

**UNIVERSIDAD DE PINAR DEL RÍO
“HNOS. SAÍZ MONTES DE OCA”**

**ATRIBUTOS SISMICOS PARA LA BUSQUEDA Y EVALUACION
DE LAS ANOMALIAS GASO - PETROLIFERAS**

**Tesis presentada en opción al Título Académico de Master en Geología
(Mención Geología del Petróleo)**

Autor: Ing. Carlos Veiga Bravo

**Tutores: Ing. Guillermo Miro Pagés. Dr.
Ing. Emilio Escartin Sauleda. Dr.**

2008

Resumen

El presente trabajo constituye un punto de partida para implementar el estudio de los atributos sísmicos, post apilado (amplitud, frecuencia y fase instantánea) y pre apilado, variación de la amplitud con el alejamiento (AVO), Intercepto (R_0), Gradiente (G)), en nuestro centro, con vista a aprovechar más la información que nos brindan los datos sísmicos para la interpretación y búsqueda de objetivos gaso-petrolíferos y análisis estratigráficos.

Se utiliza como base, el software Geocluster, instalado en el laboratorio de procesamiento del Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), el cual cuenta con una serie de módulos y aplicaciones capaces de extraer de la traza sísmica los atributos sísmicos.

Para demostrar su validez, se escogió una línea sísmica, CUP 210401, dentro de una zona de probadas características gasopetrolíferas, ubicada en el Sector Jatibonico-Reforma-Guayos del suroeste del Bloque 21, la cual esta calibrada con el pozo Jatibonico 78, pozo mas profundo del Bloque y, con presencia de hidrocarburos.

Abstract

The present work constitutes a starting point for implementing the study of seismic attributes, post stack (amplitude, frequency and instantaneous phase) and pre stack, Amplitude Variation with the Offset (AVO), Intercept (R_0), Gradient (G)), in our center, with the view to get advantage from the information provide by seismic data for seismic and geological interpretation and search for oil and gas targets and stratigraphic analysis.

It is used as a basis, Geocluster software, installed in the processing laboratory of the Petroleum Research Centre (CEINPET), which has a series of modules and applications capable of extracting from seismic trace the seismic attributes.

To demonstrate its validity, was chosen a seismic line, CUP 210401, within a zone of proven oil and gas characteristic, located in the Sector Jatibonico-Reforma – Guayos, Southwest of Block 21, which is tied to the well Jatibonico 78, the deeper well on the Block and, with presence of hydrocarbons

Índice

Resumen

Introducción	1
CAPITULO I. Atributos Sísmicos post apilado para la interpretación estratigráfica y búsqueda directa de hidrocarburos. Aspectos Teóricos.	4
CAPITULO II. PREPACION DEL DATO	30
II.1 Estadios a considerar	31
II.2. Módulos y Aplicaciones del GeoCluster	33
II.3. Secuencia de Procesamiento post apilado	41
II.4. Secuencia de Procesamiento (AVO) pre apilado	42
II.5. Modulo AMPVO	52
CAPÍTULO III. APLICACIÓN DE LOS ATRIBUTOS SÍSMICOS	70
III.1 Características principales del área	70
III.2 Modelo geológico regional	71
III.3 Características de cuadro ondulatorio	79
III.4 Resultados Geólogo-Geofísicos	81
III.5 Interpretación de los atributos sísmicos	84
Conclusiones	94
Recomendaciones	94
Bibliografía consultada	95

INTRODUCCION

El desarrollo de nuevas técnicas de adquisición y de procesamiento sísmico han hecho posible obtener significativa información de los registros sísmicos lo cual no era posible en el pasado. Podemos citar algunas como por ejemplo:

- El aumento de la calidad de las grabaciones y las técnicas de procesamiento contribuyen a la disminución de las distorsiones y eliminación de ruidos.
- La amplitud y el ancho de frecuencia tienden a conservarse.
- Los eventos múltiples son eliminados.
- El dato es reposicionado por la migración sin la afectación de la amplitud y la forma de la onda, prevaleciendo las variaciones en función del factor estratigráfico.
- La introducción de tipos de investigaciones más exactos, relacionados con procesos como el de Punto Común Múltiple, correcciones cinemáticas (NMO, Normal Move Out) y tratamientos de frecuencia, dándole más significación a los datos.
- Mejores representaciones en pantalla o papel con más resolución (en 2D y 3D).

Por lo anterior y mucho más en materia de mejora de la calidad sísmica, nuestro tema constituye un punto de partida de la utilización de los atributos sísmicos en la interpretación de secuencias complejas asociadas a estructuras favorables para gas y petróleo, así como una futura medida de evaluación de los yacimientos estudiados en el Centro de Investigaciones del Petróleo. (CEINPET).

PROBLEMA CIENTIFICO

Hasta la actualidad no se han empleado técnicas para la obtención de los atributos sísmicos (amplitud, fase y frecuencia instantánea) y AVO (Amplitud vs Offset) a fin de hacer estudios sismoestratigráficos y evaluar la presencia de hidrocarburos en secciones geológicas que lo permitan.

OBJETO DE LA INVESTIGACION

El análisis del empleo de los atributos sísmicos para la prospección petrolera, (Búsqueda Directa de Hidrocarburos), en un área, lo cual es importante en el marco de la exploración petrolera ya que pudiéramos aprovechar una información adicional existente en los datos sísmicos registrados que no ha sido explotada hasta el presente en nuestro país.

OBJETIVOS

Evaluar la aplicabilidad de las técnicas para la obtención de los atributos sísmicos.

Objetivos específicos:

- ❖ Estudiar los aspectos teóricos que hacen posible la obtención de los atributos, a partir del análisis de la traza compleja y la descripción de los mismos así como de sus posibilidades.
- ❖ Implementar los módulos y aplicaciones del Sistema Geocluster instalados en el laboratorio de nuestro centro (CEINPET) con vista a establecer una metodología que contemple la preparación previa del dato, se que establezca la preservación de amplitud (PAM), así como la obtención y representación de los atributos sísmicos post y pre apilado.
- ❖ Realizar una evaluación preliminar del grado de aplicabilidad que pudieran tener los atributos sísmicos (amplitud, fase y frecuencia instantánea) y AVO (Amplitud vs. Offset) para la búsqueda directa de hidrocarburos en una región del país de probable capacidad gaso - petrolífera.

HIPOTESIS

Si se logra realizar o someter a correcciones los datos sísmicos con el fin de preservar la dinámica real y amplitud de las trazas sísmicas, eliminando las distorsiones por diferentes factores a través de la implementación de las herramientas requeridas, sería posible emplear esta información adicional a fin de evaluar la posible presencia de hidrocarburos en las estructuras de interés.

En nuestra tesis primeramente se mencionan los precursores y antecedentes de la utilización de los atributos en la interpretación y posteriormente se plantean 3 temas, estructurados de la siguiente forma:

- **CAPITULO I:** se dedica al estudio de los aspectos teóricos que hacen posible la obtención de los atributos, a partir del análisis de la traza compleja y la descripción de los mismos así como de sus posibilidades e interpretaciones.
- **CAPITULO II:** se exponen los estadios a tener en cuenta en la preparación y procesamiento del dato sísmico mencionando los módulos y aplicaciones del Sistema GeoCluster que están involucrados en la preparación previa del dato y en la obtención y representación de los atributos sísmicos. (Secuencia de procesamiento).
- **CAPITULO III:** aplicación práctica y interpretación de los atributos sísmicos sobre una sección de interés gaso- petrolífero en nuestro país.

Esperamos que con el resultado de nuestra investigación podamos contar con varias herramientas para impulsar el comienzo del estudio y aplicación de los atributos sísmicos en beneficio como apoyo para la interpretación estratigráfica de secuencias complejas asociadas a objetivos gaso - petrolíferos.

Con el fin de respetar las fuentes bibliograficas originales, en ocasiones aparecerán terminologías en idioma ingles.

CAPITULO I. Atributos Sísmicos post apilado para la interpretación estratigráfica y búsqueda directa de hidrocarburos. Aspectos Teóricos.

El análisis de la traza compleja es discutido inicialmente por los ingenieros eléctricos. Como precursores de estas investigaciones relacionadas con la señal sísmica podemos citar a los trabajos de **Taner M.T., and Sheriff R.E,1977.**

Partimos de que nuestra traza sísmica real se contempla como una componente de una traza compleja. **Taner et al.,1979**

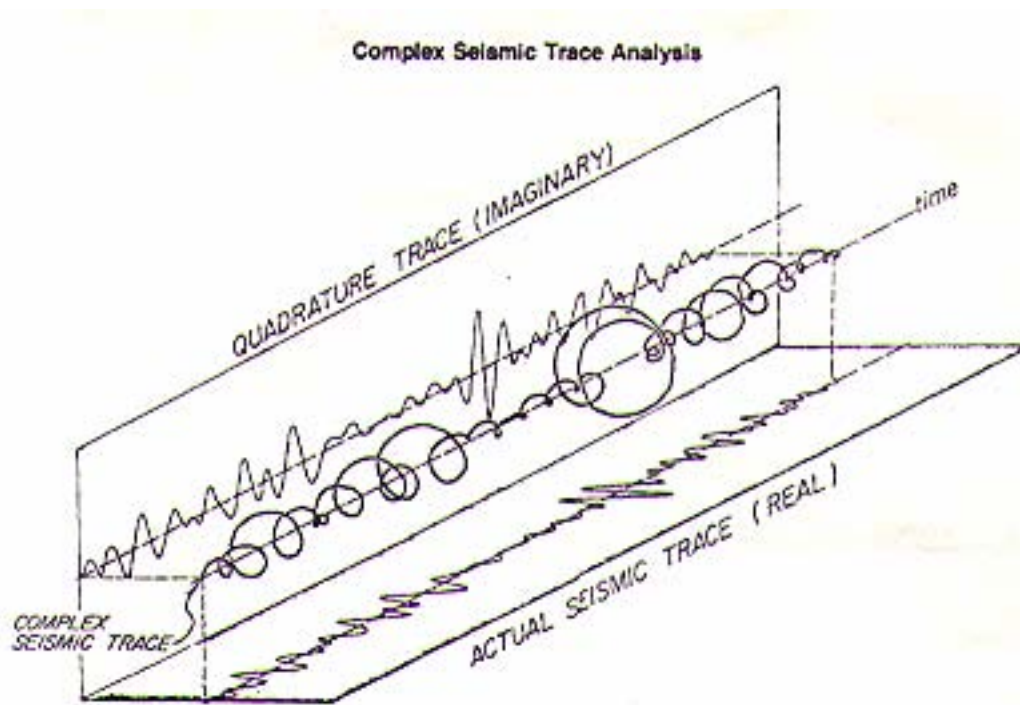


Fig. I.1. Diagrama Isométrico de una traza sísmica actual. **Taner et al.,1979**

Esta traza sísmica compleja esta representada por la Ecuación:

$$F(t)= f(t) + jf^*(t) = A(t) e^{j\theta(t)} \quad (1)$$

Donde:

- $f(t)$ es la componente real de la traza sísmica

$$f(t) = A(t) \cos \theta(t) \quad (2)$$

- $f^*(t)$ es la componente imaginaria (Cuadratura de la traza)

$$f^*(t) = A(t) \sin \theta(t) \quad (3)$$

El conocimiento de la traza compleja nos permite:

- La posibilidad de determinar su Amplitud y su Frecuencia, además de estudiarlas separadamente.
- Determinación de la frecuencia instantánea.
- Análisis de la polaridad de la traza.

El análisis de la traza compleja (Ec. 1) se realiza utilizando una transformación técnica conocida por la **Transformada de Hilbert (T.H)**, la cual nos da una mejor diferenciación en tiempo, donde la base del análisis radica en el concepto de la señal analítica que representa la señal en forma compleja, donde sus partes reales y imaginarias están relacionadas con la T.H.

El sentido físico de estas oscilaciones pueden describir la T.H como la imagen matemática formal de la traza real en el plano complejo, permitiendo representar el proceso de medición de cada ordenada de la traza en un momento de tiempo determinado, como la determinación de la posición en el plano del vector de las oscilaciones, al analizarlo tenemos que magnitud del desplazamiento y la dirección, según sus características vectoriales. Este vector describe la trayectoria de giro

alrededor del eje (t). (ver Fig.I.1). La traza real se analiza como una proyección de la trayectoria de este vector en el eje real. La TH. da la misma proyección pero en el eje imaginario por lo que la longitud del vector nos da la Amplitud instantánea o la envolvente de componente real e imaginaria de la señal en un momento t, van a aparecer sumadas dando una magnitud superior, o sea que las dos componentes las vamos a ver en el mismo plano, no separadas por el plano real e imaginario. Es recomendable señalar que la T.H no afecta la fase, cosa que si hace la transformada de Furier, por lo anterior resulta más seguro la determinación de los parámetros por la T.Hilbert.

De esta manera la componente real se puede restablecer de la componente imaginaria y por tanto con la relación de las dos el vector total de la señal compleja, logrando separar los siguientes atributos:

- Amplitud (Reflection Streght)
- Fase
- Frecuencia Instantánea (Combinación entre Amplitud y la Fase)
- Frecuencia promedio ponderada.
- Polaridad Aparente.

El análisis de los atributos sísmicos antes mencionados, constituyen una herramienta sismoestratigrafica para el interpretador, así como un indicativo para posibles anomalías AVO. Rodríguez *et al.*,2003. Lorenzetti *et al.*,2000.

Amplitud (Reflection Streght)

$$A(t) = [f(t)^2 + f^*(t)^2]^{1/2} = | F(t) | \quad (4)$$

Su magnitud está asociada a :

- ✓ Cambios litológicos, teniendo en cuenta los coeficientes de reflexión en función de las propiedades de las rocas (Velocidad y Densidad)
- ✓ Condiciones de los depósitos (Sudcropping bends)
- ✓ Discontinuidades debido al cambio del nivel del mar .
- ✓ Acumulaciones de Gas (puntos brillantes (bright spot)).

En las figuras (Fig. I.2 a la Fig. I.6) tenemos un ejemplo donde se aprecia el resultado de la aplicación de los diferentes atributos Beaumont *et al.*, 1989 .

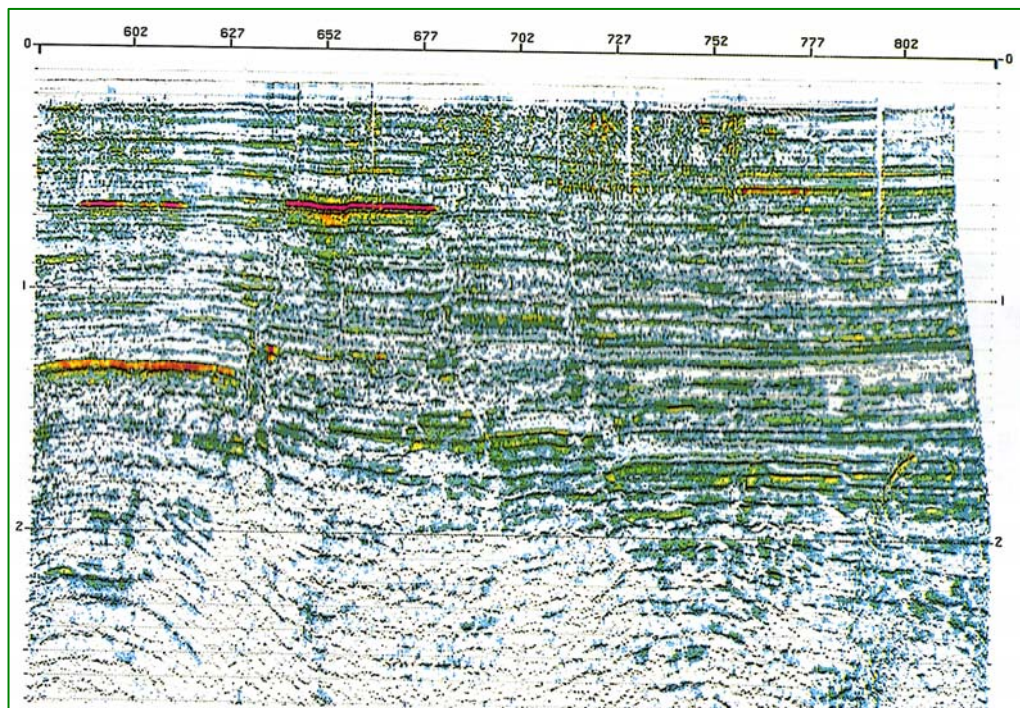


Fig. I.2- Atributo Amplitud. Se pueden apreciar los puntos brillantes (brigh spots). El color rojo está relacionado con el punto brillante.

A(t) es llamada amplitud instantánea

Fase Instantánea

$$\Phi(t) = \text{Tang}^{-1} [f^*(t)/f(t)] \quad (5)$$

$\Phi(t)$ es llamada fase instantánea por Bracewell, 1965.

- Enfatiza la continuidad de los eventos .Fig I.3
- Producto a que es independiente de la Amplitud nos da un camino más coherente para seguir los eventos más claramente.

Es efectiva para:

- ✓ Mostrar las discontinuidades
- ✓ Fallas
- ✓ Acuñamientos (pinchout)
- ✓ Angularidades, o sea eventos con diferentes grados de inclinación
- ✓ Definir los gradientes de sedimentación de las capas en las regiones estratificadas (Onlap y Offlap).

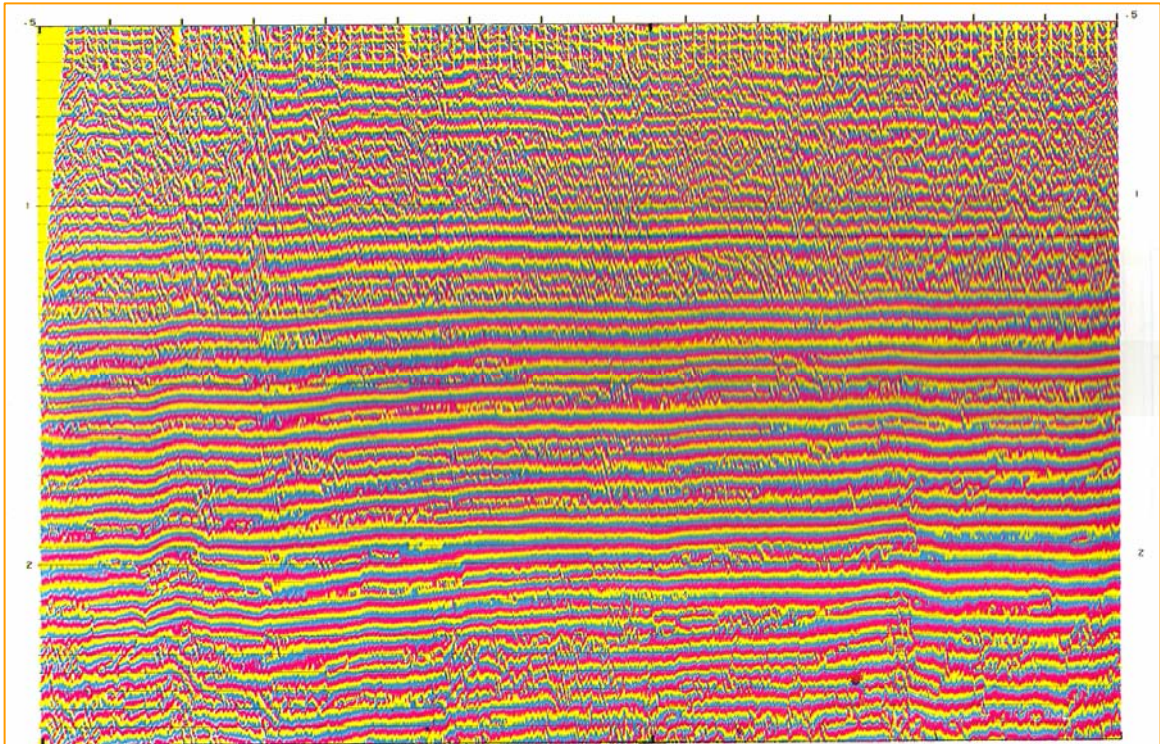


Fig. I.3-Atributo Fase Instantánea.

Frecuencia Instantánea

$$F = \frac{d \Phi(t)}{dt} \text{ derivada de la fase instantánea} \quad (6)$$

- Buena herramienta para la correlación
- Nos proporciona como varía la absorción predominante de la señal a lo largo del corte en tiempo.

Las bajas frecuencias están asociadas a:

- Zonas de fracturas
- Reflectores que se ubican por debajo de las arenas con gas condensado o reservorios de petróleo.

En la Fig. I.4 se la aplicación de este atributo, donde podemos observar una mejor correlación de las fallas.

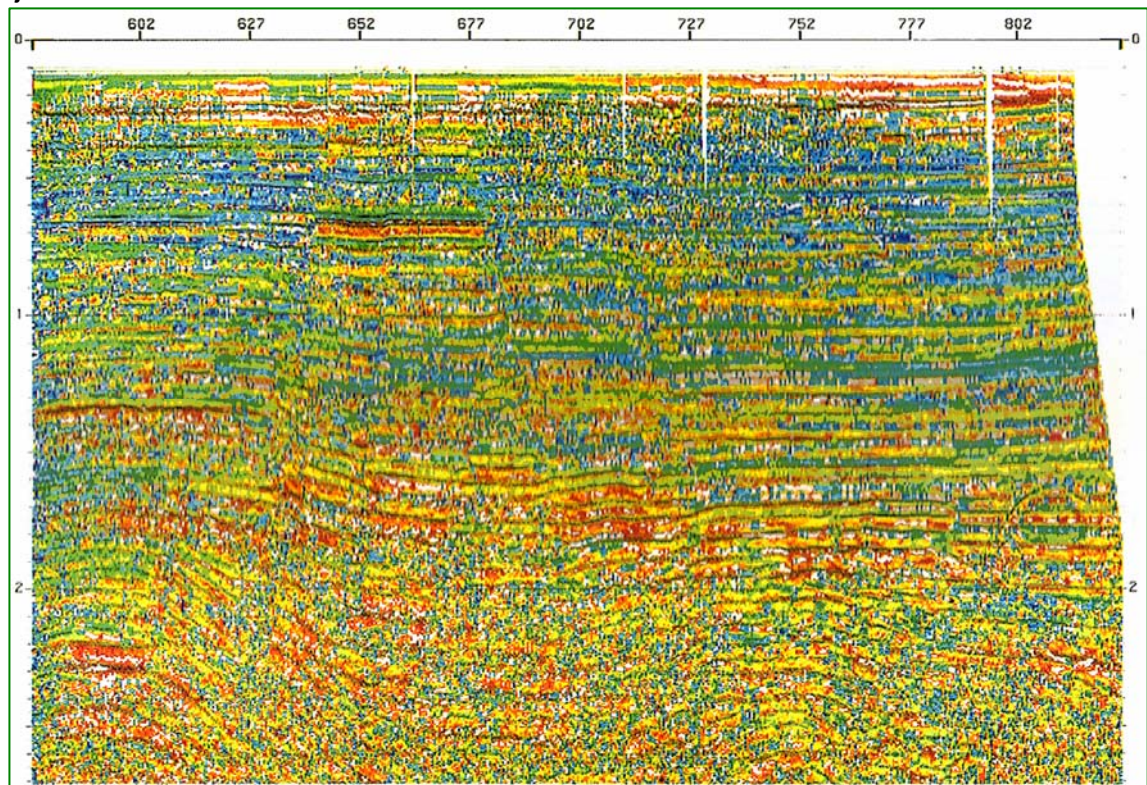


Fig. I.4-.Atributo Frecuencia Instantánea.

Frecuencia promedio Ponderada

(Weighted average frequency)

- Enfatiza las frecuencias de los eventos más característicos.
- Suaviza las irregularidades causadas por el ruido.
- Mejora la continuidad de los reflectores.

Se asocia al igual que la Frecuencia Instantánea (ver anterior)

Para el análisis de las frecuencias hay que tener presente las consideraciones siguientes:

1. El gas en las arenas hace de filtro absorbiendo las altas frecuencias o por una natural resonancia.
2. El tiempo de trayecto de la onda a través del gas es incrementado por la baja velocidad, lo que hace que las reflexiones de los reflectores inmediatamente por debajo no son sumados apropiadamente.

