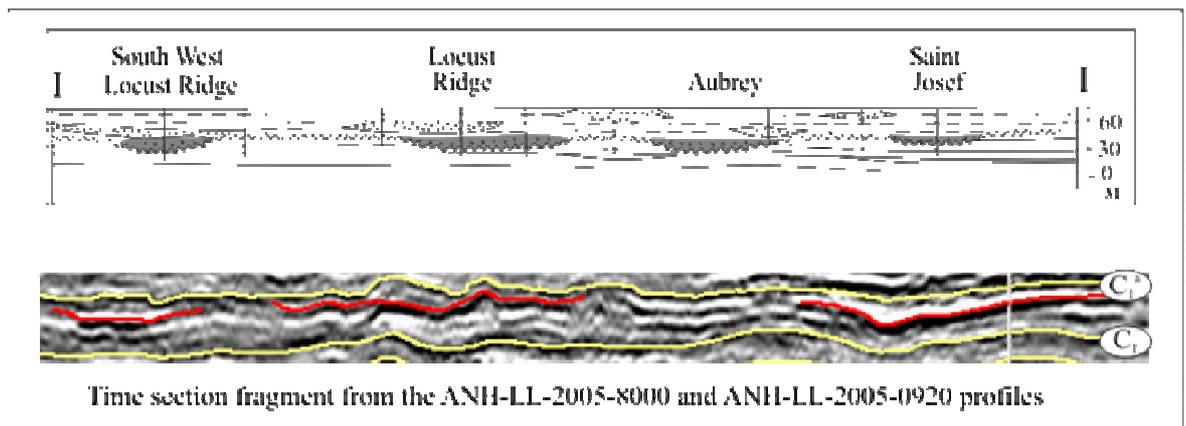
Aparte de los cuerpos geológicos indicados (paleo-valles y barras), en la secuencia de la Formación Carbonera (intervalo del corte entre los horizontes reflectores $C_3 - C_1^a$), se fija también una serie de cuerpos de lente extendidos a lo largo de los perfiles de las líneas y que ocupan todo este intervalo de la sección (figura 3.8). Estos cuerpos proceden, más probablemente, de un río o de un delta o, quizá, son resultado de sustitución litológica de los sedimentos que componen el intervalo de la sección entre horizontes reflectores $C_3 - C_1^a$. En ambos casos son interesantes desde el punto de vista de la búsqueda de petróleo.

La desaparición de uno de los eventos puede relacionarse con sustitución litológica: aparecen cuerpos de lente (sedimentos de delta (?), de río (?)) que ocupan todo el intervalo de la sección entre los horizontes reflectores $C_3 - C_1^a$.

En la sección del flanco oriental de la cuenca Llanos, las trampas de hidrocarburos relacionadas con formas estructurales anticlinales no se encuentran tan a menudo como trampas no estructurales.

