

551.22
BER



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“La Sísmica de Reflexión y su Aplicación en la Interpretación en una Cuenca Petrolífera (Rioja- Cameros)”

Tesis de Grado
Previa a la obtención del Título de
Ingeniero Geólogo

Por:

Edgar Berrezueta Alvarado



D-19603

Guayaquil- Ecuador
1998- 1999

AGRADECIMIENTO

Para la superación personal y profesional las personas necesitamos el apoyo y ayuda de quienes con su experiencia y voluntad permiten que alcancemos nuestros objetivos.

Entre las instituciones, empresas y personas a las que debo la realización del siguiente proyecto son:

LOCS-PYDHESA, Universidad Politécnica de Madrid, Paúl Carrión, Elvira Alvares y Alfonso Maldonado Zamora.

**Dedico este trabajo a mis
padres Edgar y Judith, a mis
hermanos Fabricio y Tatiana,
a Glenda, a mi familia,
amigotes y profesores, porque
siempre me dieron su apoyo.**

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta tesis, me corresponden exclusivamente, y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL)

EDGAR BERREZUETA ALVARADO

AUTOR DE LA TESIS

MIEMBROS DEL TRIBUNAL

Ing. Miguel A. Chávez Moncayo

.....

Ing. Enrique Luna A.

.....

Dr. Paúl Carrión M.

.....

Ing. Jorge Calle

.....



RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo principal el conocer la metodología y aplicación de una de las técnicas de mayor utilización en la investigación, prospección y exploración Petrolífera conocida como "Sísmica de Reflexión".

La presente tesis contiene en su parte inicial un resumen de la localización y características geológicas de la cuenca en la que se realizó la aplicación práctica de la Interpretación Sísmica.

La Cuenca de la Rioja esta ubicada al Norte de España, es una cuenca geológicamente compleja, su evolución estuvo condicionada a episodios tectónicos que causaron un cambio en el carácter distensivo de esta a un régimen compresivo que originó un cabalgamiento.

Por estudios anteriores se determino que esta Cuenca presenta indicios de hidrocarburos por lo que el conocer el modelo Geológico con la interpretación Sísmica es una de las finalidades del presente trabajo.

La Interpretación Sísmica depende de la persona que la realiza. El interpretador debe tener muy claro los fundamentos de la Sísmica de Reflexión como son los conceptos básicos respecto a ondas sísmicas, fundamentos en la toma de datos de campo y las fases del procesado de datos que permiten que la información obtenida se presente en documentos interpretables.

Aunque la interpretación sísmica tenga un carácter subjetivo existen pautas o reglas que deben ser seguidas para ser coherentes en los resultados obtenidos, estas pautas hacen referencia al conocimiento de los límites del método y claro al conocimiento de la geología de la zona.

La información de los sondeos mecánicos utilizados para definir las evidencias de hidrocarburos será entregada sin detallar su posición en forma específica. Los nombres originales de las secciones sísmicas y sus localizaciones en la cuenca no serán indicadas en el presente proyecto por pedido de la Empresa LOCS PYDHESA

INDICE GENERAL

RESUMEN	6
INDICE GENERAL	7
INDICE DE ILUSTRACIONES	10
INTRODUCCIÓN	12
CAPITULO I	
ANTECEDENTES	14
1.1. El área de trabajo	14
1.2. Situación Geográfica	15
1.3. Geología Regional	15
CAPITULO II	
SÍSMICA DE REFLEXIÓN	26
2.1. Ondas Sísmicas	26
2.1.1. Fundamentos Teóricos	26
2.1.2. La Tierra como Medio Elástico	27
2.1.3. Leyes de Reflexión y Refracción	27
2.2. Adquisición de Datos Sísmicos	28
2.2.1. Fuentes de Energía mas usadas	28
2.2.2. Receptores de Energía	29
2.2.3. Equipos Registradores	31
2.3. Cobertura Múltiple	31
2.4. Dispositivos de registro	31

CAPITULO III	
PROCESADO	34
3.1. Demultiplexado	35
3.2. Edición	35
3.3. Muting	35
3.4. Recuperación de Amplitudes	35
3.5. Deconvolución.	38
3.5.1. Resolución Vertical	45
3.6. Correcciones Estáticas	48
3.7. Análisis de Velocidades	48
3.8. Correcciones Dinámicas	50
3.9. Colección de trazas de un CMP	52
3.10. Suma (Stack)	54
3.11. Migración	54
3.11.1 Resolución Horizontal.	57
CAPITULO IV	
INTERPRETACIÓN	63
4.1. La Sección	63
4.2. Condiciones óptimas para una interpretación adecuada	65
4.3. Metodología	65
4.4. Sísmica	82
CAPITULO V	
CÁLCULO DE RESERVAS Y ANÁLISIS ECONÓMICO	97
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	106
BIBLIOGRAFÍA	111

INDICE DE ILUSTRACIONES

Figura 1. Situación Geográfica de la Cuenca de la Rioja.

Figura 2. Encuadre geológico Esquemático de la Cuenca de Cameros.

Figura 2b. Corte Geológico A-B de la unidad cabalgante de Cameros.

Figura 2c. Columna estratigráfica resumida del cretácico.

Figura 3a. Equipo receptor (geófono).

Figura 3b. Fuente de energía (Vibrador).

Figura 4. Cobertura múltiple.

Figura 5a. Dispositivo de terreno.

Figura 5b. Dispositivo de traza.

Figura 6. Convolución de la señal por el terreno.

Figura 6b. Traza sísmica en bruto de una ventana de la línea sísmica CAM - 11.

Figura 6c. Respuesta impulsional del terreno obtenida a partir de traza sísmica en bruto de una ventana de la línea sísmica CAM - 11.

Figura 6e. Velocidad de corrección de la línea sísmica CAM - 11.

Figura 7. Corrección dinámica de una ventana de la línea sísmica CAM - 11.

Figura 7b. Colección de trazas de un mismo CMP de la línea CAM - 11

Figura 8b. Stack línea CAM - 11.

Figura 8c. Migrada línea CAM - 11.

Figura 8d. Migración de la información.

Figura 8e. Zona de Fresnel

Figura 8f. Filtros

Figura 8g. Filtros

Figura 9. Cálculos discretos de tiempos.

Figura 9b. Línea CAM - 20 calado con en sondeo RIO - 5.

Figura 10. Registro sísmico.

Figura 10b. Continuidad del horizonte TE - 1 de la línea CAM - 20.

Figura 10c. Carácter de los horizontes Cret-1 y Tri-2 en la línea CAM - 20.

Figura 10d. Cruce de líneas sísmicas CAM - 20 con CAM - 22.

Figura11. Migración.

Figura 12. Interpretación de secciones sísmicas.

Figura 13. Picado de reflectores.

Figura 14. Resultado de Interpretación teórico.

Figura 15. Sección Interpretada.

Figura 16 a 25. Secciones sísmicas de la Cuenca de Cameros.

Figuras 26 y 27. Mapas de Isocronas

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo se ha realizado desde octubre de 1997 hasta marzo de 1998 en la empresa LOCS Oil Company of Spain, S.A. La pasantía fue conseguida por la UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID para LA ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL con la cual mantiene convenios de cooperación.

Corresponde al desarrollo de las etapas de un proyecto de LOCS Oil Company of Spain, S.A. entregado en octubre de 1997. El alumno ha sido formado por parte de la empresa teórica y prácticamente sobre la aplicación de los procedimientos geofísicos y geológicos que se presentan a continuación.

La herramienta informática que se utilizó es una plataforma SUN, con la aplicación SEIS WORKS 2D, utilizada en la interpretación de secciones sísmicas.

La empresa LOCS PYDHESA ha declarado parte de la información entregada al alumno Edgar Berrezueta como confidencial y no será presentada en el proyecto.

Objetivos

- 1. Formación académica del alumno en fundamentos sísmicos y fundamentalmente en el conocimiento de la metodología de Procesado e Interpretación Sísmica .**
- 2. Aplicación de esta técnica geofísica en la Cuenca de Cameros combinando información geológica, geofísica y de sondeos mecánicos a fin de definir las zonas con mayores potenciales petroleros.**
- 3. Determinación de volumen recuperable de Petróleo en la cuenca y análisis económico a partir de la determinación del espesor mínimo económico.**

CAPITULO I

ANTECEDENTES

1.1 El área de trabajo

El área de trabajo se localiza en una zona geológicamente compleja en el norte de España. Los sedimentos aflorantes son clásticos de edad terciaria, cabalgados al norte y sur por materiales de edad mesozoica.

En la década de los ochenta, se investigó esta área mediante la utilización de pozos de investigación, varias campañas de sísmica de reflexión y otros métodos. Los resultados de los sondeos, con indicios importantes de hidrocarburos, dejaron abierta la posibilidad de continuar el estudio posteriormente.

Por razones de confidencialidad aunque al alumno se le ha proporcionado toda la información necesaria para su formación y la realización del proyecto, la descripción geológica del área y los datos técnicos específicos descritos en la presente memoria serán en extremo sucintos.

1.2 Situación Geográfica

La Cuenca del Ebro está limitada al norte por los Pirineos, al oeste por la Cuenca Cantábrica, al sur por parte de la Cordillera Ibérica, y al este por la cordillera Costera Catalana. Toda la cuenca se subdivide, al este en la Cuenca de la Rioja y al oeste en la del Ebro. Es una cuenca terciaria; las dimensiones son desconocidas porque sus márgenes norte y sur están obstruidas por rocas muy antiguas.

La zona de trabajo se encuentra en la parte noroccidental de la Cordillera Ibérica. Ocupa la parcial o totalmente las siguientes hojas del Mapa Topográfico Nacional de España a escala 1:50000: 241-Anguiano, 279-Villoslada de Cameros, 317-Vinueza, 242-Munilla, 280-Enciso y 318-Almarza.

La zona es montañosa con desniveles desde 2113 m a 424 m; esta diferencia se refleja en la disposición de la red fluvial en profundos cañones. La zona posee una baja densidad de población, a excepción de la ciudad de Soria 320.000 habitantes y Logroño con 111.000 habitantes.

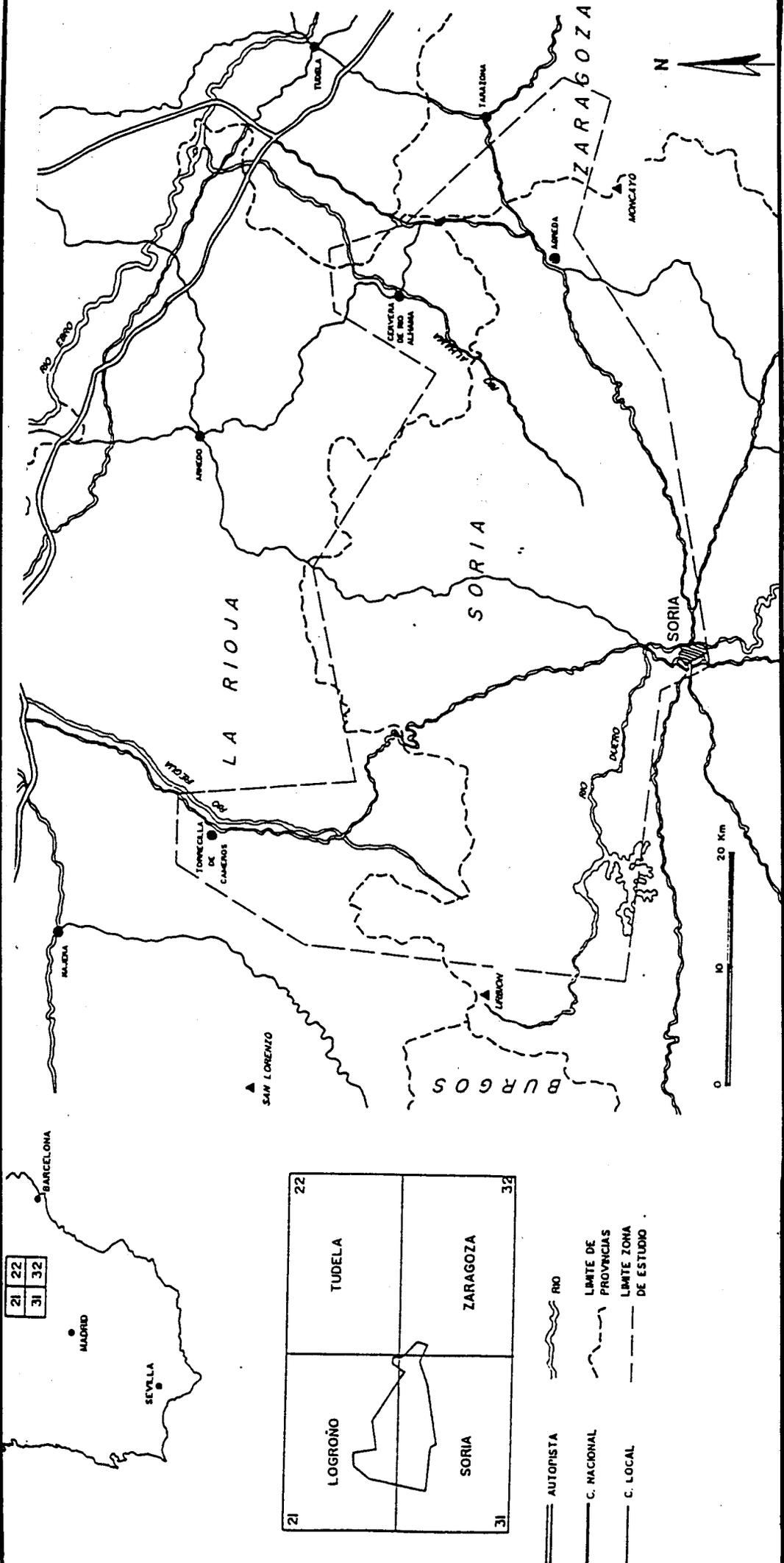


Figura 1. Situación Geográfica de la cuenca estudiada.

1.3 Geología Regional.

Precámbrico

Compuesto por esquistos y pizarras intercaladas por areniscas.

Paleozoico

La clasificación simplificada según COLCHEN (1974) sería:

- (1) Conglomerados, areniscas y pizarras. Cámbrico inferior.
- (2) Dolomías y pizarras dolomíticas. Cámbrico inferior-medio
- (3) Calcoesquistos y pizarras grises. Cámbrico medio.
- (4) Areniscas y cuarcitas. Cámbrico medio-superior.
- (5) Pizarras, cuarcitas y lentejones calcáreos. Cámbrico superior- Ordovícico.

Triásico

Facies Buntsandstein. Constituída principalmente por areniscas y localmente brechas en la base, depositadas en ambientes de abanicos aluviales en el inferior, y llanuras aluviales en la parte superior.

Facies Muschelkalk. Litológicamente formada por dolomías y calizas dolomíticas, alcanzan potencias de 20 m; se acuñan al sur hasta desaparecer.

Facies Keuper. Formada por arcillas y margas rojas, con intercalaciones de yeso, posee características plásticas que la hacen objeto de intensa tectonización. El ambiente de deposición es del tipo sebka (condiciones hipersalinas).

Jurásico Marino

Se distinguen cinco unidades bien definidas, y otra de potencia escasa y variable. El Jurásico o algunas de las cinco unidades llegan a desaparecer en algunos puntos a techo, en el contacto con sedimentos continentales o no claramente marinos de las facies localmente conocidas como Purbeck-Weald.

Las unidades que se pueden diferenciar están constituidas por:

- (1) Carniolas, oquerosas y brechoides, "Infra-Lías".
- (2) Calizas, de composición fundamentalmente micrítica. "Lías"
- (3) Margas y calizas. "Lías"
- (4) Calcarenitas. "Lías"- "Dogger"
- (5) Alternancia de calizas y margas. "Dogger".
- (6) Calizas pararrecifales. "Dogger".

Jurásico Superior - Cretáceo Inferior

Durante este periodo, la cuenca sufre una evolución compleja provocada por distintos episodios tectónicos, que quedan reflejados en los sedimentos asociados a ellos.

Se reconocen 4 secuencias (I-II-III-IV) que comienzan por facies siliciclásticas fluviales y terminan con facies calcáreas de origen lacustre. El eustatismo jugó un papel importante.

El relleno de la cuenca es complejo, con dos sectores bien diferenciados, uno occidental y otro oriental, cuya correlación no es satisfactoria, pero puede ordenarse el registro en unidades de carácter genético (secuencias deposicionales) separadas por discordancias muy grandes. Las cuatro secuencias de muro a techo son:

- I. GRUPO TERA (Conglomerados, areniscas y niveles calcáreos)
- II. GRUPO ONCALA (Facies calcáreas, arenosas, pelíticas y conglomeradas)
- IIIa. GRUPO URBION (Conglomerados cuarcíticos, conjuntos pelíticos, areniscas)
- IIIb. GRUPO ENCISO (Margas)
- IV. GRUPO OLIVAN (Limolitas, arcillas)

Cretácico Superior (Albiense-Maastrichtiense)

Constituye un megaciclo en el que se reconocen desde facies continentales a marinas. Comienza con arenas en su parte inferior, que gradan a un conjunto margoso y después progresivamente más calcáreo.

El Terciario

Está representado por sedimentos depositados en ambiente continental, en un dispositivo de abanicos aluviales. Dentro del conjunto se han diferenciado 5 unidades tectosedimentarias, que quedan separadas entre si por discontinuidades sedimentarias.

Las similitudes de los procesos generadores del depósito a través del tiempo, así como la identidad de las áreas suministradoras de los mismos, ocasionan que los sedimentos sean litológicamente similares. Por ello, el establecimiento de límites cronoestratigráficos es problemático. Así la cartografía se basa en niveles guías que también presentan discontinuidades. Las litologías que conforman el terciario en forma general son:

- (1) Yesos, arcillas, materiales evaporíticos.
- (2) Conglomerados calcáreos, areniscas limolitas, arcillas.

El estudio está basado en 7 sondeos mecánicos y varias campañas sísmicas.

(3) Conglomerados poligénicos, areniscas, limolitas rojas.

(4) Conglomerado, arcillas, areniscas.

(5) Pudingas.

El Cuaternario

El Cuaternario cubre de forma discontinua la región con litologías variadas; acumulación de cantos alóctonos, terrazas aluviales, derrubios de ladera, conos de deyección. Resulta difícil diferenciarlos por lo que se denomina al conjunto cuaternario indiferenciado.

La geología regional se representa en la Figura 2a. Esta es muy compleja debido al cabalgamiento que sufrió la cuenca a causa de un esfuerzo de compresión que afectó a toda la zona.

El nivel de despegue del cabalgamiento es un material del triás muy plástico formado por sales y margas que facilitaron el movimiento. La parte sur de la cuenca cabalgó sobre la norte como se puede ver en el corte A- B (figura2b), además en el presente perfil se presentan en rasgos generales la estructura de la Cuenca, los materiales depositados y su disposición en la cuenca.

El conocimiento general de la geología de la zona de estudio se ha obtenido de los mapas geológicos del área a escala 1:50000 y 1:25000. Para complementar la información geológica se reinterpretaron los logs de 7 sondeos mecánicos localizados en la cuenca.

El resultado general se representa en la figura 2c como resumen de la estratigrafía interna de la cuenca en la que se destaca la zona Cretácica pues en esta zona en base al análisis de los indicios de petróleo registrados se localizarían las posibles rocas madres, rocas almacén y rocas sello.

Existen materiales que corresponden con el perfil de roca madre generadora localizadas en facies terrestres lacustres del cretáceo inferior y superior. También se comprueba la existencia de facies arenosas que podrían ser los almacenes más adecuados para los hidrocarburos, con arcillas a techo, que por su carácter impermeable cumplen las condiciones de sellos.

Estas características obtenidas de la Geología regional y de los sondeos llevan a pensar en un Play Concept basado en los indicios de origen de hidrocarburo, posibles rocas almacén, sello y migración hacia estructuras adecuadas que pudieron haberse originado debido a las características de evolución de la cuenca y que se busca localizar con la sísmica de reflexión.

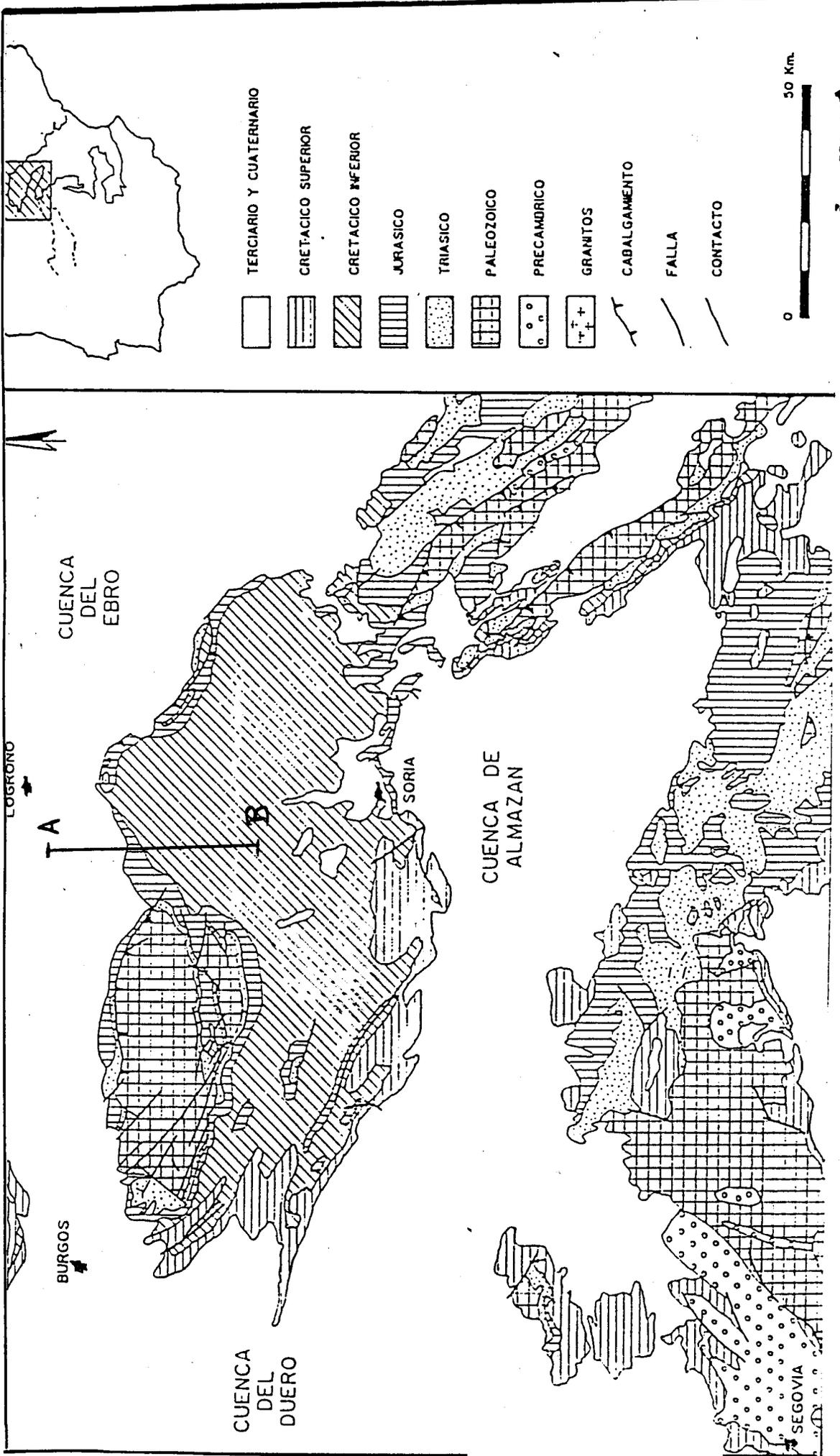


Figura 2a. Encuadre Geológico esquemático de la Cuenca de los Cameros y Demanda.