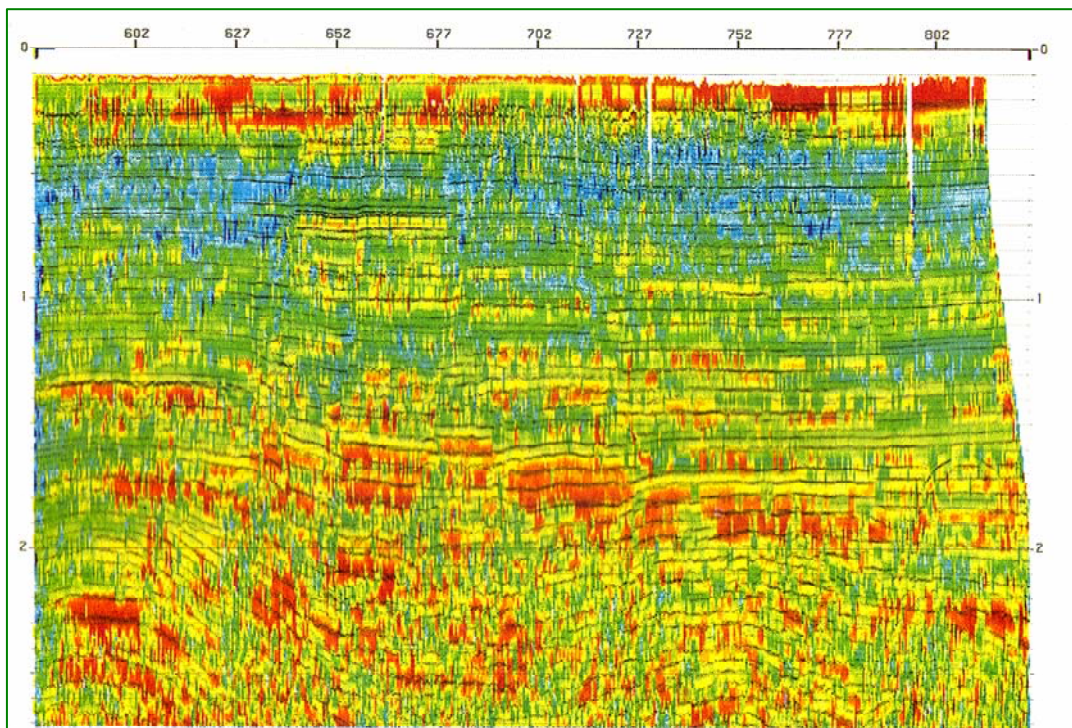


Fig. I.5-Atributo Frecuencia Promedio Ponderada.

Polaridad Aparente

- Desplaza al reflector a fase cero evitándose las ambigüedades.
- Mejora la correlación de la polaridad de la traza con el coeficiente de reflexión.

Se asocia a:

Los puntos brillantes (brith spots) son asociados a acumulaciones de gas y estos presentan las siguientes polaridades:

- ✓ La polaridad negativa (color azul) está relacionada a la reflexión del tope del reservorio.
- ✓ La polaridad positiva (color rojo) está relacionada con el contacto gas-petróleo o interfases del contacto gas-agua (flat spots)

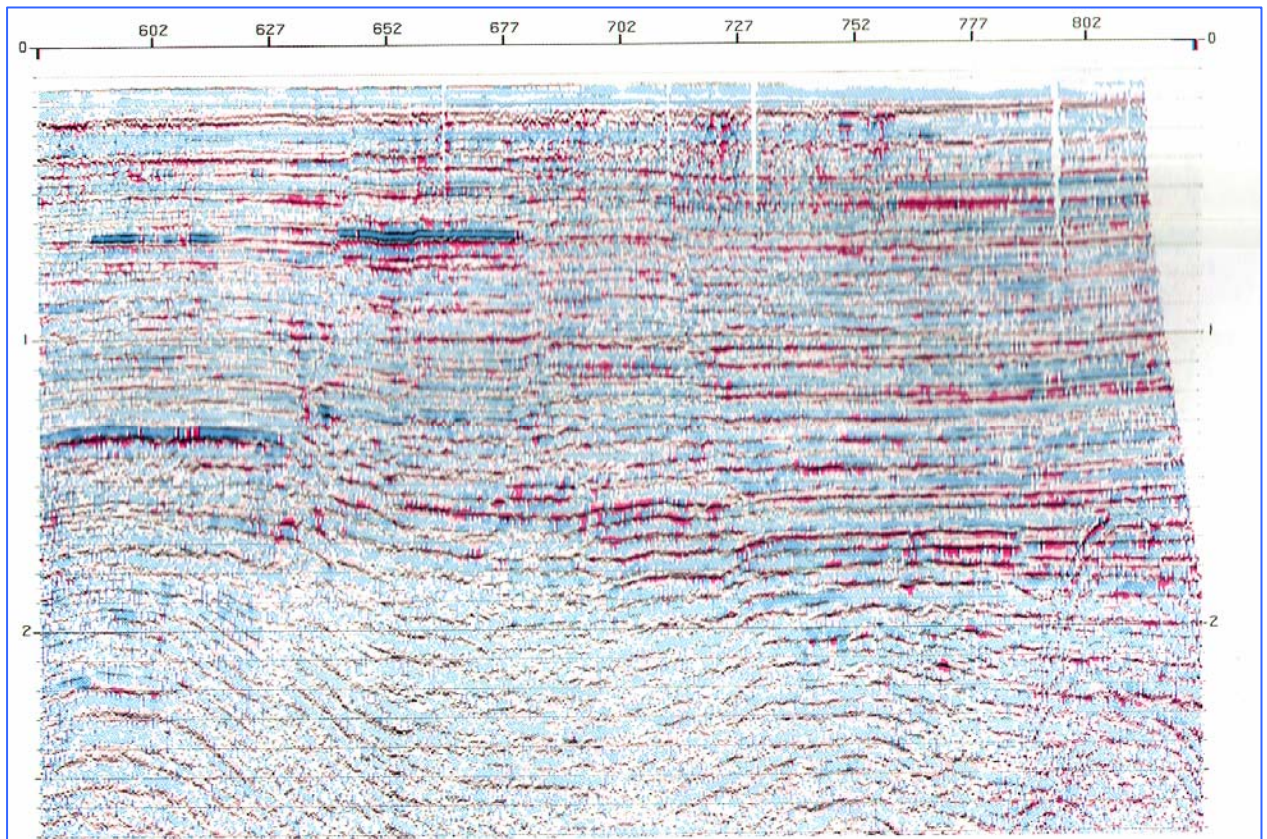


Fig. I .6- Atributo. Aparente polaridad

Atributos Sísmicos pre apilado AVO. Aspectos Teóricos

En la investigación tradicional de los métodos de reflexión se asume la señal sísmica como una respuesta limitada en tiempo y frecuencia, donde los coeficientes de reflexión están en función del ángulo de incidencia. Esta señal varía sus características a medida que viaja debido a la propagación de la misma a través del terreno. Sin embargo, si las variaciones causadas por la adquisición, propagación, ruidos, etc., son eliminadas, entonces las amplitudes de los sismogramas de punto medio común (CMP) pueden mostrar variaciones debidas a la respuesta propia de las rocas.

En numerosos trabajos y artículos realizados durante los últimos años se abordan los fundamentos del empleo de los indicadores para la búsqueda directa de hidrocarburos y en particular del AVO. (Li *et al.*, 2003)

El concepto básico del AVO “Amplitude Variation with Offset” (variación de la amplitud con el alejamiento), parte de la influencia del ángulo de incidencia de la onda en la magnitud de los coeficientes de reflexión a través de las superficies de contacto, asumiendo las capas como estratos horizontales, a su vez la incidencia angular depende de las constantes elásticas, caracterizadas por las propiedades de las rocas.

Lo anterior nos puede ayudar a encontrar indicadores de hidrocarburos, producto de que cuando cambia el contenido de fluidos en los poros de las rocas también cambian las propiedades de las mismas; en el caso que sea el hidrocarburo el que ocupa estos poros, esta circunstancia hace que las rocas que lo contengan posean propiedades bastante diferentes a las que la rodean especialmente si es gas el ocupante, dando anomalías de AVO que pueden ser usadas para proveer evidencia circunstancial de la presencia o no de hidrocarburos.

En esta etapa nuestro objetivo es establecer una metodología de procesamiento para el estudio de los atributos AVO.

La descripción completa de los coeficientes de reflexión se expresa a través de las ecuaciones de Zoeppritz y plantea que están completamente determinados por la densidad y las velocidades de las ondas P y S del medio, estas dependen de las

propiedades físicas como la litología, porosidad y contenido de fluidos en los poros y por los ángulos de incidencia de los rayos.

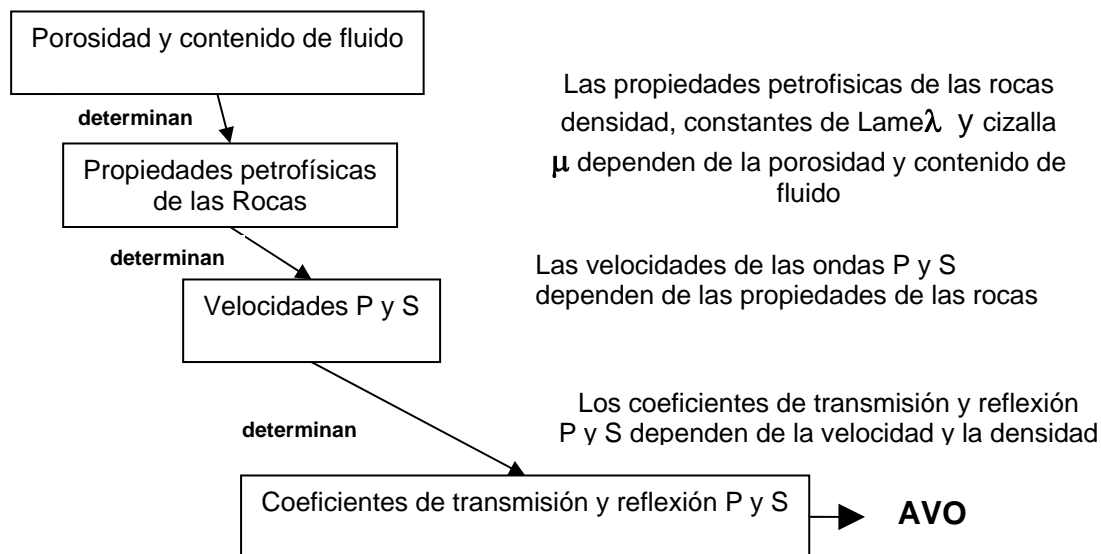
Se demostró por Ostrander W.J., 1984 que en las arenas que contenían gas, los coeficientes de reflexión variaban con el incremento del alejamiento y esto podía ser utilizado como índice de hidrocarburos en un dato real. Este trabajo popularizó la metodología AVO.

Shuey nos permite determinar el coeficiente de reflexión en función del ángulo de incidencia mediante una ecuación lineal. Shuey, R.T., 1985

La experiencia ha demostrado que las anomalías pueden ser usadas para disminuir el riesgo y por consiguiente, para identificar los nuevos prospectos.

Factores que controlan las amplitudes de las reflexiones.

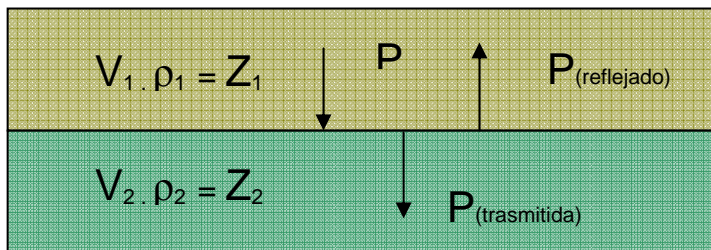
Los factores que controlan las amplitudes de las reflexiones sísmicas aparecen elocuentemente expresados a través del diagrama que aparece a continuación.



Análisis de la reflectividad en dependencia del alejamiento.

La variación de los coeficientes de reflexión, transmisión con el ángulo de incidencia y su correspondiente variación con los alejamientos es el principio fundamental básico para el estudio de las anomalías de amplitud (AVO). La incidencia caracteriza dos tipos amplitud de la reflexión:

- Característica de la amplitud de la reflexión con una normal incidencia (a 90° y Cero alejamiento)



$$R_0 = \frac{V_2 \cdot \rho_2 - V_1 \cdot \rho_1}{V_2 \cdot \rho_2 + V_1 \cdot \rho_1} = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1}$$

R_0 : Coeficiente de reflexión a cero alejamiento

Donde:

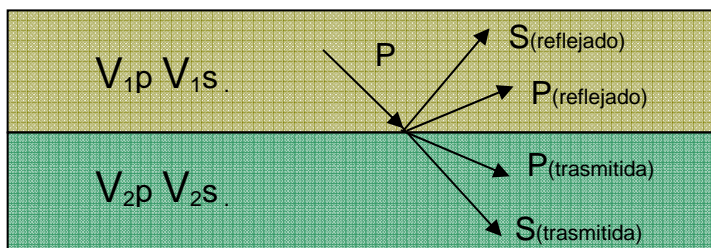
V : Velocidad del medio

ρ : Densidad del medio

Z : Impedancia Acústica

- Característica de la amplitud de la reflexión con una incidencia no normal.

El modo de conversión de P a S (energía de la onda P a una onda S), ocurre en una incidencia no normal



Varias aproximaciones son realizadas a la ecuación de Zoeppritz, para la determinación de los coeficientes de reflexión (R) en función del ángulo de incidencia, En nuestro caso adoptamos la propuesta por Shuey ,1985.

$$R_{(\theta)} = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) + \left(\frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \frac{V_s^2 \Delta V_s}{V_p^2 V_s} - 2 \frac{V_s^2}{V_p^2} \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \sin^2 \theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (7)$$

Aproximación de Shuey caracterizada por tres factores sumados (f1,f2, f3) ver Ec.(7).

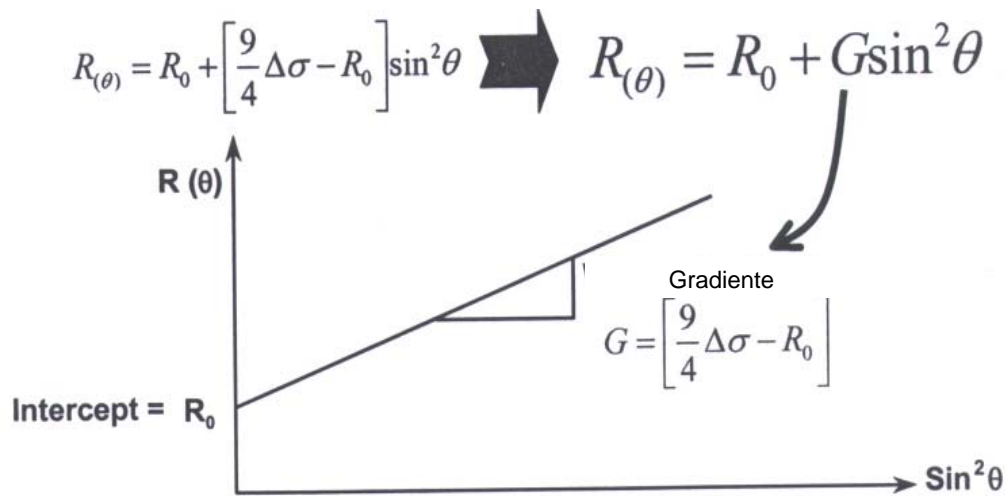
1. Domina las características de las trazas cercanas.
2. Características de las trazas lejanas. Considera los ángulos de incidenciaa no mayores de 30° y los contrastes del coeficiente de Poisson.
3. Considera ángulos mayores de 30° .

Este último factor es suprimido ya que la sísica solamente involucra ángulos alrededor de 30° .

La aproximación de Shuey se reduce a dos términos y es la ecuación base de los cálculos en le modulo AMPVO del sistema Geocluster en la determinación de los atributos AVO.

$$R_{(\theta)} = R_0 + \left[\frac{9}{4} \Delta \sigma - R_0 \right] \sin^2 \theta \quad (8)$$

(9)



Donde:

$R_{(\theta)}$ = Coeficiente de reflexión en función del ángulo de incidencia

R_0 = Coeficiente de reflexión a cero alejamiento.

$\Delta\sigma$ = Variación del modulo de Poisson.

θ = Anqulo de Incidencia

Intercepto

Esta ecuación (7) nos permite determinar el coeficiente de reflexión en función del ángulo de incidencia, en su forma lineal, determinándose los atributos principales: R_0 (Coeficiente de reflexión a cero alejamiento) y G (gradiente, pendiente de la variación de la amplitud sobre el ángulo de incidencia), este ultimo esta considerado como una complicada combinación del contraste de la densidad y el coeficiente de reflexión con la variación del modulo de Poisson.

Aspectos a considerar en la interpretación de los atributos sísmicos.

En el caso del estudio de los indicadores directos de hidrocarburos los intérpretores sísmicos buscan principalmente las siguientes anomalías:

- Punto Brillante (Bright – spot)
- Punto Plano (Flat – spot)
- Punto opaco (Dim –spot)
- Retardo sísmico (Time -sag)

Anomalía Bright – spot

El "bright-spot" ocurre como consecuencia de que una amplitud, positiva o negativa, correspondiente a un reflector alcanza un valor mucho mayor que el resto de amplitudes para ese reflector sobre un rango determinado de CMP(Punto Medio Común). De hecho, cualquier "amplitud anómala" o cualquier reflexión que brille relevantemente puede ser catalogada como "brightspot", aún a pesar de que ello por sí solo no signifique en absoluto que exista la presencia de hidrocarburos ni tan siquiera la presencia de almacén. Tan solo nos indica que un brusco cambio de impedancia acústica y/o de coeficiente de Poisson está teniendo lugar para esa interfaz. Fig.I.7 y Fig I.9

Anomalía Flat – spot

El "flat-spot" simplemente es un eje cofásico que se manifiesta asombrosamente plano y que, cuando corresponde con un contacto hidrocarburo-agua, se muestra disconforme con las reflexiones litológicas que limitan la trampa sobre un área limitada por contornos estructurales. El hecho de que los contactos gas-fluidos o entre fluidos se muestren siempre como una superficie plana ha puesto de relieve que este indicador de hidrocarburos se considere como uno de los más fiables en la detección directa de hidrocarburos. Fig.I.8, Fig.I.9, Fig.I.10.

Anomalía Dim -spot

En el “dim-spot”, sobre una serie de CMP se observa como la amplitud de la ondícula se hace más débil hasta incluso poder llegar a cambiar de polaridad, pasando de valle a pico o viceversa. Ello es debido a que la amplitud con el offset decrece, lo que produce que en las trazas lejanas tengamos polaridad opuesta a la de las trazas cercanas, y en las sumas aparezcan amplitudes en torno a cero. Este efecto es uno de las más difíciles de reconocer en las líneas sísmicas.

Fig I.11

Anomalía Time - sag y pérdidas de frecuencias

El “time-sag” y la pérdida de frecuencias y/o amplitudes están relacionadas con la presencia de gas en el reservorio, que produce una atenuación y una pérdida de frecuencia y/o amplitudes así como retrasa la llegada en tiempo de las reflexiones correspondientes a la base de la roca almacén, por ser menor la velocidad de propagación de las ondas en medios gaseosos.

Las figuras Fig1.7 hasta Fig 1.13 son tomadas de AAPG Memoir 44. ,1990

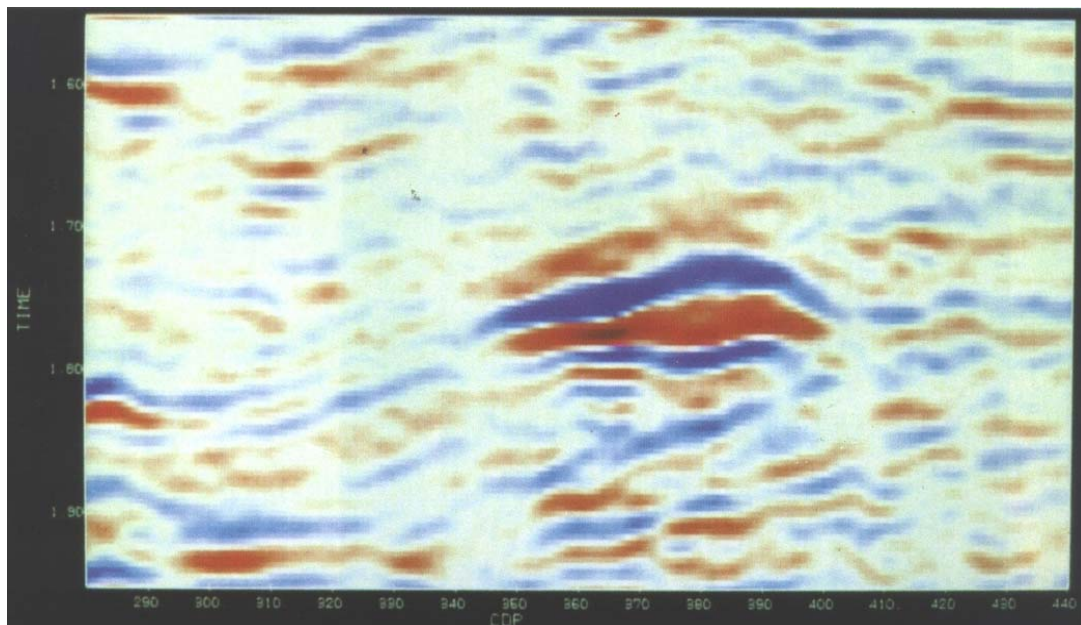


Fig.I.7 Contraste fuerte de amplitudes. Anomalía Bright spot.

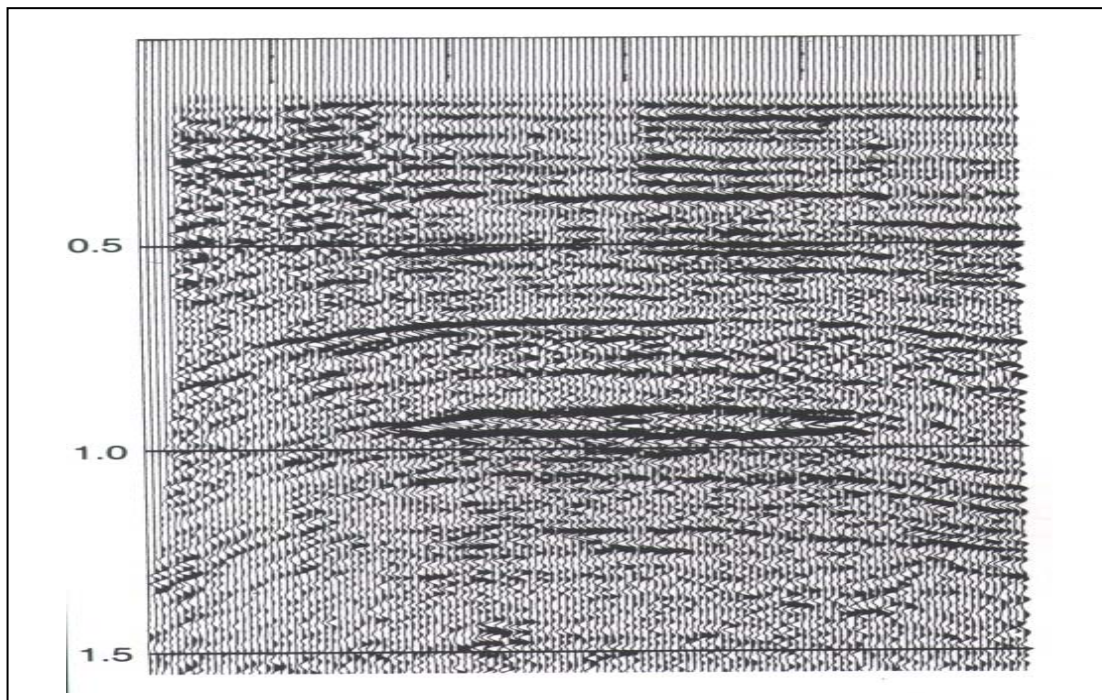


Fig. I.8 Resaltado en negro anomalía de carácter plano. Anomalía Flat – spot.

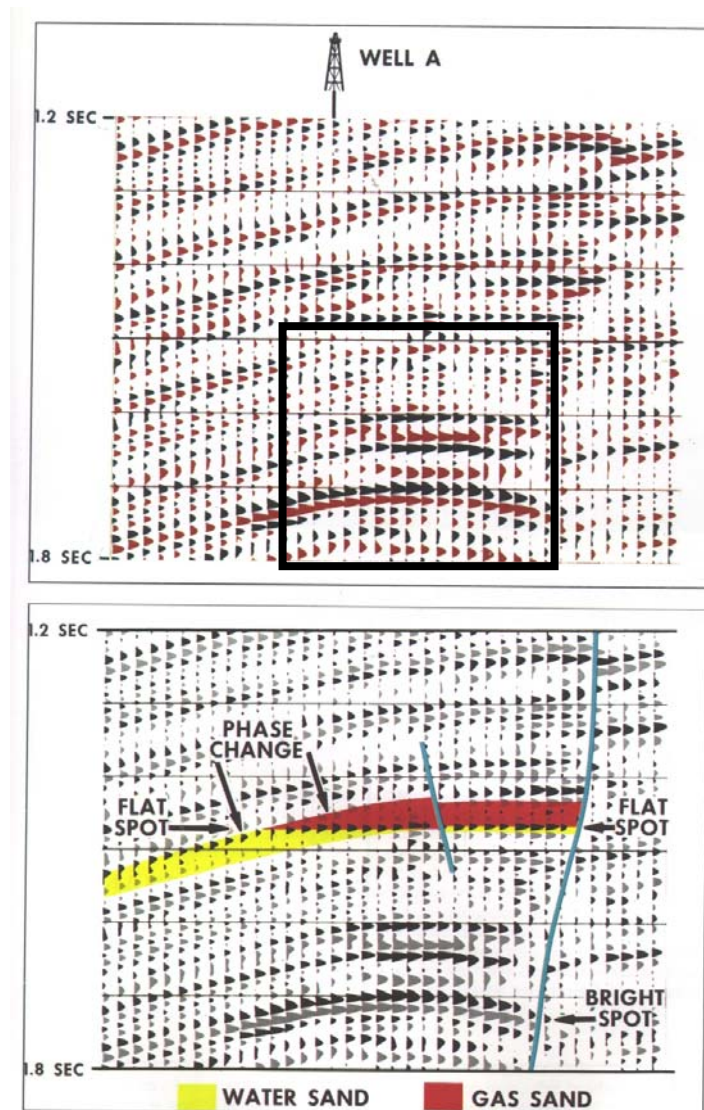


Fig.I.9 Se muestran una combinación de dos anomalías, un flat spot y un bright spot en una misma sección.