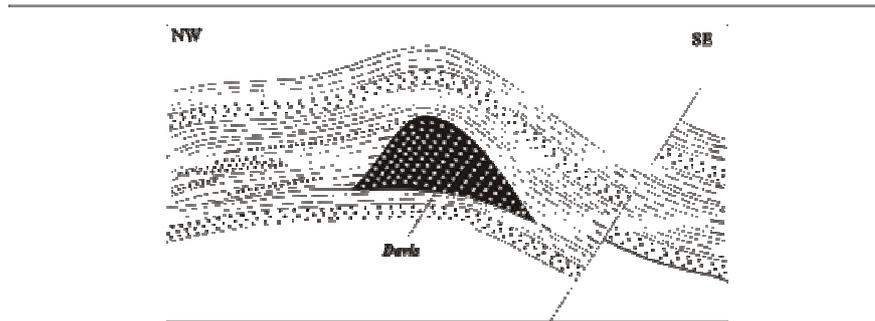


A

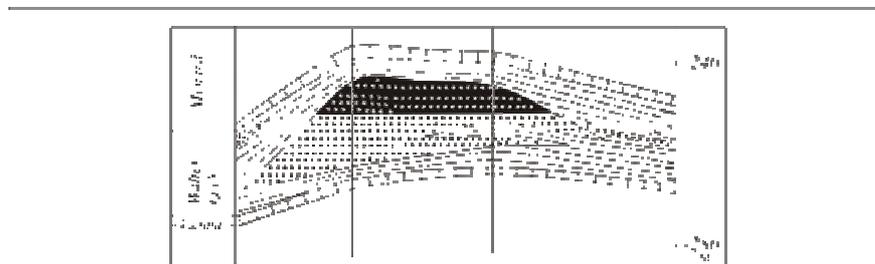


B

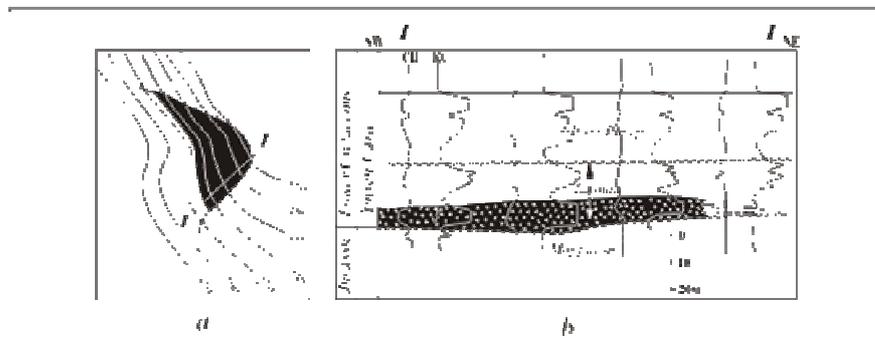
Figura 3.28. Ejemplos de campos petrolíferos relacionados con sedimentos de paleoríos (A) y comparación de su estructura con el frente de ondas de los perfiles ANH-LL-2005-8000 y ANH-LL-2005-0920 (B)



Hardin field, USA. Longitudinal section of a deposit in the Yegua-suite bar sandstones (Late Eocene)
(Stratigraphic oil and gas fields - classification, explorational methods and case history. Tulsa, Okla., Ed. R.E. King. Amer. Assoc. Petrol. Geol. and Soc. Of Exploration Geophys., 1972)

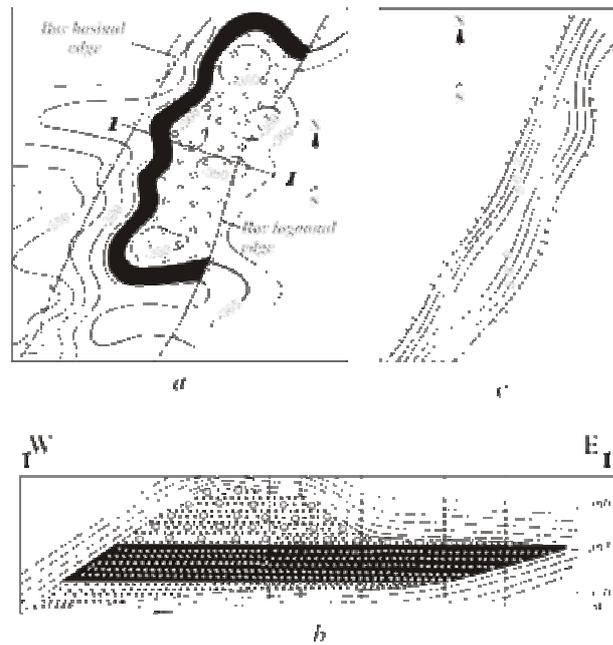


Rid East field, USA. Longitudinal section of the oil pool from the Waltersberg bar sandstones of the Chester series (Upper Mississippian)
(D.B. Caty, 1955)

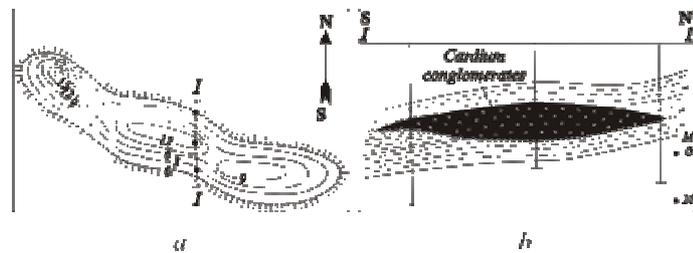


Wood field, USA (D. Bolyard, L. MacGregor, 1966):
a - oil pool in the bar sandstones of the Lacota suite (isohypses over the top of the Fall River suite);
b - productive bed correlation chart