Corte A-B

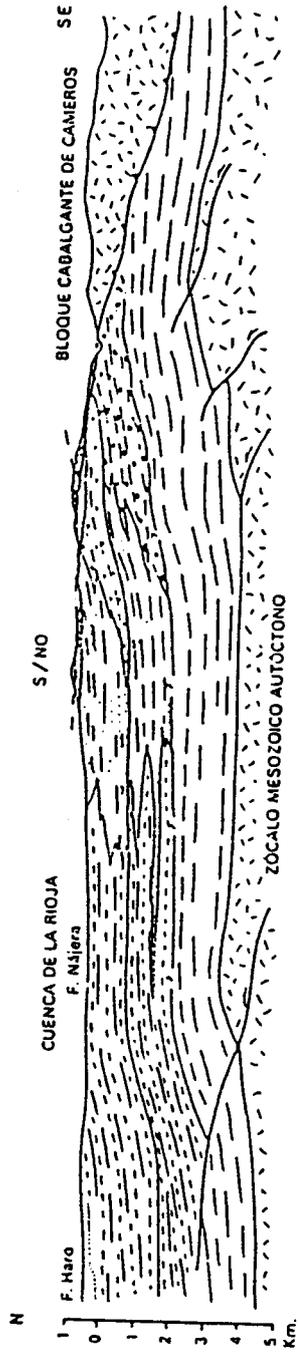


Figura 2b. Corte Geológico A – B de la unidad cabalgante de Cameros presentada en la figura anterior.

CAPITULO II

FUNDAMENTOS DE SÍSMICA DE REFLEXIÓN

2.1 Ondas Sísmicas

Puesto que el proyecto se basa en la interpretación de secciones de sísmica de reflexión, es importante conocer los fundamentos básicos de esta disciplina así como su implementación práctica (adquisición y procesado de datos).

2.1.1 Fundamentos Teóricos

La transmisión de un esfuerzo mecánico a través de un medio material responde a un modelo ondulatorio. Se producen dos tipos de ondas: longitudinales (P), que producen movimientos de compresión y dilatación en las partículas, y transversales (S), que producen movimientos de cizalla en las mismas.

2.1.2 La Tierra como Medio Elástico

Modelizando el medio geológico como un medio compuesto por cuerpos homogéneos, elásticos e isotropos, la propagación de las ondas sísmicas cumple las leyes de reflexión y de refracción. Aunque el movimiento se propaga en todas las direcciones, sólo se mide en las direcciones reflejadas o refractadas, conocidas como rayos.

2.1.3 Leyes de Reflexión y Refracción

Una onda, al llegar a una superficie que separa dos medios de distintas propiedades mecánicas (diferente densidad y velocidad de transmisión), produce los siguientes efectos:

Reflexión. Parte de la energía incidente se refleja con un ángulo respecto a la normal igual y opuesto al de incidencia.

Refracción. Parte de la energía atraviesa la superficie de separación, con un ángulo respecto a la normal, que depende de la relación de velocidad de los medios en contacto y del ángulo de incidencia cumpliendo la ley de Snell .

$$\text{Sen}\theta_i / V_i = \text{Sen}\theta_r / V_r$$

θ_i = ángulo de incidencia en el medio por el que incide el rayo .

θ_r = ángulo de refracción en el medio por el que se refracta el rayo.

V_i y V_r = velocidades de los medios en contacto.

Difracción. La energía que incide en un punto es reflejada en todas direcciones. Esto ocurre por ejemplo en el borde de una falla.

2.2 Adquisición de Datos Sísmicos

2.2.1 Fuentes de Energía mas usadas

DINAMITA. Produce una emisión prácticamente instantánea de gran cantidad de energía. La carga del explosivo va desde 100 gramos hasta algunas decenas de kilogramos.

VIBROSEIS. Envía una señal no instantánea mediante una vibración de una masa sobre la superficie, durante varios segundos. Figura 3b.

AIR GUN. Utilizada en sísmica marina, funciona a partir de impulsos de aire.

2.2.2 Receptores de Energía

GEÓFONOS. Convierten el desplazamiento mecánico en diferencia de voltaje eléctrico. Funcionan de tal manera que el imán fijo a la carcasa anclada al suelo se desplaza respecto a una bobina suspendida, que por su inercia no se mueve respecto al imán y que genera corriente eléctrica por inducción.

Para mejorar la información, se suman las señales de 9 a 36 geófonos para una posición receptora. Figura 3a.

HIDRÓFONOS. Registran la variación de presión hidrostática. Se utilizan para adquisición de datos marinos.

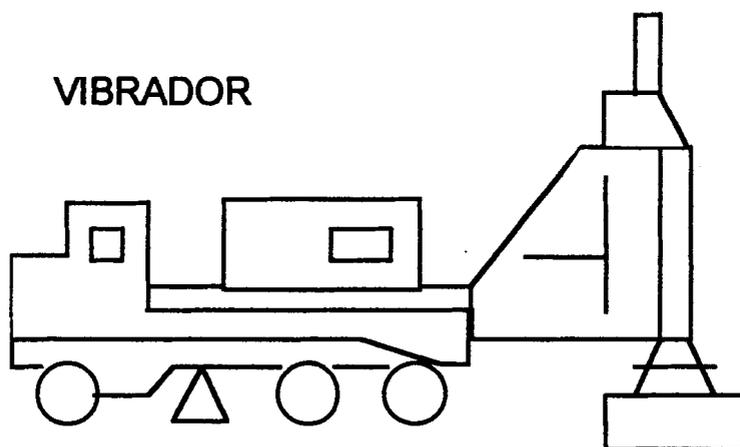
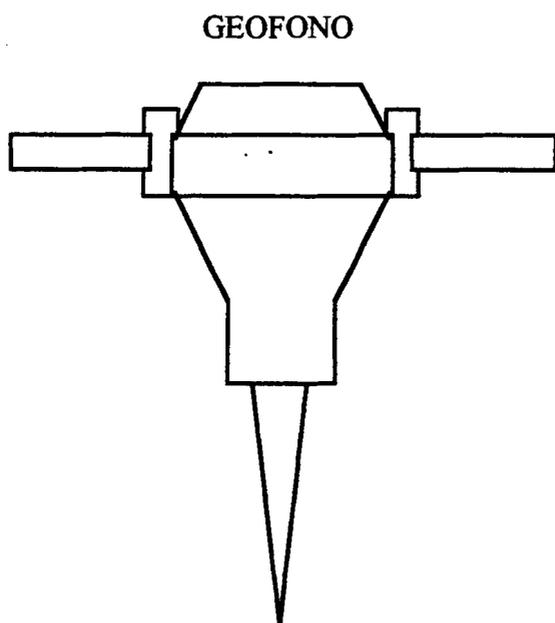


Figura 3: a) Geófono.

b) Vibrador.

2.2.3 Equipos Registradores

Grababan en soporte magnético (cinta o disco) la información de todas las posiciones receptoras. Un registro de terreno es una serie temporal resultado de multiplexar en tiempo las posiciones receptoras o canales. Los equipos registradores más potentes son capaces de registrar más de 1000 canales digitalizando la información en 4 ms.

2.2.4 Cobertura Múltiple

Es el diseño utilizado en sismica de reflexión que registra la información de un mismo punto de reflexión **CMP (common mid point)**, con diferentes puntos de tiro y de receptores. Al sumar la información de un mismo CMP, la señal se refuerza y el ruido se atenúa, de manera que si, la cobertura es n , se mejora la relación señal / ruido en $n^{1/2}$. Figura 4.

2.2.5 Dispositivos de registro

Las posiciones relativas de los receptores que pertenecen al mismo punto emisor respecto de él mismo constituyen el dispositivo del terreno. Figura 5a. Las posiciones relativas de los geófonos que pertenecen al mismo receptor constituyen el dispositivo traza. Figura 5b.

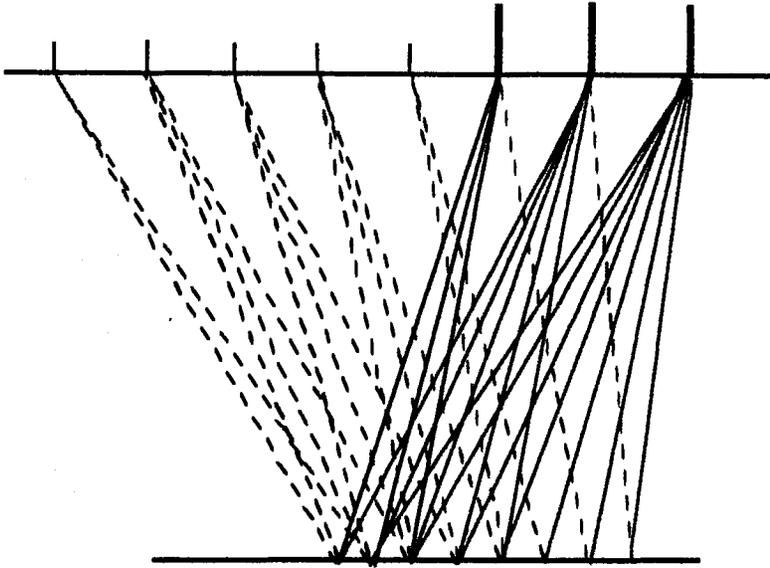


Figura 4: Cobertura Múltiple($n = 3$).

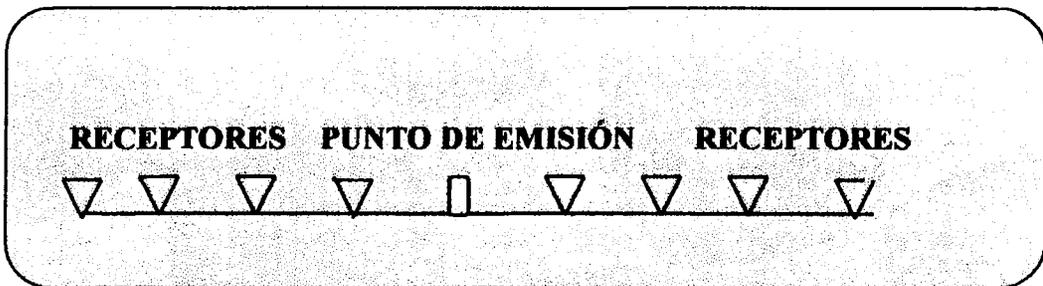


Figura 5a. Dispositivo de terreno.

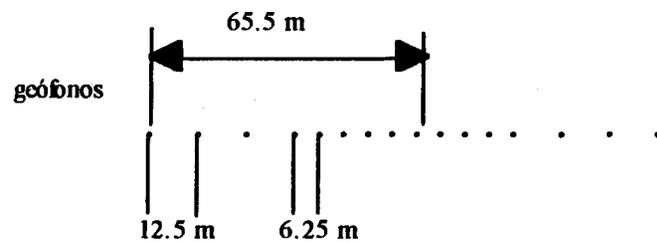


Figura 5b. Dispositivo de traza.

En total se dieron cuatro campañas sísmicas para dar cobertura a toda la cuenca y los datos campo ha variado en el tiempo en cada una de ellas. Como síntesis de los trabajos de campo presentamos la siguiente información.

Recorded By	SGC
Instrument	BISCN 9048 DIFP 48 c
Scource	8Kg
Chanel	35
Samples/trace	2000
Spread Off-End	0 - 16 - 51
Date Recorded	
Field filters	40 - 4000 Hz
Geophones	40 Hz
Group interval	1m
Sample interval	0.10ms
Fold	1200%

CAPITULO III

PROCESADO

Este apartado hace referencia al conjunto de procedimientos que elaboran la información registrada en el campo en documentos interpretables, esta información llega grabada del campo en cinta magnética.

Varias operaciones de procesado que se realizaron en las líneas sísmicas de la Cuenca de Cameros se describirán a partir de analizar el procesado que se llevo a efecto en una de estas líneas, mientras que otras serán descritas en forma general.

3.1 Demultiplexado

La información tomada en el campo es reordenada de forma que, en cada registro correspondiente a un punto emisor o de tiro, las muestras de cada receptor queden recogidas secuencialmente. La serie de muestras correspondientes a un punto receptor se denomina traza. La verificación del Informe de Operador es la comprobación de que la información registrada corresponde exactamente a la mencionada en el informe del operador.



3.2 Edición

Esta etapa busca anular muestras anómalas, muestras ruidosas, corrección de polaridad u otros ruidos.

3.3 Muting

El objetivo de esta etapa es anular las refracciones o primeras llegadas, junto con todas las muestras que los preceden en el tiempo, ya que son ruidos.

3.4 Recuperación de Amplitudes

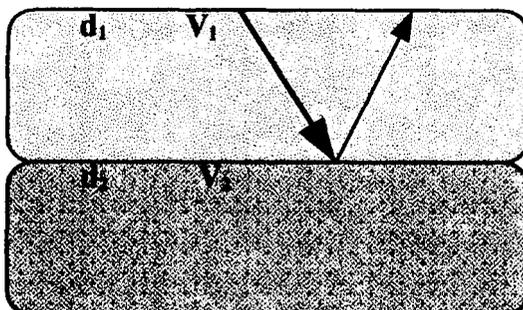
La energía reflejada es proporcional al coeficiente de reflexión R.

V_1 velocidad en el medio 1

d_1 densidad del medio 1

V_2 velocidad en el medio 2

d_2 densidad del medio 2



$$R = (V_2 d_2 - V_1 d_1) / (V_2 d_2 + V_1 d_1)$$

En la práctica puede despreciarse la variación de densidad, quedando:

$$\Delta V = V_2 - V_1$$

$$R = \Delta V / 2V_1 + \Delta V$$

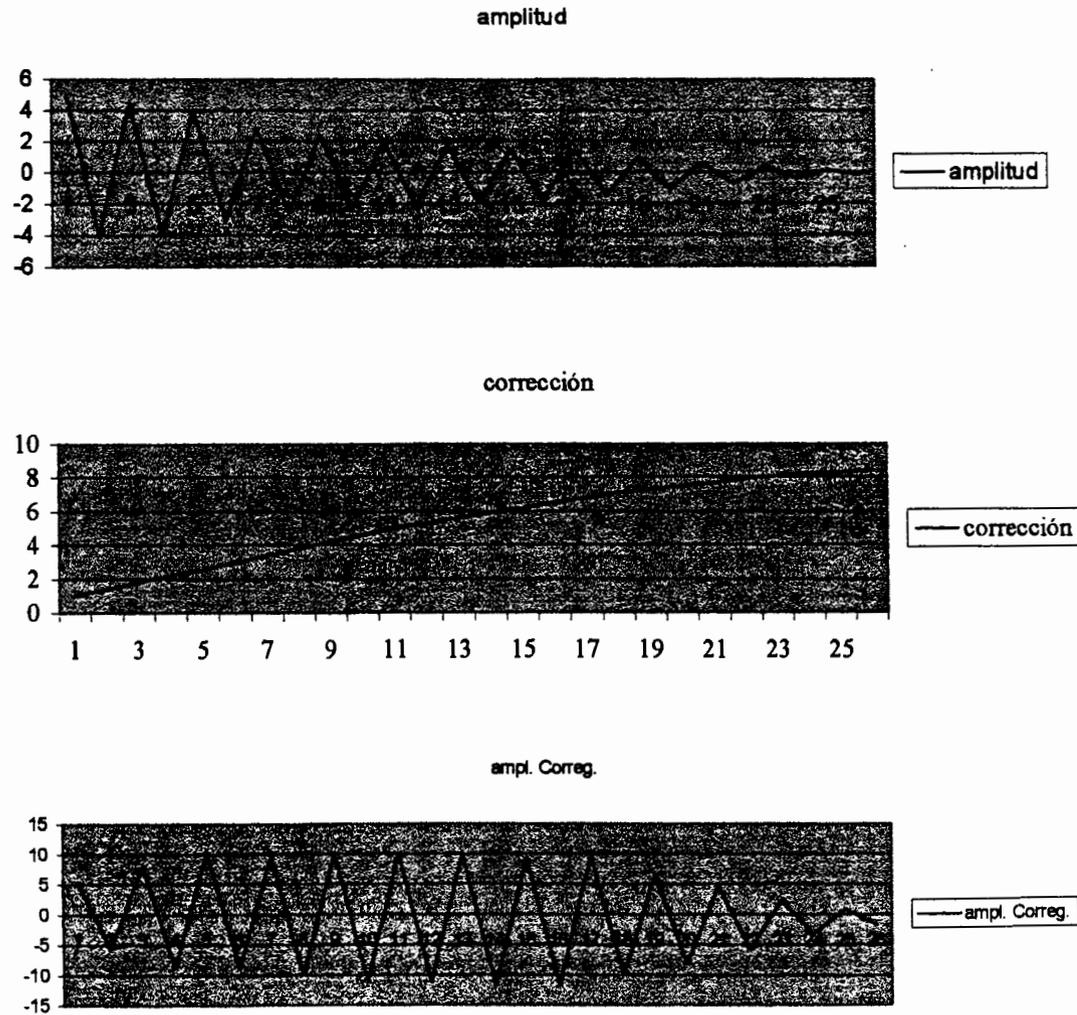
Cada traza corresponde a una serie temporal de valores denominados amplitudes. La amplitud registrada es $K \cdot R$, donde k es una constante dependiente del dispositivo de registro y el propio terreno.

Generalmente, las amplitudes disminuyen con el tiempo de registro. Los reflectores más profundos dan señales más débiles por las pérdidas de transmisión de energía.

Para eliminar el efecto de disminución de amplitudes con el tiempo de registro se igualizan las trazas. La igualación parte de la hipótesis de que la amplitud media en una ventana de tiempo dada, 500 ms por ejemplo, centrada en cualquier muestra de la traza ha de ser la misma a lo largo de la traza.

amplitud	corrección	ampl. Correg.
5	1	5
-4	1.4	-5.6
4.5	1.8	8.1
-4	2.2	-8.8
4	2.6	10.4
-3	3	-9
2.8	3.4	9.52
-2.6	3.8	-9.88
2.4	4.2	10.08
-2.4	4.6	-11.04
2	5	10
-2.1	5.3	-11.13
1.8	5.6	10.08
-1.98	5.9	-11.682
1.5	6.2	9.3
-1.8	6.5	-11.7
1.4	6.8	9.52
-1.4	7.1	-9.94
0.9	7.3	6.57
-1.1	7.5	-8.25
0.6	7.7	4.62
-0.75	7.9	-5.925
0.3	8.1	2.43
-0.4	8.2	-3.28
0.1	8.3	0.83
-0.2	8.4	-1.68

Ampl. Correg. = amplitud * f(t)



Presentamos el método para recuperar el valor de las amplitudes que aplicamos en las secciones sísmicas CAM.

3.5 Deconvolución.

Todo aparato de medida afecta (convuelve) a la medida. La deconvolución trata de eliminar el efecto del aparato de medida. Figura 6.

Ante una perturbación instantánea, el suelo reacciona con un movimiento registrado como una ondícula que pronto alcanza su máxima amplitud y luego decae de forma exponencial, en lugar de un impulso porque la tierra actúa como cualquier aparato de medida (filtro). El objetivo de la deconvolución es conseguir que el movimiento registrado sea impulsional.

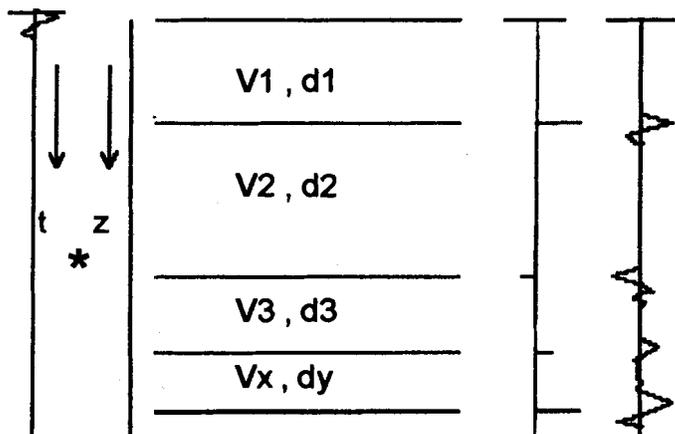
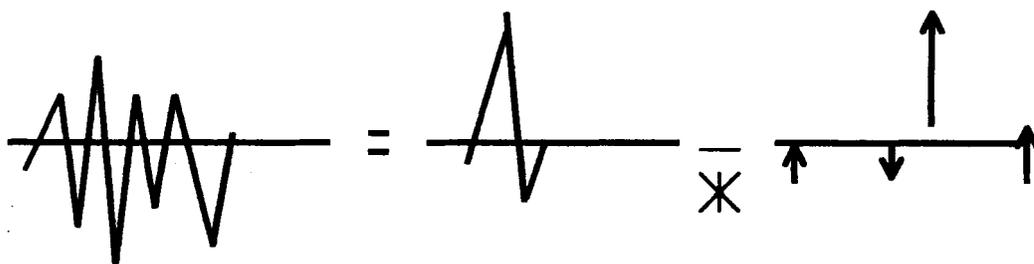
Si $S(t)$ es la señal de entrada o perturbación, $TS(t)$ la traza sísmica registrada y $RI(t)$ representa el medio por el que se propaga la perturbación, la convolución (alteración de la medición por el aparato de medida) viene dada por:

$S(t)$ SEÑAL DE ENTRADA.

$TS(t)$ TRAZA SÍSMICA.

$RI(t)$ RESPUESTA IMPULSIONAL DEL TERRENO.

$$TS(t) = S(t) * RI(t)$$



$S(t)$

$RI(t) = TS(t)$

Figura 6: Convolución de la señal por el terreno.

La convolución para una señal de entrada igual a un impulso de Dirac

$d(t) = 1$ para $t = 0$

$d(t) = 0$ para $t \neq 0$

es la siguiente:

$$d(t) * RI(t) = TS(t)$$

Es decir, si la señal de entrada fuera un impulso de Dirac, la respuesta $TS(t)$, sería idéntica a la transferencia del medio. Por eso se conoce a la serie temporal que representa al medio como la respuesta impulsional.