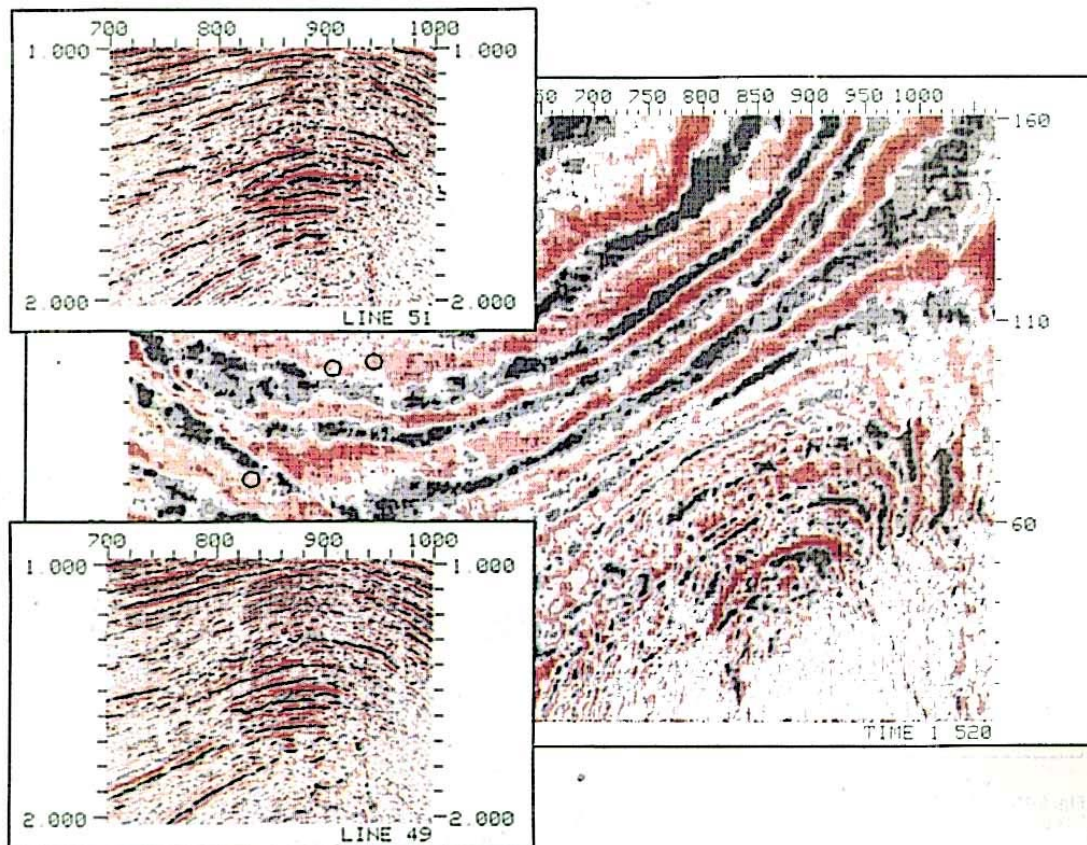


Fig.I.10 Sección vertical y horizontal donde se puede apreciar el comportamiento de una anomalía flat spot.

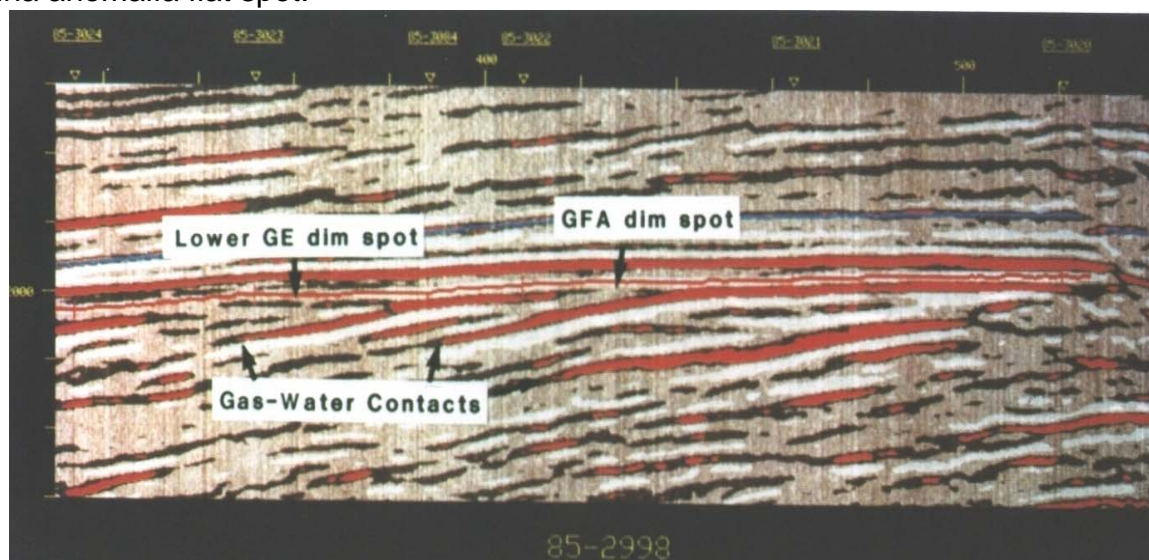


Fig.I.11 Anomalía Dim spot prediciendo un contacto Gas – Líquido.

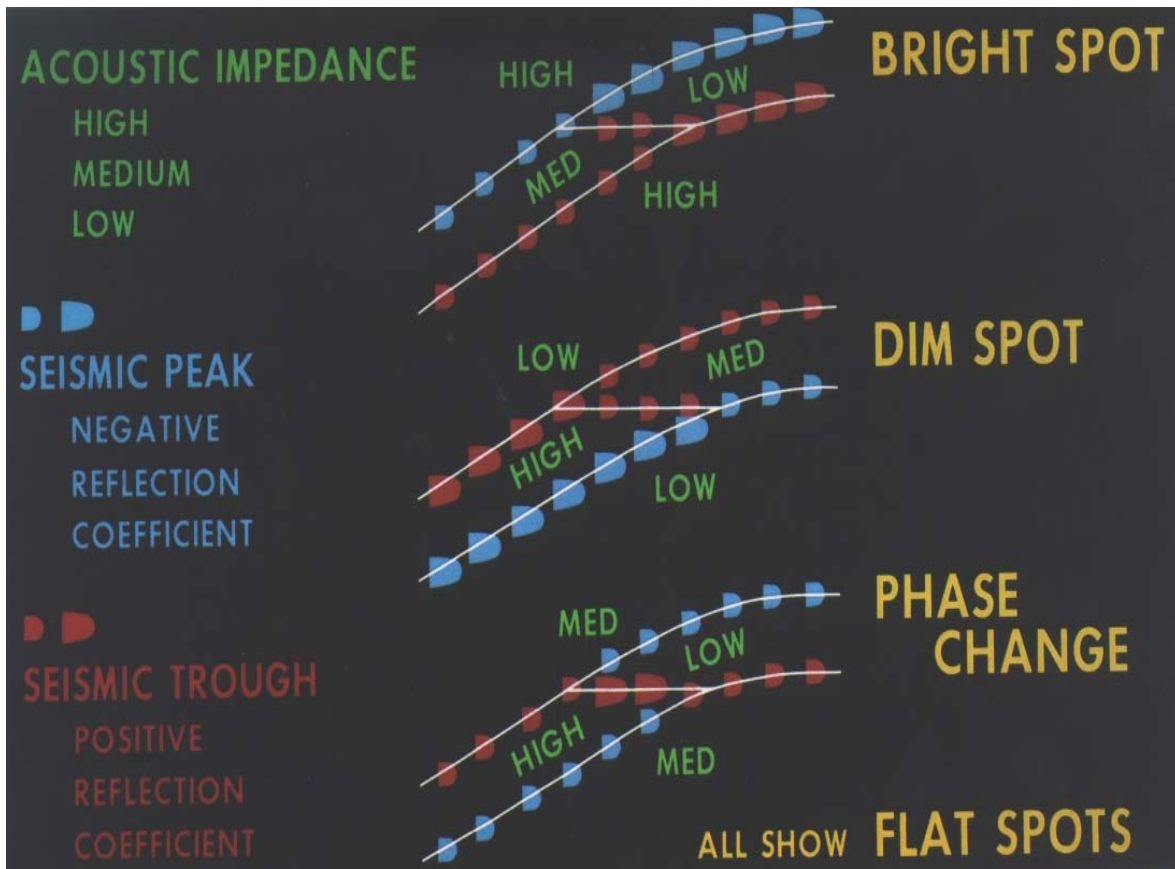


Fig.I.12 Representación de la respuesta sísmica en combinación con las características de las impedancias

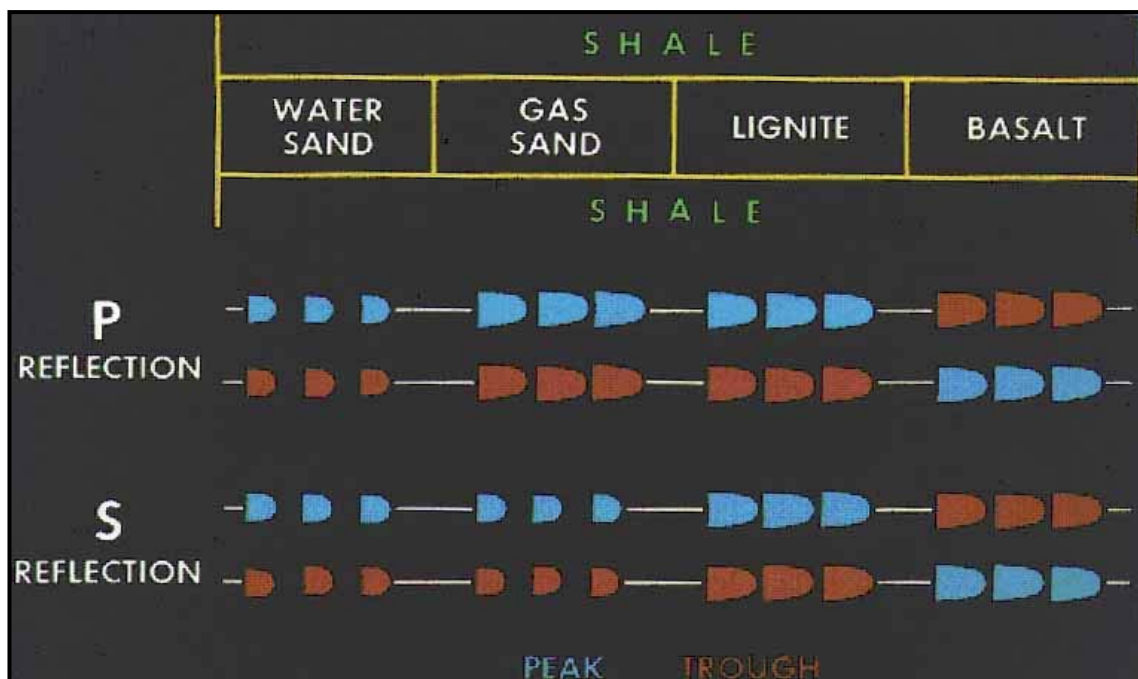


Fig.I.13 Respuesta de las ondas P y S en la interfaz de distintos medios entre arcillas. AAPG Memoir 44. , 1990

Una vez identificadas las anomalías (ver Fig.I.12, y Fig.I.13), el problema del interpretador es razonar las posibles causas que producen este efecto y si están ligadas a una posible presencia de hidrocarburos.

Sin embargo, no basta con la detección de “bright-spots” para la identificación de la presencia de hidrocarburos en un almacén, puesto que otros factores como intrusiones volcánicas, carbones o arenas muy limpias saturadas en agua pueden determinar la existencia de “bright-spots” en la sísmica. Es entonces cuando aplicamos el análisis de la variación de la amplitud con el offset, AVO.

Coeficiente de Poisson

Las propiedades petrofísicas de las rocas y la propagación de ondas en medios continuos se basan en la teoría de la elasticidad cuyos dos parámetros básicos son los constantes de Lamé, λ (relacionadas con la compresibilidad del medio por donde se propagan las ondas) y μ o módulo de cizalla, (relacionado con los esfuerzos y deformaciones tangenciales). Estas dos constantes se pueden relacionar entre sí mediante el coeficiente de Poisson, σ :

$$\sigma = \frac{\lambda}{2(\lambda + \mu)} \quad (10)$$

Las variaciones que se producen en el coeficiente de Poisson (ver Fig I.14- I.15) de un material como consecuencia de la porosidad y del relleno por parte de un fluido, bien líquido bien gas, de los poros intersticiales, (que inciden directamente en la densidad y velocidad de un depósito sedimentario), son los elementos que nos van a permitir discernir la ocurrencia de facies arenosas, arcillosas, calizas, etc. y la posibilidad de que esas formaciones se encuentren rellenas de hidrocarburos.

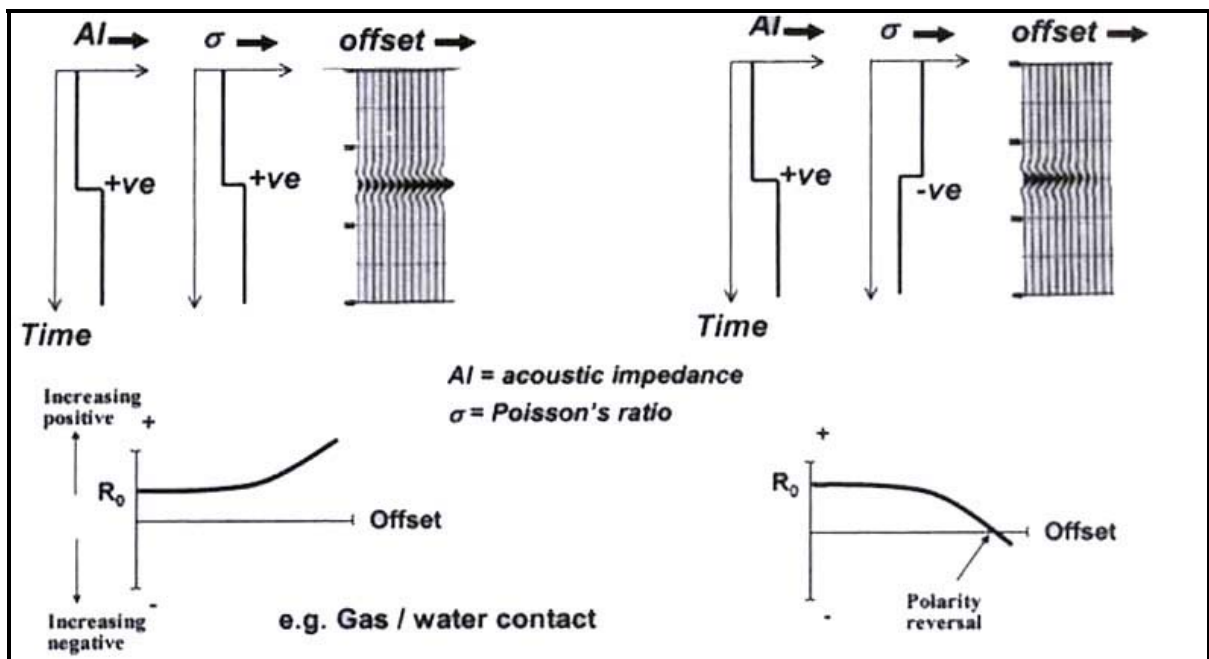


Fig.I.14

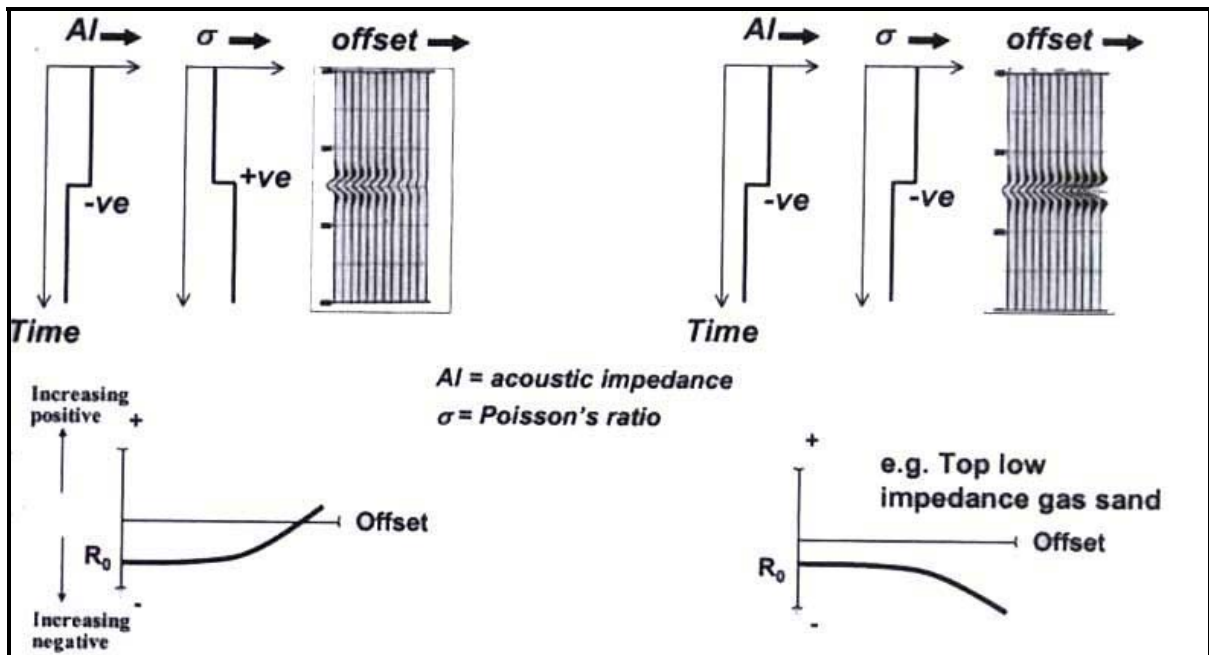


Fig.I.14-15. Comportamiento de los atributos AVO en función de la impedancia y el coeficiente de Poisson. CEFOGA curse DPST07 ,2004

Relación del GAS con las anomalías AVO

La existencia de gas en la roca almacén, bien asociado al petróleo como “gas-cap” bien relleno únicamente el reservorio, hace, por un lado, que exista normalmente un contraste fuerte de impedancia acústica en la interfaz sello-almacén del gas, y por otro, determina un cambio fuerte en el coeficiente de Poisson (considerablemente mayor cuando es gas el fluido que rellena los poros del almacén que cuando es petróleo; disminuye en un aproximadamente 50% su magnitud) con el efecto correspondiente en la variación de la amplitud con el alejamiento (offset). La combinación de ambos efectos determina la existencia en sísmica de un claro ejemplo de “bright spot”. Por tanto, la gran mayoría de indicadores de hidrocarburos (DHI) están relacionados principalmente con la presencia de gas en la roca almacén.

La presencia de gas relleno los poros de una roca clástica disminuye la velocidad de propagación de la onda P en la roca de manera sustancial, mientras que prácticamente no afecta a las velocidades de las ondas S. El cambio en el cociente de la velocidad de las ondas P y de las ondas S, o lo que lo mismo, el cambio en el coeficiente de Poisson, determina que para algunos almacenes, la amplitud de las reflexiones asociadas a rocas saturadas en gas aumenten con el offset. Este comportamiento anómalo constituye la base para la utilización del AVO como indicador directo de hidrocarburos. (RUTHERFORD S. y WILLIAMS R. 1989)

Clases de Anomalías AVO

Son tres las clases de anomalía AVO más asiduamente descritas (RUTHERFORD S. y WILLIAMS R. 1989), aunque recientemente Castagna P.J. (CEFOGA curse DPST07 ,2004) propone una cuarta categoría adicional (Clase IV):

- **Clase I**, disminución de la amplitud con el offset, R_0 grande y positivo Fig.I.16
- **Clase II**, R_0 positivo o negativo, pero próximo a cero y aumento de la amplitud con el offset produciéndose incluso un cambio de polaridad. Fig.I.17
- **Clase III**, R_0 negativo y grande, y aumento de la amplitud con el offset haciéndose el intercepto todavía más negativo. Fig.I.18
- **Clase IV**, R_0 negativo y grande, y la amplitud disminuye con el offset para el caso en que la velocidad de la onda S sea incluso menor para la arena con gas que para las arcillas envolventes. Fig.I.19

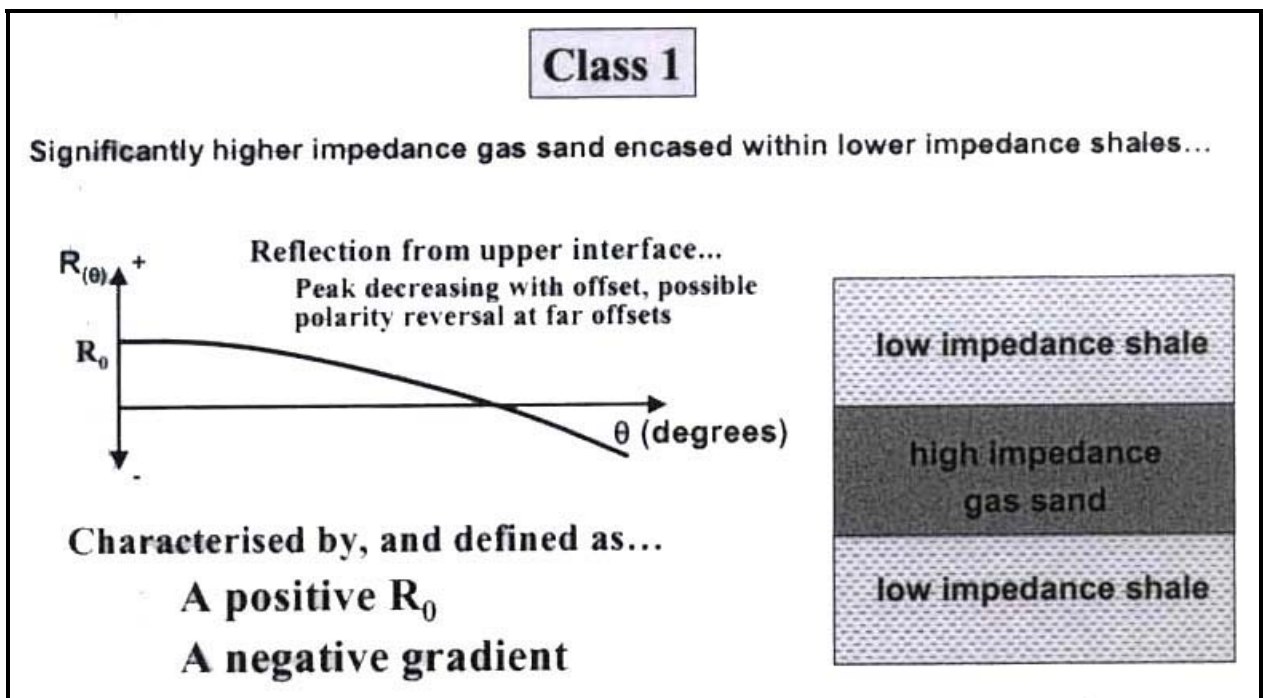
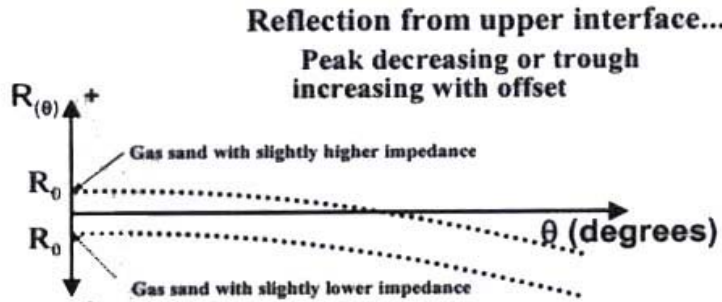


Fig.I.16. Características de las anomalías de clase 1. CEFOGA curse DPST07 ,2004

Class 2

Gas sand impedance very similar to surrounding shale, either slightly above or below..



Characterised by, and defined as...