Figura 3.29. Ejemplo (A) de campos petroliferos con trampas en cuerpos de barras de arena



Saber field, USA.
Oil pool in the bar sandstones of the Dakota suite
(E.G. Griffith, 1966):
a in plan; b in section; c productive sandstone thickness map



Sin Pam field, Canada (Oil fields of Alberta, Supplement 1966,
Alberta Society of petrol. Geol., 1967):
a equal-thickness map of the Cardium suite conglomerates (Cretaceous age);
b longitudinal section of an oil pool

Figura 3.30. Ejemplo (B) de campos petrolíferos con trampas entre cuerpos de barra

Las estructuras anticlinales, más exactamente, pliegues anticlinales a lo largo de los perfiles de las líneas, y que se formaron como resultado de movimientos tectónicos, se observan en las líneas ANH-LL-2005-6280 (estacas 45700 – 48000) y ANH-LL-2005-8000 (estacas 27000 - 30000) (figuras 3.11, 3.16). Se componen estructuralmente de todos los elementos de la capa sedimentaria. Hacia arriba por la sección se observa un aplanamiento de los pliegues y una disminución de sus tamaños, conjuntamente con la traslación de sus partes

de bóveda en dirección sudeste. Los pliegues anticlinales cartografiados (hablar de pliegues anticlinales en esta etapa de la investigación es todavía temprano, ya que pueden corresponder también solo a puntas (picos), en caso de relacionarse con estructura entera, no se entiende a cual de sus partes pertenece: a la de bóveda, el apice, o al flanco) son interesantes desde el punto de vista de búsqueda de petróleo (anexo de figuras 13, 14, 16 – 19). El análisis de las secuencias de espesores (secuencias paleo-estructurales) de sedimentos de la Formación Carbonera y de los espesores de sedimentos entre los horizontes reflectores, dentro de esta formación, demuestra que los pliegues anticlinales descritos corresponden en el paleo-plano, a paleo-estructuras positivas o de levantamiento de la zona (anexo de figuras 20, 21, 23). Con base en el análisis paleo-estructural se puede llegar a la conclusión de que estos pliegues anticlinales empezaron a formarse en el Pre-Eoceno superior y posteriormente (a lo largo del Eoceno Superior) continuaron su desarrollo. Su historia ulterior es muy difícil de seguir, porque no se llevaron a cabo las correlaciones de los sedimentos ubicados en la parte superior. En la secuencia de espesores de sedimentos entre los horizontes reflectores $C_1 - L_1$, los pliegues anticlinales cartografiados prácticamente no están identificados (anexo de figuras 22). Sin embargo, este hecho no puede evidenciar el cese de su formación, porque el espesor de este intervalo de la secuencia (por el tiempo breve de su sedimentación) no puede caracterizar movimientos tectónicos, más aun, cuanto que en las secciones en tiempo a lo largo de los depósitos del Neógeno, se aprecian los pliegues anticlinales (figuras 3.11, 3.16). Por lo visto, los pliegues anticlinales encontrados se desarrollaron continuamente, también durante el Neogeno. La relativa temprana edad de su formación podría favorecer la acumulación de hidrocarburos en su interior.

Otra variedad de las estructuras de tipo anticlinal (pliegues anticlinales a lo largo de los perfiles) es de procedencia no tectónica. Son estructuras, formadas encima de los testigos del paleo-relieve (figuras 3.4, 3.6, 3.10, 3.13, 3.16) y de los cuerpos tipo barra (figuras 3.3, 3.12, 3.15, 3.18), asimismo, son estructuras de compresión, constituidas debido a la presión de diferente grado entre los sedimentos de su compuesto o de los contiguos (figura 3.13). Estructuras de revestimiento de los testigos del paleo-relieve se observan regularmente en la parte inferior de la Formación Carbonera (horizontes de reflexión C_5 y C_3), no obstante, algunas se revelan hacia arriba por la sección hasta las partes inferiores de la Formación León (horizonte reflector) (figura 3.6).