La realidad es que la señal que se envía al subsuelo no es $d(t)$, sino una señal parecida que cumple la condición causa - efecto (mínima fase). Partiendo de una señal de entrada $S(t)$ mínima fase (que tiene inversa) y de $TS(t)$ es posible calcular la respuesta impulsional del terreno. Añadiendo al modelo el ruido natural $R(t)$.

$$TS(t) = S(t) * RI(t) + R(t)$$

Se parte de la hipótesis de que $S(t)$ se puede invertir:

$$S(t) * S^{-1}(t) = 1$$

Se tiene:

$$S^{-1}(t) * TS(t) = S^{-1}(t) * (S(t) * RI(t) + R(t))$$

Por las leyes asociativas y distributivas respecto a la suma y haciendo $S^{-1}(t) * R(t) \cong R(t)$, (ruido convuelto da ruido), la expresión puede representarse de la forma siguiente:

$$RI(t) = S^{-1}(t) * TS(t) + R(t)$$

Las hipótesis para desarrollar este proceso son:

- 1.- La reflectividad es un proceso aleatorio; esto implica que la ondícula y la traza tienen la misma autocorrelación y espectro de frecuencias.
- 2.- La onda sísmica de entrada es mínima fase.

La deconvolución puede estudiarse desde el dominio de frecuencias.

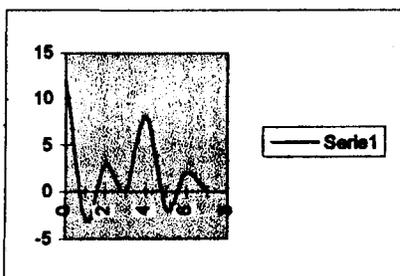
Aplicando el Teorema de Parseval de identidad entre la convolución en el tiempo y la multiplicación en el dominio de frecuencias, podemos expresar: Donde, $S(f)$, $RI(f)$ y $TS(f)$ son las transformadas de Fourier de $S(t)$, $RI(t)$ y $TS(t)$.

$$S(f) \times RI(f) = TS(f) \quad \Leftrightarrow \quad S(t) * RI(t) = TS(t)$$

S(t) 4,-1,1
 RI(t) 1,3,0,0,0,2,0

S(t) * RI(t) = TS(t)

TS(t)	4	-1	1	
	3			12
	0	3		-3
	0	0	3	3
	0	0	0	0
	2	0	0	8
	0	2	0	-2
	0	0	2	2
		0	2	0
			0	0



Auto correlacion de S(t).

	4	-1	1			
4	-1	1				4
	4	-1	1			-5
		4	-1	1		17
			4	-1	1	-5
				4	-1	1
					4	4

Auto correlacion de TS(t).

erie 1 representada

4	-1	1	0
c			0
b	c		1
a	b	c	0
	a		0

12	-3	3	0	8	-2	2	-24	
-2							-30	
-2	2						96	
8	-2	2					-30	
0	8	-2	2				76	
3	0	8	-2	2			-65	-5
-3	3	0	8	-2	2		234	18
12	-3	3	0	8	-2	2	-65	-5
	12	-3	3	0	8	-2	76	
		12	-3	3	0	8	-30	
			12	-3	3	0	96	
				12	-3	3	-30	
					12	-3	24	

S-1(t) * TS(T) = RI(t)

Estas operaciones de procesado la plataforma las realiza automáticamente y se obtiene resultados como los que vemos en esta ventana de la línea CAM - 11. Figs 6b y 6c).

CAM - 11 N - S Ventana t (0 - 2 ms)

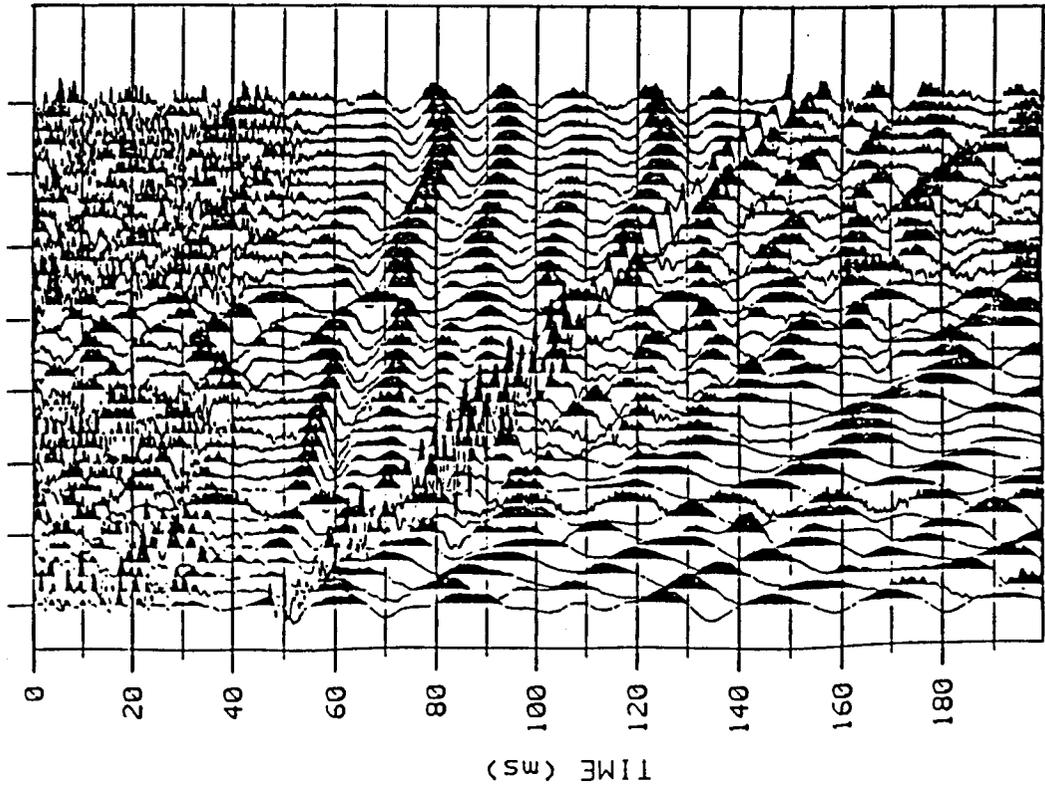


Figura 6b. Traza sísmica TS(t) en bruto de una ventana en el tiempo de la línea CAM - 11.

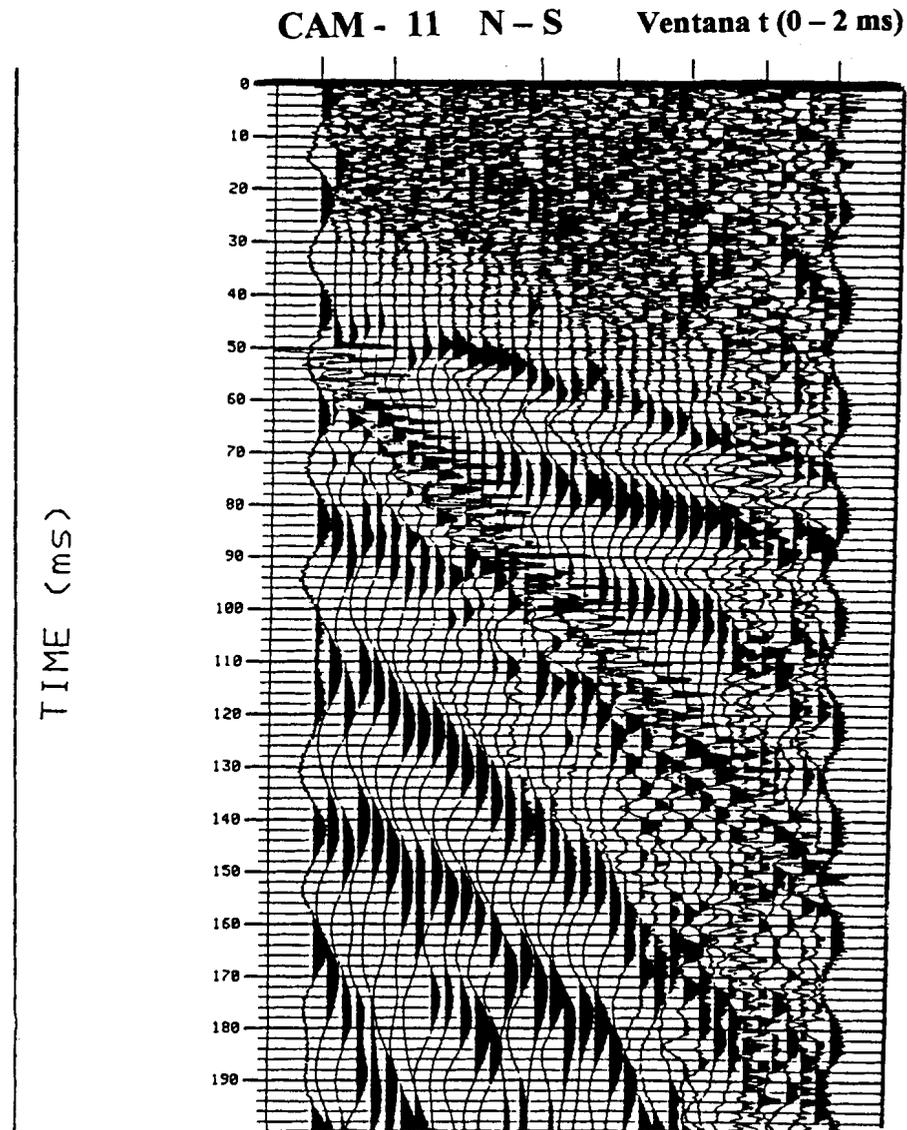


Figura 6c. Respuesta impulsional del terreno obtenida a partir de la Traza Sísmica TS(t) en bruto de una ventana en el tiempo de la línea CAM - 11.

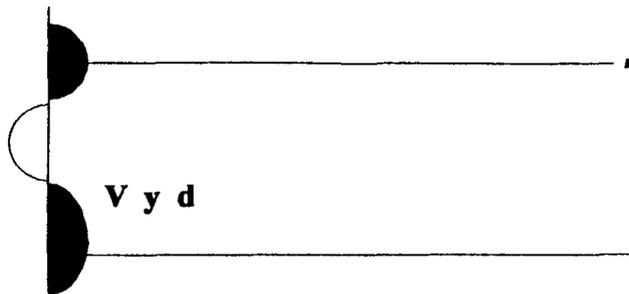
3.5.1 Resolución Vertical

La frecuencia es el parámetro que más influye en la resolución vertical de la sección sísmica. Aunque los fenómenos se den y parezca que se representan en las secciones, es importante establecer antes de la interpretación los límites de resolución que tiene el método sísmico.

La diferencia temporal entre las ondas que se reflejan en el techo y en el muro de una capa en particular, que posee una potencia d y una velocidad V es:



$$\Delta t = 2d/V$$

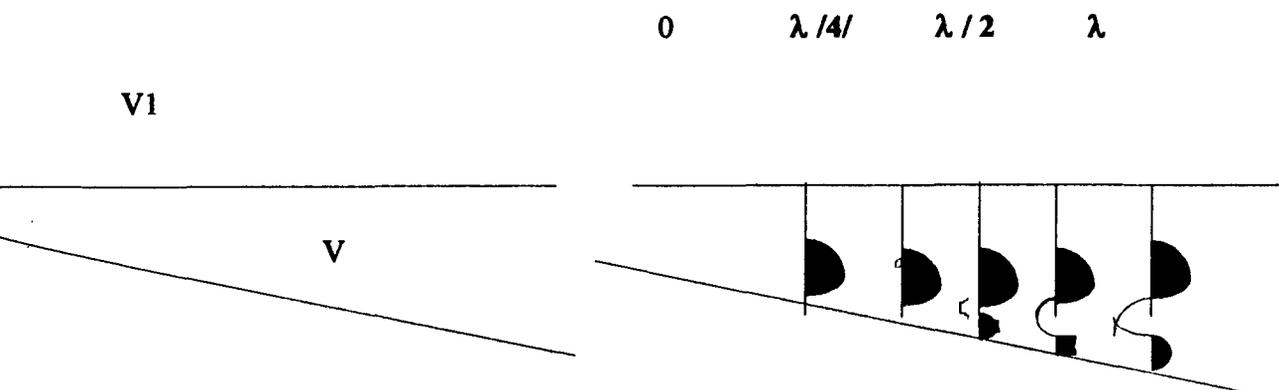


Si se da el caso de que el periodo de la señal T es mayor que el Δt , las señales del techo y el muro se solaparán produciendo diferentes consecuencias según la potencia de la capa y los contrastes de impedancia acústica en cada fase, pudiendo incluso llegar a anularse las dos señales.

Si $\Delta t \geq T$ Entonces $2d/V \geq T$

y $d \geq TV/2 = \lambda / 2$

Si por ejemplo la velocidad es de 2000 m/s y la frecuencia es de 40 Hz, la potencia mínima para ser representada en la sección será de 25m.



V3

Pero si nos encontramos con capas menores a la potencia mínima antes determinada, se produce un acoplamiento, es decir, que un conjunto de varias capas dan lugar a una sola señal formada por la interferencia de cada reflexión "Efecto de Sintonización" o "Tunning effect".

La deconvolución ayuda a obtener más resolución vertical.

SECCION CAM 10.

	FRECUENCIA	VELOCIDAD	Potencia mínima
0.5 ms	40	Hz	18.75 metros
1 ms	40	Hz	23.75 metros
1.5 ms	40	Hz	30 metros
2 ms	40	Hz	37.25 metros
2.5 ms	40	Hz	43.75 metros
3 ms	40	Hz	52.5 metros
3.5 ms	40	Hz	61.875 metros

SECCION CAM 15

	FRECUENCIA	VELOCIDAD	Potencia mínima
0.5 ms	40	Hz	21 metros
1 ms	40	Hz	23.125 metros
1.5 ms	40	Hz	27.5 metros
2 ms	40	Hz	37.5 metros
2.5 ms	40	Hz	45 metros
3 ms	40	Hz	55 metros
	40	Hz	61.25 metros

SECCION CAM 17.

	FRECUENCIA	VELOCIDAD	Potencia mínima
0.5 ms	40	Hz	16.25 metros
1 ms	40	Hz	18.75 metros
1.5 ms	40	Hz	26.25 metros
2 ms	40	Hz	32.5 metros
2.5 ms	40	Hz	42.5 metros
3 ms	40	Hz	51.25 metros
	40	Hz	56.25 metros

Los resultados nos entregan las mínimas potencias determinadas en varias secciones conociendo la frecuencia predominante y a la ley de velocidades.

3.6 Correcciones Estáticas

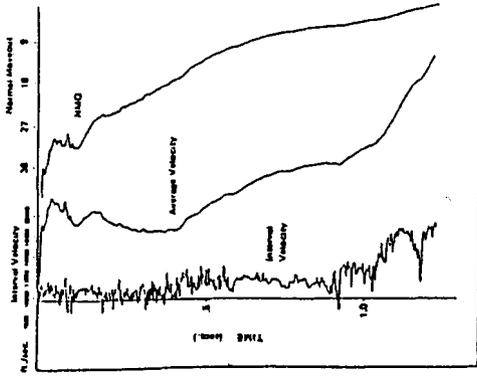
Corrigen los desniveles topográficos y las variaciones laterales de la capa meteorizada. Además suman o restan tiempo a las trazas para referirlas al mismo datum (nivel de referencia) para esta corrección es importante conocer la zona meteorizada.

3.7 Análisis de Velocidades

El criterio a seguir para medir la velocidad que se va a utilizar para la corrección dinámica es sencillo. La mejor velocidad es aquella que proporciona la mejor suma. El análisis espectral de velocidades representa todas las sumas posibles entre dos velocidades dadas máxima y mínima, y el geofísico sólo tiene que elegir para los tiempos que representen reflectores, la velocidad que da la mejor suma.

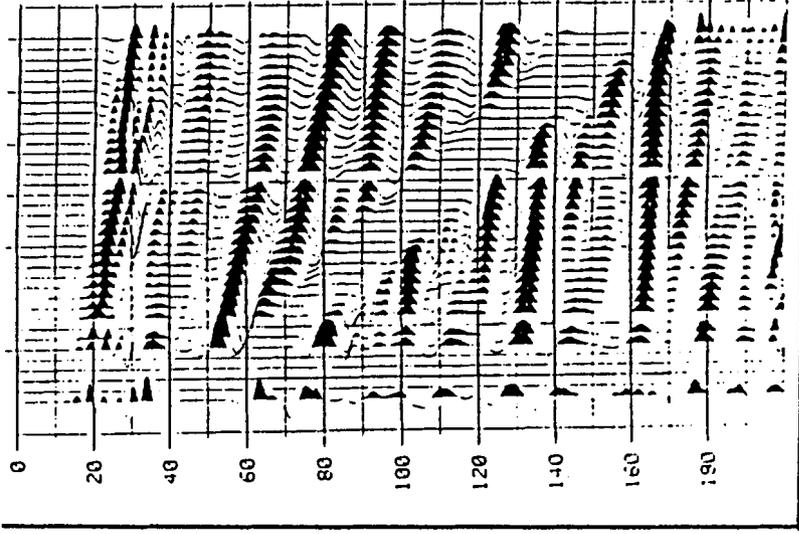
En el gráfico 6e se muestra la variación de la curva de velocidad de una ventana de la línea CAM - 11, cuando tomamos la velocidad adecuada, e las señales de un mismo CMP se alinean y si se suman dan la máxima amplitud de ondas. Además con esta velocidad de corrección se elaboran secciones de velocidad que podemos observarla en el esquema adjunto al gráfico antes mencionado.

Curvas de velocidades



CAM - 11 N - S

Ventana t (0 - 2 ms)



Sección de velocidades

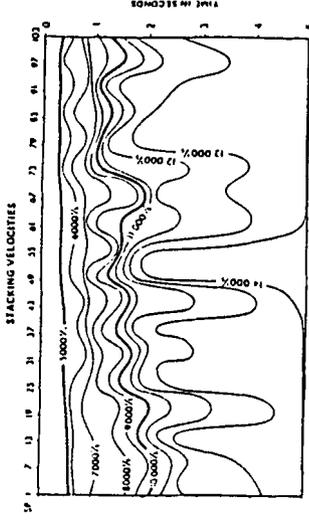


Figura 6c. La mejor suma es la dada por la mejor velocidad de corrección, de estas velocidades se obtiene una sección de velocidades.

3.8 Correcciones Dinámicas

Corrigen el efecto de la distancia que hay entre el emisor y el receptor. Todas las trazas pertenecientes a un mismo CMP contienen información como si se hubiesen registrado a distancia 0 m y, por lo tanto, se pueden sumar para dar como resultado la traza correspondiente a ese CMP.

ΔT = incremento de tiempo

X = distancia.

V = velocidad de corrección

t = tiempo

El efecto de corregir puede cuantificarse según:

$$\Delta T = X^2 / 2V_0^2 t$$

El programa para hacer la corrección dinámica necesita la distancia X , el tiempo t , el ΔT lo calcula para pequeños intervalos y presenta la velocidad de corrección con la que se puede llevar a los horizontes de un mismo CMP a la posición correcta. Un ejemplo lo vemos en la ventana perteneciente a la sección CAM - 11. Toda la información pertenece a un mismo punto en común.

SECCIÓN SIN CORRECCIÓN DINÁMICA

SECCIÓN CON CORRECCIÓN DINÁMICA

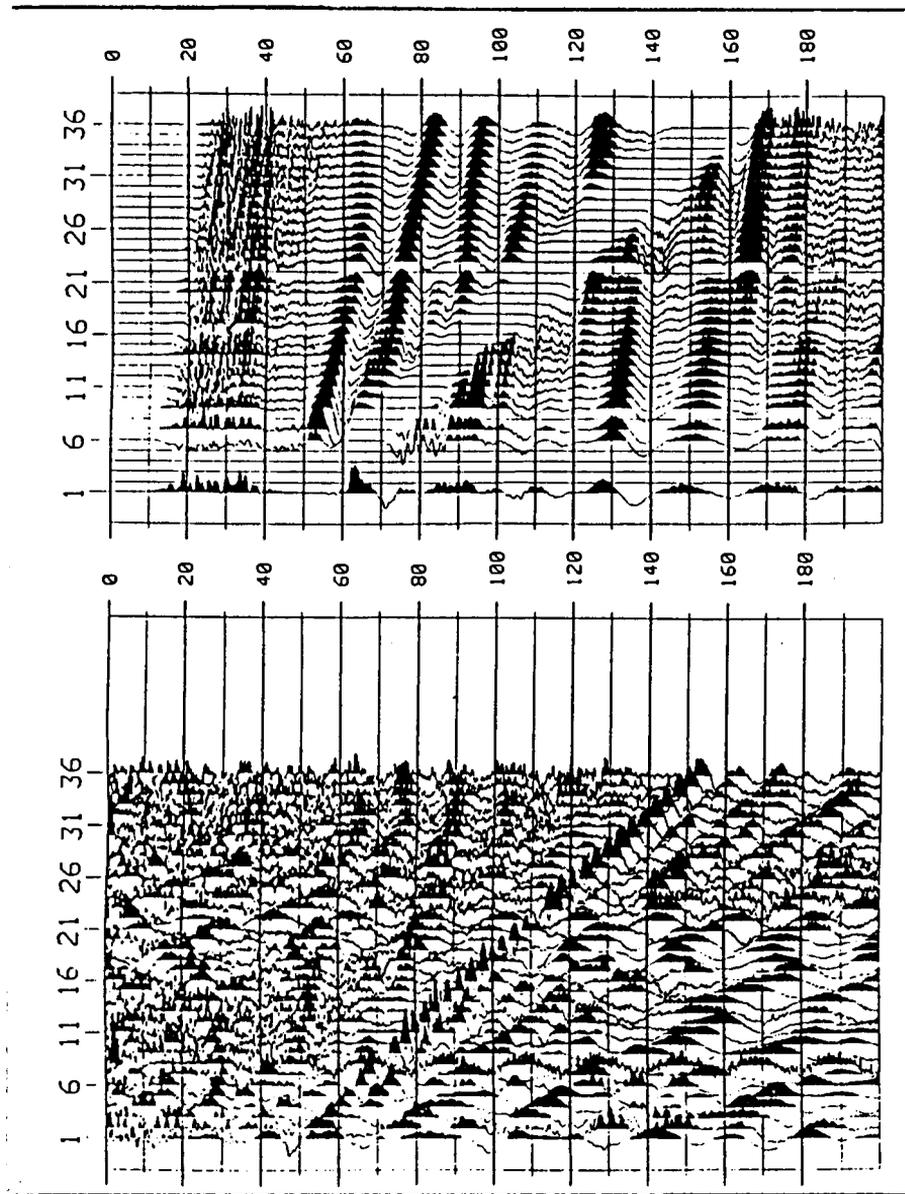


Figura 7. Corrección dinámica de una ventana en el tiempo de la sección CAM - 11.