R_0 close to zero

A negative gradient

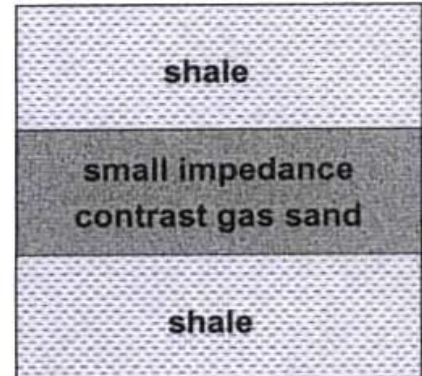
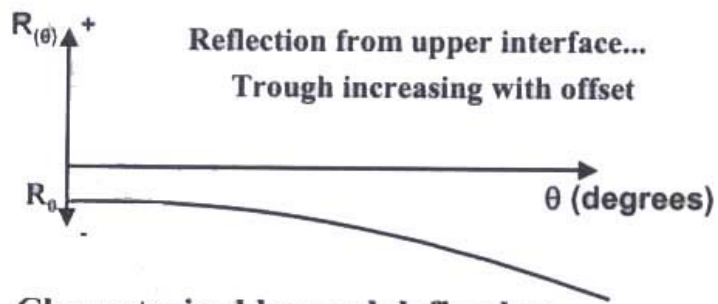


Fig.I.17. Características de las anomalías de clase 2. CEFOGA curse DPST07 ,2004

Class 3

- Significantly lower impedance gas sand encased within higher impedance shales...



Characterised by, and defined as...

Negative R_0

A negative gradient

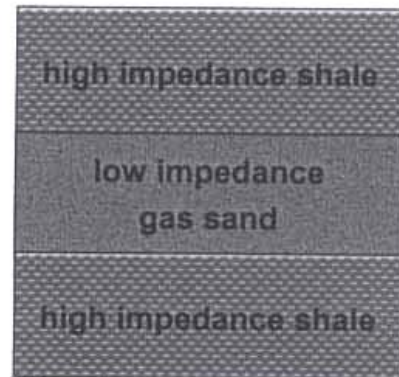


Fig.I.18. Características de las anomalías de clase 3. CEFOGA curse DPST07 ,2004

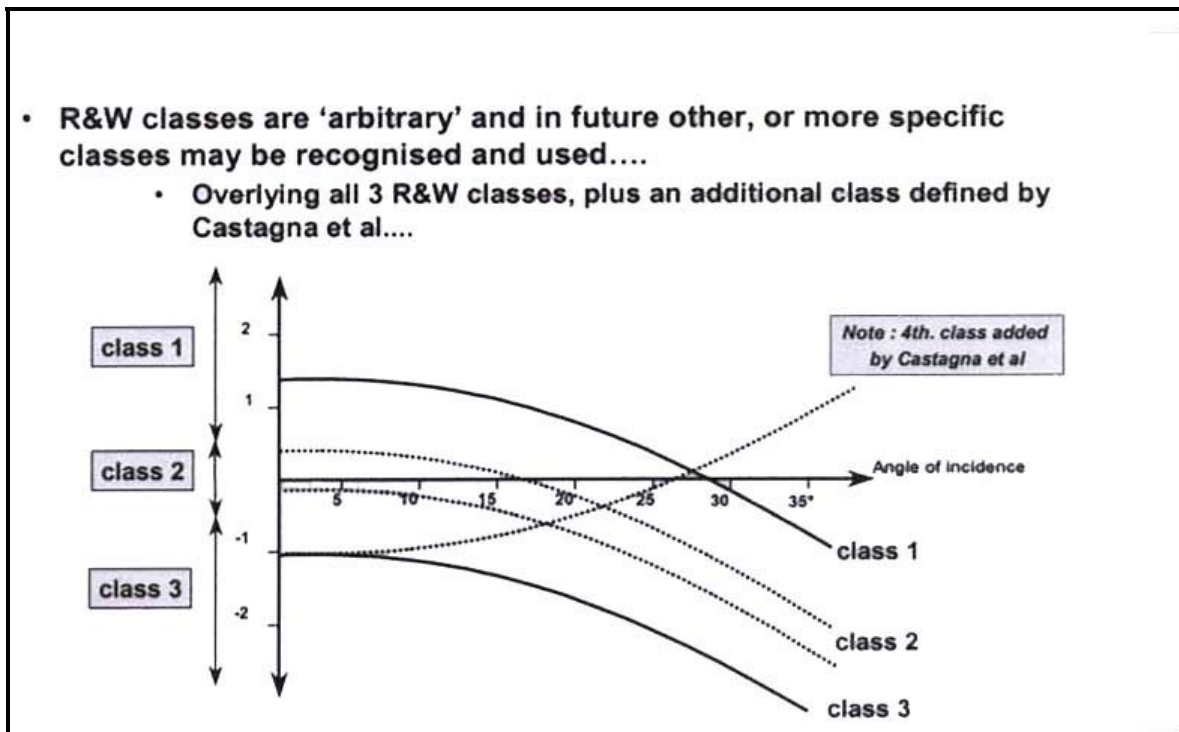


Fig.I.19. Características de las anomalías de clase 4. CEFOGA curse DPST07 ,2004

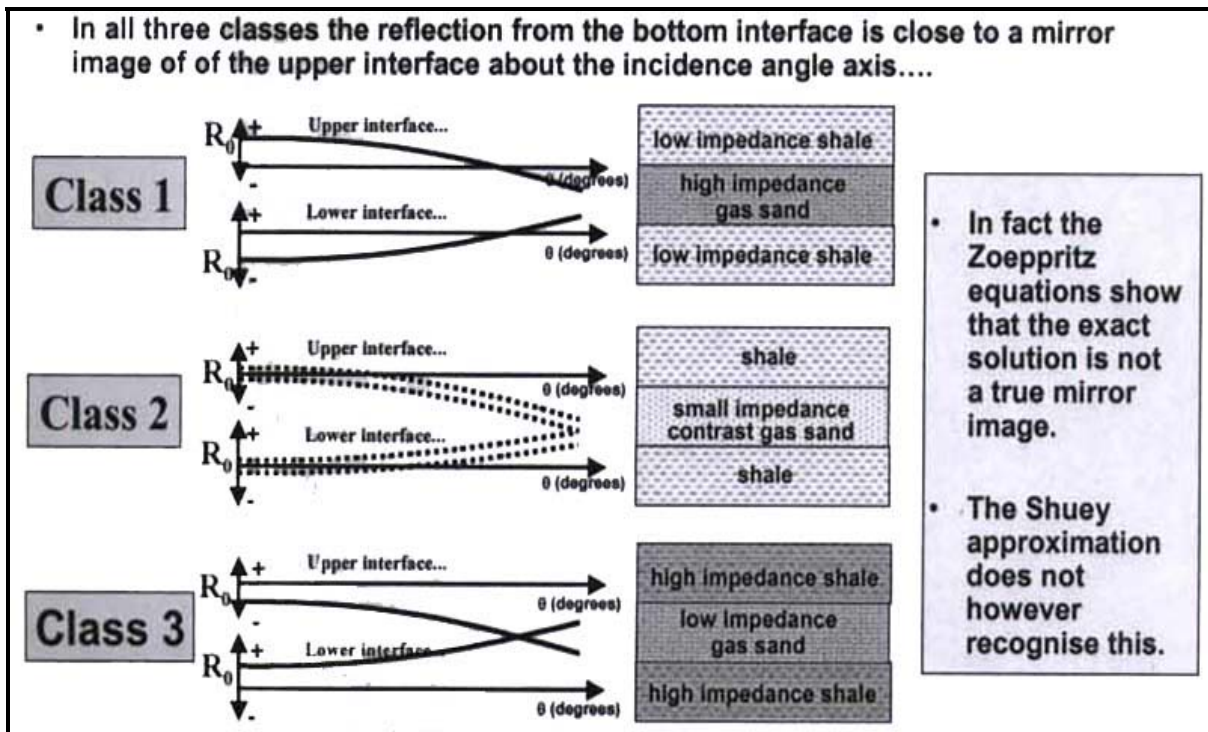


Fig.I.20. Características de las respuestas de las anomalías de clase 1,2,3 en interfases de impedancias diferentes. CEFOGA curse DPST07 ,2004

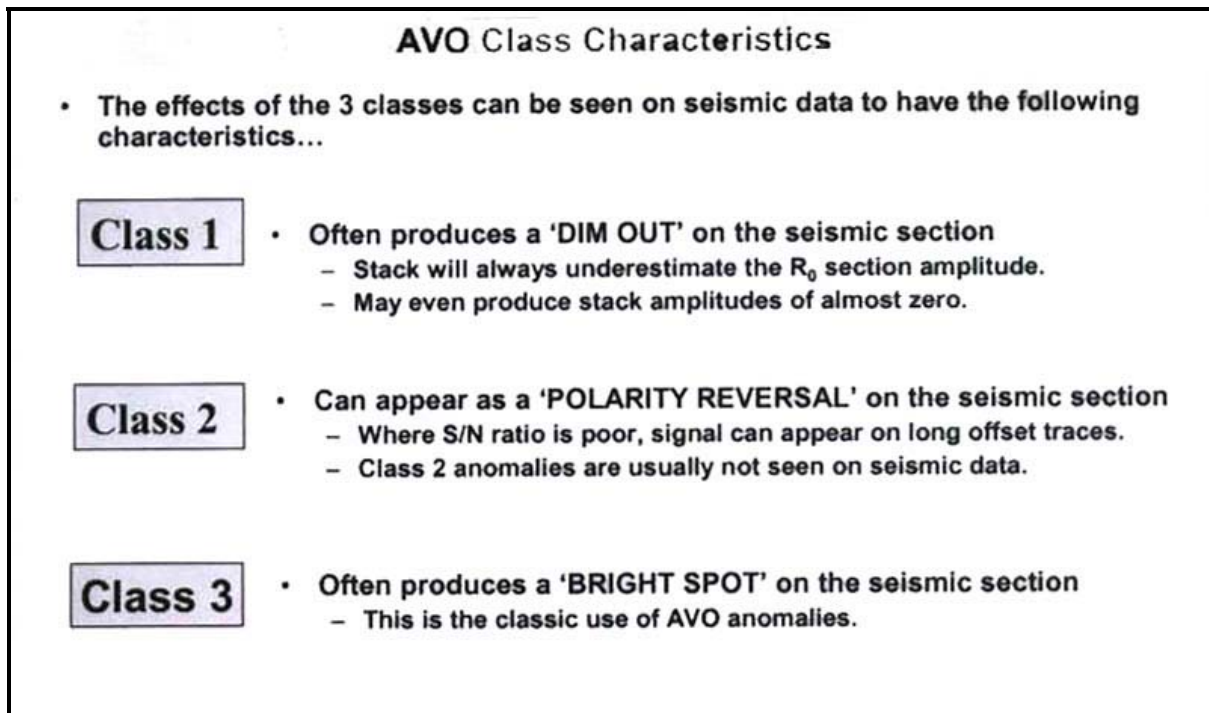


Fig.I.21. Respuestas sísmicas asociadas a las anomalías AVO. CEFOGA curse DPST07 ,2004

El estudio de los indicadores de hidrocarburos, tanto a nivel de sección sumada/migrada, como a nivel de CMP (AVO) nos va permitir evaluar la bondad y el potencial exploratorio de una cuenca realmente inexplorada teniendo en cuenta las limitaciones impuestas por los siguientes condicionantes: escasez de parámetros petrofísicos para el modelo geológico, imposibilidad de encontrar una solución única, dispersión en la naturaleza de los datos, etc.

Por ultimo debe indicarse que existen casos en que los atributos AVO no funcionan adecuadamente por diversas causas:

- No necesariamente las anomalías AVO pueden indicar hidrocarburos.
Ej: El contacto entre carbones o arenas muy limpias saturadas de aguas presentan anomalías.

- No necesariamente los hidrocarburos causan anomalías AVO. Ej: En los yacimientos de petróleo a grandes profundidades los contrastes de impedancia no son significativos, no presentando anomalías.
- Pueden existir variaciones de amplitud no verdaderas que muestren un efecto AVO. Ej: producidas por un mal procesamiento sísmico, por interferencias por ruidos, por incidencia de bajas frecuencias en los canales o trazas mas lejanas.

Lo anterior expuesto que debe ser tratado en cuenta al plantearse la utilización de esta herramienta y se puede citar el ilustrativo trabajo Loizou N., 2003 en que se aprecia evaluación no positiva en las costas de Inglaterra sobre la aplicabilidad de este método.

CAPITULO II. PREPARACION DEL DATO

La preparación de los datos, CEFOGA curse DPST17, 2004, Yilmaz, O., 1987, Stark Andreas , contempla como premisa principal la preservación de la amplitud relativa de la traza para lo cual se siguen los siguientes objetivos:

- Eliminar los efectos que se producen sobre la propagación de la onda a través del medio.
- Eliminar cualquier ruido que interfiera en la reflexión de los eventos de interés.
- Atenuar las variaciones producto de los alejamientos, offset (distancia fuente – receptor) utilizados.

Finalmente se trata de eliminar las variaciones de amplitud no relacionadas a los cambios geológicos de interés, o sea vinculadas con los ruidos, para lo cual se utilizan una serie de procesos (Módulos del sistema GeoCluster) que los atenúan y son capaces de recuperar las amplitudes sin distorsionar la señal.

Además las correcciones cinemáticas (NMO) y las estáticas residuales tienen que estar bien evaluadas por una buena rectificación de los hodógrafos proporcionando datos sísmicos que representen la reflectividad del subsuelo mediante la compensación de los efectos superficiales y de propagación que afectan la onda.

Por lo tanto, es necesario tener en cuenta los factores que afectan a la amplitud (Fig.II), donde se aprecian los efectos que sufre la ondícula de la fuente al interactuar con las capas del subsuelo, durante su trayectoria hasta su llegada a los instrumentos de grabación.

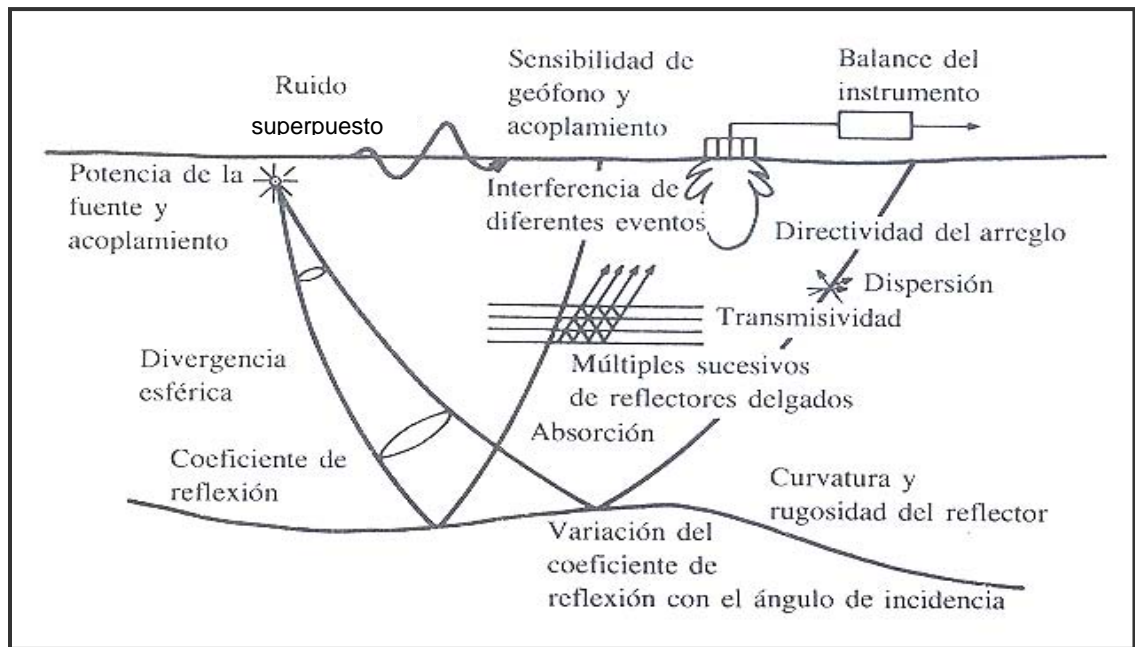


Fig. II Factores que afectan la amplitud.

La metodología de procesamiento debe considerar la Preservación de Amplitudes (PAM), ser capaz de eliminar las amplitudes falsas y atenuar el ruido coherente sin modificar las amplitudes de los eventos de reflexión disminuyendo los efectos antes expuestos. También se utiliza la migración presuma en tiempo (PSTM), debido a que nos proporciona los sismogramas CMP con una mejor diferenciación y continuidad de los eventos.

II.1 Estadios a considerar

El tratamiento de la traza pasa por diferentes estadios a tener en cuenta:

- 1- Variaciones de amplitudes debido a las fuentes utilizadas donde se consideran:
 - Niveles de energía en la adquisición
 - Efectos de acoplamiento entre las fuentes
 - Tipos de fuentes utilizadas (Vibratorias, Explosiva, Neumáticas. etc.)

- Dispositivos o arreglos de fuentes (Carga utilizada, profundidad, volumen, # de cañones,..etc.)
- 2- Compensación o Recuperación de la energía de la Onda por la pérdida en su recorrido, como rayo o frente de onda. (Corrección por Divergencia Esférica.), se consideran:
- La geometría del dispositivo utilizado.
 - La pérdida por transmisión de energía.
 - Los efectos de absorción.
- 3- Interferencias de Amplitud
- Ruido Ambiental (Spikes, Noise Burst)
 - Ruido producidos por la acción de las fuentes (Ground Roll)
 - Múltiples(de periodo corto y largo)
 - Ruidos por el oleaje (Swell Noise)
- 4- Variaciones en la amplitud por los receptores
- Efectos producidos por el acoplamiento a la superficie
 - Características de los receptores (Tipo, Frecuencia Natural, Distorsión)
 - Diseño de los dispositivos o arreglos utilizados.
- 5- Efectos por la superficie consistente
- Se consideran correcciones separadas acorde a las características de los puntos de tiro, puntos de recepción y punto medio común.

II.2. Módulos y Aplicaciones del GeoCluster

El software GeoCluster constituye un paquete de programas (Módulos) creados por la compañía Compañía General de Geofísica CGG, para el multiprocesamiento sísmico 2D y 3D, instalado en el laboratorio de procesamiento del CEINPET.

Los módulos y aplicaciones utilizados estarán relacionados con el orden de los estadios anteriores expuestos en la preparación de los datos, los cuales constituyen la secuencia nombrada Procesamiento de la Amplitud Relativa (PAM):

1. (En el estadio1) Aplicación WAVECAL y MATCAL

- Determinación del filtro u operador de refase (fase mínima en tierra, fase cero en el mar) obtenido inicialmente antes de cualquier proceso, y al final el apilado debe tener la condición de fase cero para un mejor análisis de calibración con los datos de pozos.

2. (En el estadio 2) Módulos SDICO, EXPEN, ADGIN, EVERY(MA), QCAMP,FILTQ

- (SDICO) Aplicación de la corrección esférica ($T * (V^2 \times T_o)$) en combinación con el (EXPEN) el cual multiplica el dato por una curva de coeficientes de ganancia vs. tiempo. Fig II.1

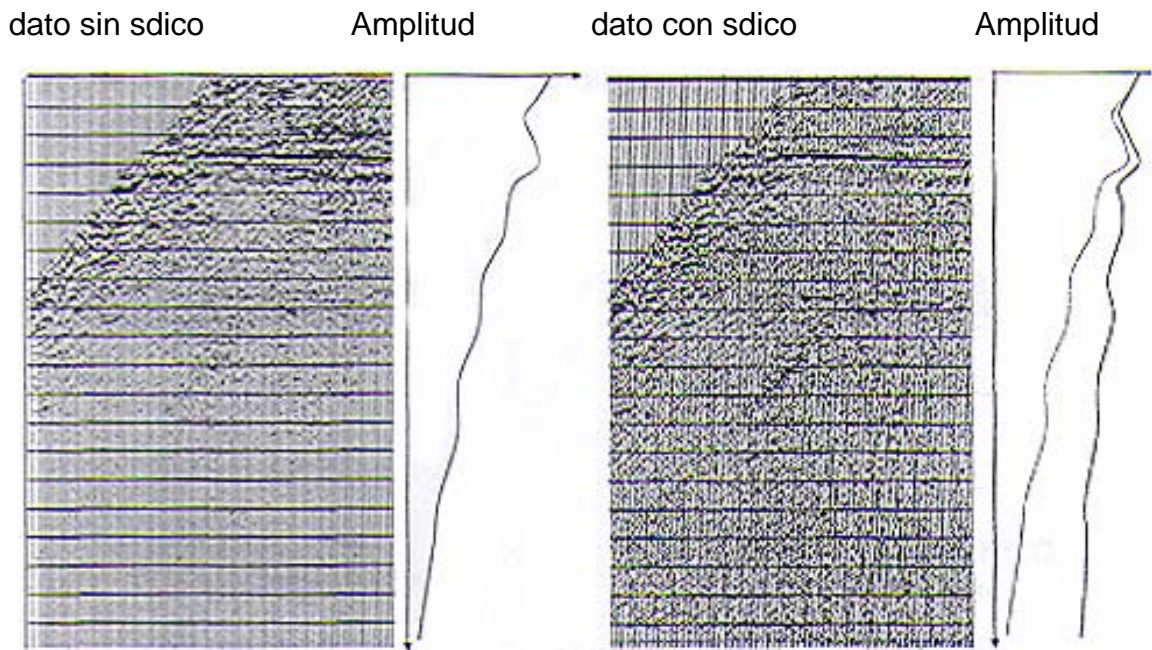


Fig.II.1- Dato sísmico sin y con aplicación del restablecimiento de amplitudes usando el módulo SDICO.

- ADGIN (Realiza un análisis estadístico de la amplitud vs. tiempo), EVERY opción (MA) actualiza el encabezado de la traza con el valor promedio de amplitud de esta.
- QCAMP, sirve como evaluación de los procesos aplicados
- FILTQ: Por Absorción (Q) / Frecuencia, atenuación de la frecuencia con la profundidad. $A(t) = A(o) e^{-\pi ft / Q}$

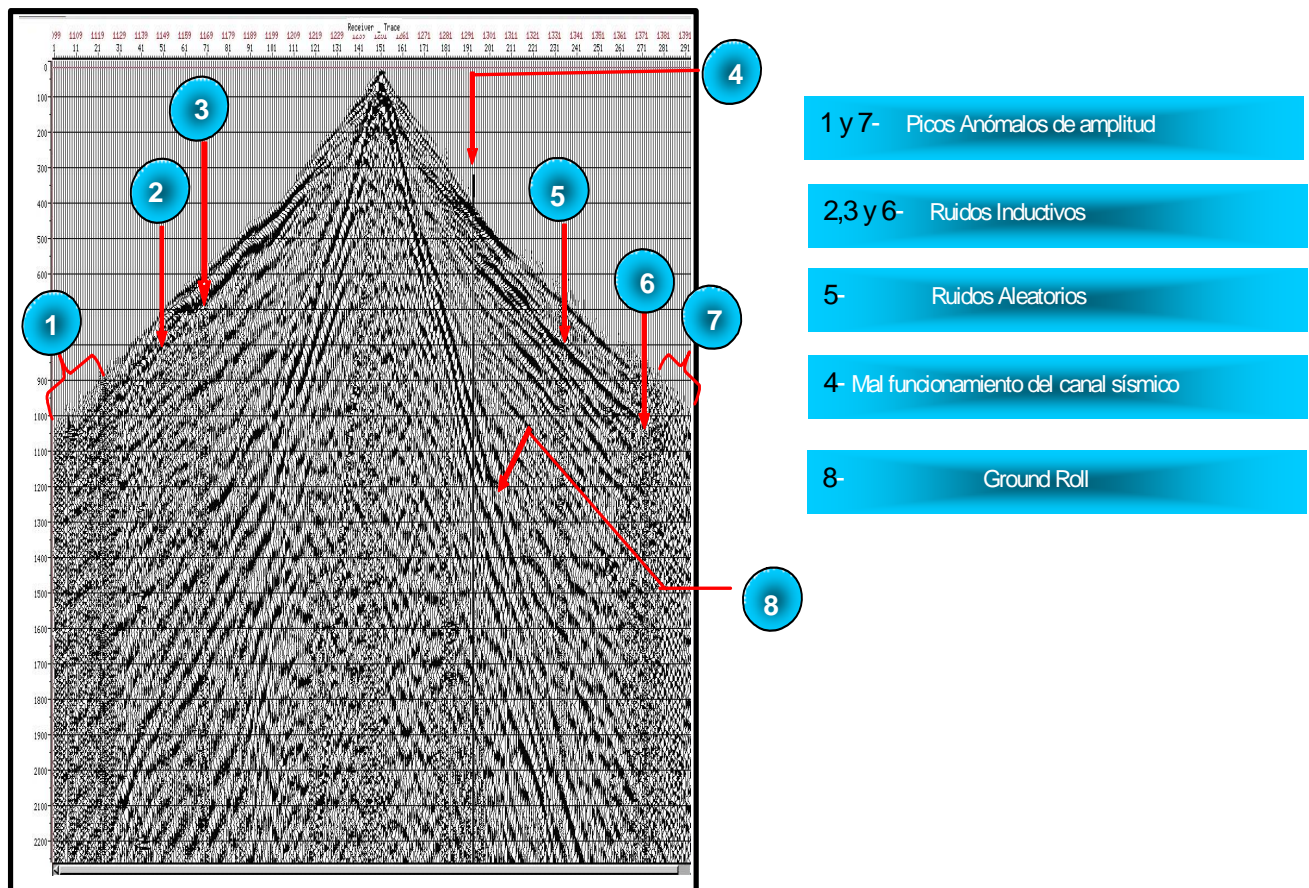
Arenas	Q= 20-130
Arcillas	Q= 40 - 700
Granito	Q= 200 - 300

Este modulo se utiliza si existe una significativa presencia en superficie de uno de los 3 elementos, en nuestro área de estudio.