El seguimiento de las estructuras por encima de los testigos del paleo-relieve, en las secciones en tiempo, se encuentra en relación directa con el tamaño de los testigos: cuanto más grandes son, tanto más arriba por el corte se observan. Como ya se dijo anteriormente, en los esquemas estructurales, la mayoría de las estructuras forman narices y terrazas estructurales y zonas de levantamiento (anexo de figuras 17, 18). En las secuencias paleo-estructurales (secuencias de espesores de los sedimentos entre los horizontes reflectores $C_3 - C_1$ y pCarb - C_1), se reflejan débilmente estructuras de revestimiento como zonas de

reducción de espesores que disminuyen , en general, hasta unos pocos metros (pocas veces hasta 5- 10 metros) (anexo de figuras 21, 22).

Las estructuras de revestimiento, encima de los cuerpos de barra (figuras 3.3, 3.12, 3.15, 3.18) se muestran en los mapas estructurales actuales, así como narices de anticlinales y terrazas estructurales y las zonas de levantamiento (rara vez, como levantamiento local) (anexo de figuras 17, 18). En los paleo-mapas (en las secuencias de espesores de sedimentos entre los horizontes reflectores $C_5 - C_3$ y $C_3 - C_1$), les corresponden zonas de espesores relativamente aumentados (regularmente en los primeros, rara vez en 5 -10 metros) (anexo de figuras 20, 21). Al mismo tiempo, los registros absolutos mínimos y los espesores máximos relacionados con cimas de barras no siempre coinciden con las partes centrales de los cuerpos de barra.

Las estructuras de compresión cartografiadas por los horizontes reflectores C_3 y C_1^a , en las zonas de intersección de ANH-LL-2005-0920 y ANH-LL-2005-8000 (figura 3-13), se reflejan tanto, en el mapa actual, como en el paleo-mapa (anexo figuras 17, 21, 23).

No se encontraron alteraciones disyuntivas en las secciones del área de investigación, pese a que los especialistas colombianos suponen su existencia. Los autores del informe tampoco excluyen su presencia en el flanco oriental de la cuenca Llanos, pero el material sísmico del que disponen no permite su clara distinción.

Se considera que posibles alteraciones deben tener una amplitud pequeña y ser de procedencia tectónica, –podrían estar en contacto con sedimentos de la Formación Carbonera y sus rocas inferiores–, o estratigráfica, –relacionada con procesos de compresión de sedimentos de la Formación Carbonera fijados solamente en su sección o en parte de ella. Con estas alteraciones pueden relacionarse trampas tectónico-selladas a lo largo de levantamiento de las capas reservorio y, así mismo, trampas estructurales-tectónicas.

CONCLUSIONES

1. Se cumplió el objetivo geológico de los trabajos de procesamiento, interpretación y modelamiento de datos sísmicos, obtenidos durante la exploración sísmica de reflexión 2D en la cuenca Gasopetrolífera Llanos (Republica de Colombia). Se procesó e interpretó y se adelantó el modelamiento geológico, de todo el material sísmico, entregado a JSC "Saratovneftegeofisica". Se procesaron 4 líneas con una longitud de 296,647 Km
2. Se estudio la estructura geológica sobre los sedimentos del Paleozoico Superior, Eoceno Superior (Formación Carbonera) y Oligoceno (Formación León) del área investigada.
3. Se elaboraron en tiempo y las secuencias estructurales por los siguientes horizontes reflectores: pPZ, pCarb, C₇, C₅, C₃, C₁, L₁, y de igual forma, ΔT_0 y las secuencias de espesor de los sedimentos incluidos entre los horizontes C₅ – C₃, C₃ – C₁, C₁ – L₁ y pCarb – C₁ de escala 1:200.000.
4. En la secuencia del Paleozoico Superior, Formación Carbonera y León se identificaron trampas estructurales y estratigraficas que presentan interés desde el punto de vista de búsqueda de petróleo y gas. La mayor cantidad de trampas estratigraficas y de diferente tipo se cartografiaron en la Formación Carbonera.
5. Se estableció que las trampas estratigraficas están relacionadas con pliegues anticlinales y tienen, tanto un origen estructural, como estratigrafico (estructuras de revestimiento y compresión).
6. Las trampas estratigraficas están relacionadas con paleo-relieves del Paleozoico Tardío y del Basamento Cristalino , que representan testigos, paleo-intrusivos, zonas de deposito basal y zonas de acuñamiento de los horizontes que yacen en la parte superior de la secuencia.
7. Las trampas estratigraficas están relacionadas con la superficie de sedimentos del Paleozoico Superior y Eoceno Superior (Formación Carbonera) relacionados con zonas de corte erosivo de las capas.
8. Las trampas estratigraficas, cartografiadas al interior de las Formación Carbonera y León presentan zonas de acuñamiento y de corte erosivo de las capas, y de igual forma, zonas de cambios litológicos de los sedimentos y de los cuerpos geológicos tipo "barra" y paleo-valle (de río o marino no profundo).