3.9 Colección de trazas de un CMP

Se basa en pasar de la agrupación de trazas por registro a una agrupación de trazas que tengan en común el punto medio entre el punto de tiro y el receptor.

La operación consiste en dar coordenadas a las trazas (X,Y) dependiendo del punto espejo y agrupar las trazas con el mismo valor de (X,Y) , en orden de offset creciente.

Si el perfil no es una línea recta, los puntos espejo igualmente no estarán alineados, por lo que es necesario englobar a los puntos espejo en una área y dividirla en pequeños rectángulos de igual sección. Se escogen como trazas de un CMP, aquellas cuyos puntos espejo están dentro de una misma banda de rectángulos, adjudicándolas al rectángulo central.

El objetivo es agrupar las trazas que tengan un mismo punto espejo, para facilitar la suma de los mismos (Stack). Tomamos una ventana de la Línea CAM - 11 y representamos las trazas de 3 puntos CMP diferentes, cada uno de ellos esta representado por varias trazas de diferentes trayectorias indicadas por diferentes valores de off set, pero del mismo punto de reflexión. Los CMP tomados son 45, 160 y 280. Figura 7b.

trazas CMP resultado del proceso

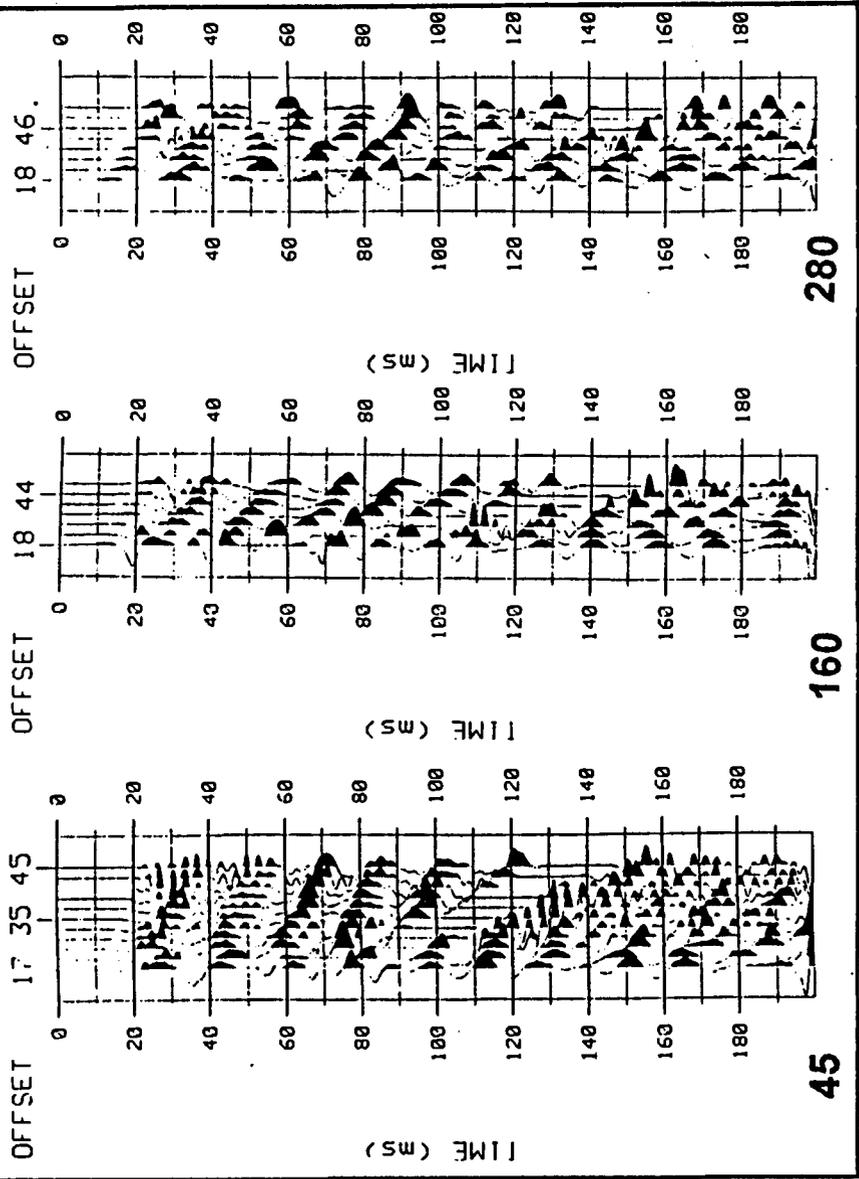


Figura 7b. Colección de trazas de un mismo CMP de la línea CAM - 11.

3.10 Suma (Stack)

Los pasos previos han conseguido poner las señales de las trazas en fase y no necesariamente horizontales. Al sumarlas las señales se refuerzan y se obtienen en el caso de la línea CAM - 11 la siguiente representación Figura 8b.

3.11 Migración

En la suma coincide el punto de tiro con el geófono, representando los tiempos de las reflexiones verticalmente, pero la onda sísmica puede provenir de cualquier lugar del subsuelo. Es decir: las reflexiones son producidas por trayectorias ortogonales a las superficies reflectantes, y no son verticales.

Migrar la señal restituye la información al punto de donde realmente viene. Esto lo realizamos a la Sección Stack CAM - 11 y la migramos los resultados se ven en las siguientes figuras. Figura 8c y 8d. Las operaciones para realizar las migraciones son muy complejas.

CAM - 11 STACK
N - S

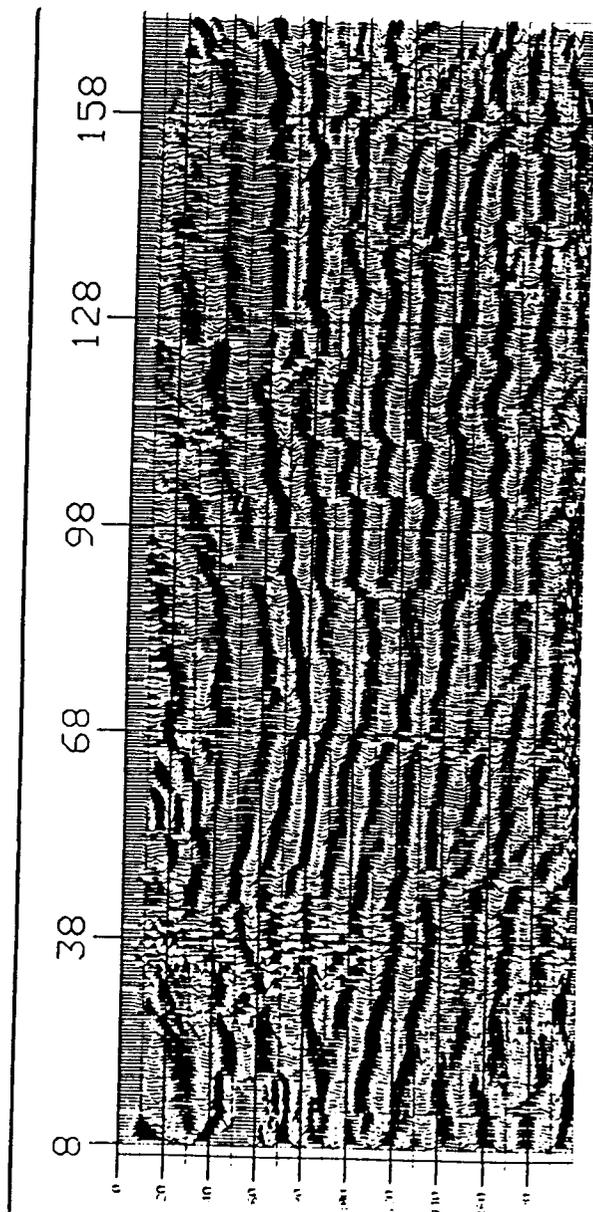


Figura 8b. Ventana de la línea CAM - 11 Stack.

CAM - 11 MIGRADA
N - S

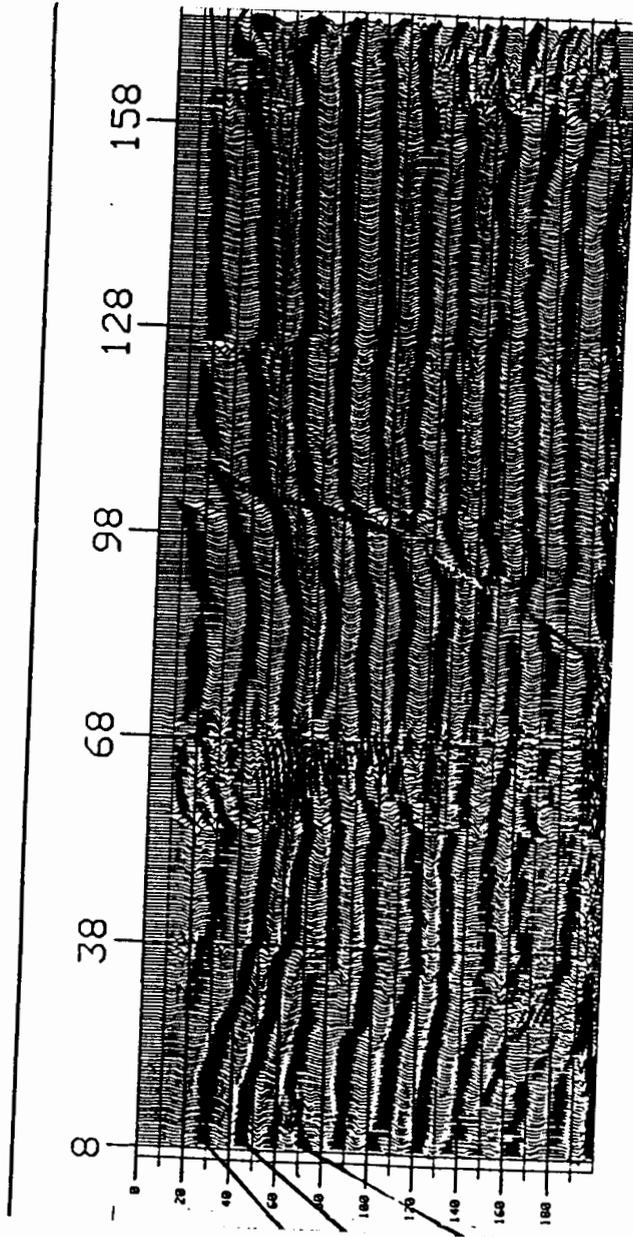


Figura 8c. Ventana de la línea CAM - 11 Migrada.

MIGRACION

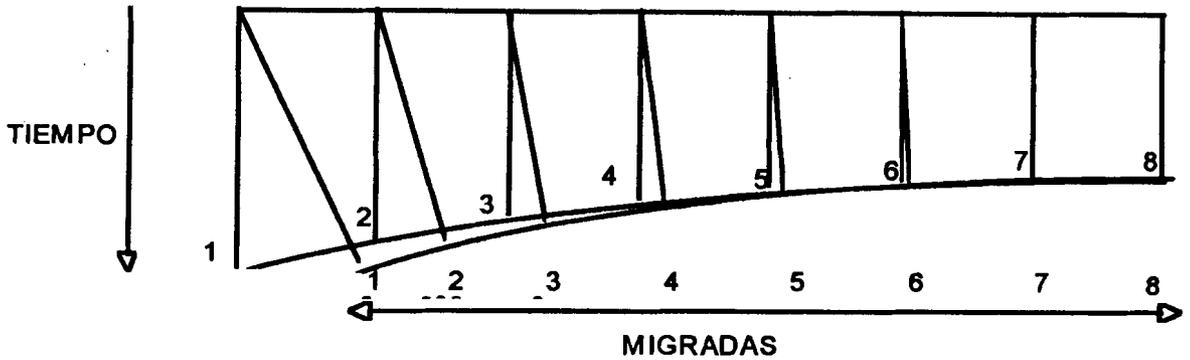


Figura 8d: Migración de la información.

En zonas de tectónica compleja, es obligatorio migrar para visualizar mejor la tectónica real, asumiendo la adquisición en un plano perpendicular a la máxima pendiente de la estructuración.

3.11.1 Resolución Horizontal.

El límite para dimensionar un evento geológico en la dirección de adquisición, lo pone el muestreo horizontal. La información que se obtiene del subsuelo está separada por la mitad de la intertraza. Además, la información, no pertenece a un punto sino que proviene de una área común (Zona de Fresnel).

La zona de Fresnel se debe a que la energía que llega desde un reflector plano proviene tanto de la señal como de la interferencia constructiva de las señales reflejadas en los frentes de onda que llegan en el siguiente medio ciclo, por lo que la señal que llega proviene de una área limitada por una circunferencia. En la figura 8, se representa la zona para media longitud de onda. Cuanto más baja sea la frecuencia, mayor será el área de la zona de contacto constructivo.

Ondas Esféricas.

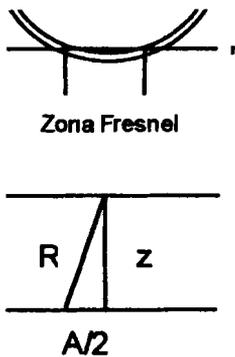


Figura 8e: Zona de Fresnel.

V= velocidad

f= frecuencia

$$2R - 2z < \lambda / 2$$

λ = long. de onda

$$R^2 = z^2 + A^2 / 4$$

R = radio

$$R = z + \lambda / 4$$

Z= profundidad

A = área

Diámetro $A = (2z\lambda)^{1/2}$ como $z = V \cdot t$ y $\lambda = V/f$, t es simple.

Diámetro $A = V \cdot (2t/f)^{1/2}$

Este efecto puede dar una falsa continuidad a los horizontes sísmicos, que normalmente irán acompañados de un cambio de amplitud. Una sola sección no garantiza que los reflectores vengan del plano vertical, siendo necesarios registros en direcciones ortogonales. La zona de Fresnel está afectada por factores tales como buzamiento, linealidad, etc.

La migración contribuye mucho a mejorar la resolución horizontal porque colapsa las difracciones.

FILTROS

La presencia de ruido e interferencias originadas externamente o por la misma señal de entrada debido a características propias de la zona de estudio nos lleva a buscar formas o métodos para eliminar o quitarles influencia a estos fenómenos.

La utilización de filtros lo aplicamos a varias ventanas a varias secciones sísmicas y se podemos observar como en algunos casos mejora la señal, los ejemplos se presentaran a continuación en las siguientes figuras.

LINEA CAM - 32

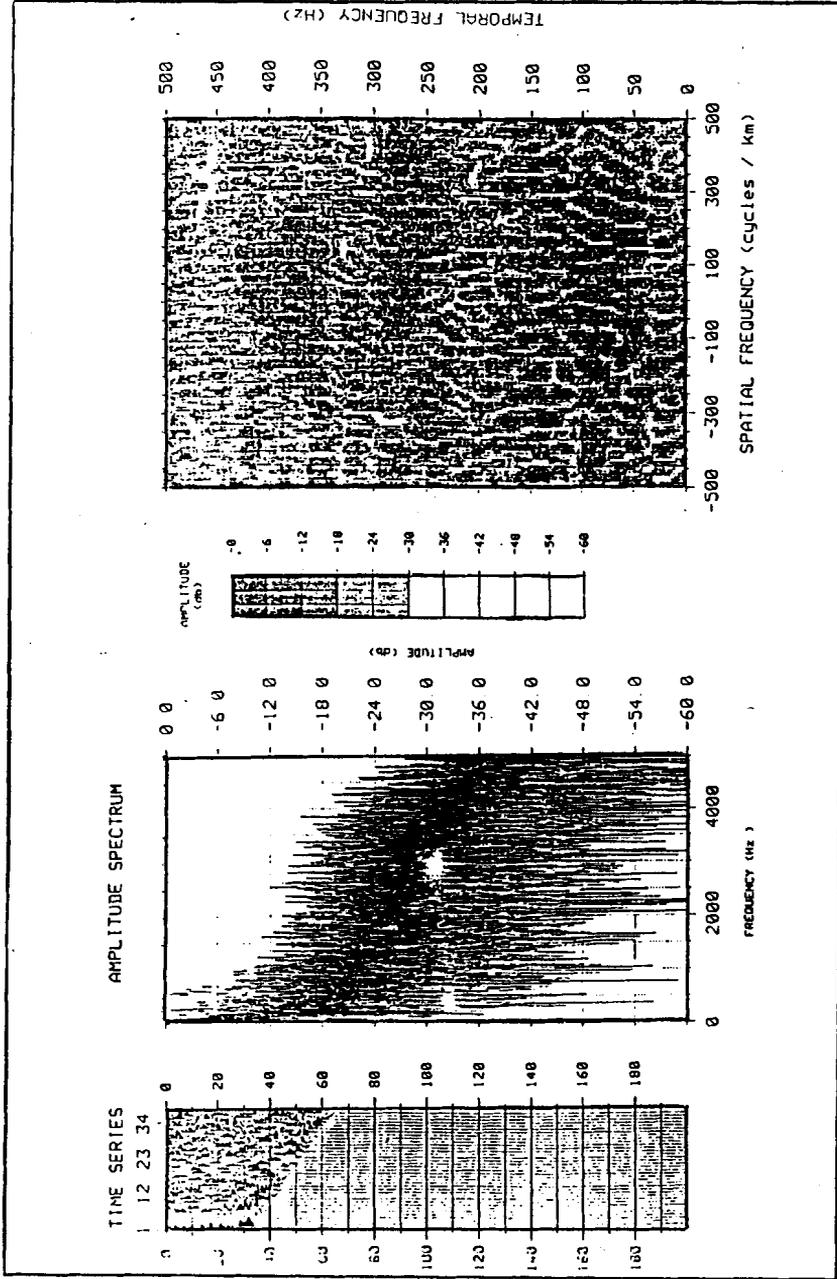


Figura 8f. Filtros adecuados eliminan el ruido ambiental, en el espectro f-k se diferencian las zonas de agrupación de los sucesos registrados. 30

LINEA CAM - 30

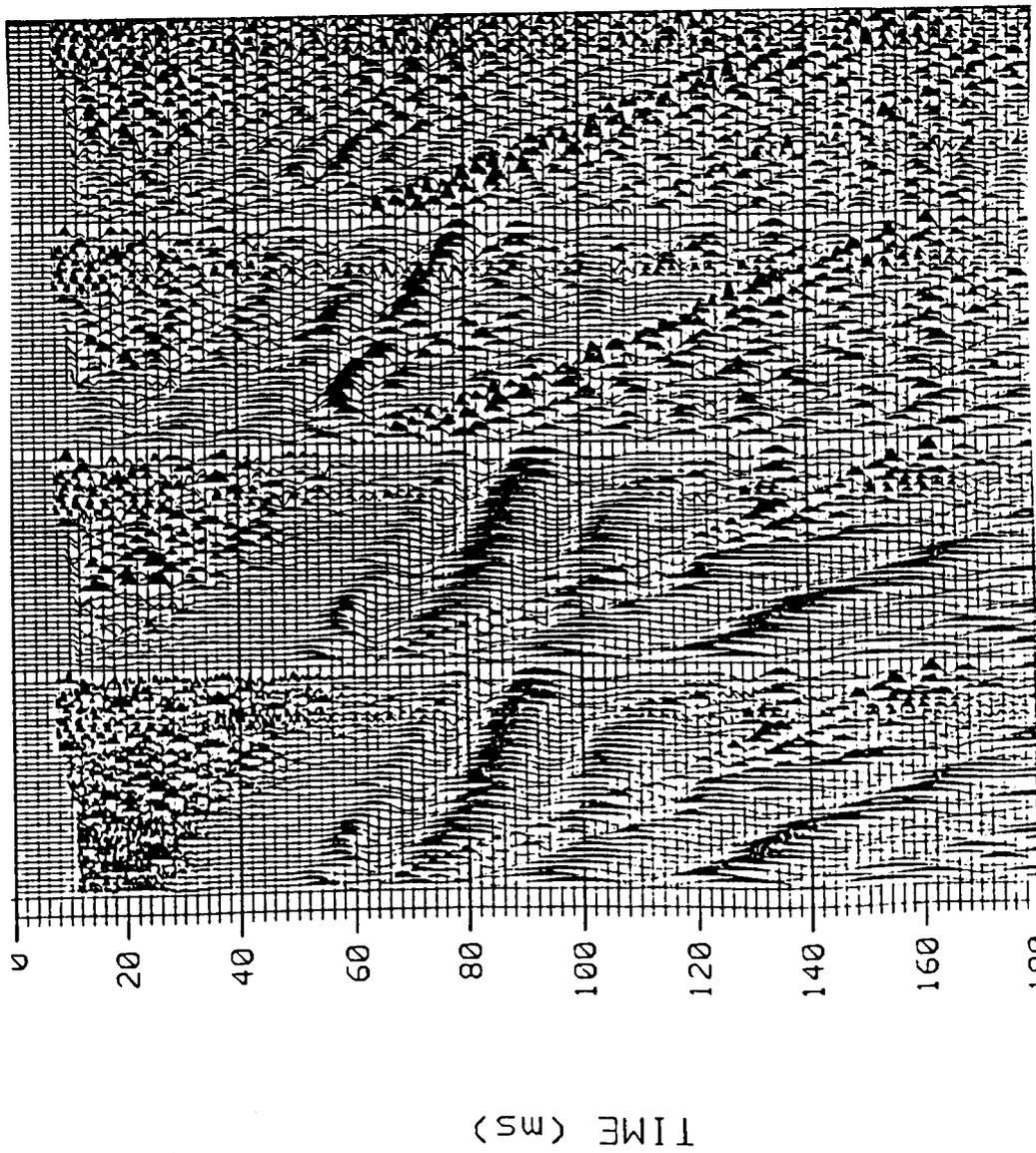


Figura 8g. Filtros de 10, 60 y 110 Hz en una ventana de la línea CAM - 30

La plataforma de procesamiento SUN funciona con un programa cerrado en la cual el usuario solo posee un manual de utilización, el programa solo nos presenta los resultados mas no las operaciones que realiza.

La información final del procesamiento la presentamos a continuación, cada campaña y cada sección tenía una secuencia propia de procesamiento. Como referencia tomamos estos datos.

Import field records

CMPSort

Trace edit

Datum statics

Mute first breaks

FK filter

Frecuencia(40Hz)

Bandpass filter (20 - 50 - 360 - 410 Hz)

Normal Moveout(stretch mute 200%)

CMP-consistent residual statics(correlation window 5 to 200 ms)

CMP Migrada

Maximum shift(5ms)

CAPITULO IV

INTERPRETACIÓN

Para una interpretación adecuada, es deseable conocer la geología de la zona, para identificar los reflectores de una sección sísmica que representan contrastes de impedancia (producto de velocidad por densidad), con los contactos entre las capas geológicas Hemos tomado una de las secciones sísmicas de la Cuenca de Cameros para ir indicando con detalle los procedimientos que se deben tomar en cuenta para realizar una interpretación.