3. (En el estadio 3) Módulos EDITE, SPARN, STADE, LEMUR, MULTP, STAPA.
(Fig II.2 y II.3).

- EDITE, SPARN, STADE eliminación de ruidos. Fig II.2

Fig. II.2 La sección muestra un registro (PT) terrestre apreciándose en el mismo los diferentes ruidos que comúnmente se originan.



- LEMUR o RAMUR eliminación del (Ground Roll), ruidos coherentes.
(Fig II.3)

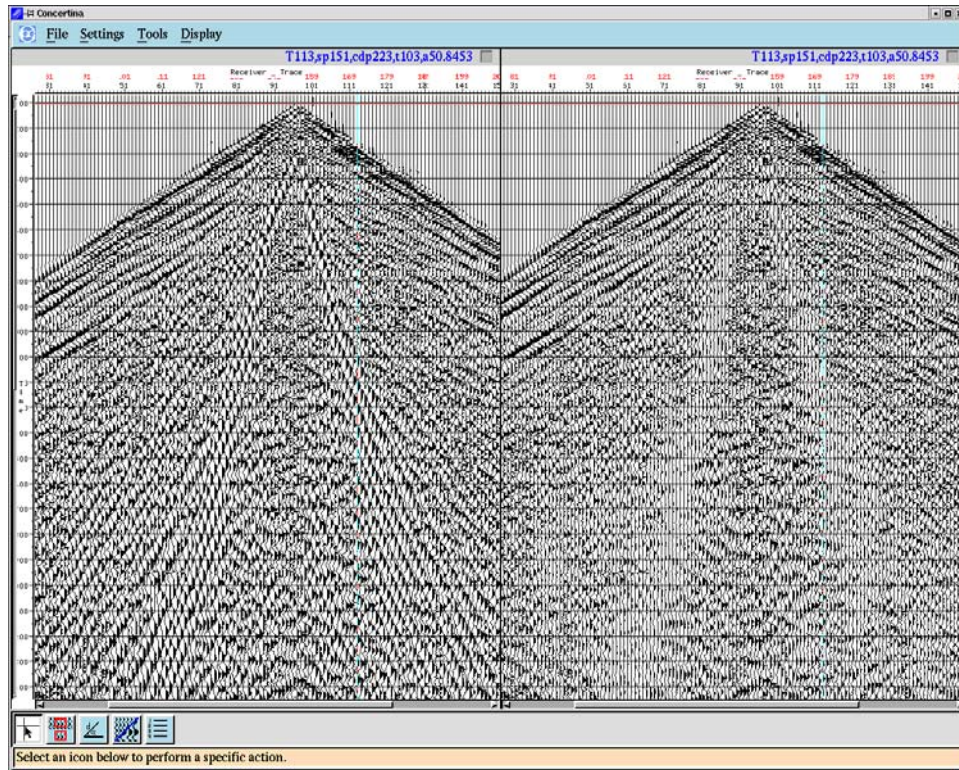


Fig.II.3. Sismograma izquierdo con presencia de ground roll (ruido coherente), y a la derecha observamos al sismograma limpio después de eliminado este ruido con la aplicación del LEMUR.

(En el estadio 4) Módulos AMPSO, GAINX, GAINA y GAINB, AMPOF, AMPSC, estos módulos se usan para aplicar ganancia automática.

4. (En el estadio 5) módulo DECSC, para la deconvolución.

Módulo para la obtención de los (Atributos)

En el sistema GeoCluster existe un módulo para el tratamiento de los datos post apilado denominado:

1- Módulo COCON

- El módulo COCON es diseñado para calcular la energía, la fase instantánea y la frecuencia usando la transformada de Hilbert
- El resultado es una función de la onda cuadrática que representa la respuesta de la fase o la respuesta de la frecuencia, calculada la envolvente de un máximo. Bodine, J.H., 1984

Fig II.4

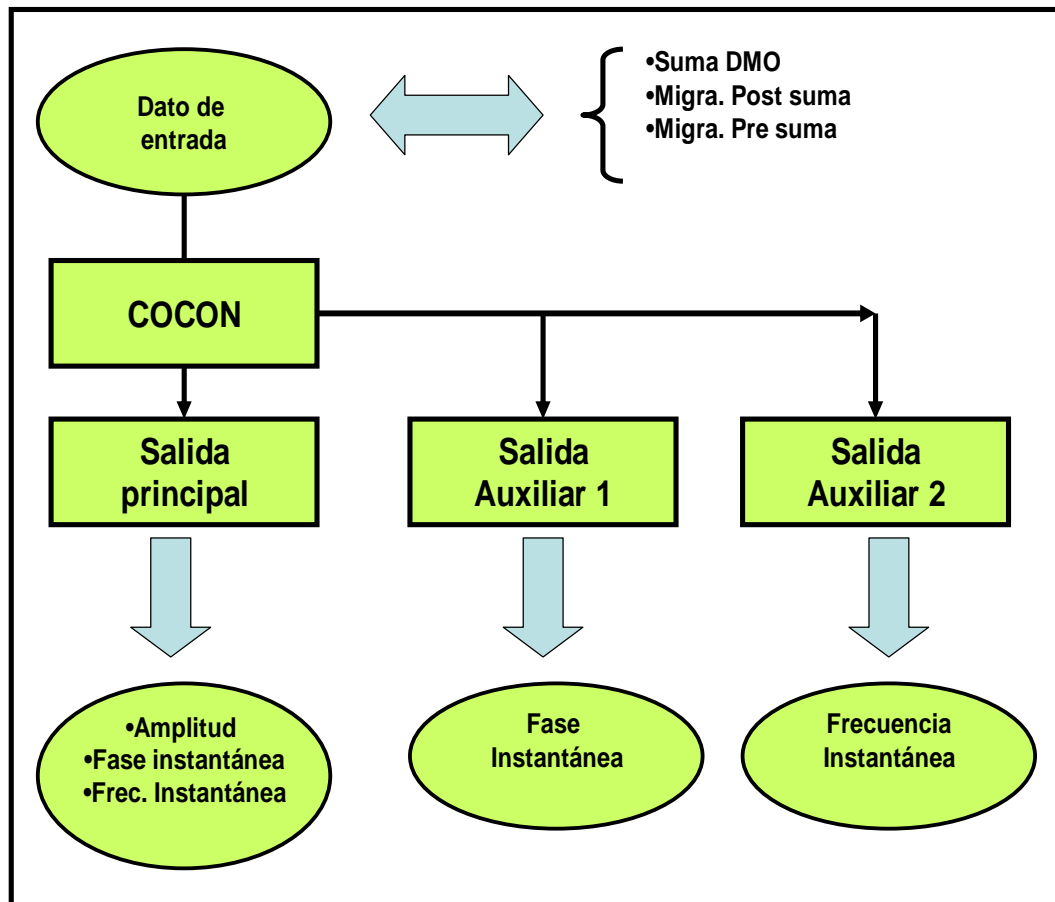


Fig.II.4 Salidas del módulo COCON.

El atributo de **Amplitud** el cual se obtiene a partir de la salida principal del módulo, lo podemos representar como se ve en la Fig.II.5, según:

- Su energía
- Su envolvente

Tanto en unidades de amplitud o decibeles.

También a partir de la salida principal del módulo se pueden obtener:

- La **Fase Instantánea**, (Fig. II.6).
- La **Frecuencia Instantánea**, (Fig. II.7).

Podemos representarlas también por las Salidas Auxiliares

- Salida auxiliar 1: Fase instantánea.
- Salida auxiliar 2: Frecuencia instantánea.

La fase instantánea como la frecuencia instantánea se puede representar mediante la onda cuadrática destacándose los valores máximos y mínimos de cada atributo. Bodine.,1984. (Fig.II.8 y II.9).

Con relación a la fase tenemos la posibilidad de rotarla según nuestro interés.

Las salidas se representan en las siguientes unidades:

- Radianes o Grados en el caso de la fase.
- Hz x 1000 en el caso de la frecuencia

Fig.II.5. Variantes del atributo de amplitud obtenida de la LINEA CUP 2104-01

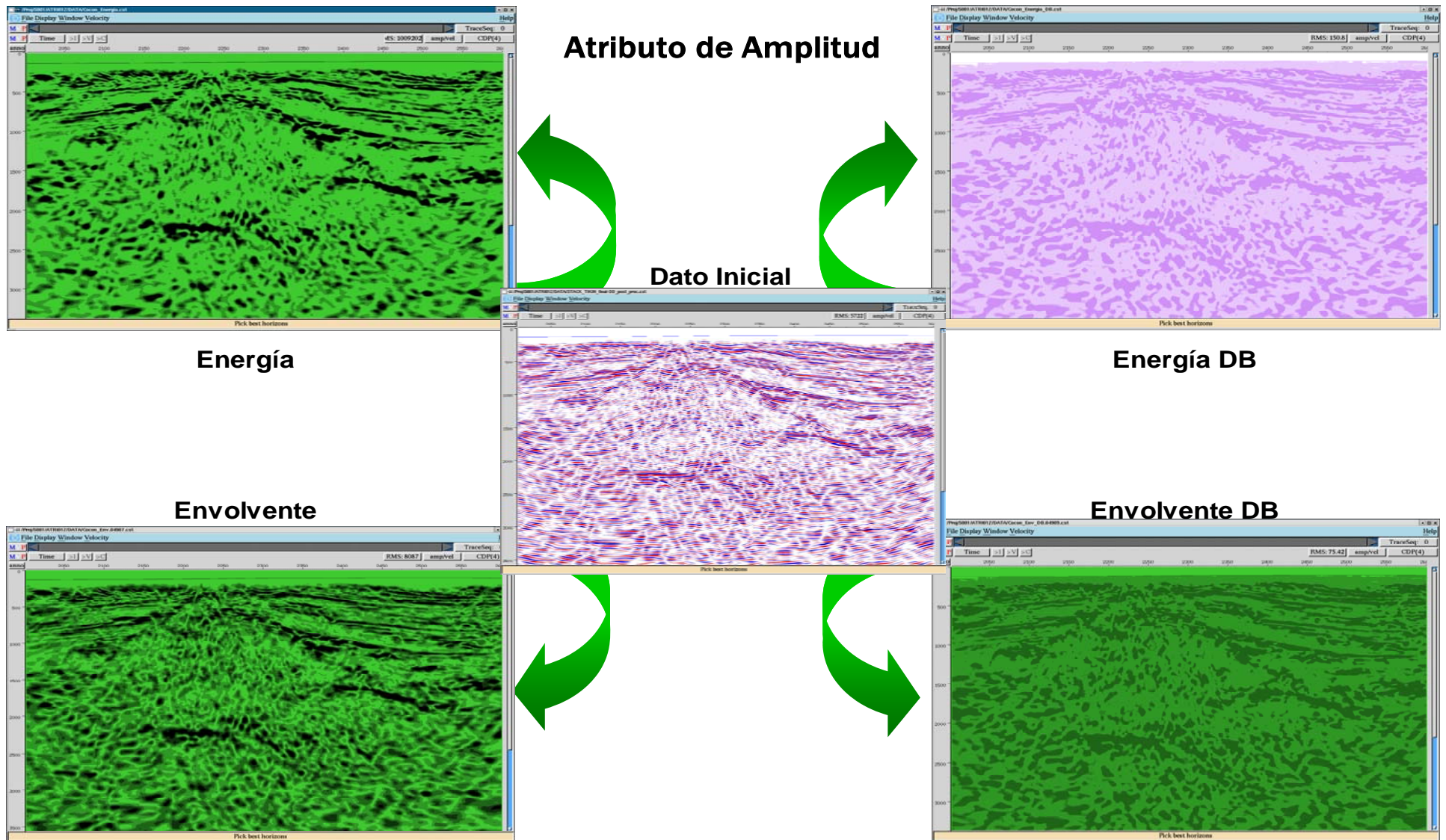


Fig.II.6 Fase instantanea y II.8 Fase inst. cuadratica

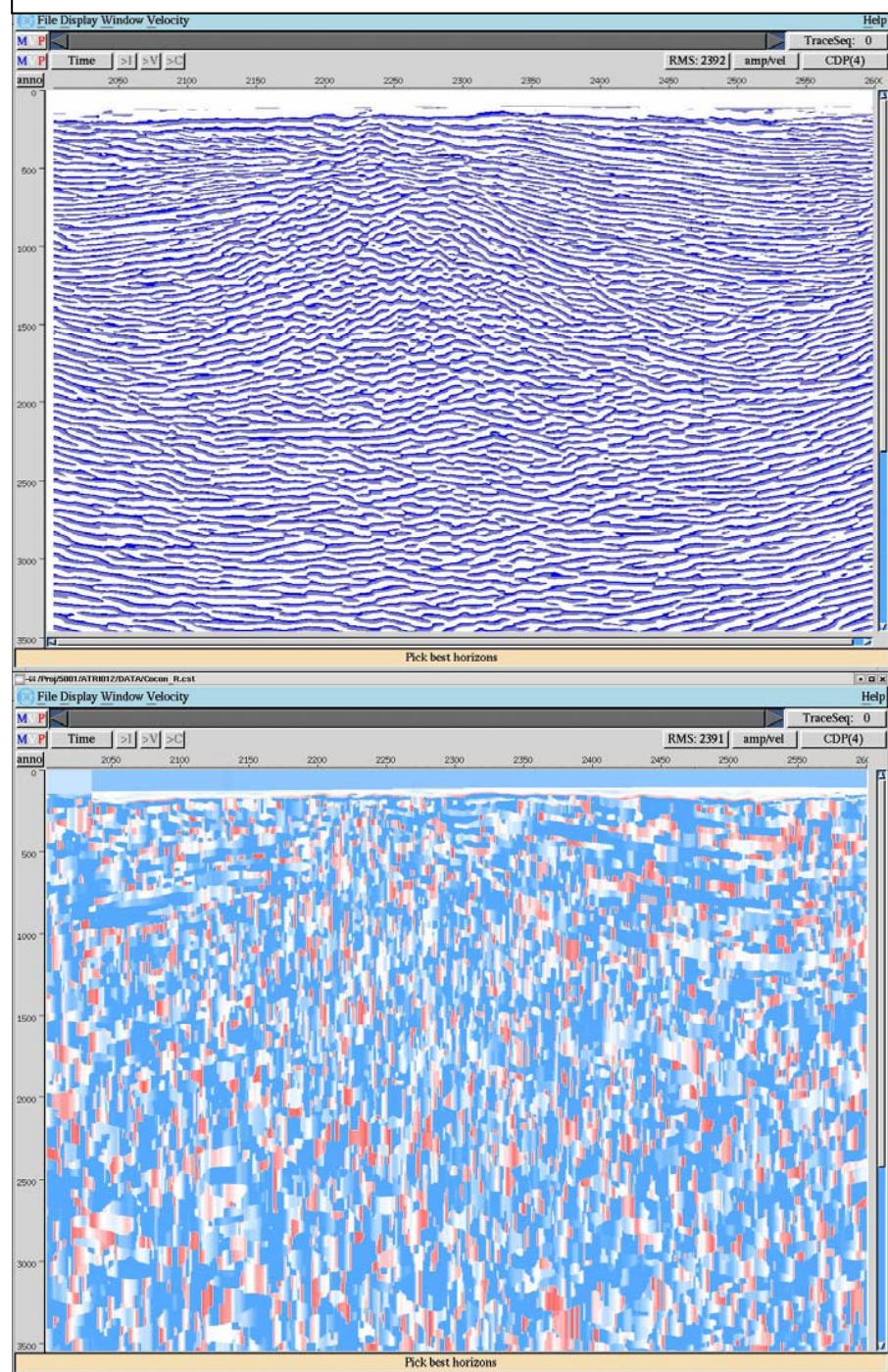
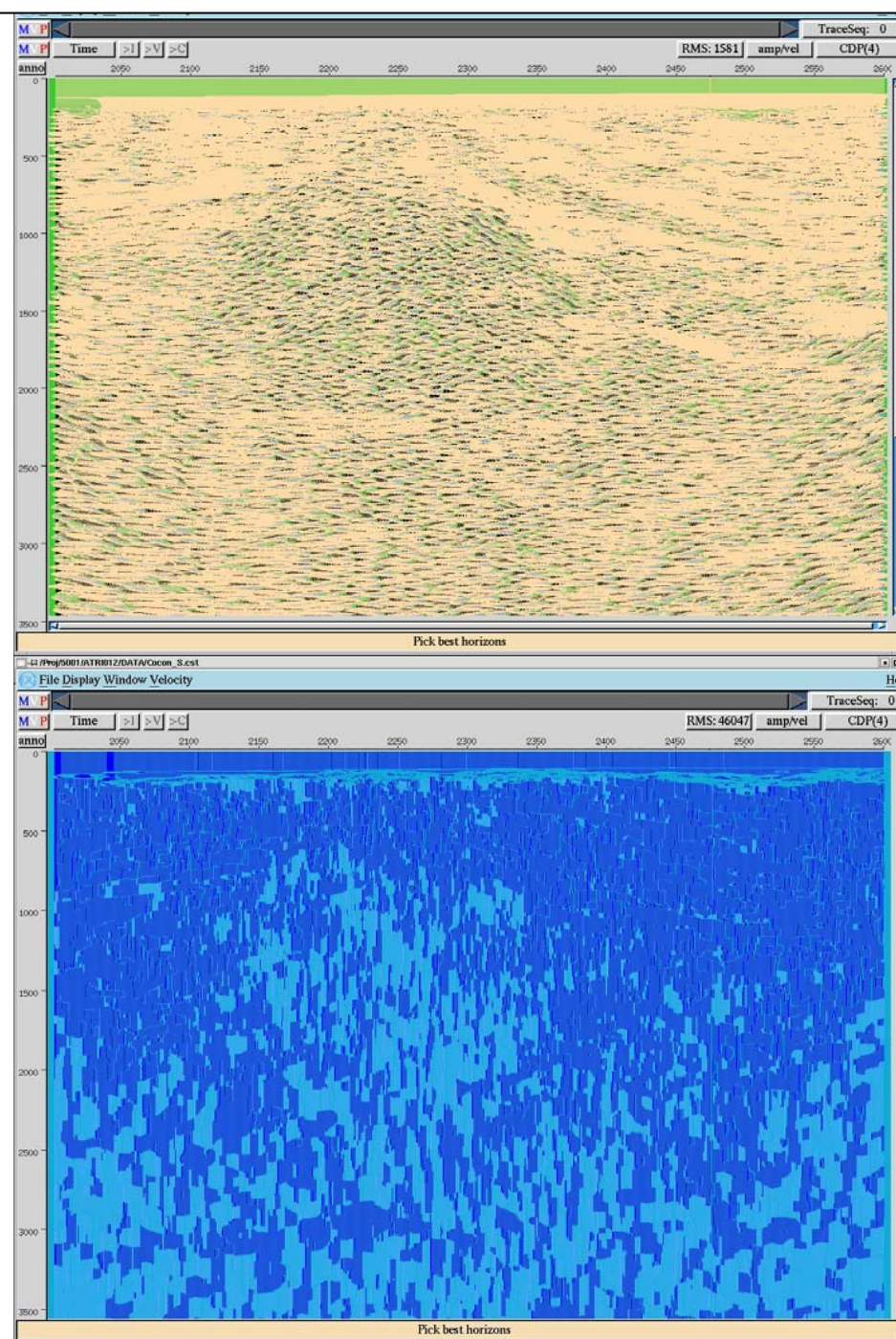


Fig.II.7 Frecuencia instantánea y II.9 Frecuencia inst. cuadrática



II.3. Secuencia de Procesamiento post apilado.

SECUENCIA DE PROCESAMIENTO:

- 1) Una migración pre apilado. Lectura de los datos.
- 2) Aplicación de la geometría.
- 3) Edición de trazas malas y aplicación del muting primario.
- 4) Conversión de la señal a fase mínima (adquisición con VIBROSEIS).
- 5) Aplicación de la corrección por divergencia esférica.
- 6) Corrección de amplitudes por pérdida de transmisión.
- 7) Eliminación de ruidos coherentes.
- 8) Ordenamiento del dato en el dominio CDP.
- 9) Aplicación de la corrección de amplitudes por superficie consistente.
- 10) Aplicación de estáticas por elevación.
- 11) Deconvolución multicanal consistente con la superficie.
- 12) Análisis de velocidad y aplicación de muting en CDP.
- 13) Eliminación de ruidos aleatorios
- 14) Aplicación de estáticas residuales (1ra iteración).
- 15) Análisis de velocidad.
- 16) Aplicación de estáticas residuales (2da iteración).
- 17) Migración pre suma en tiempo (PSTM)
- 18) Análisis de velocidad (3 iteraciones).
- 19) Suma
- 20) Eliminación de ruidos aleatorios (post-procesamiento)
- 21) Filtro Banda-Pass
- 22) ATRIBUTOS post-apilado (COCON)

El dato de entrada para el estudio de los atributos sísmicos lo debe constituir el mejor resultado obtenido en el procesamiento tanto en tiempo como en profundidad, a partir de una secuencia con preservación de amplitudes (PAM),

Se recomienda realizar controles de amplitud y fase sistemáticamente en los diferentes estadios del procesamiento para garantizar la preservación de amplitudes.

El resultado final de esta secuencia lo constituye la migración presuma en el tiempo.

II.4 . Secuencia de Procesamiento (AVO) atributos pre apilado.

Metodología para la obtención de los ángulos de incidencia. Lanfranchi P. 1991

1. Se analiza el resultado de la migración (PSTM); los gathers premigrados corregidos cinematicamente (NMO), de la secuencia de procesamiento PAM, comparándolo con los resultados de los atributos Sísmicos post apilado (Amplitud, Frecuencia Instantánea, Fase, Polaridad Aparente).
2. Se determinan los objetivos de interés asociados a anomalías de amplitud y se seleccionan los sismogramas CMP que los contengan.
3. Con los sismogramas CMP seleccionados se confecciona el dato de entrada para el modulo DINAT, obteniendo el rango angular de incidencia del objetivo, comparándolo con los sismogramas CMP.
4. Una vez establecido el rango angular con el DINAT, se aplica el modulo MUTAN, delimitando dentro de los sismogramas CMP las trazas que contengan los objetivos a estudiar. Se compara los resultados del DINAT y MUTAN, confirmando la selección escogida.
5. Se realizan sumas, agrupando las trazas a sumar en secciones de ángulos definidos por el MUTAN y a partir del resultado confirmar los rangos angulares que mas resalten los objetivos a estudiar, para después utilizarlos como parámetros en el modulo AMPVO.

Aplicación del Módulo DINAT (Cálculo del ángulo incidente)

Con el se realiza la estimación del ángulo incidente, proporcionando trazas que representan los ángulos de incidencias a partir de los alejamientos. Para su cálculo utiliza las velocidades de suma (V_{nmo}) y los valores de los alejamientos de las trazas del CMP que contengan la anomalía de amplitud.

El resultado nos da la posibilidad de estimar el rango de máxima y mínima incidencia angular de un objetivo, comparando el resultado con los CMP vinculados al objetivo estudiado.

Como forma de representación se usa la aplicación EXAM (Geocluster), usando el menú Settings/Display/Density y Colour-scale para la leyenda. Fig.II.10

El cálculo de los ángulos se realiza en dos formas:

1. Aproximación en una recta.
2. Curvatura del rayo.

- Aproximación en una recta (SR)

Calcula los ángulos \varnothing sobre los promedios de las velocidades. Este método asume que el evento de interés es horizontal (superficie de contacto horizontal) asumiendo una sola capa sobre el.

Se considera la aproximación de las $V_{avg} = V_{nmo}$ o de suma.

$$\text{Sen } \varnothing = X / V_{avg} T_x \quad \text{donde: } T_x^2 = (T_0^2 + X^2) / V_{avg}^2$$

No es un buen método consistente por las variaciones en los tiempos de la onda de viaje, asignando velocidades constantes en cada región sobre el reflector.

- Curvatura del rayo (RB)

Se activa si codificamos la opción ALPHA

En la estimación del ángulo \varnothing se usa la velocidad intervalo (V_{int}), obtenida por la ecuación de DIX y la velocidad media cuadrática (V_{rms}).