RECOMENDACIONES

1. Proseguir los trabajos regionales de exploración sísmica con el fin de continuar el estudio de la estructura geológica del flanco oriental de la cuenca Llanos.
2. Llevar a cabo, en sus inmediaciones, trabajos sísmicos detallados para continuar el estudio de las estructuras de los elementos revelados, los cuales se relacionan con trampas para hidrocarburos. El objetivo de estos trabajos será:
 - Cartografiar las formas estructurales (pliegues anticlinales, estructuras de relleno y de compresión), definir en el plano la posición de sus crestas.
 - Cartografiar las formas estratigráficas, definir en el plano la posición de los cuerpos tipo “barra” y trazado de los contactos de las zonas de depósito basal, corte erosivo, acuñamiento y cambios litológicos en el área investigada, para definir los lugares óptimos, en los cuales pueden formarse trampas para hidrocarburos.
3. Con el fin de estudiar las propiedades de los parámetros de la secuencia de la capa sedimentaria y la estructura geológica del territorio, se deben perforar tres pozos estratigráficos:
 - Localización del primer pozo: estaca 9844 de la línea ANH-LL-2005-6280 (figura 3.1). Objetivo de la perforación: obtener los datos estratigráficos sobre la estructura de la capa sedimentaria (en esta parte del territorio estudiado este tiene el mayor intervalo) y el estudio de la estructura de la parte superior del Basamento (en el área de esta estaca, en las rocas del basamento se observan eventos sísmicos). Profundidad del pozo: 3000 m (hasta llegar al horizonte reflector en el interior de los depósitos del basamento).
 - Localización del segundo pozo: estaca 61916 de la línea ANH-LL-2005-0920 (figura 3.6). Objetivo de la perforación: obtener los datos estratigráficos sobre las características de la capa sedimentaria con el fin de estudiar la constitución (incluido su potencial petrolífero) de los elementos identificados (trampas para hidrocarburos) en el intervalo de la Formación Carbonera y del Paleozoico Superior, características de relleno sobre los elementos, tipo “barra”, el mismo elemento de tipo “barra” y la estructura de relleno sobre la saliente del testigo del paleo-relieve del Paleozoico Superior. Profundidad del pozo: 1200 m (hasta alcanzar las rocas del Basamento);
 - Localización del tercer pozo: estaca 38305 de la línea ANH-LL-2005-8000 (figura 3.10). Objetivo de la perforación: obtener los datos estratigráficos sobre las características de la capa sedimentaria con el fin de estudiar su constitución

(la litología, el carácter de saturación y el tipo de fluido) en los límites del paleo-intrusivo identificado y en las zonas adyacentes a los horizontes reflectores C₃ y Ca¹ a los testigos del basamento. Profundidad del pozo: 800 m (hasta alcanzar de las rocas del basamento).

4. Con el fin de definir los parámetros de velocidad del medio geológico, y de igual forma para obtener información geológica complementaria de los datos sísmicos, utilizar la tecnología de la migración profunda hasta el apilado en las consiguientes investigaciones sísmicas en dicho territorio.
5. Con el objeto de hacer un diagnóstico de las propiedades de almacenamiento de las capas, utilizar los paquetes de programas de inversión sísmica AVO y AVD en las consiguientes investigaciones sísmicas en dicho territorio.

Autores del informe:

Geofísico responsable: PI GETSOI	Olshanski A. S.
Geólogo director PI GETSOI	Kuzmin E. L.
Geofísico senior (ph. D. en C. G.)	Maslianski V. V.