4.1 La Sección

Las secciones sísmicas son los documentos sobre los que se va a extrapolar la interpretación geológica de la información tomada del subsuelo. Estas secciones son

el resultado de varios trabajos y cálculos, hechos tanto en el campo como en laboratorios de procesado. Es importante entender y conocer los parámetros de adquisición y la secuencia de procesado antes de empezar la interpretación.

Es el documento de base para el interpretador, y representa sísmicamente un corte **distancia - tiempo**, sobre un plano que pasa por el perfil y es perpendicular a la superficie del suelo.

La información que se presenta es el conjunto de trazas suma de los CMP, y representa los lugares en los que cambia el coeficiente de reflexión. Se obtiene de distintos puntos de emisión de energía y geófonos que tienen en común un mismo punto espejo.

La coherencia de las ondas, traza a traza, es una imagen de la expresión $x-t$ de la posición de los reflectores, no de las trayectorias sísmicas. El documento también presenta información sobre la altimetría del perfil, los parámetros de adquisición y el tratamiento efectuado, además de las particularidades de la sección.

Si en una determinada zona no existen contrastes entre las impedancias de las capas, no se obtendría información

4.2 Condiciones óptimas para una interpretación adecuada

Son las siguientes:

- a) Tener un conocimiento geológico adecuado de la región en la que se realiza el estudio sísmico.** Esta información se la tomo de la cartografía existente que se basa en Mapas Geológicos de escalas 1:25000 y 1:50000.

- b) Los datos de campo deben ser correctos y de calidad, para que los resultados estén acordes a la realidad.** La información de Campo es tomada con mucho cuidado.

- c) El tratamiento o procesado de los datos igualmente debe ajustarse a criterios de calidad.** El laboratorio de procesado cuenta con el personal y equipo más capacitado

- d) Datos de pozo.** Información de 7 pozos

4.3 Metodología

La Metodología en interpretación consta de varias etapas, que en la práctica se solapan.

Tiempos y Profundidades

Medidas discretas de tiempos en sondeos

Para relacionar los tiempos de las secciones sísmicas con las profundidades, se miden en superficie, junto al sondeo, mediante una fuente de energía los tiempos correspondientes a trayectos verticales, utilizando geófonos o hidrófonos distribuidos regularmente desde superficie a profundidad máxima del sondeo.

Hay que tomar en cuenta los datos topográficos de localización del sondeo y de la fuente, además de la profundidad de la detonación.

MEDIDA DIRECTA DE TIEMPOS EN SONDEOS

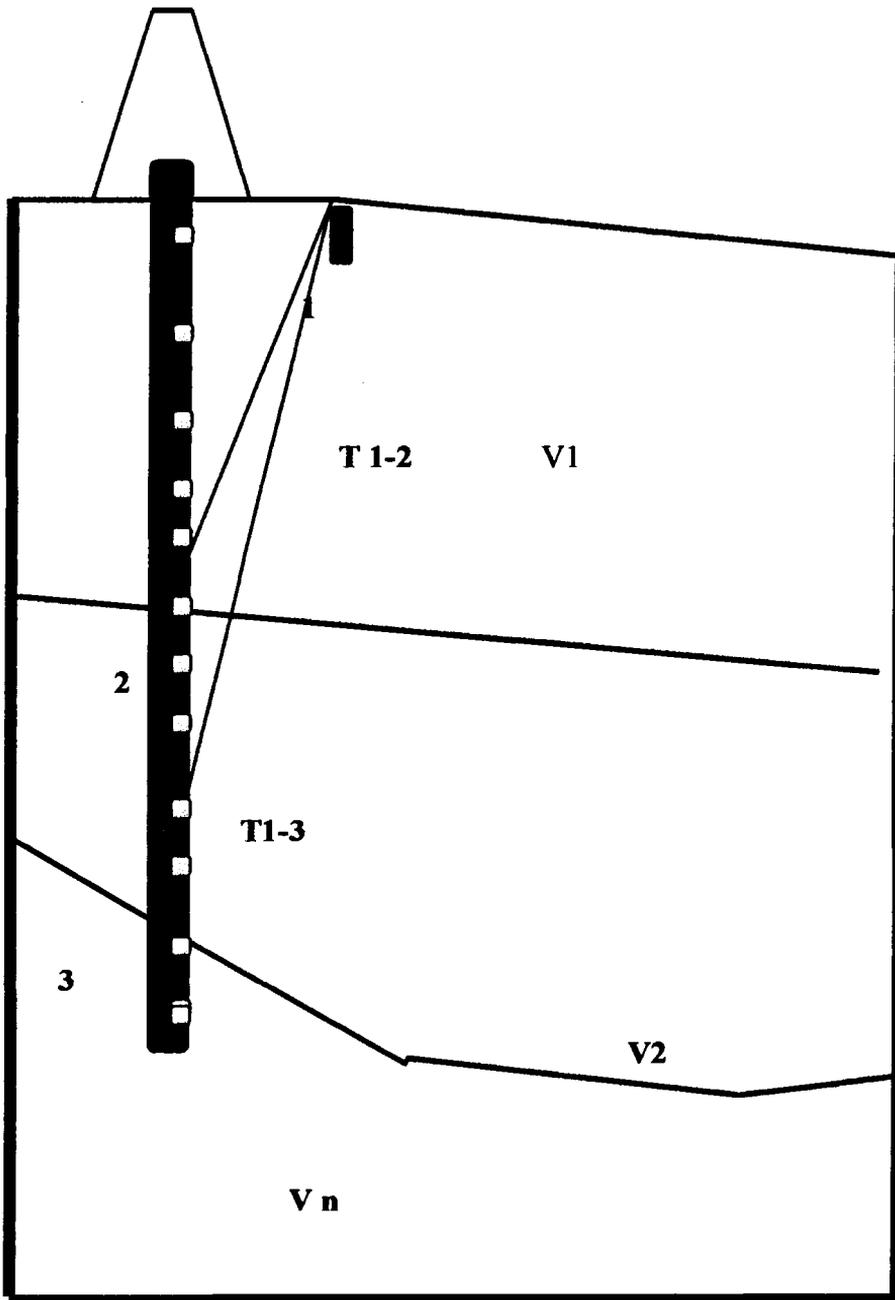
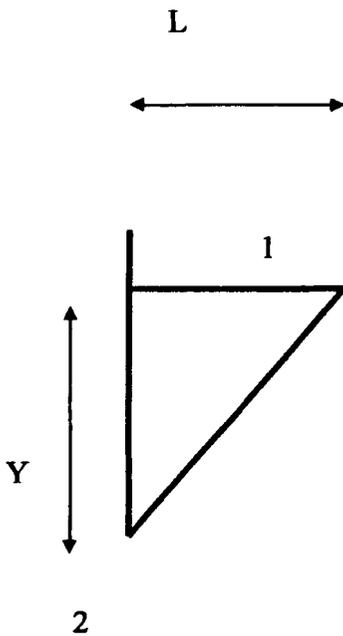


Figura 9. Cálculos discretos de tiempos T_{1-2} , T_{1-3}

Como conocemos la profundidad del paquete o capas que nos interesa y tenemos el tiempo simple que tarda la onda en viajar desde la superficie al geófono dentro del sondeo, podemos calcular la velocidad media, teniendo en cuenta las correcciones de la localización de la fuente y del sondeo.



$$R = (Y^2 + L^2)^{1/2}$$

$$V_{m1} = R / T_{1-2}$$

Conociendo esta velocidad media y partiendo de que ésta representa a la velocidad vertical, calculamos el tiempo T_v , que corresponde a la profundidad Y , de la primera capa.

$$T_v = Y / V_{m1}$$

Los tiempos correspondientes a las profundidades de las siguientes capas se calculan teniendo en cuenta los tiempos de las capas superiores.

Para uno de los pozos calculamos el valor de la profundidad de tres horizontes en escala de tiempo los cálculos son los siguientes.

L	Y	R	t (R)
10	40	41.231056	0.051
10	120	120.41595	0.13
10	130	130.38405	0.14
10	150	150.33296	0.145
10	200	200.24984	0.19
10	220	220.22716	0.22

Vm1
808.452083
926.276506
931.314629
1036.77906
1053.94655
1001.03252

t vertical
0.049477268
0.129550949
0.139587628
0.144678848
0.189762944
0.219773079

A continuación presentamos la línea sísmica CAM - 20 de dirección N-S que cruza el pozo RIO - 5.

RIO 5

CAM - 20
N - S

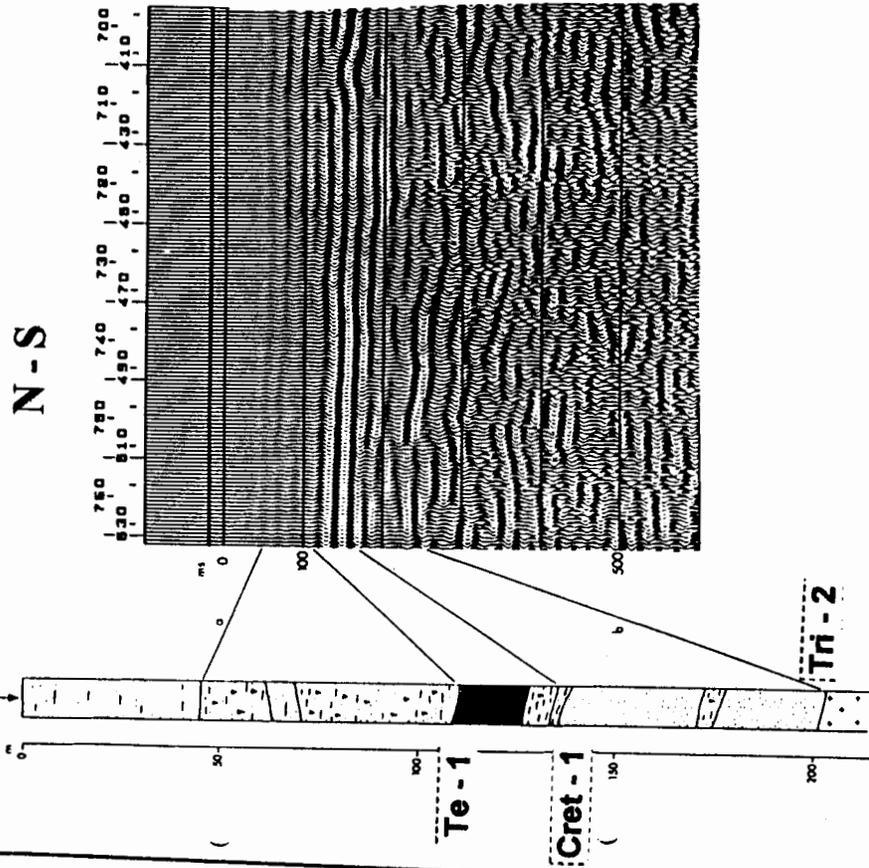


Figura 9b. La línea sísmica CAM-20 de dirección N-S cruza el pozo RIO - 5.

Medida continua de tiempos en sondeos

El registro sónico presenta la dificultad de que no hay información en el tramo superior del sondeo.

El registro sónico nos da valores de velocidad instantánea inversa, por lo que debemos convertirla a velocidad instantánea. La velocidad media viene dada por el área bajo la curva como en la figura 10.

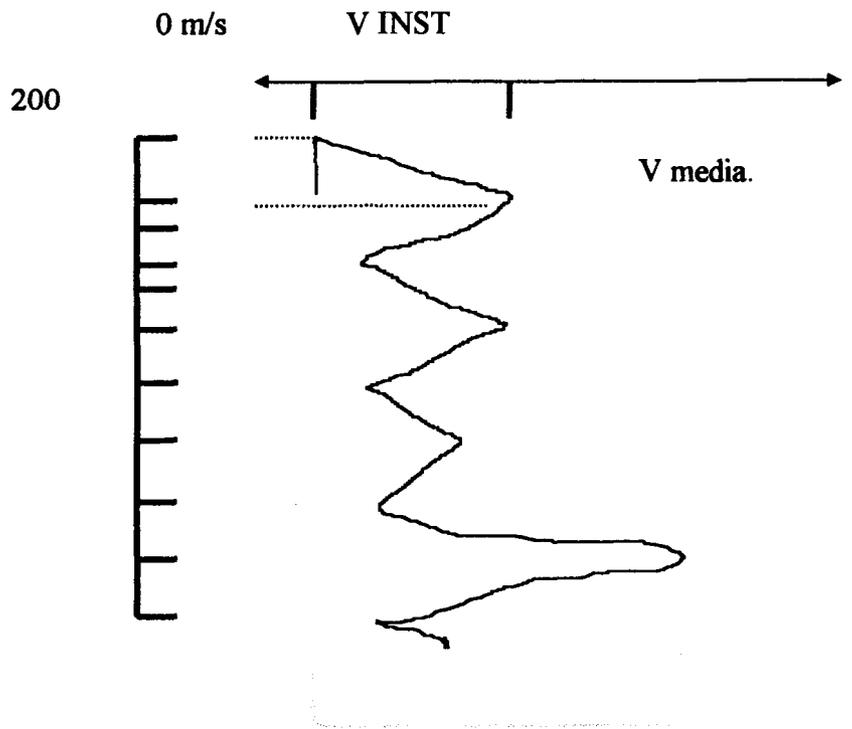


Figura 10. Registro Sónico.

Se puede conocer t_1 para $Z = 0$; con esta función podemos convertir cualquier valor de profundidad en tiempos y se aplica para conocer las profundidades que corresponden a los reflectores de las secciones sísmicas.

Cartografiado

Es el punteo de los eventos sísmicos principales. Se toman todas las secciones una por una y se puntean los horizontes conocidos o que mantengan un contraste referencia muy marcado.

Para realizar el seguimiento de un suceso sísmico, se siguen unos criterios básicos:

CONTINUIDAD: Algunos horizontes son seleccionados para puntearlos; hay varias formas de marcar un horizonte, ya sea sobre toda el área o sobre parte. La utilización de este concepto lo aplicaremos en una ventana de la sección CAM - 11 comprendida en tiempo (0 - 2 ms) y en CMP (460 - 620).

Si la sección es de calidad y en zonas no complicadas, la marca del identificador irá continuamente por la sección, eso sucede con la separación entre el terciario y el cretácico ($t_e - 1$); cuando la calidad de la sección no es la óptima o cuando la zona es compleja marcaremos con línea discontinua, por lo que utilizaremos el paralelismo con otras reflexiones. Figura 10b.

Si t_1 es el tiempo que la onda tarda en llegar desde la superficie hasta el punto en el que se empieza a tomar datos con el sónico,

v = velocidad instantánea a una profundidad.

x = profundidad a la que se ha tomado el valor de velocidad instantánea.

V_m = velocidad media

t = tiempo

$$\left(\frac{v_1 - v_2}{2}\right) * (x_2 - x_1) = V_m \text{ 1-2}$$

$$t_{1-2} = (x_2 - x_1) / (V_m \text{ 1-2})$$

$$t_2 = t_1 + t_{1-2}$$

$$\left(\frac{v_2 - v_3}{2}\right) * (x_3 - x_2) = V_m \text{ 2-3}$$

$$t_{2-3} = (x_3 - x_2) / (V_m \text{ 2-3})$$

$$t_3 = t_2 + t_{2-3}$$

así mientras sea necesario.

A cada profundidad le corresponde un tiempo, pero t_1 es desconocido por lo que representando z respecto al tiempo y suponiendo un ajuste a:

$$z = z_1 + v_0 * t + (a/2) * t^2$$

LINEA CAM – 20. Ventana t(0-2ms), CMP(460-620)

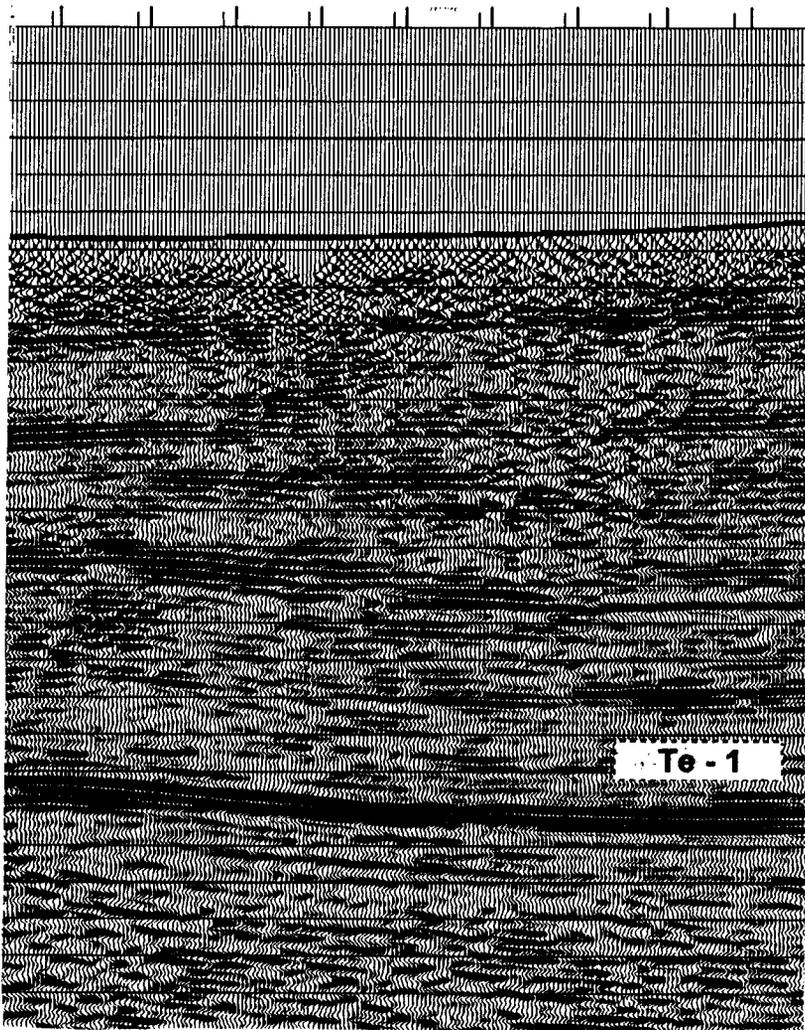


Figura 10b. Continuidad en el horizonte Te-1 en una ventana de la línea CAM - 20

CARÁCTER DE LAS REFLEXIONES: El carácter de las reflexiones es la forma de la ondícula resultado de la reflexión. Una traza sísmica está constituida por ondículas (señal) y ruido aleatorio.

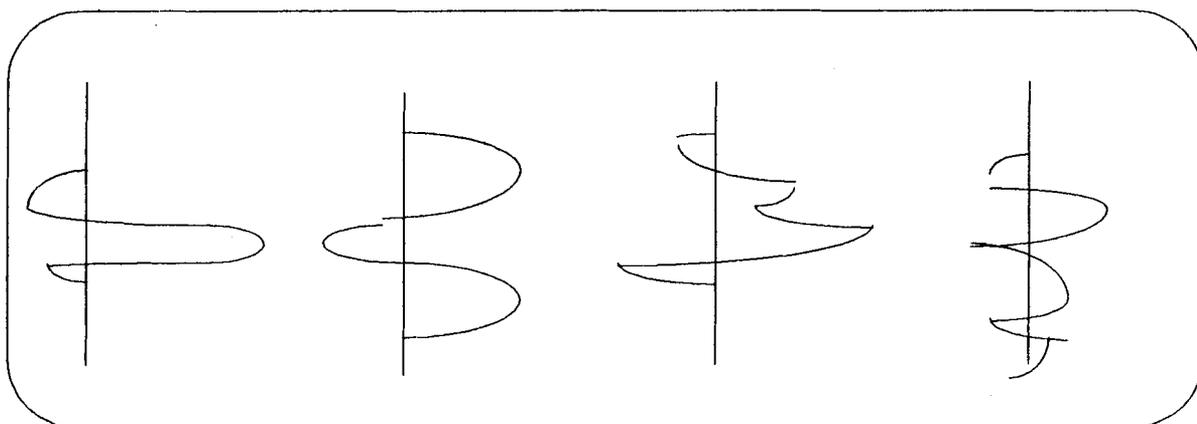
Una reflexión puede ser reconocida por tener un gran pico seguido de otros más pequeños como los de Figura 11.

1.

2.

3.

4.



1. SINGLE STRONG PEAK

2. SADDLE

3. DOUBLET

4. COMPLEX

Figura 11. Carácter de Reflexiones.

Un carácter puede ser reconocido a lo largo de mucha distancia en nuestras secciones para interpretar, cuando la continuidad se perdía, el carácter de la señal nos permitía seguir con la interpretación, así en una ventana de la sección CAM - 11 una falla interrumpe la continuidad de los horizontes Cret - 1 y Tri - 2, pero el carácter permite señalar el comportamiento de estos horizontes. Figura 10c.

Este carácter depende principalmente de la adquisición de datos, de las frecuencias con las que se trabaja, del procesado y de la impedancia. El carácter permite correlacionar las trazas y constituye un medio efectivo para determinar horizontes.