Se considera la aproximación de las $V_{rms} = V_{nmo}$ o velocidad de suma.

$$\text{Sen } \varnothing = V_{int} \cdot X / \sqrt{V_{rms}^2 (T_0^2 + X^2) / V_{avg}^2}$$

En el caso cuando la V_{int} presenta cambios de interés, es necesario suavizarla, para no obtener discontinuidades en el cálculo de los ángulos, recomendando hacer las selecciones de las velocidades V_{nmo} a intervalos de 500 milisegundos. Existe además la posibilidad de que los ángulos de incidencia se pueden corregir suavizándolos por dos opciones:

1. Directo
2. Indirecto

- Método directo

Se codifica el parámetro SMTHAG

Se basa en aplicarle a las trazas una función sinc (seno cardinal) regida por el parámetro SMTHAG suavizando los ángulos.

- Método indirecto

Se codifica el parámetro SMTHVEL

Las velocidades V_{rms} son suavizadas en función del tiempo por una función poligonal.

La codificación SMTHAG nos proporciona mejores resultados, producto a que el método indirecto no preserva los detalles.

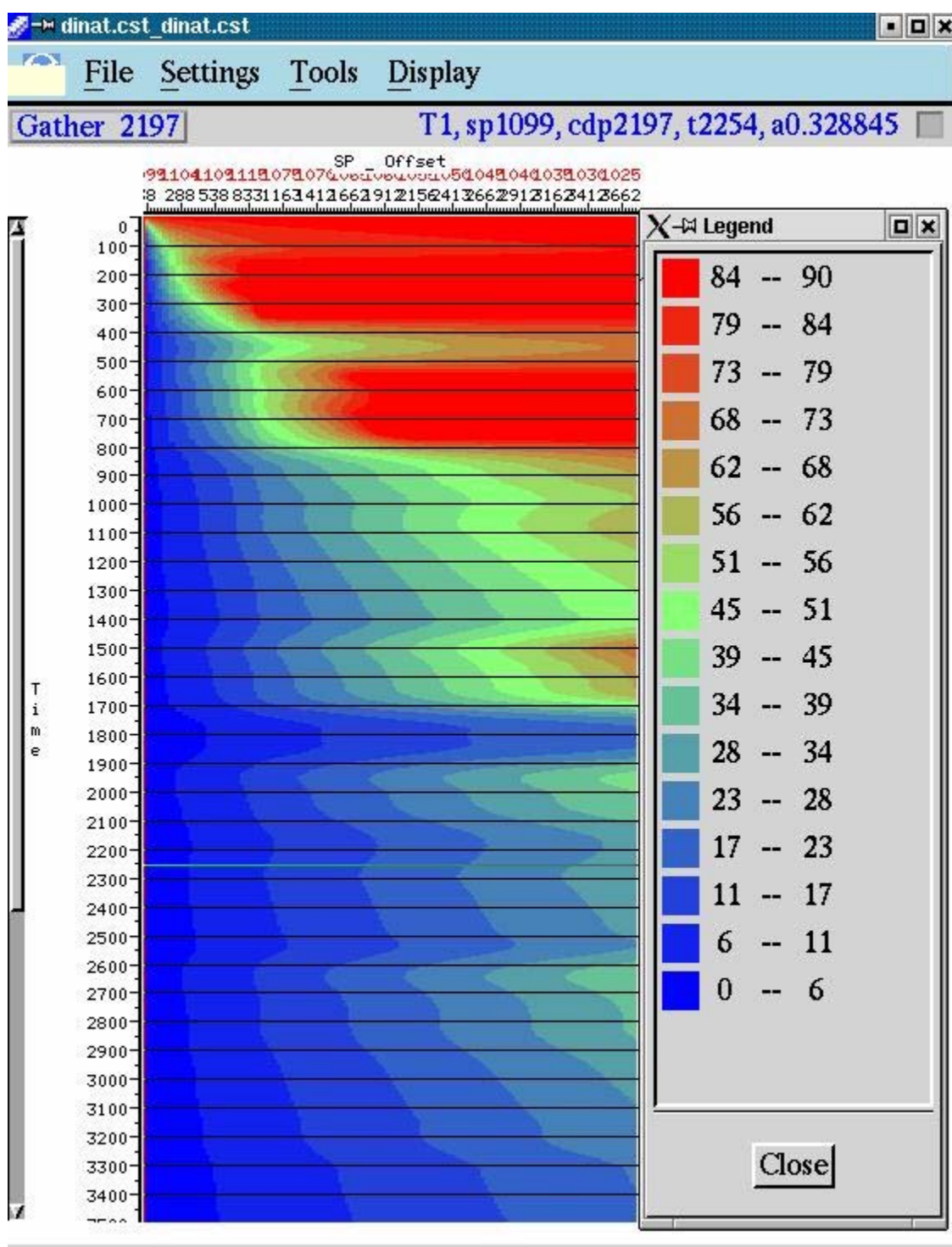


Fig. II.10 Resultado del Modulo DINAT del sismograma CMP 2197
Línea Sísmica 210401, a la derecha leyenda de incidencia angular.

Aplicación del Modulo MUTAN

Selección de trazas en función de los ángulos de incidencia. Este permite determinar intervalos de las trazas (MUT) en términos de θ (ángulo de incidencia) AN.

- Los parámetros ANGMIN /ANGMAX (Constituyen la llave que define los limites de las trazas utilizar).

Estos parámetros nos permiten seleccionar los limites mínimo y máximo angular de interés, eliminando la información que pueda ser no útil en nuestro análisis, partiendo de los resultados anteriores obtenidos por el modulo DINAT .Su base de calculo de estimación de los ángulos de las trazas a considerar es la misma que usa el modulo DINAT . Fig.II.11

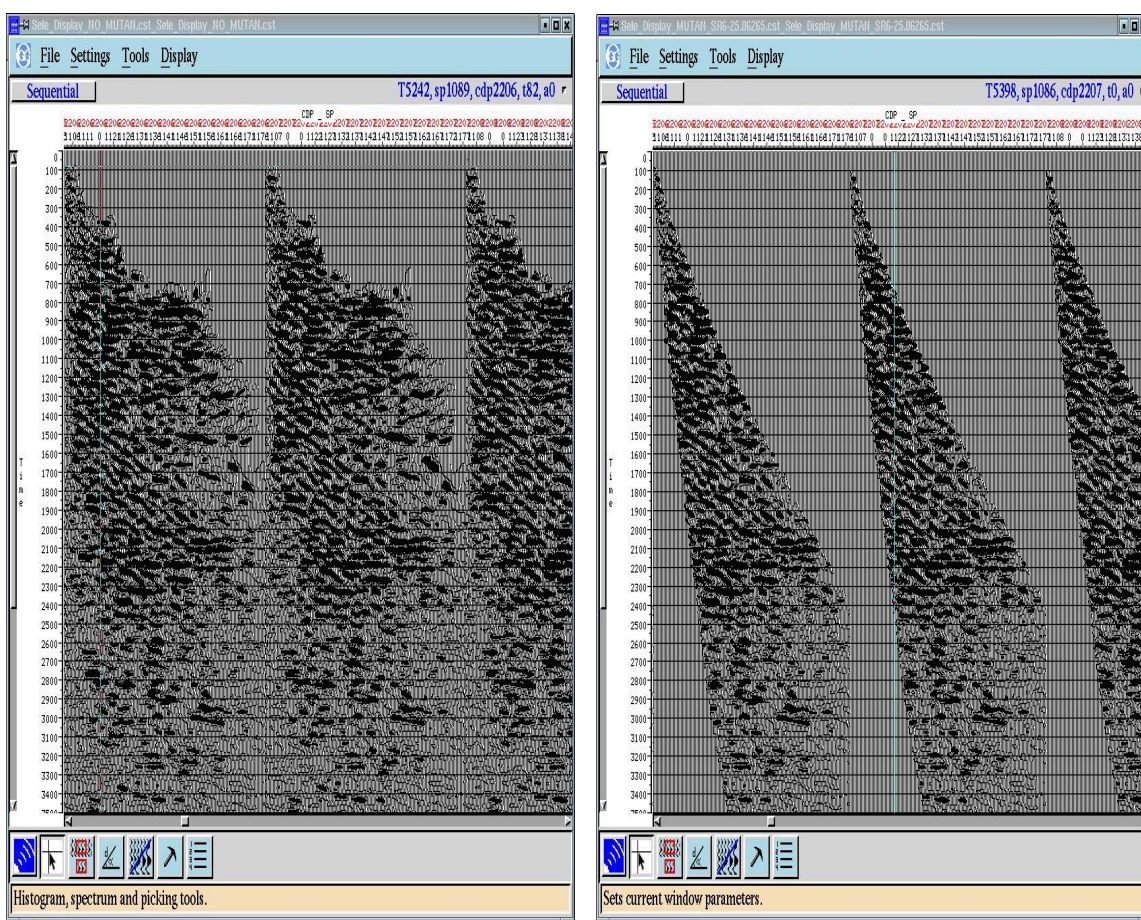


Fig. II.11 CMP Sin MUTAN

CMP Con MUTAN

Aplicación del Modulo MUTAN

Metodología para la obtención de los atributos AVO

Una vez obtenido el rango de la incidencia angular de nuestro objetivo por los análisis de los resultados de los módulos DINAT, MUTAN, ANGLE, se recomiendan 3 pasos de investigación utilizando el modulo AMPVO, con los resultados siguientes:

- 1) Obtener las secciones de los atributos Ro y G, con un control de calidad (QC), donde representamos los las salidas de las distintas regresiones y sismogramas CMP residuales.
- 2) Todas las salidas del modulo AMPVO podrían codificarse. Teniendo como base los resultados del primer pase. Un control de calidad en podría hacerse a los resultados. En particular correr las estadísticas nos dará una mejor información sobre la veracidad de los resultados.

Puede ser requerido para ajustar varios parámetros de entrada y mejorar la calidad de los resultados.

Auxiliarse de la Fig II.12

Referente al 1^{re} Paso

La máxima incidencia del ángulo (rango) pudiera estar codificado entre (0^0 - 40^0) usando el parámetro INCMIN y INCMAX. Los gráficos de salida de la regresión pudieran estar estudiados buscando la mejor relación lineal.

Se presentan tres recomendaciones de regresión:

Mínimos cuadrados (Least squares), eliminación de los puntos dispersos, parámetro ELIM (2-3).

Tri-median fit (opción “MD”)

Robust statistics (opción “RB”) , con el parámetro ANDREWS

La efectividad de la mejor estimación se pudiera hacer a través de dos caminos:

- Se puede visualizar el resultado de la aplicaron de cada algoritmo.
- Mejor línea derecha entre los datos. Mas científico usar los buffer (OS8 – OS10).

Se recomienda cuando el dato es ruidoso usar la Robust statistics y es la usada en nuestro caso ajustándose a las características de nuestro dato. Se puede apreciar en la Fig. II.11

Finalmente en términos de costo, los dos pases de los Mínimos cuadrados y Tri-median fit son aproximadamente iguales en reserva de memoria, no así en Robust statistics que es el doble de recursos.

Al menos especificar un objetivo (horizonte), contenido dentro de un intervalo de CMP (CMP residuales) definido por los parámetros FCDP, LCDP, ICDP, TMIN, TMAX y NPAS. (Condición: No más de 400 visualizaciones).

También los CMP residuales pudieran ser sumados y el resultado visualizado. El usuario puede entonces examinar si la sección presenta ruido aleatorio.

Cualquier coherente señal puede indicar problemas con el modelo asumido o mostrar regiones donde quedaron residuales de la corrección NMO o las múltiples aun está presentes. Entonces el usuario puede volver a ejecutar para esas áreas, nuevos gráficos de regresión y residuales sismogramas CMP, para delimitar el problema.

Referente al 2^{da} Paso

- Obtener todas las salidas del modulo AMPVO.
- Delimitar el objetivo con la codificación (Wa-Wb)
- Comparar las secciones de Ro con el dato sumado migrado.
- Buscar los puntos anómalos dim o bright spots
- Lugares donde los eventos pueden aparecer y desaparecer.
- Similarmente en la sección de gradiente (salidas auxiliares OS1 y OS2) buscar lo anterior, indicando regiones donde las amplitudes cambian rápidamente con el alejamiento.

- Se pueden usar las salidas auxiliares OS8 y OS10 para un control de calidad (QC) y verificar que los atributos tienen una significativa estadística.

En particular en la estimación del atributo gradiente, hay que eliminar bien los ruidos pues son muy sensibles a ellos.

- ❖ Grandes magnitudes de los coeficientes de (salidas auxiliares OS6) con valores mayores de 5000 pueden ser usados como áreas de interés donde la calidad del dato es alta y la aproximación de Shey es buena. Consecuentemente áreas de bajas amplitudes indican ruidos en los cuales no responde un modelo lineal.
- ❖ También valores mayores de 30000 en la salida auxiliar OS7 denotan eventos con la aproximación Shuey no buenas.
- ❖ Es muy importante usar la sección de estadísticas para reconocer las áreas donde el AVO es apropiado y donde no lo es.

El indicador de hidrocarburos puede ser usado para denotar regiones que pueden ser asociadas con acumulaciones de hidrocarburos.

Es mejor usar escalas de colores con la sección Ro (overlaid as normal seismic wiggles) ayuda a la interpretación.

La salida auxiliar OS3 indica los eventos que contienen un incremento en la magnitud del coeficiente de reflexión con los alejamientos.

La salida auxiliar OS4 y OS5 es un indicador de anomalías de clase III, que pueden asociarse, con un largo y positivo (doublet), indicando el tipo de anomalía. Esta sección puede entonces superponerse con la suma o las secciones de Ro y G y confirmar que la anomalía, coincide con un punto brillante (bright spots) en el dato sísmico. Si el dato es ruidoso entonces el producto contenido en el atributo en el apilamiento (antes de la sección Ro), puede mejorarse con una codificación del parámetro STACK.

El factor de fluido (salida auxiliar OS12), puede ser usado para resaltar zonas que se relacionan con fluidos que tienen características de hidrocarburos . En este caso el reservorio de gas pudiera aparecer como una fuerte amplitud negativa-positiva (doublet). Otra vez esta sección pudiera compararse con el dato sísmico para evidenciar los cambios de impedancia.

3_{ra} Paso

Este se realiza si se observa que aparecen disconformidades al comparar con el dato inicial, además de tener regresiones no favorables.

Los parámetros de entrada pueden afinarse y realizarse los controles de calidad necesarios (ej. Más regresiones en áreas de interés).

Cambiar los valores de PHI en paneles con el factor de fluido.

Resultados del Modulo AMPVO

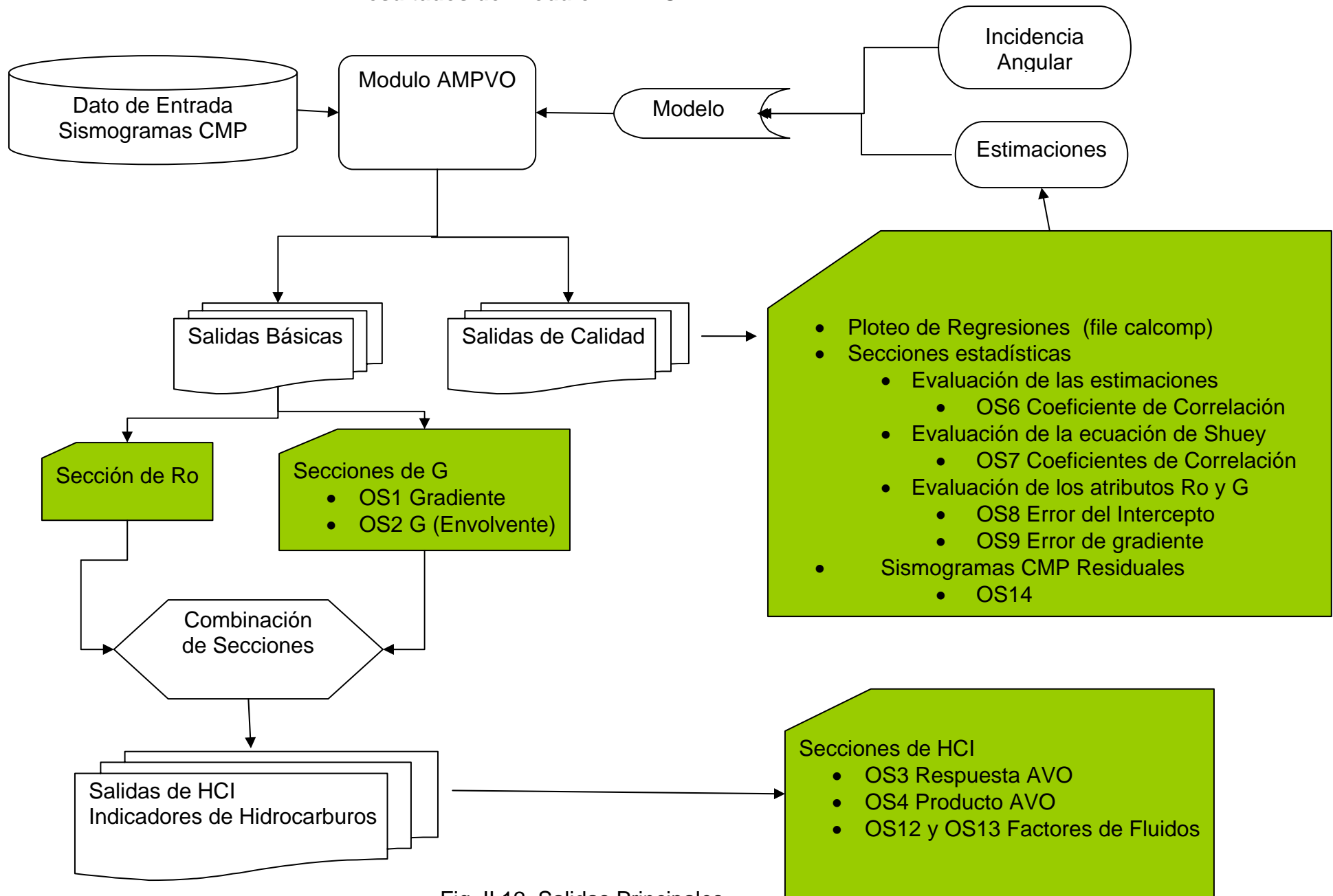


Fig. II.12 .Salidas Principales

II.5 Modulo AMPVO

Una vez confirmado el rango angular de incidencia, se define un horizonte sobre los sismogramas CMP por donde el programa se guiará para hacer su análisis de determinación de los coeficientes de reflexión en función de la incidencia angular, (Aproximación de Shuey).

A la salida como resultado tendremos las secciones:

- Coeficiente de reflexión a cero alejamiento (R_0) Fig. II.13
- Gradiente (pendiente de la variación de la Amplitud) (G) Fig. II.14-15

El programa nos representa un grafico con las curvas de regresión, donde podemos comprobar la veracidad del modelo AVO escogido (determinado por el rango angular escogido y el horizonte guía a utilizar) determinado por el grado de dispersión, siempre se busca la menor dispersión., probando las distintas regresiones, Fig. II.16

Los indicadores de hidrocarburos (HCI) son considerados resultados anómalos capaces de indicar la posible presencia de hidrocarburos mediante la combinación de los atributos sísmicos AVO: gradiente G e intercepto R_0 , obtenidos, como se explicó en la tercera etapa de este propio proyecto, mediante la salida principal y las auxiliares OS1 y OS2 del módulo AMPVO.

Estas combinaciones pueden obtenerse a través del programa AMPVO de Geocluster, donde podemos obtener 4 tipos de indicadores de HCI, que son los siguientes:

1. Indicador de respuesta AVO. Fig. II.17
2. Indicador de producto AVO. Fig. II.18
3. Indicador de producto AVO no influido. Fig. II.19

Indicador de respuesta AVO.

$$\text{AVO HCI Respuesta} = G (\text{amplitud}) \times \text{signo} (R_o)$$

Es el producto de G (en su variante de amplitud) y el signo del Ro y es obtenido mediante la salida auxiliar OS3.

El resultado de este HCI nos muestra la interfase sísmica donde el valor absoluto del coeficiente de reflexión se incrementa (con un valor positivo) o decrece (con un valor negativo) con el alejamiento.

En la determinación del indicador se puede utilizar el atributo gradiente G en su variante de amplitud o envolvente, que no es más que una forma de representación del atributo, con ciertas características propias, escogiéndose el más adecuado en función de la calidad de su respuesta.

La variante de envolvente es menos sensible a las variaciones de fase de la señal y además se ha comprobado que es menos sensible a los errores inducidos al realizarse corrección NMO, pero tiene el inconveniente que es menos resolutive.

.

Indicador de producto AVO.

$$\text{AVO HCI producto} = G (\text{amplitud}) \times (R_o)$$

Es el producto de G (amplitud) y Ro, obtenido mediante la salida auxiliar OS4.

El resultado de este HCI es bastante similar al indicador de respuesta con la diferencia que presenta más intensidad en los resultados.

Indicador de producto AVO no influido.

AVO HCI producto no influenciado = G (amplitud) x Suma y es obtenido mediante la salida auxiliar OS11.

Constituye la variante del indicador de producto AVO, que considera el producto de G (amplitud) y el resultado de las amplitudes normalizadas sumadas; estas amplitudes fueron proyectadas sobre la mejor estimación lineal, realizada en función de la mejor distribución de los puntos que relacionan los coeficientes de reflexión y los ángulos de incidencia.

La ventaja que tiene este indicador es que está menos influenciado por la dispersión de las amplitudes, constituyendo una alternativa para mejorar el resultado del indicador de producto AVO, mostrado anteriormente.

Todos los resultados de los indicadores antes descritos se asocian principalmente a anomalías AVO de clase III que son aquellas en que las reflexiones originadas del tope y de la base producen un incremento de la amplitud con el alejamiento. Esta anomalía constituye dentro de una sección sísmica un clásico punto brillante (Bright – spot).

Indicador de factor de fluido (FF).

El indicador de factor de fluido consiste primeramente en encontrar, en el dato original, la parte del modelo que de acuerdo a las propiedades de la respuesta del medio no se caracterice como potencial de hidrocarburos; y después sustraer del dato original el modelo anterior determinado, quedando solamente de esta diferencia el modelo que caracterice las zonas asociadas al potencial de hidrocarburos.

El FF puede obtenerse a partir de la suma escalar de los atributos AVO (Ro y G). El resultado de la suma normalizada de los valores de Ro y G nos dará una sección de FF. Éste es obtenido por las salidas auxiliares OS12 y OS13.

Para la normalización de estos atributos es necesario obtener los factores escalares usando las siguientes opciones dentro del programa AMPVO.

- Teórica (opción usualmente no utilizada en los datos reales por lo que no va ha ser analizada por nuestra parte). Se obtiene si se codifica el parámetro FFTHRY.).

Fig. II.20

- Empírica. Se obtiene si se codifica el parámetro FFEMP.

Esta opción se desarrolla a partir de la ecuación:

$$FF = A * Ro + B * G$$

Donde es posible combinar los coeficientes escalares A y B mediante un coeficiente ϕ quedando:

$$FF = Ro \cos \phi + G \sin \phi$$

(donde $\cos \phi$ y $\sin \phi$ van a ser los coeficientes escalares)

El valor de ϕ se determina visualmente usando la opción de paneles en el módulo AMPVO, donde realizamos un escaneo de ese parámetro dentro de un intervalo angular desde 0^0 a 90^0 con un paso de 10^0 entre los paneles, dentro de un rango de CMP determinado por el usuario que debe corresponder con el sector adyacente a la zona anómala. El resultado final escogido va a ser el valor de ϕ que produzca la menor energía de la señal sísmica. (Fig. II.21). Después, usando la misma opción se realizan pruebas del parámetro TWIN, longitud de la ventana de tiempo, con el objetivo de buscar valores más representativos (Fig. II.22).

En un segundo paso usamos el valor de ϕ escogido y nos da como resultado una sección FF, donde se van a resaltar las zonas vinculadas con los hidrocarburos, analizándose su resultado en función de la magnitud y comportamiento del FF. variando el TWIN, escogiendo el más representativo. (Fig. II.23. y Fig. II.24).

- Suma de los alejamientos lejanos ('Far offset Stack').

Esta opción se desarrolla de la ecuación:

$$FF = C(x, t) \cdot R_o + G$$

Donde $C(x, t)$ es un factor de escala que varía en el tiempo y el espacio, que se determina a partir de un análisis enmarcado dentro de una ventana determinada por el usuario, donde se considera que mientras más pequeño es el valor, más detalle se obtiene. En la práctica se considera que el resultado no es más que una suma de amplitudes ponderadas de acuerdo al alejamiento. (Fig. III.25).

Este indicador es usado principalmente en la determinación de la presencia de gas.