LINEA CAM – 20. Ventana t(0-2ms), CDP(1140—1380)

1140 1160 1180 1200 1220 1240 1260 1280 1300 1320 1340 1360 1380

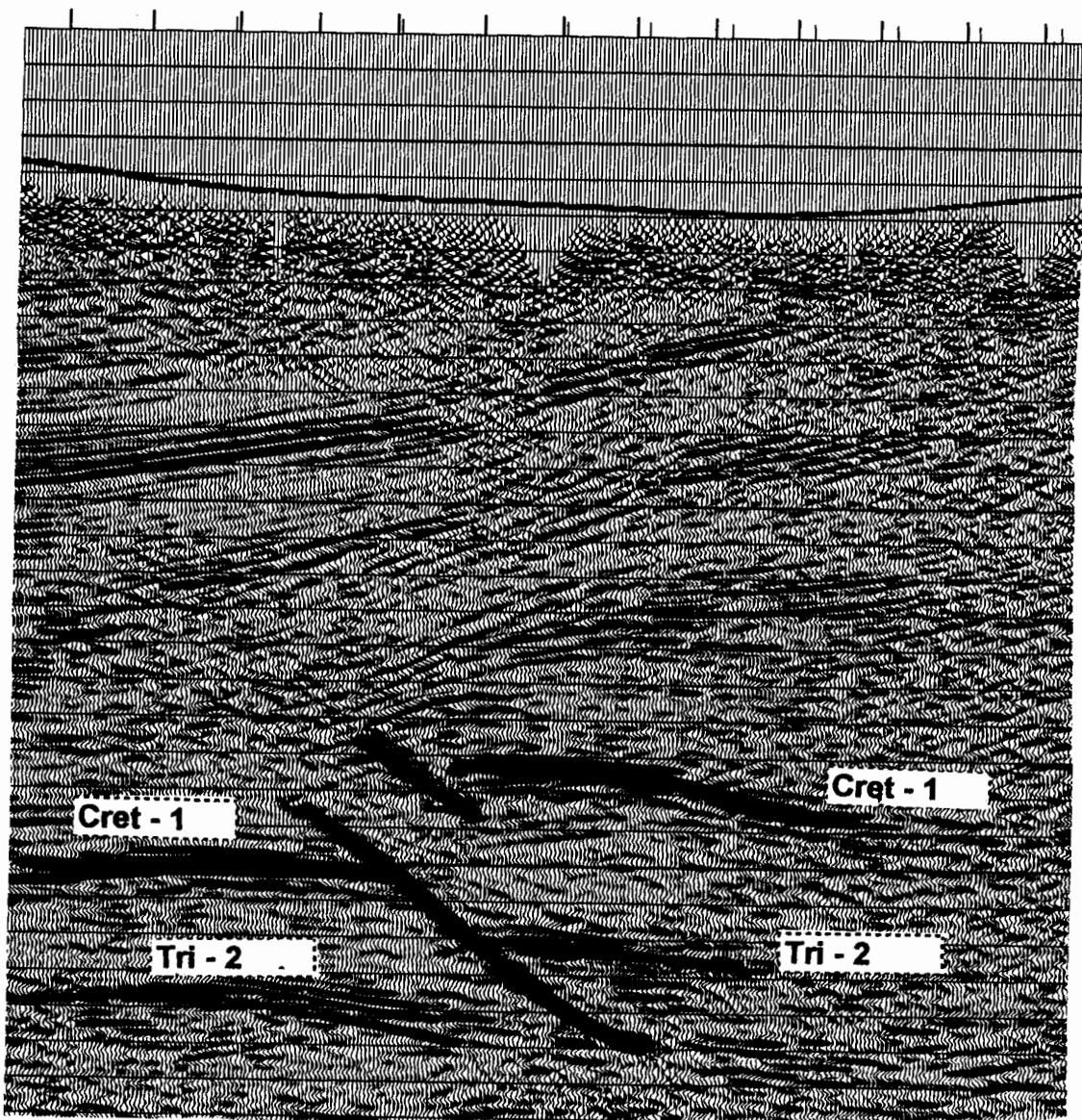


Figura 10c. Carácter en los horizontes Cret – 1 y Tri – 2 en una ventana de la línea CAM-20

CORRELACIÓN ENTRE SECCIONES: La información obtenida en una sección, es llevada a otra que la intercepte mediante un cruce de secciones, haciendo coincidir el nivel de Datum, la Topografía y el Reflector.

REFLECTOR. Las líneas sísmicas en dos dimensiones son relacionadas en un lazo o unión cerrada, siguiendo las reflexiones de una línea a otra a fin de comprobar que la información marcada es correcta. Para ello se lleva la información a través de las secciones hasta finalizar en el cruce con la sección de inicio.

Esto no es la comprobación definitiva pues los errores pueden anularse debido a zonas de fallas que no se presentan en la sección; así es necesario tener una idea clara de las estructuras que se presentan. Cuando se crucen secciones, los tiempos de horizontes comunes deben ser iguales: de lo contrario hay que ir al principio y consultar los datos (topográficos, correcciones estáticas, etc). Un ejemplo de cruce de secciones se representa en la figura 10d en la que la sección CAM - 11 (N-S) se cruza con CAM-22 (O-E)

La descripción de los reflectores marcados una vez representados los horizontes en las secciones, se procede a la interpretación de los fenómenos por sección tomando en cuenta los sucesos que se dan en secciones próximas.



CAM - 20 (N - S)

CAM - 22 (O - E)

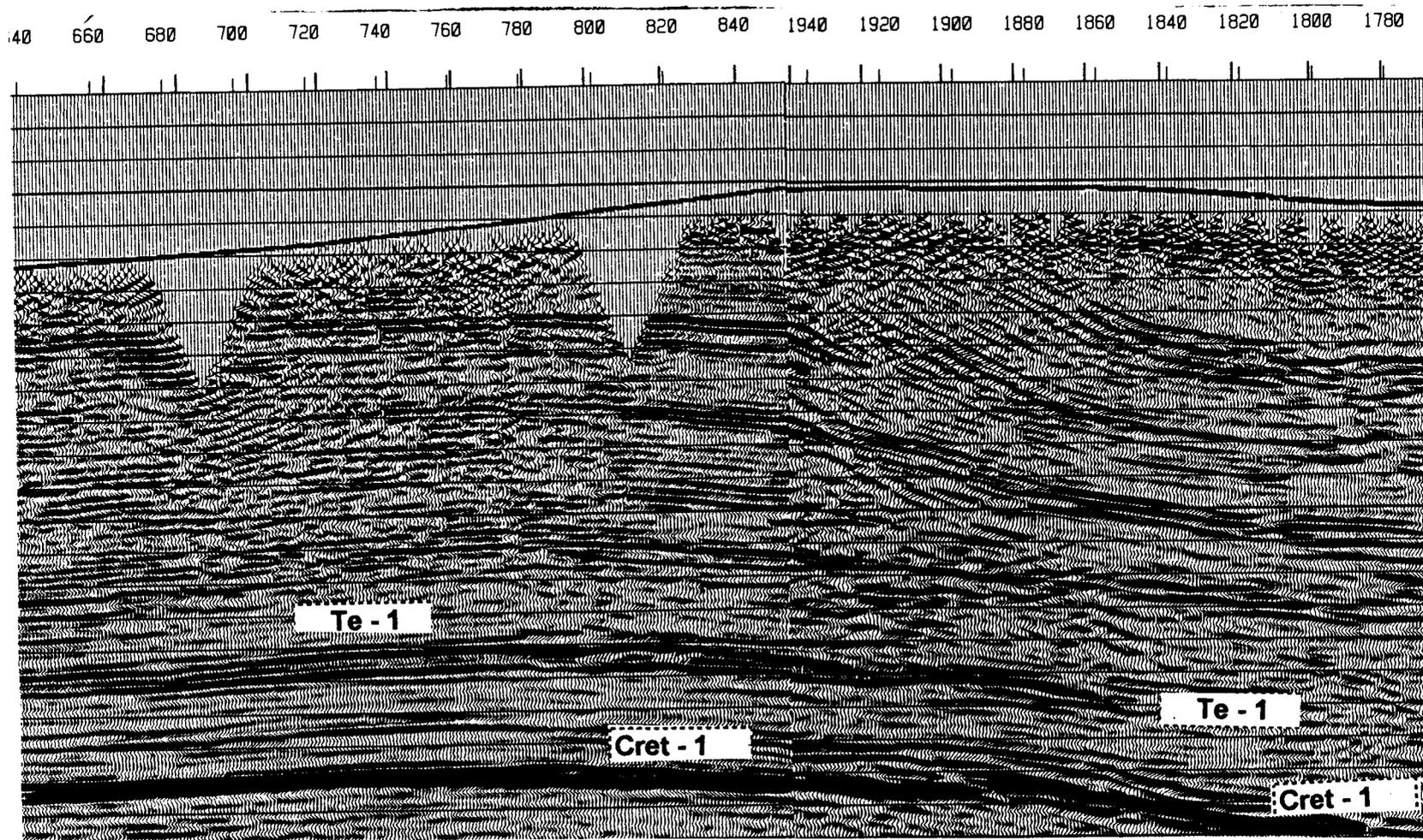
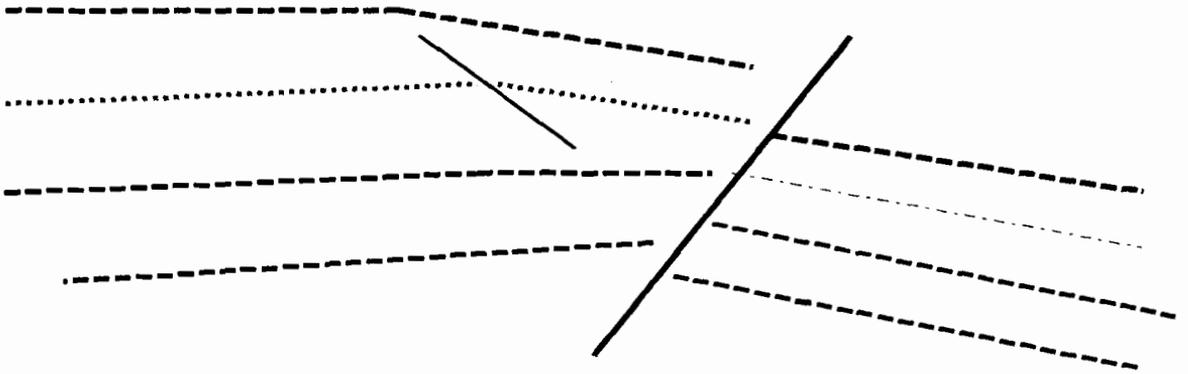


Figura 10d. Cruce de la Línea sísmica CAM - 20 con la CAM - 22

En el esquema presentamos algunos casos: la discontinuidad por una falla, solapamiento de las ondas, reflexiones no por cambio de formaciones sino por variaciones de velocidad en la misma, y carácter para seguir un horizonte. Figs 13-14



Figura 13. Picado de reflectores.



Iterfase - - - - -

No interfase

Falla _____

Figura 14. Resultado de Interpretación

FORMACIONES Y REFLEXIONES: Las secciones sísmicas son interpretadas en términos de formaciones geológicas, y las reflexiones son identificadas comúnmente como límites entre formaciones. Figura 12. Esta es una simplificación que usualmente se aplica.

El contacto entre dos formaciones se denomina interfase, pero cuando no hay variación entre las velocidades de dos formaciones, la interface no se representa en la sección como una reflexión, mas en una misma formación, si la velocidad en la parte superior difiere de la de su base, presentara reflexión.

La modificación que presentan las ondas registradas sea por influencia de otras ondas originadas de zonas próximas, o por otras razones implica que no necesariamente la reflexión picada representa exactamente una zona particular de la formación.

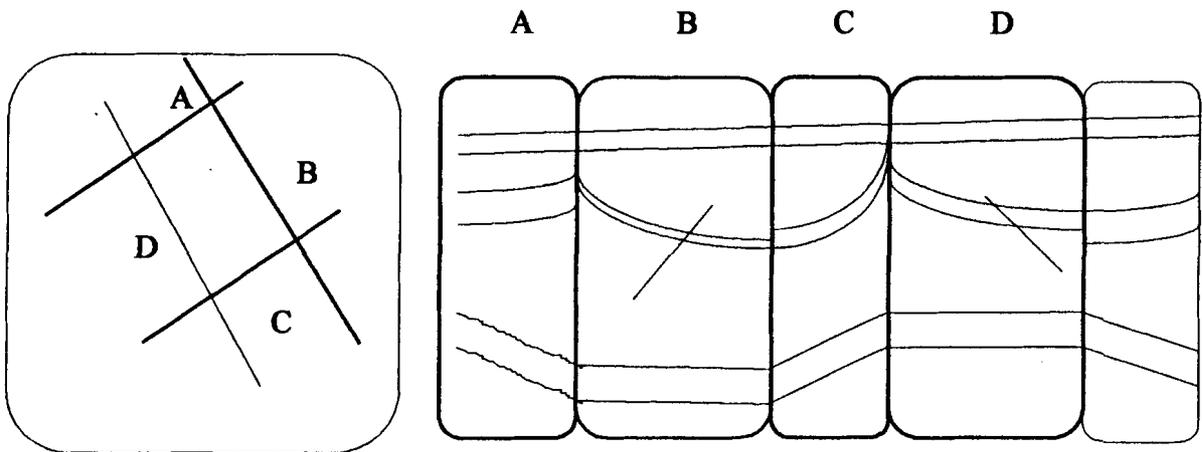


Figura 12. Interpretación de Secciones Sísmicas

4.4 Sísmica

El número de secciones sísmicas que han sido interpretadas es de 80, obtenidas en varias campañas sísmicas. Corresponden aproximadamente a 600 kilómetros de secciones sísmicas.

De todos los horizontes que se interpretaron para conseguir un buen entendimiento de la Geología en profundidad del área de estudio, se siguieron los horizontes que mejor correspondían con las posibles rocas madre, almacén y sellos definidas anteriormente.

El techo del cretáceo superior. (te - 1)

El techo del cretáceo inferior (cret - 1)

El techo del triásico (tri - 2)

La profundidad de los horizontes anteriores se determinó en los sondeos utilizados para la interpretación. Tanto la estructura de la cuenca, como las estructuras con posibilidad de almacenar hidrocarburos se pueden observar a partir de las secciones sísmicas. Figuras 16 a 25.

Las secciones sísmicas han sido resueltas siguiendo criterios de
comparación con las originales. Se han respetado las
propiedades de la Empresa. Estas secciones pertenecen al campo de
interpretación sísmica, F.G.P.

LÍNEA CAM I. S - N

1100 1000 900 800 700 600 500 400 300 200 100

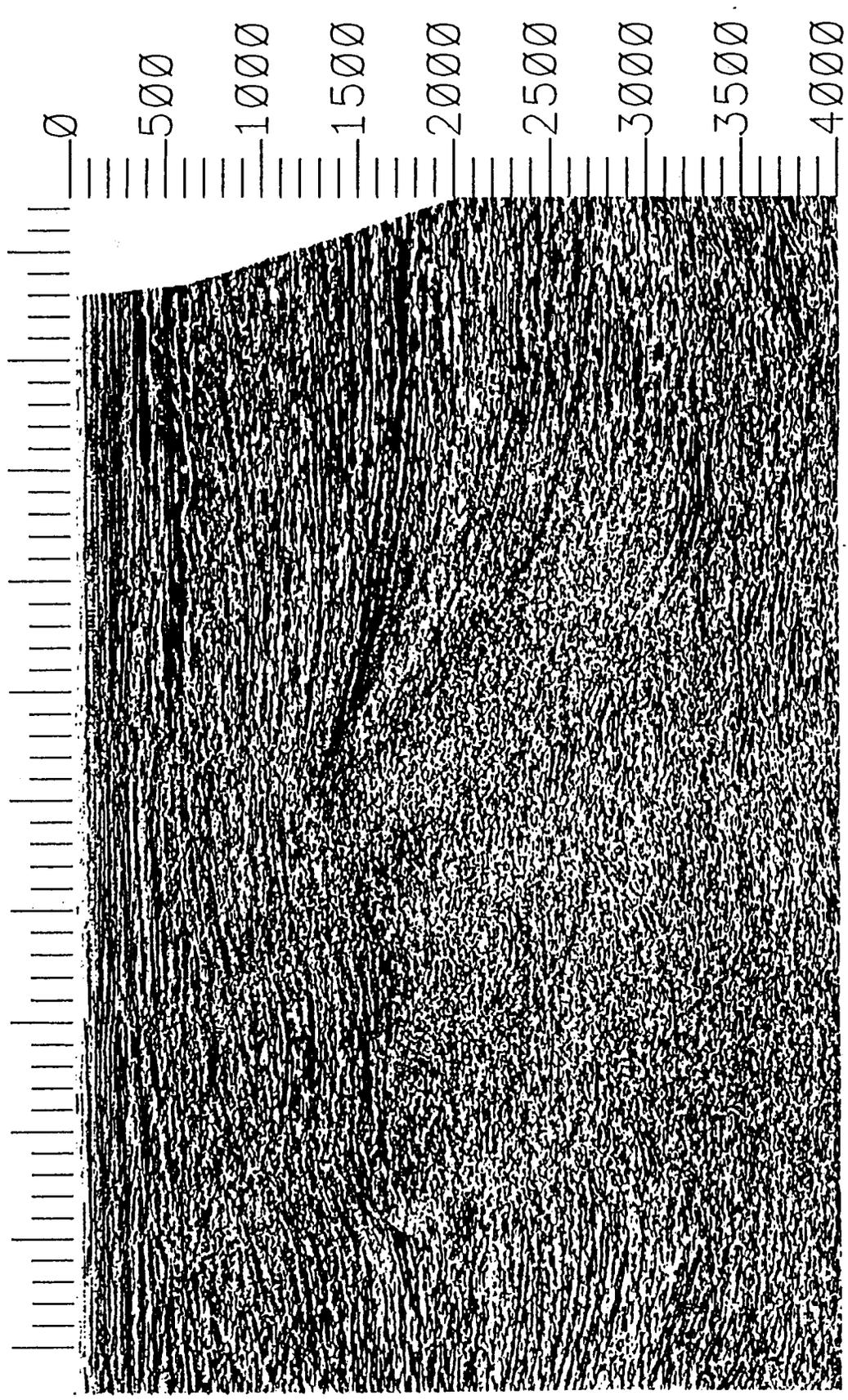


Figura 16. Sección sísmica sin interpretar de la Cuenca

Las secciones sísmicas han sido renombradas siguiendo criterios de similitud con las originales las cuales no se pudieran presentar por limitaciones de la Empresa. Estas secciones pertenecen al campo de Investigaciones Sísmicas F.G.P.

LINEA CAM 1. S - N

1100 1000 900 800 700 600 500 400 300 200 100

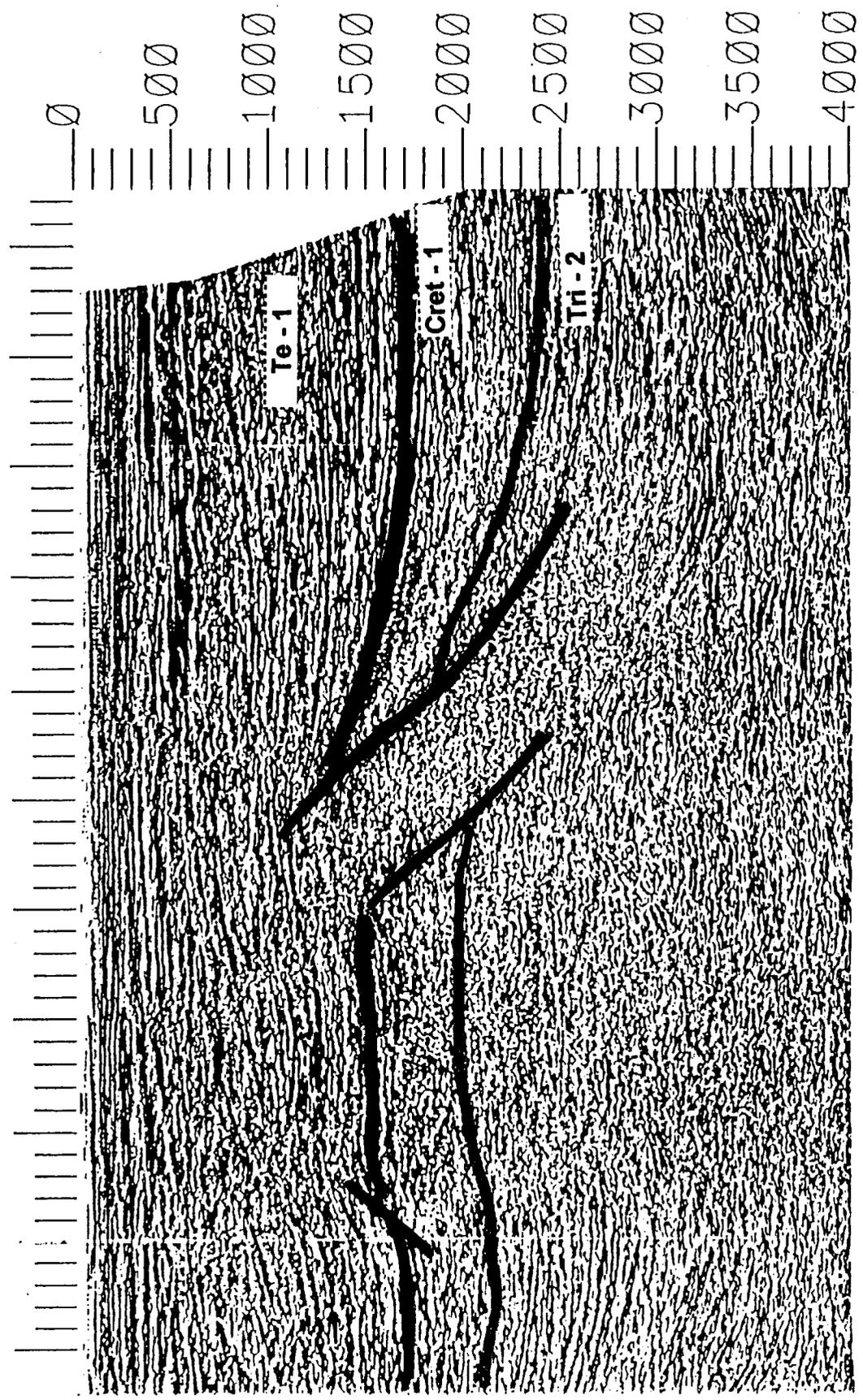


Figura 17. Sección sísmica interpretada de la Cuenca

Las secciones sísmicas han sido reconstruidas digitalmente, de
manera que se conserven los datos no se producen problemas por
distorsión de la impresión. Estas secciones pertenecen al campo de
interpretación sísmica P.C.P.

LINEA CAM 2 S - N

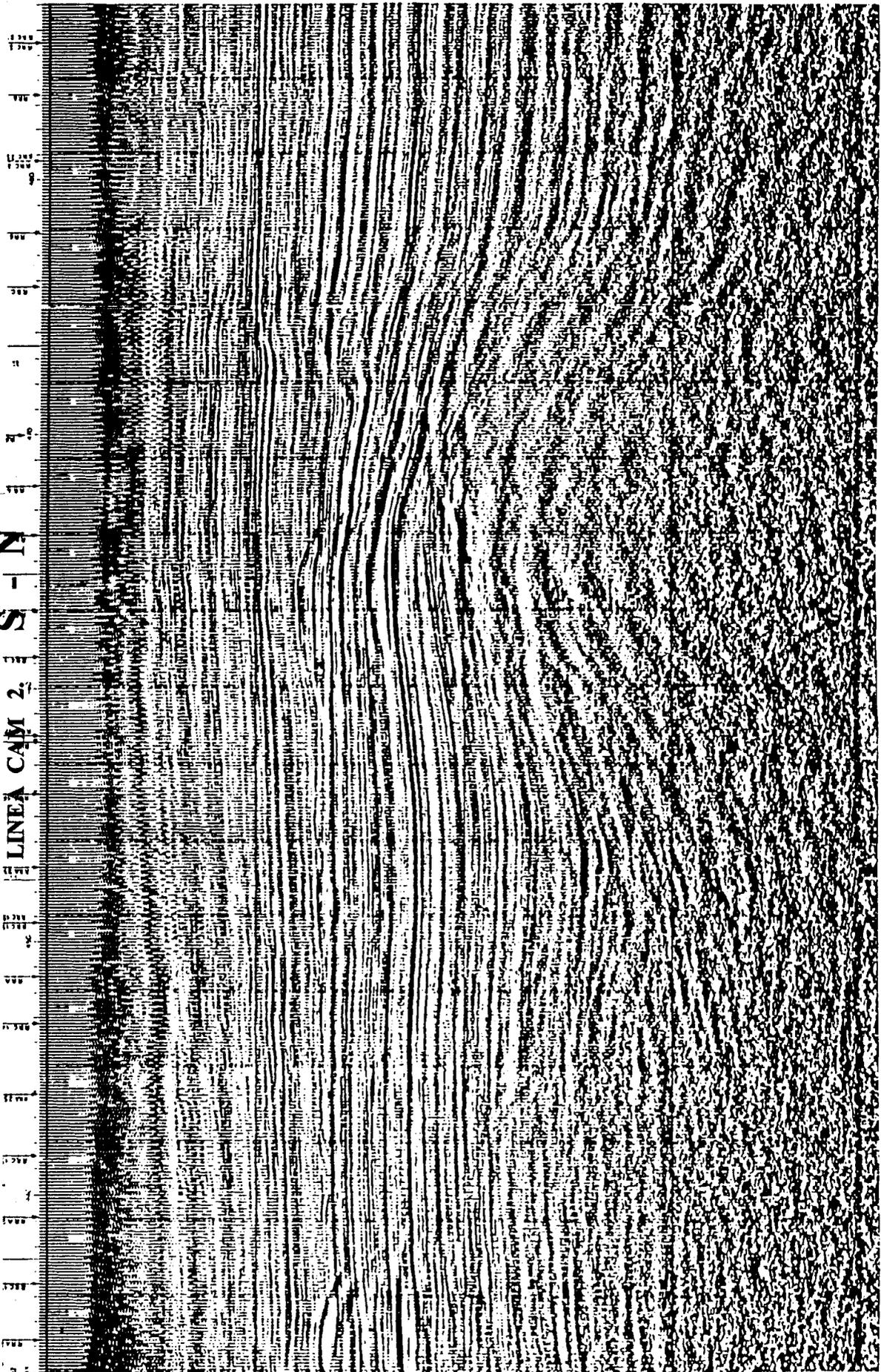


Figura 18. Sección sísmica sin interpretar de la Cuenca

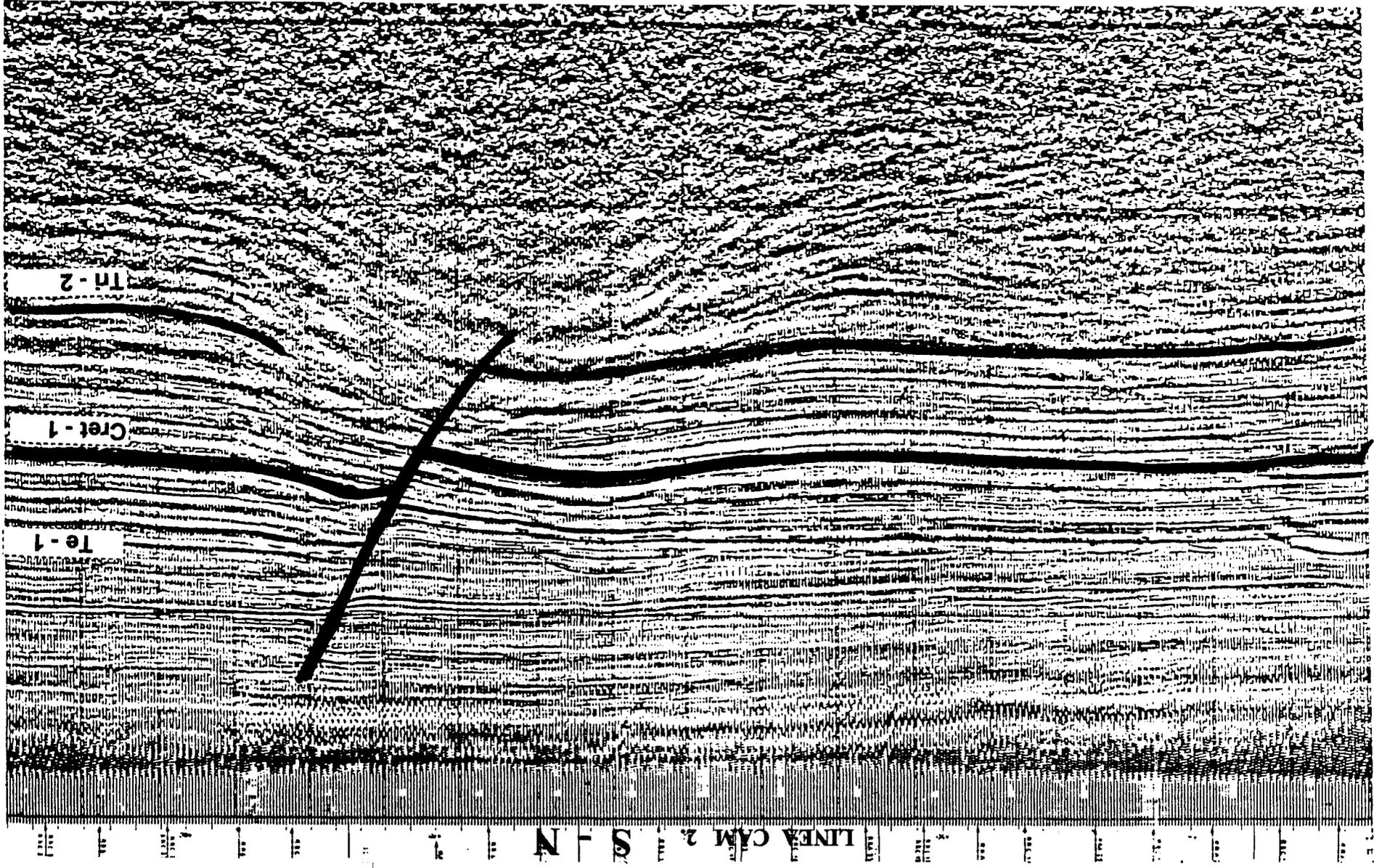
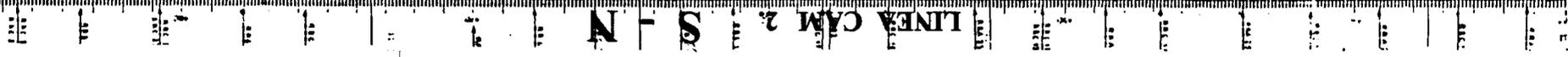


Figura 19. Sección sísmica interpretada de la Cuenca

Interpretación sísmica F.O.P.
 Sección sísmica interpretada de la Cuenca. Estas secciones pertenecen al curso de
 Geología con las originales. Los datos no se pueden presentar por
 problemas de espacio.

LÍNEA CAM 2 S - N



LINEA CAM 3. S - N

Las secciones sísmicas han sido renombradas siguiendo criterios de semejanza con las originales las cuales no se pudieron presentar por prohibición de la Empresa. Estas secciones pertenecen al curso de Interpretación sísmica. F.O.P.

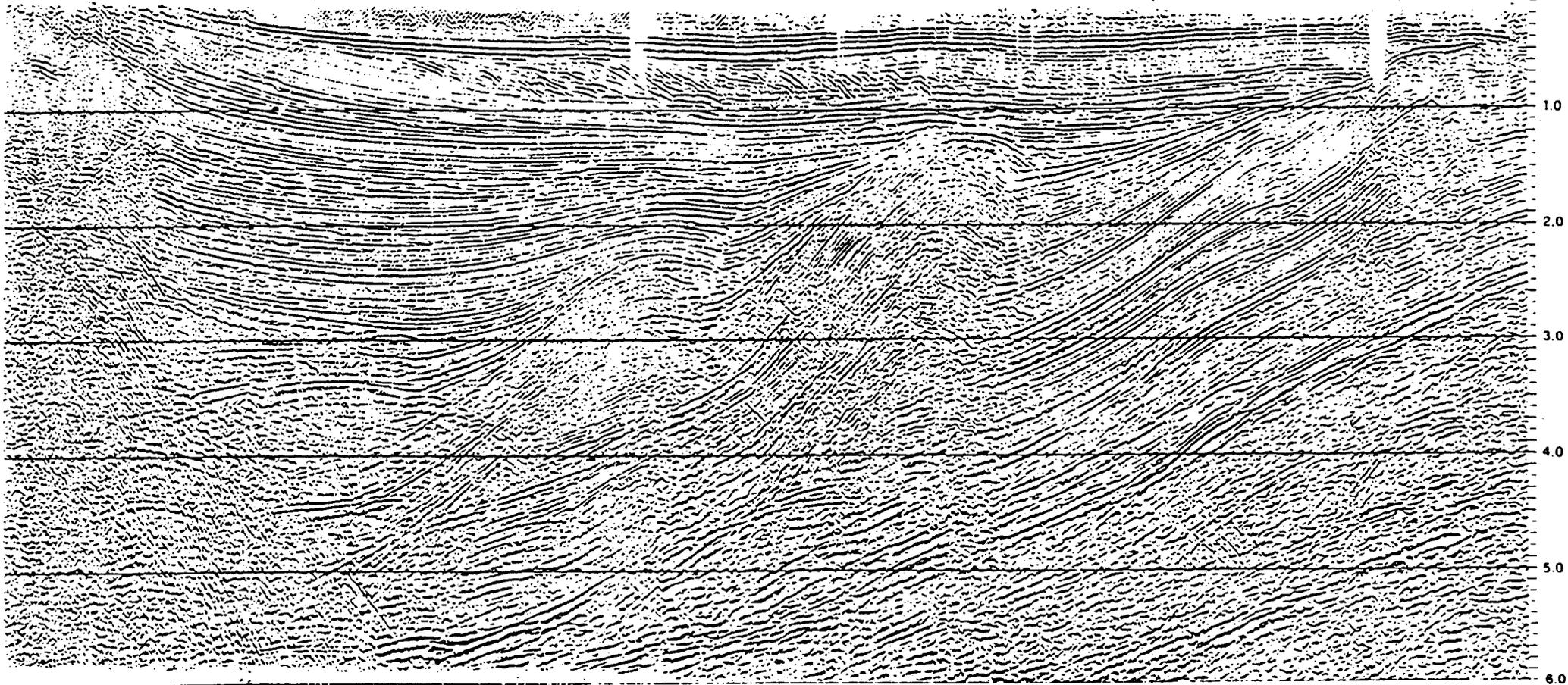


Figura 20. Sección sísmica sin interpretar de la Cuenca

Las secciones sísmicas han sido reconstruidas siguiendo criterios de semejanza con las originales las cuales no se pudieron presentar por prohibición de la Empresa. Estas secciones pertenecen al curso de Interpretación sísmica E.G.P.

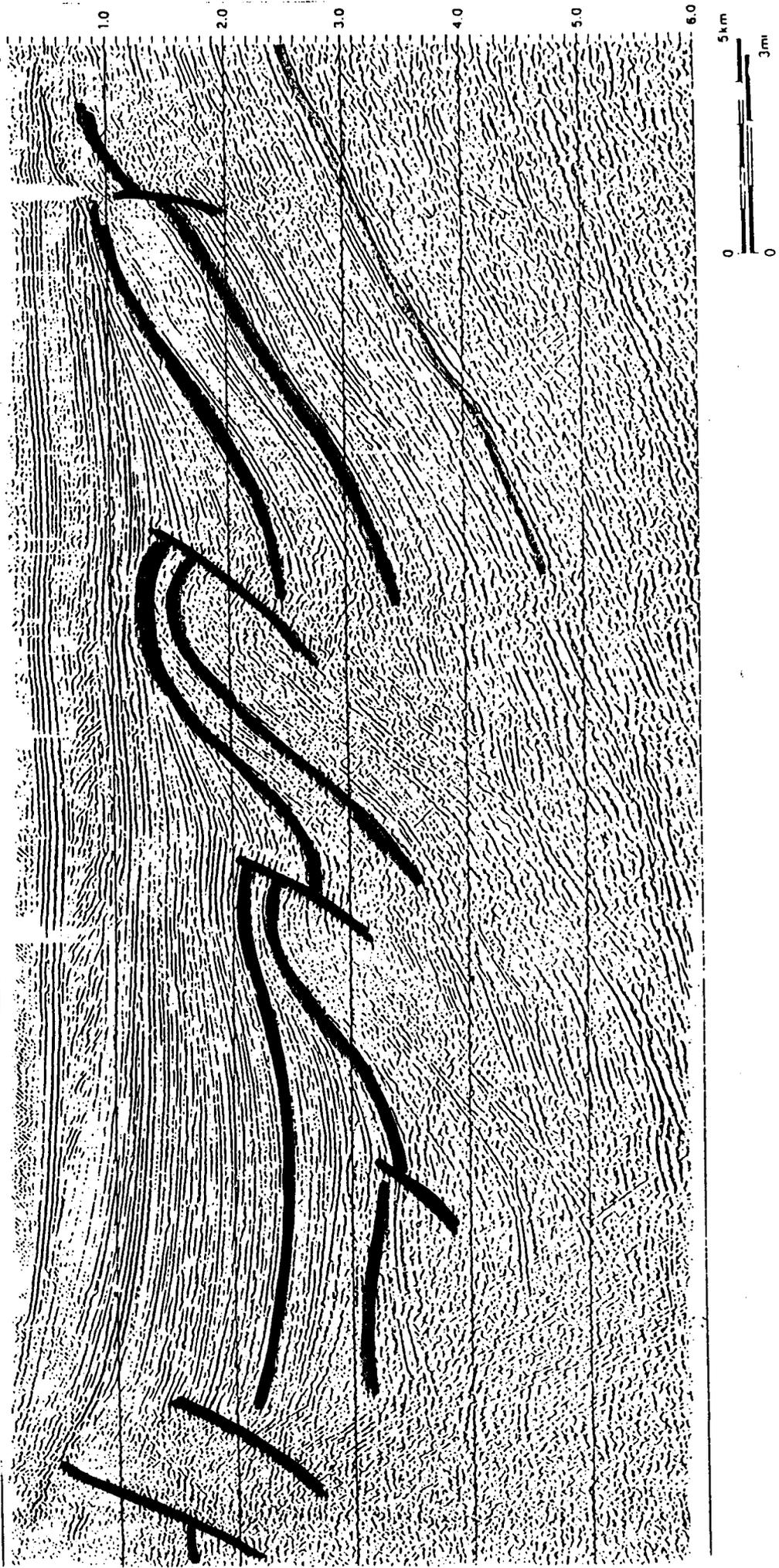


Figura 21. Sección sísmica interpretada de la Cuenca.

LINEA CAM 4. S - N

Las secciones sísmicas han sido reestructuradas siguiendo criterios de simetría con los objetivos de que los datos no se pudieran presentar por prohibición de la Escala. Estas secciones pertenecen al campo de Interpretación Italiana F.G.P.

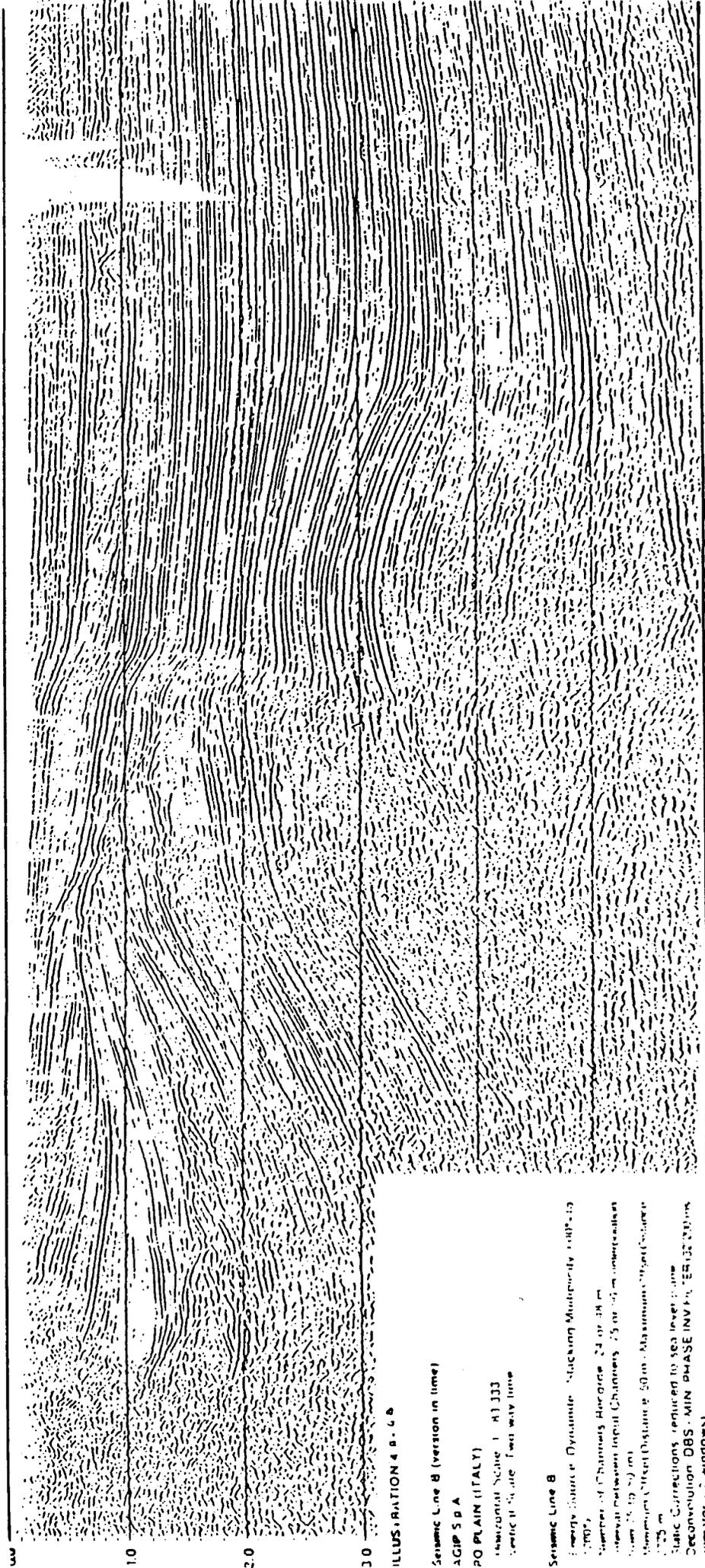


ILLUSTRATION 4 B. C. 6

Seismic Line B (version in time)
 AGIP S.p.A.
 PO PLAIN (ITALY)
 Horizontal Scale 1: 41,333
 Vertical Scale Feet with time

Seismic Line B
 Energy Source: Dynamic Stacking Multiplicity: 1000:10
 Number of Channels Acquired: 24 or 34 m
 Interval between Input Channels: 75 or 100 m (horizontal)
 Time: 15 to 20 m
 Maximum Offset Distance: 50 m. Maximum Angle: 60 degrees
 Static Corrections: required to sea level datum
 Deconvolution: DBS - MIN PHASE INVERSE FILTER
 Operator: C. windows
 Frequency Filtering: VARIABLE within 10 to 20 Hz
 Automatic Statics: surface consistent
 Migration: FINITE DIFFERENCE
 Source of Velocities for Processing: Seismic velocity analysis and constant velocity stack



Figura 22. Sección sísmica sin interpretar de la Cuenca

LINEA CAM 4. S - N

Las secciones sísmicas han sido renombradas siguiendo criterios de semejanza con las originales las cuales no se pudieron presentar por prohibición de la Empresa. Estas secciones pertenecen al curso de Interpretación sísmica. F.G.P.

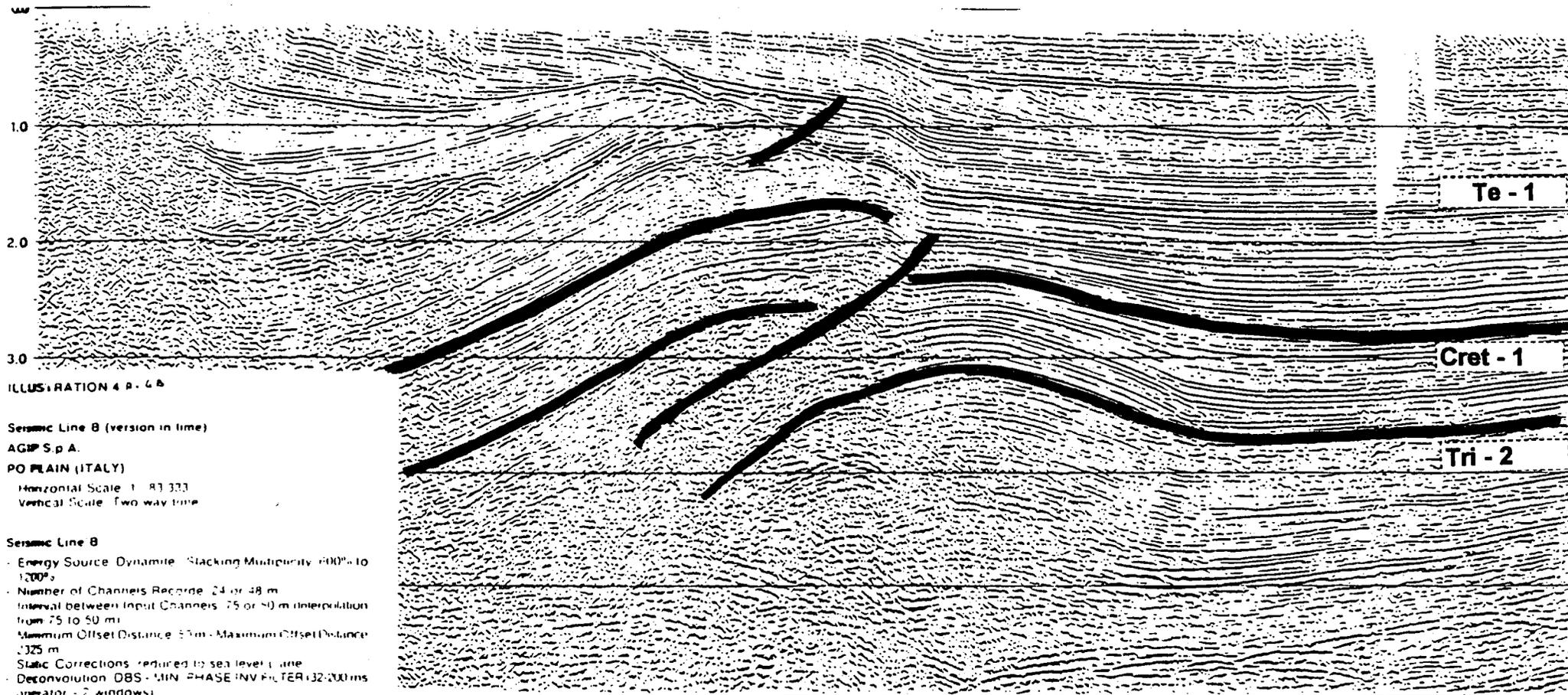


ILLUSTRATION 4 P. 4A

Seismic Line B (version in time)

AGIP S.p.A.