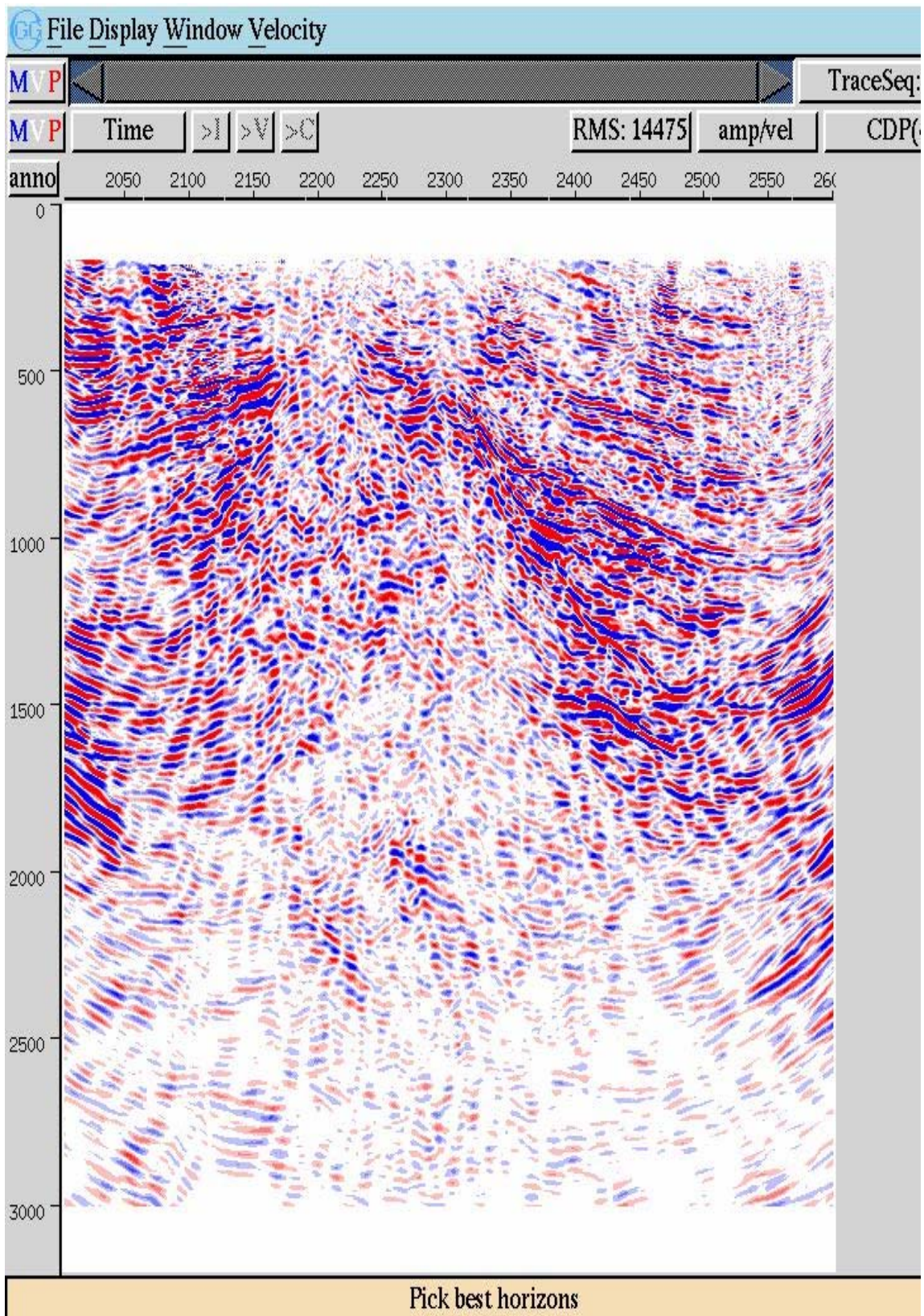


Fig II.13 Resultado del Modulo AMPVO. Atributo Ro (Coeficiente.Cero alejamiento)

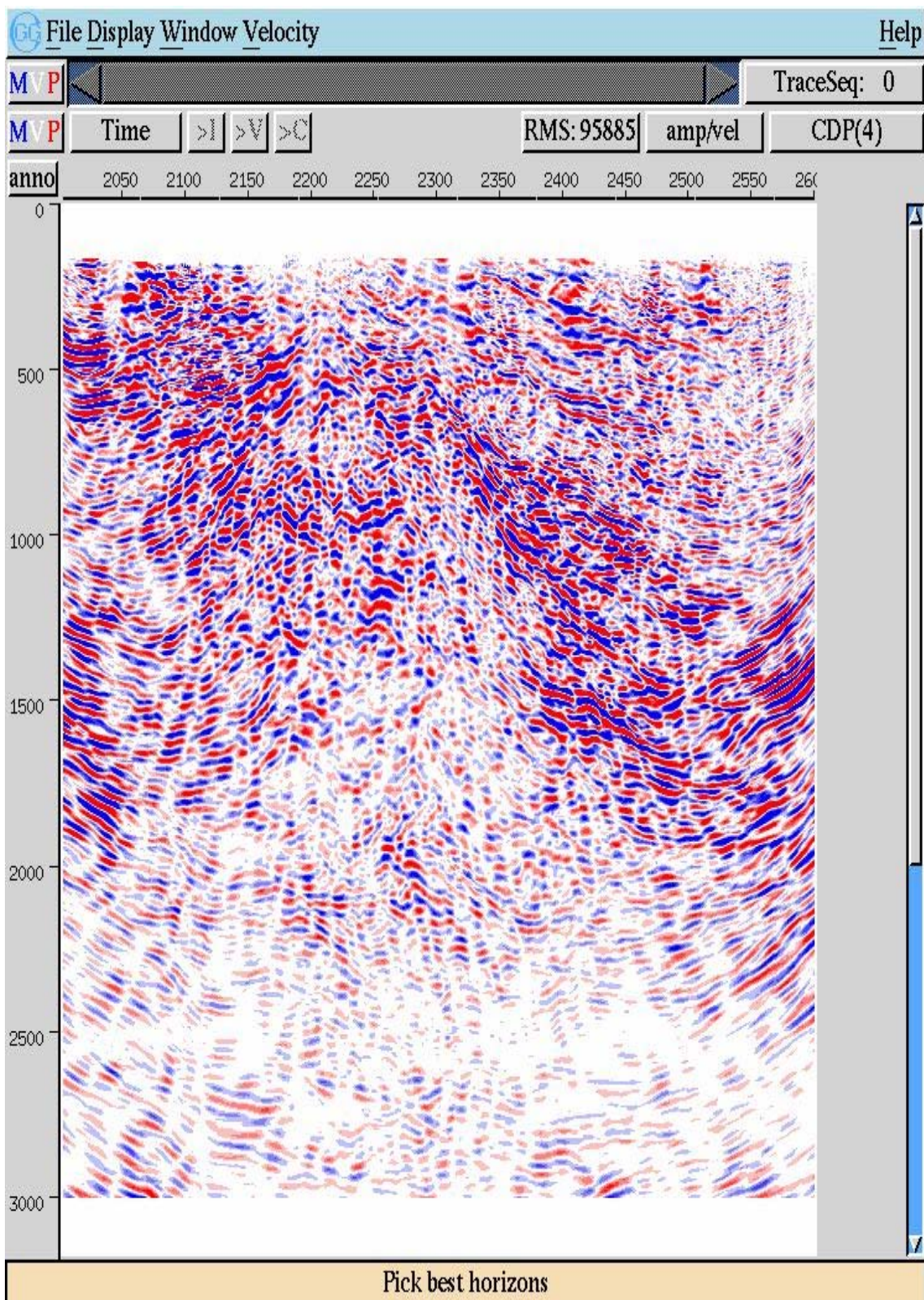


Fig II.14 Resultado del Modulo AMPVO. Atributo G (Gradiente)

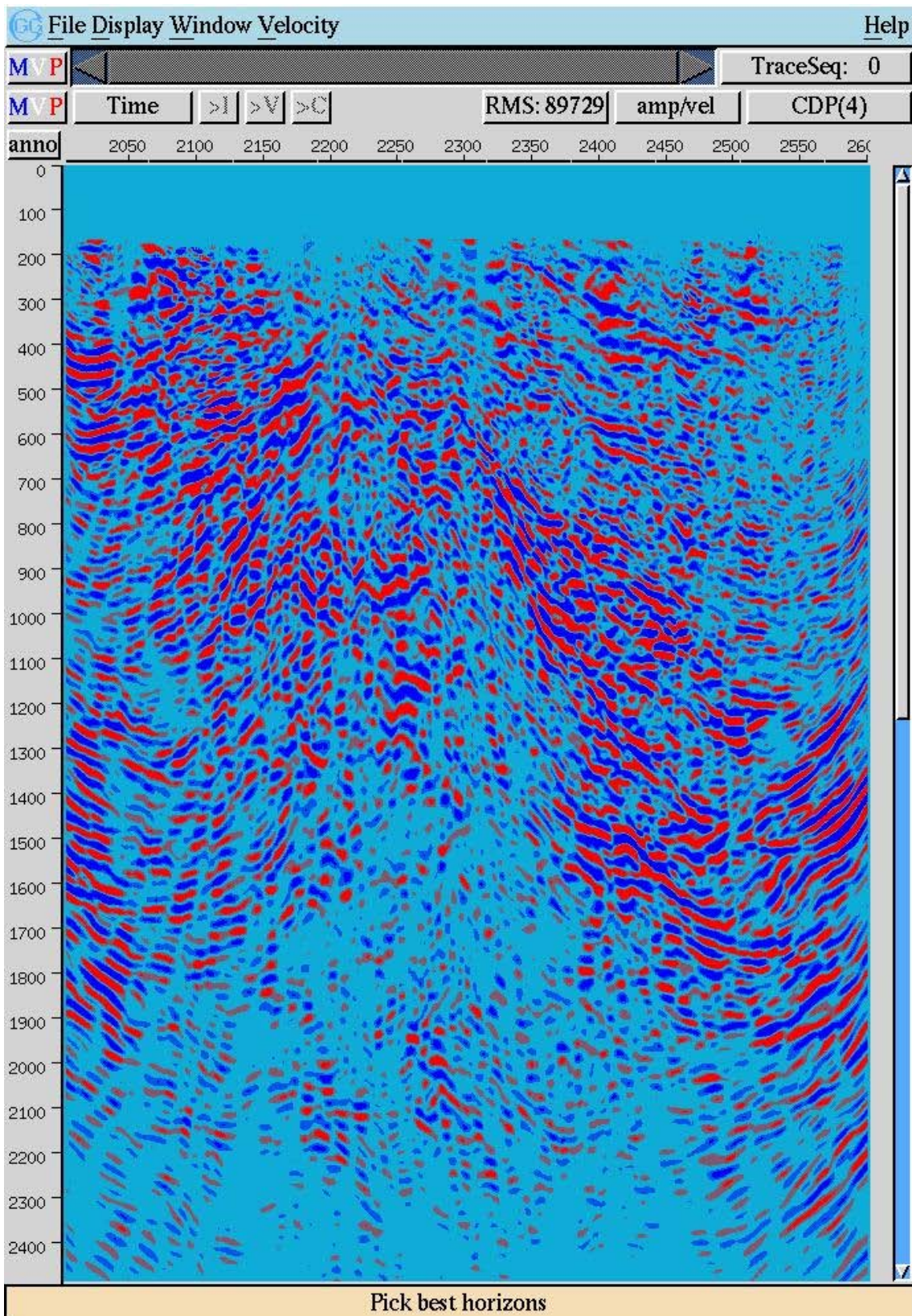


Fig.II.15 Resultado del Modulo AMPVO. Atributo G (Gradiente) a co

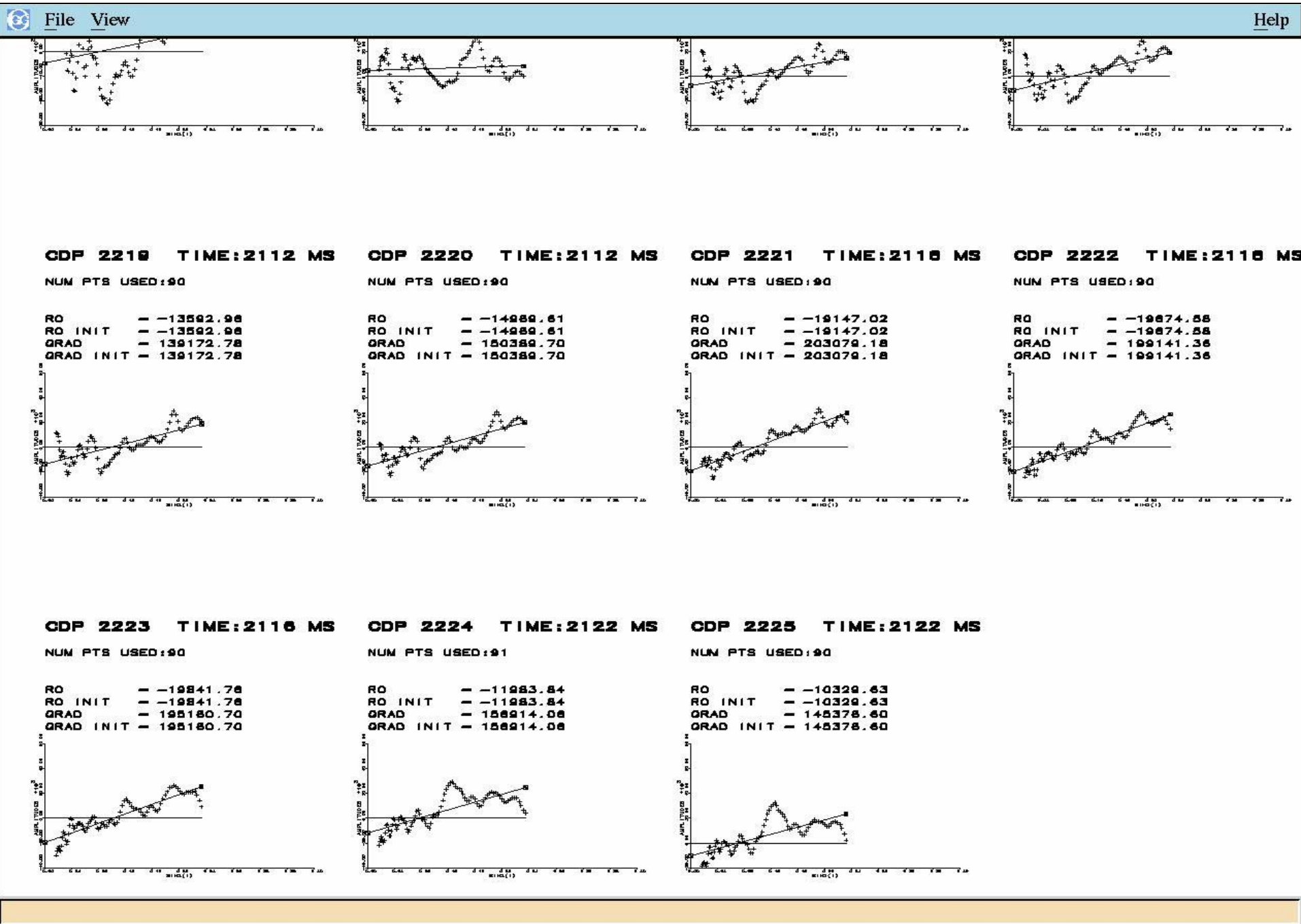


Fig. II.16 Resultado del Modulo AMPVO. Regresión Mínimos cuadrados

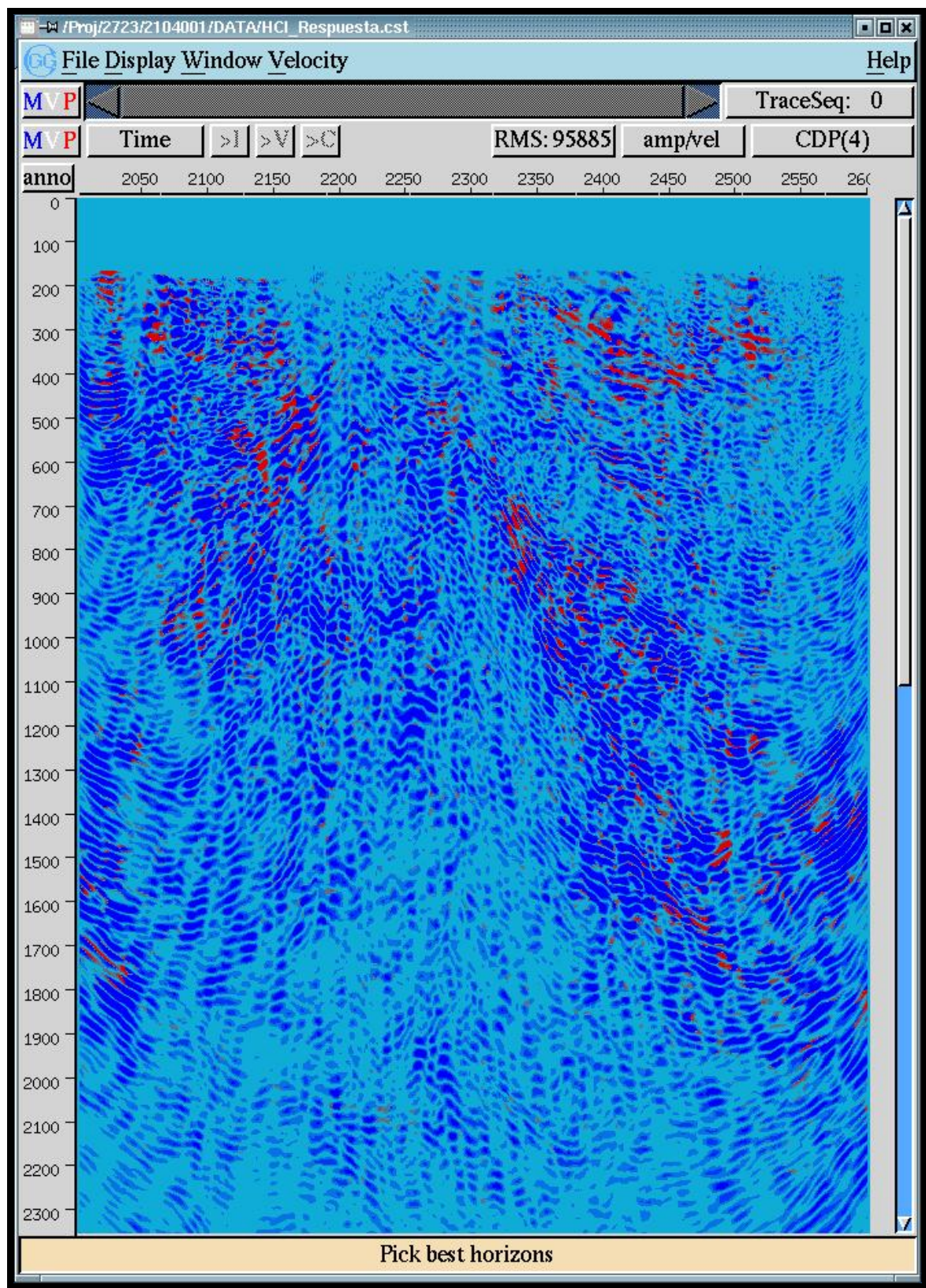


Fig. II.17 Sección de Indicador de Respuesta

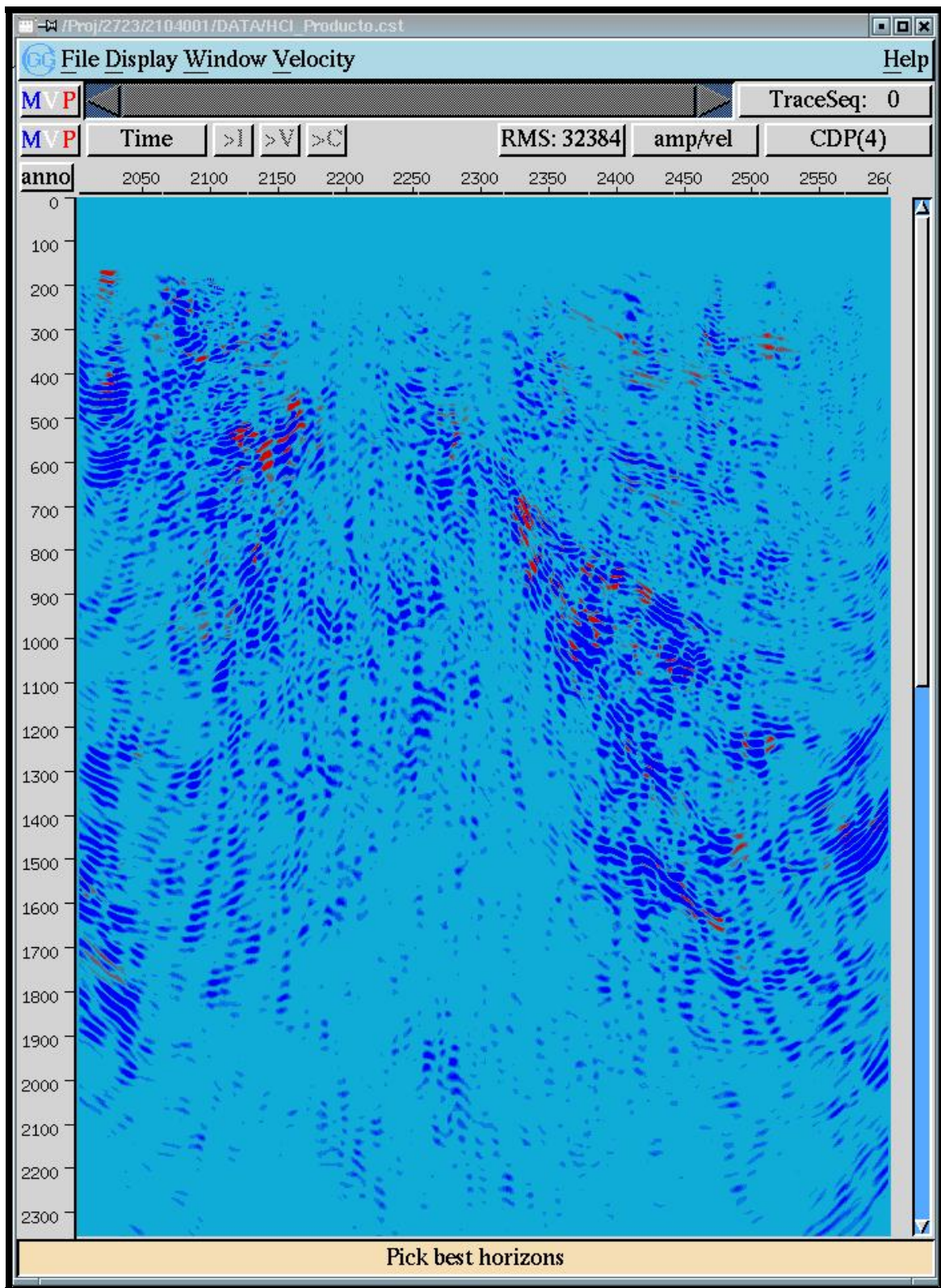


Fig. II.18 Sección de Indicador de Producto

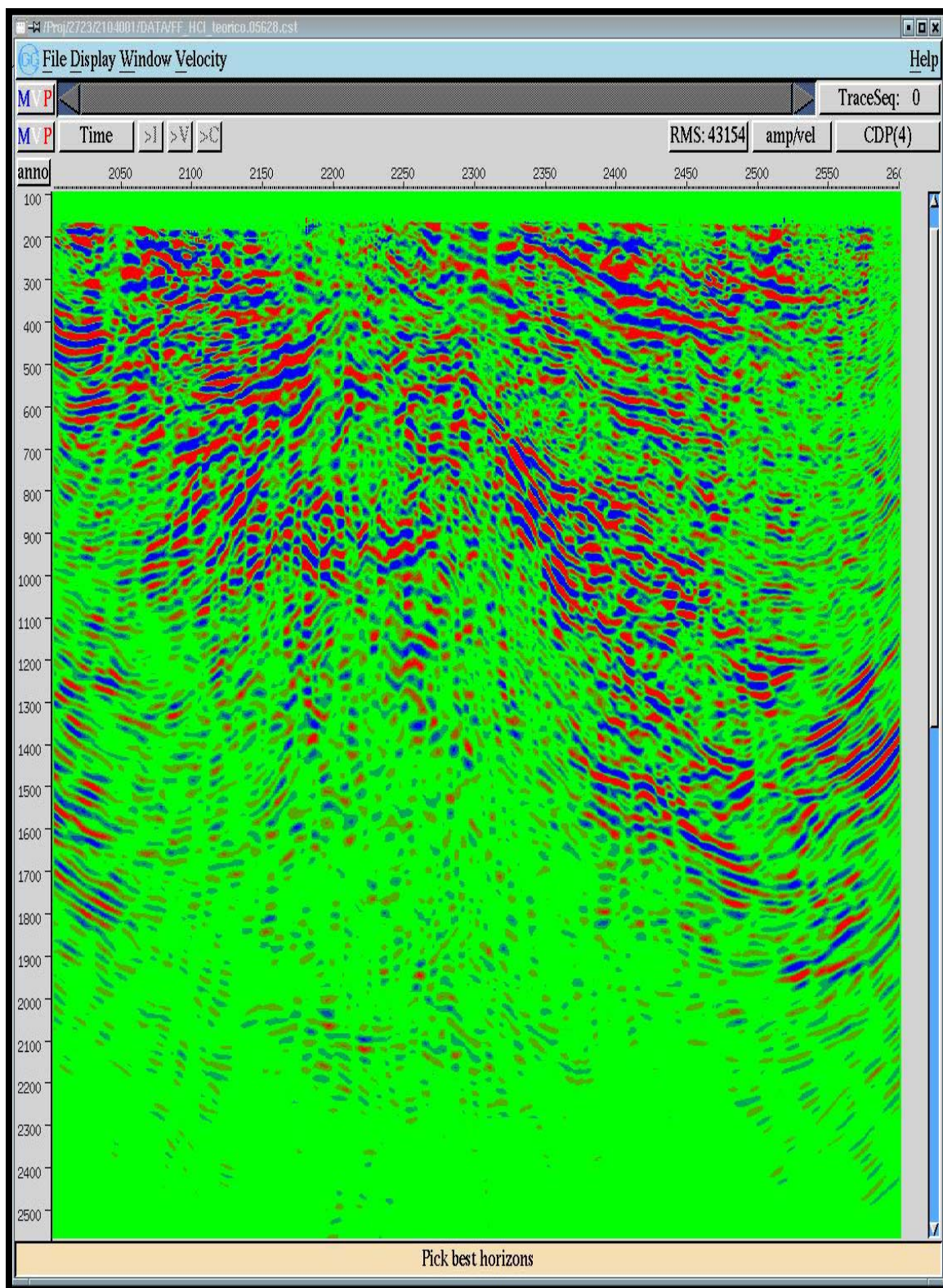


Fig. II.19 Sección de Indicador de Producto no infludo.