PO PLAIN (ITALY)

Horizontal Scale: 1:81333

Vertical Scale: Two way time

Seismic Line B

- Energy Source: Dynamic, Stacking Multiplicity: 800 to 1200
- Number of Channels Recorded: 24 or 48 m
- Interval between Input Channels: 75 or 50 m interpolation from 75 to 50 m
- Maximum Offset Distance: 5 km - Maximum Offset Distance: 325 m
- Static Corrections: reduced to sea level time
- Deconvolution: OBS - MIN PHASE INV FILTER (32:200ms operator - 2 windows)
- Frequency Filtering: VARIABLE within 10-10 Hz
- Automatic Statics: surface consistent
- Migration: FINITE DIFFERENCE
- Source of Velocities for Processing: Seismic velocity analysis and constant velocity stack

Figura 23. Sección sísmica interpretada de la Cuenca

LINEA CAM 6. S - N

Las secciones sísmicas han sido reconstruidas siguiendo criterios de semejanza con los originales los cuales no se pudieron presentar por prohibición de la Empresa. Estas secciones pertenecen al campo de Interpretación sísmica F.G.P.

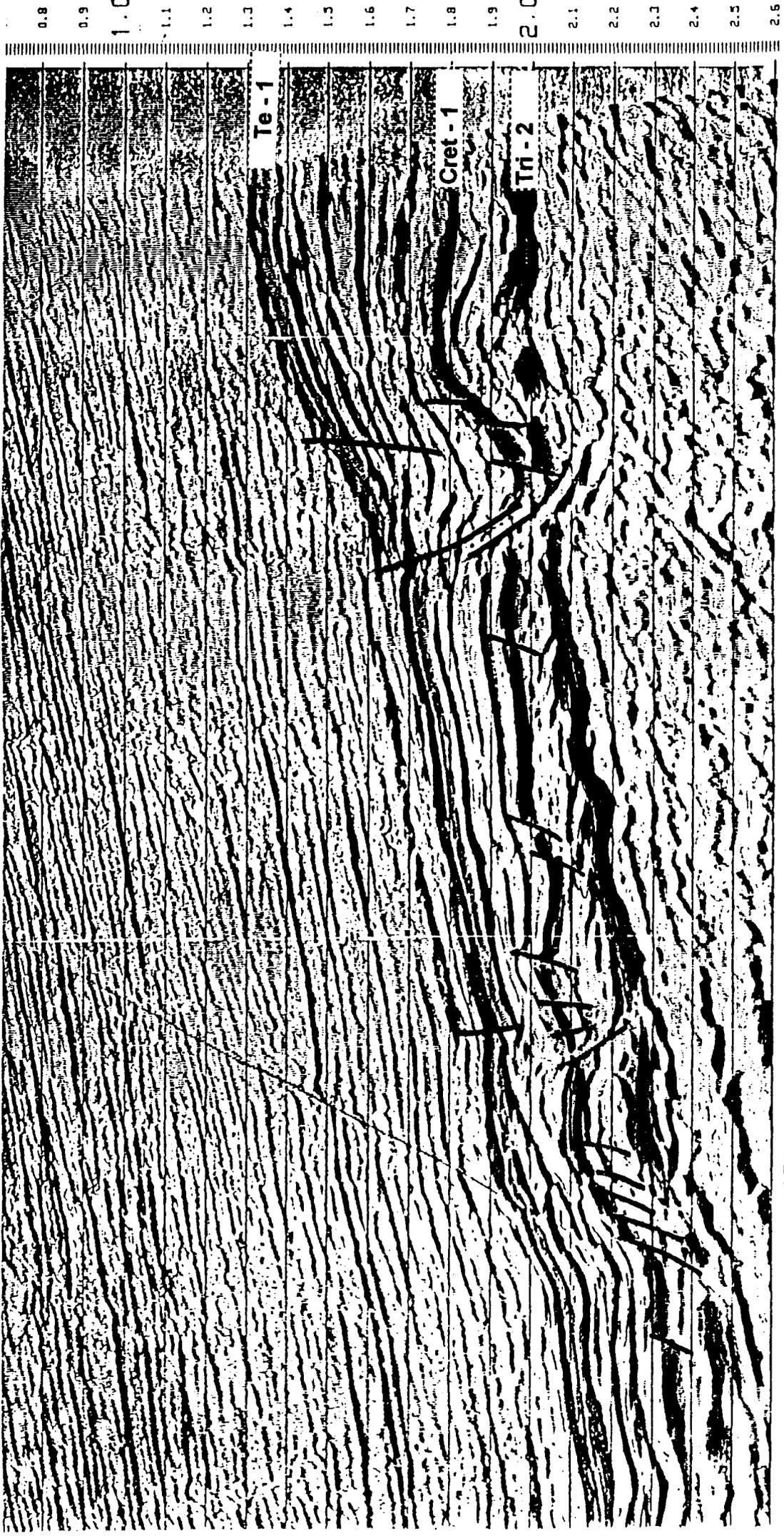


Figura 25. Sección sísmica interpretada de la Cuenca

Cartografía y Síntesis

Los resultados obtenidos son generalmente presentados como mapas y forman parte de la interpretación. Los horizontes más significativos son cronometrados y los tiempos anotados en un plano de posición, controlando los valores en los cruces de perfiles. Después se trazan líneas isócronas, señalando los accidentes que afecten al horizonte cartografiado.

Se trata de buscar una visión global de la zona de estudio a partir de las secciones individuales ya interpretada. Es la hora de ensamblar todas las secciones y cronometrar el fenómeno, esta vez a intervalos de tiempo fijos, para así obtener los primeros documentos del conjunto.

Tres estructuras de interés como almacenes de hidrocarburos se pueden diferenciar en los mapas de isocronas de los tres horizontes que sirven de referencia, a estas estructuras se las ha denominado: Zona I, Zona II y Zona III.

La primera (Zona I), y la segunda (Zona II), se han obtenido a partir de varias líneas sísmicas. A partir del techo y muro del posible el almacén se han determinado las áreas que estas estructuras ocupan, para determinar luego el volumen de las mismas.

La tercera (Zona III) se obtuvo a partir de sólo una sección sísmica por lo que la existencia de la estructura está por confirmarse a partir de un estudio de más detalle.

Las fallas producidas por la compresión posiblemente cerraron las estructuras en los flancos más próximos al cabalgamiento. Las tres zonas son estructuras anticlinales o altos estructurales. Figura 26 y 27

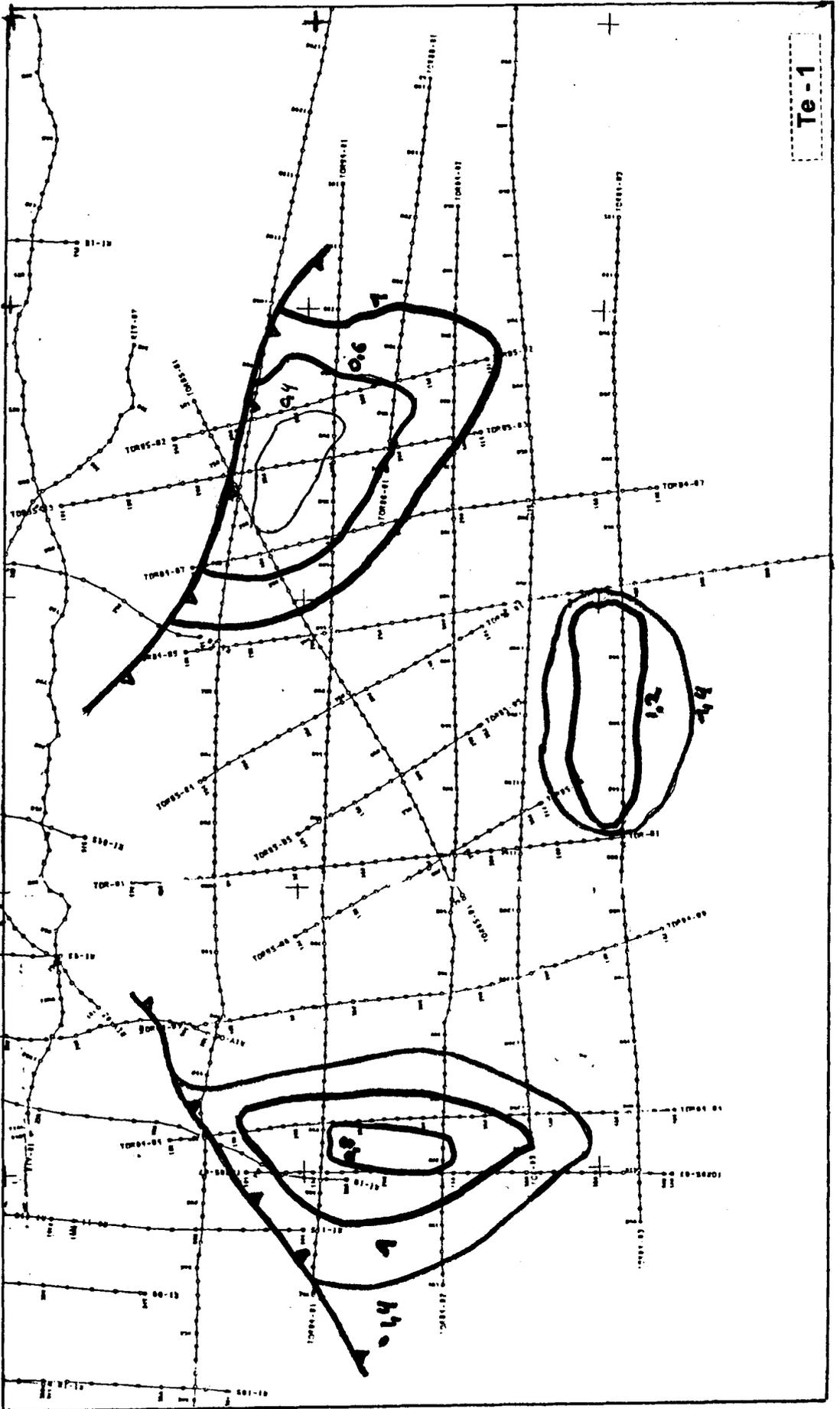


Figura 26. Mapa de Isocronas I.

CAPITULO V

CÁLCULO DE RESERVAS Y ANÁLISIS ECONÓMICO

Una de las funciones más importantes de la Ingeniería geológica es obtener información que permita conocer las condiciones del yacimiento.

La determinación de las reservas probables de dos de las zonas indicadas de interés dentro de la cuenca de Cameros se presentan a continuación, los factores utilizados para la determinación de los resultados son tomados de estudios paralelos hechos a la cuenca y representan datos reales.

Aunque existen muchos métodos para determinar las reservas de los campos petrolíferos, se utilizó el método volumétrico en el que se determina el contenido de petróleo en la roca almacén a partir de su volumen.

Las reservas son iguales al producto de la superficie petrolífera * potencia * porosidad * saturación de petróleo * factor o capacidad de recuperación.

Para nuestro análisis de posibles reservas recuperables, hemos utilizado el valor de porosidad de los sondeos aunque es lógico pensar que este valor será mayor pues las estructuras a analizar soportan una carga menos potente.

A partir de los datos de porosidad de estos niveles encontrados en sondeos, de factores de recuperación, saturación de agua y factores de seguridad que indican las zonas de alta capacidad para retener hidrocarburos, se ha determinado en forma aproximada las reservas recuperables. Tablas 1a y 1b.

Para hacer nuestro análisis de probabilidad de encontrar los recursos hemos tomado en cuenta los siguientes factores: roca madre, roca almacén, roca sello y estructura; y a cada uno de ellos le asignamos un número entre 0 - 1 dependiendo de su probabilidad de aparecer en la zona. El producto de todos estos valores nos entregará la probabilidad de explotar el recurso. Tabla 2.

CALCULO DE RESERVAS**ZONA I**

AREA	26723096	m²
ALTURA	100	m
VOLUMEN	1336154800	m³

POROSIDAD	6%
SATURACION DE PETROLEO	60%
FACTOR DE RECUPERACION	20%
FACTOR DE ALMACEN	20%

**RECUPERACION=(VOLUMEN * POROSIDAD * SATURACION DE PETROLEO *
FACTOR DE RECUPERACION * FACTOR ALMACEN)**

$$\mathbf{RR = (v * o * So * FR * K)}$$

RR= 1.9241 millones de m³

RR= 12.1 millones de bbls

CALCULO DE RESERVAS**ZONA II**

AREA	123251176	m²
ALTURA	200	m
VOLUMEN	12325117600	m³

POROSIDAD	6%
SATURACION DE PETROLEO	60%
FACTOR DE RECUPERACION	20%
FACTOR DE ALMACEN	20%



$$\text{RECUPERACION} = (\text{VOLUMEN} \cdot \text{POROSIDAD} \cdot \text{SATURACION DE PETROLEO} \cdot \text{FACTOR DE RECUPERACION} \cdot \text{FACTOR ALMACEN})$$

$$\text{RR} = (v \cdot o \cdot So \cdot \text{FR} \cdot K)$$

$$\text{RR} = 17.748 \text{ millones de m}^3$$

$$\text{RR} = 111.61 \text{ millones de bbls}$$

i

ZONA I

PARAMETROS	PROBABILIDAD
ROCA MADRE	0.5
ROCA SELLO	0.75
ROCAALMACEN	0.5
ESTRUCTURA	0.75

TOTAL	0.140625
--------------	-----------------

14,5%**ZONA II**

PARAMETROS	PROBABILIDAD
ROCA MADRE	0.5
ROCA SELLO	0.75
ROCAALMACEN	0.5
ESTRUCTURA	0.25

TOTAL	0.046875
--------------	-----------------

4,6%

El análisis económico que hemos utilizado se refiere a la determinación del espesor mínimo económico poroso impregnado de aceite.

El propósito es determinar si la inversión que se realizaría en la perforación de un pozo en las estructuras favorables de la cuenca puede ser recuperada ya sea parcial o totalmente durante su vida productiva.

El espesor mínimo recuperable se determina a partir de la siguiente expresión:

$$H = \text{Volumen mínimo recuperable} / (\text{Saturación de aceite} * \text{porosidad media} * \text{área de drene del pozo} * \text{Factor de recuperación})$$

Los valores de saturación de aceite (S_o), porosidad media (ϕ_m) y factor de recuperación (FR) son obtenidos directamente de estudios de pozos cercanos.

El área de drenaje del pozo (A) es un valor entregado sin dar detalles de su cálculo.

El valor del volumen mínimo recuperable (VMR) lo calculamos a partir de los siguientes datos:

- Valor estimado del pozo en dólares(\$500.000). Determinado a partir de tablas y función de la profundidad.

- Factor del volumen de aceite (Bo) es 1,3 por datos de zonas adyacentes.

- Factor de costos por gastos indirectos de administración y el precio del crudo (2).

- Precio del crudo por metro cubico incluidos los gastos que ocasionarían los mismos en la compra y transporte(aproximadamente \$ 61.2 por m³).

Los cálculos realizados se presentan en la siguiente tabla.

ANALISIS ECONOMICO

H=	Espesor mínimo económico	
o=	Porosidad media del yacimiento	6%
A=	Area de drene del pozo	130000
Bo=	Factor de volumen de aceite	1.3
FR=	Factor de recuperación del aceite	0.3
2=	Factore de costo por gastos indirectos de administración	2
So=	Saturación media del yacimiento	0.6

VMR= Costo total del pozo en millones de dolares*2*Bo / (precio del crudo*metros cúbicos)

VMR= 0.01664 millones de metros cúbicos

H= (VMR)/(So * o * A * FR)

H= 11.85185185 metros



El espesor mínimo económico que obtenemos de los cálculos indica que este es valor mínimo de la isópaca impregnada de hidrocarburo para que el pozo sea rentable, en las dos zonas que hemos definido como posibles reservorios la potencia de esta zona productora son 20 y 40 metros respectivamente.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones.

1 A nivel de formación académica en Sísmica

1.1 El conocimiento geológico de la zona en estudio es la principal pauta para iniciar la interpretación, por lo que reconocer los sucesos geológicos a partir de la información existente es la primera actividad desarrollada.

Para el procedimiento interpretativo, el conocer los fundamentos básicos de la teoría sísmica, la adquisición de datos y el procesado de la información, nos proporciona los límites dentro de los cuales podemos interpretar y reconocer eventos en las secciones sísmicas.

La interpretación tiene siempre un carácter subjetivo dado por la experiencia y conocimientos del interpretador, pero esto siempre dentro de las condiciones posibles impuestas por la geología de la zona. El respetar esas condiciones y seguir los pasos de la interpretación permite obtener resultados ajustados a la realidad.

2 Respecto a la Cuenca Estudiada.

2.1 GEOLÓGICOS Y ESTRATIGRAFICOS.

La Cuenca de la Rioja que es una cuenca terciaria representada por depósitos continentales en un dispositivo de abanicos aluviales(arenas-arcillas), la similitud en los procesos generadores ocasionan que los sedimentos sean litológicamente iguales.

El basamento de esta cuenca terciaria lo forman materiales pertenecientes a la antigua cuenca de Cameros (mesozoica) en los cuales se encuentran los materiales que corresponden con el perfil de roca madre generadora de petróleo (Jura. – Cret); facies arenosas que se desempeñarían como los almacenes (Cret. inf. – Cret. sup) y materiales evaporíticos como sellos (Cret. sup).

2.2 ESTRUCTURALES.

El estado compresivo que ocasionó el cabalgamiento además originó pliegues que en superficie se manifiestan con fallas y afloramiento de materiales antiguos.



Son estas estructuras que buscamos definir con la interpretación sísmica pues son las que nos interesan como trampas, encontramos dos de estas estructuras aunque el cierre completo de estas se obtiene con fallas.

2.3 EN PROCESADO.

El procesado se realizó en una estación especial para este trabajo, la velocidad de esta permitía realizar varias operaciones en forma inmediata y comparar los resultados de salida.

Cada sección dependiendo de su localización recibió un tratamiento específico. Las secciones son bastante claras en la información, excepto en la zona del cabalgamiento debido a la complejidad de las estructuras presentes.

2.4 EN INTERPRETACIÓN

La interpretación de las 80 secciones sísmicas tomó la mayor parte del tiempo del presente proyecto, los resultados de la interpretación coincidieron con las representaciones generales hechas partiendo de los perfiles geológicos y se encontraron tres estructuras favorables como almacén de hidrocarburos.

La falta de información bajo el cabalgamiento se nos llevo a utilizar la geología de superficie como referencia. Las estructuras favorables encontradas de la interpretación son:

(ZONA I) un anticlinal que en uno de sus flancos esta posiblemente cerrado por una falla, el pliegue corresponde a las formaciones cretácicas y jurásicas, fue identificado a partir de varias líneas sísmicas. Figura 27. La segunda estructura (ZONA II) es un anticlinal asimétrico posiblemente cerrado en uno de sus flancos por una falla. Figura 27.

2.5 EN RESERVAS DE PETROLEO

En la Zona I se presentan unas posibles reservas recuperables de 12.10 millones de bbls y la probabilidad de que se encuentren hidrocarburos es de 0.14. Los cálculos se realizaron utilizando el método volumétrico.

En la zona II las posibles reservas recuperables son de 111.64 millones de barriles y la probabilidad de que se encuentre hidrocarburos es de 0.047. En este caso esta estructura

es menos segura por lo que la probabilidad de que haya hidrocarburos es menor que el de la zona I.

2.6 EN LO ECONÓMICO

De acuerdo al análisis económico los pozos que se abrirían en las zonas I y II respectivamente pueden pagarse a si mismos al abrirse la producción por cuanto el valor de la isópaca neta impregnada de hidrocarburo para las estructuras de las zonas I y II sobrepasan el espesor mínimo económico poroso impregnado de aceite calculado. De estos resultados obtenemos que la capa productiva de hidrocarburos duplica al espesor mínimo recuperable

Por las condiciones políticas y económicas, la explotación de estos recursos sería viable. Como antecedente citaríamos que el mayor campo de explotación de hidrocarburos de España en tierra inició su explotación con unas reservas de aproximadamente 100 millones de bbls in place, de los cuales solo se han recuperado 17 millones de bbls, y se han caracterizado por sus altos beneficios.

Las variaciones en el precio internacional del petróleo, el gasto del pozo y la producción que se pueda obtener son variables que deben ser analizadas con detenimiento para obtener resultados reales.

Recomendaciones

El proceso de Interpretación sísmica debe hacerse a partir de conocimientos Geológicos y Geofísicos que lleven a resultados concretos. Las personas que pretendan interpretar deben tener esos conocimientos. La experiencia desempeña un factor importante en una interpretación.

1.1 PROCESADO.

La utilización de secciones migradas en comparación a las secciones sin migrar nos entregaron una visión real de la localización de los fenómenos en el subsuelo. Este tipo de secciones es la mas apropiada para estructuras complejas como las que se presentaron en esta cuenca. Importante sería desarrollar sísmica 3D en esta cuenca compleja en busca de mayor información.

1.2 INTERPRETACIÓN

Los resultados de la interpretación dan la pauta para continuar un estudio de mas detalle, este consistiría en nuevas campañas sísmicas a fin de tener una mayor información en lugares coma la Zona III en la que tan sólo una sección sísmica la representa.

El aumento en la densidad de líneas sísmicas entregaría información de zonas en las que se ha interpolado la información de las secciones actuales.

1.3 EN RESERVAS

La elaboración de sondeos sobre las estructuras anticlinales definidas confirmarían definitivamente la existencia de reservas hidrocarburíferas obtenidas actualmente a partir de la información sísmica.

Los lugares más indicados para realizar un pozo de prueba sería sobre la parte más alta de los anticlinales definidos en la interpretación de las secciones sísmicas. La profundidad del pozo desde superficie llegaría a 3000 m aproximadamente. Figura 27.

1.4 EN LO ECONÓMICO

Muchos de los datos utilizados para el análisis económico se han tomado de zonas cercanas por lo que es necesario desarrollar una prueba de pozo en las propias estructuras anticlinales para obtener datos precisos sobre si es rentable o no explotar los campos en caso existiesen hidrocarburos.

Con la información que hemos obtenido de reservas y análisis económico la empresa dueña del permiso de explotación debería iniciar una investigación más detallada a fin de definir la viabilidad de explotar los recursos petrolíferos.



BIBLIOGRAFÍA

COFFEEN, J.A., Seismic Exploration Fundamentals, Seismic techniques for finding oil, Penn Well Books, Tulsa Oklahoma, 1985.

DOBRIN, Introduction To Geophysical Prospecting, Tercera edición, McGraw Hill Inte. Book Company, 1976.

DIX, C.H., Seismic Prospecting for oil, International Human Resources Development Corporation, 1981.

FRAGUAS A., Curso Sobre Interpretación Sísmica, FGP, Madrid España, 1997.

GRAUL M., Basic Chevschool, Exploration education consultants, Huston Texas, 1986.

PLATA J.L., Método Sísmico, Geofísica Aplicada a la Prospección de recursos del subsuelo e Ingeniería Geológica, 1992.

RAMÍREZ J.I. et al, Memoria de la Hoja Geológica escala 1:50000 Anguiano (241), Mapa Geológico de España Instituto Tecnológico GeoMinero de España. 1990.