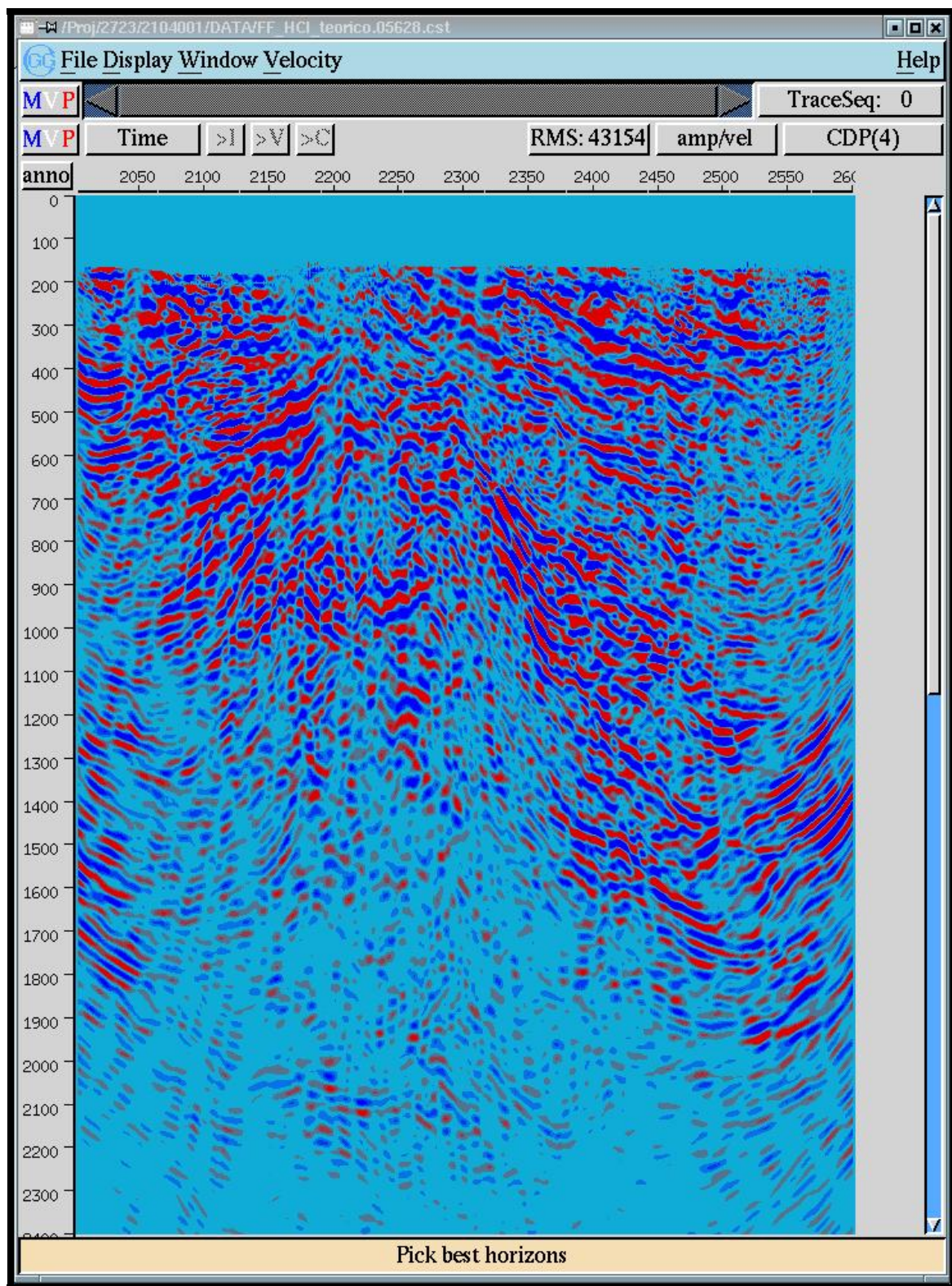


Fig. II.20. Sección de Factor de Fluido en su variante teórica.

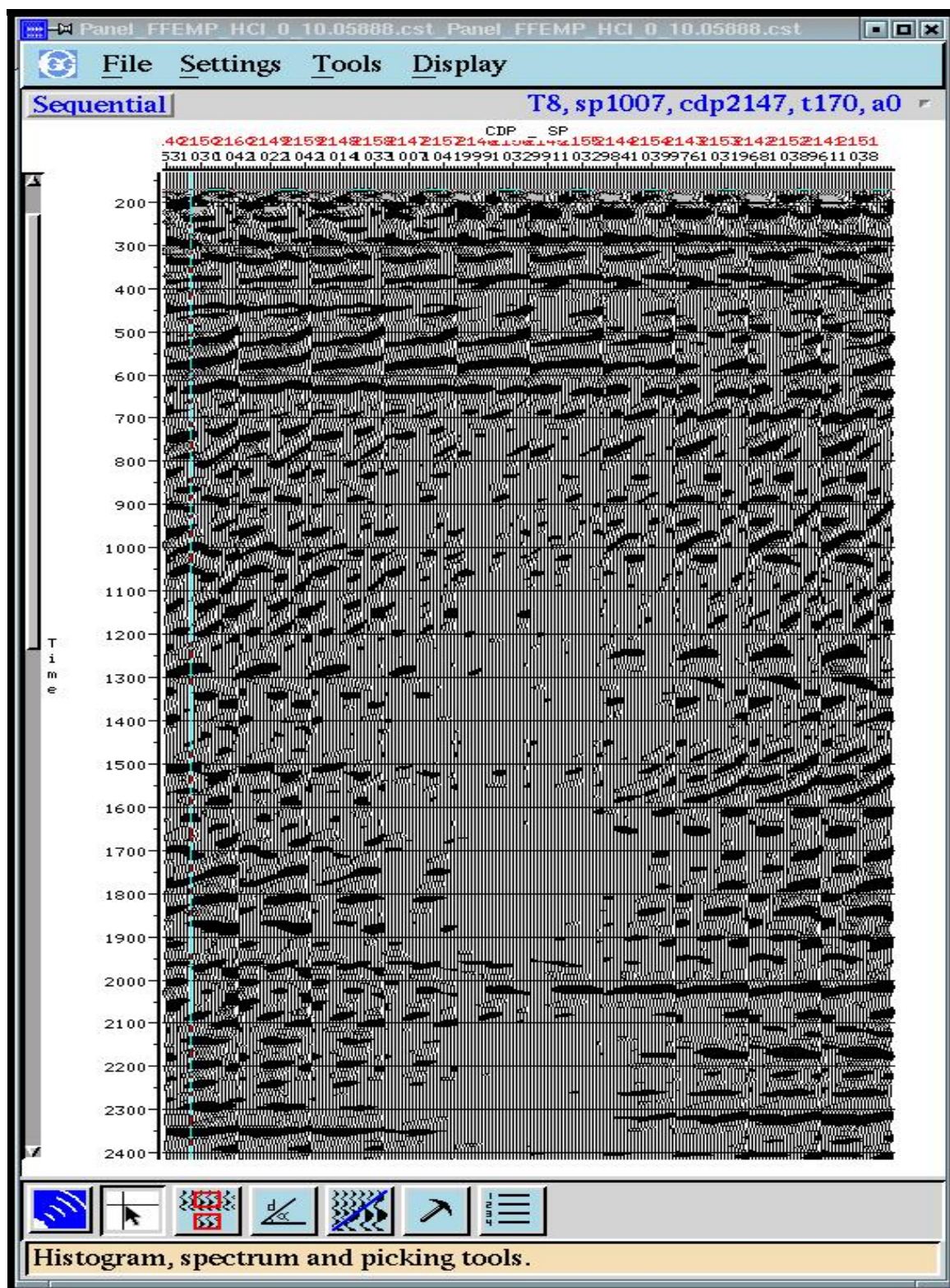


Fig. II.21 Representación de ϕ por paneles desde 0° a 90° con un paso de 10° . Obsérvese al centro (valor $\phi=40^\circ$) una disminución de la amplitud.

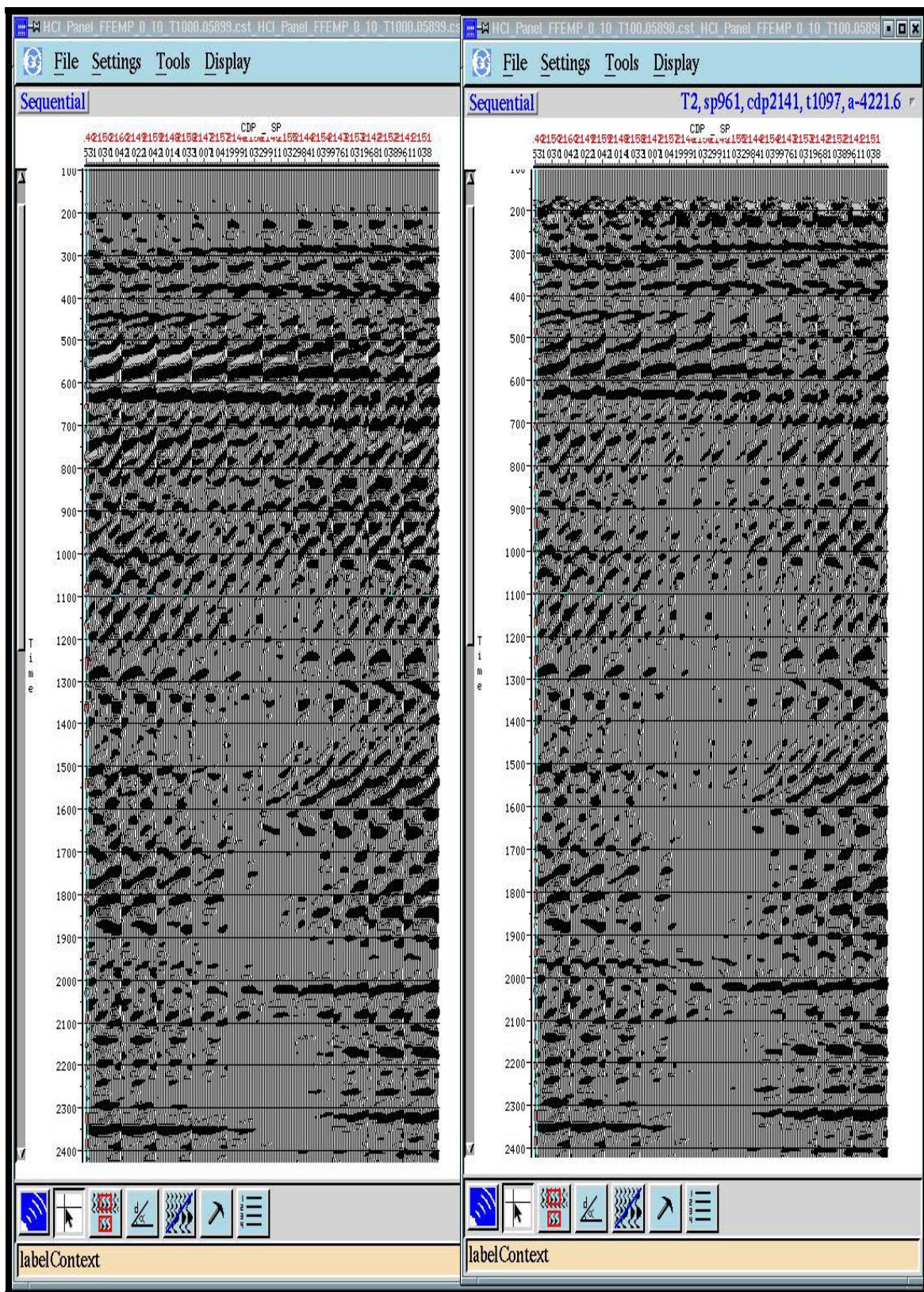


Fig. II.22. Pruebas de TWIN a) TWIN=1000, b) TWIN=100

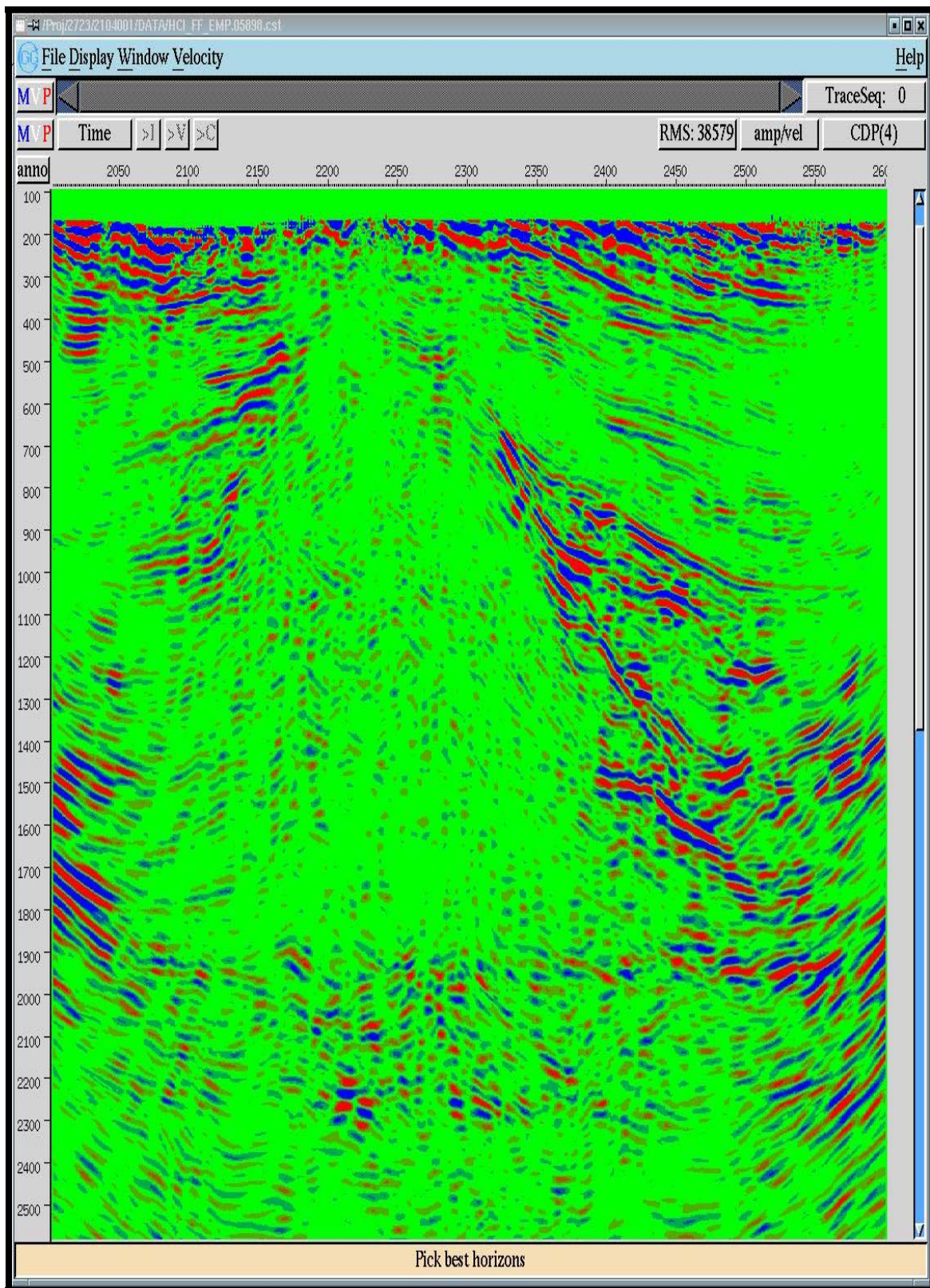


Fig. II.23. Factor de Fluido con parámetro TWIN=100

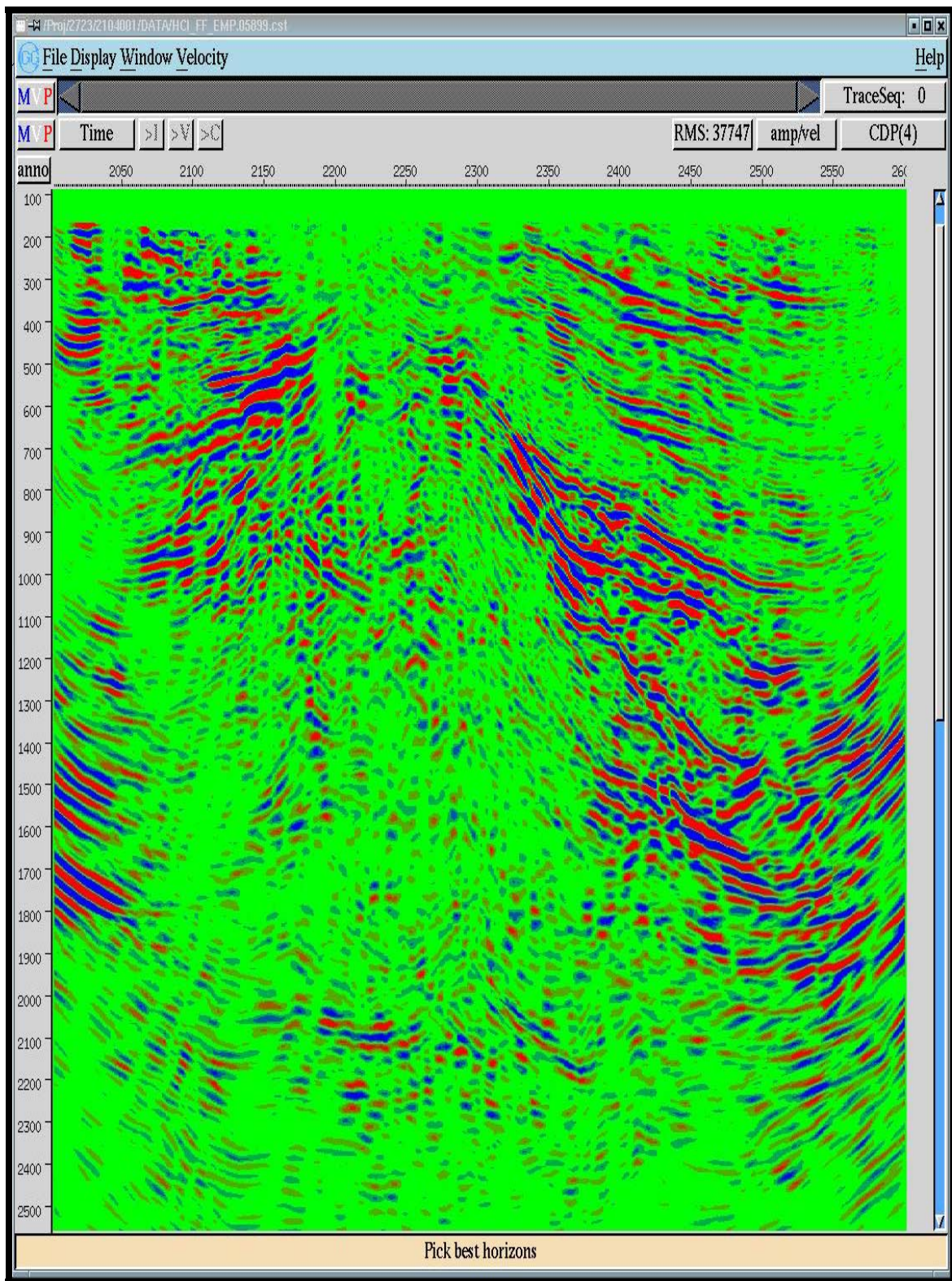


Fig. II.24. Factor de Fluido con parámetro TW=1000

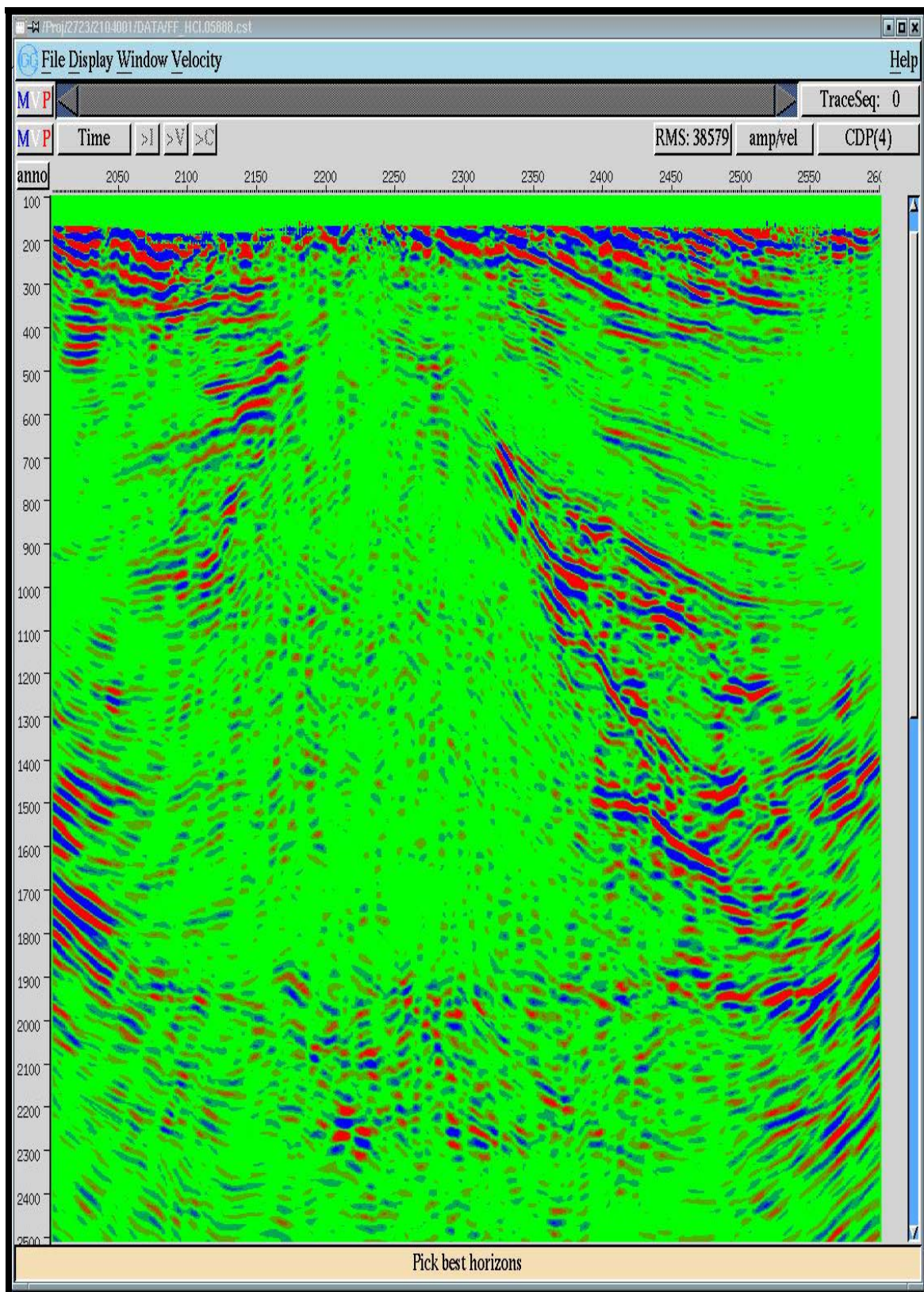


Fig. II.25 Sección suma de los alejamientos lejanos ('Far offset Stack')

CAPÍTULO III. APLICACIÓN DE LOS ATRIBUTOS SÍSMICOS.

III.1 Características principales del área.

Para el estudio de los atributos sísmicos se escogió la línea CUP2104-01, la cual está ubicada en el Sector Jatibonico-Reforma-Guayos del suroeste del Bloque 21 tiene un área aproximada de 57 Km², definida por las líneas sísmicas CUP2104-01,02, 03, 04 y PREMIER 94-01 y 10 con una longitud total de 49 Km. (ver Fig III.1)

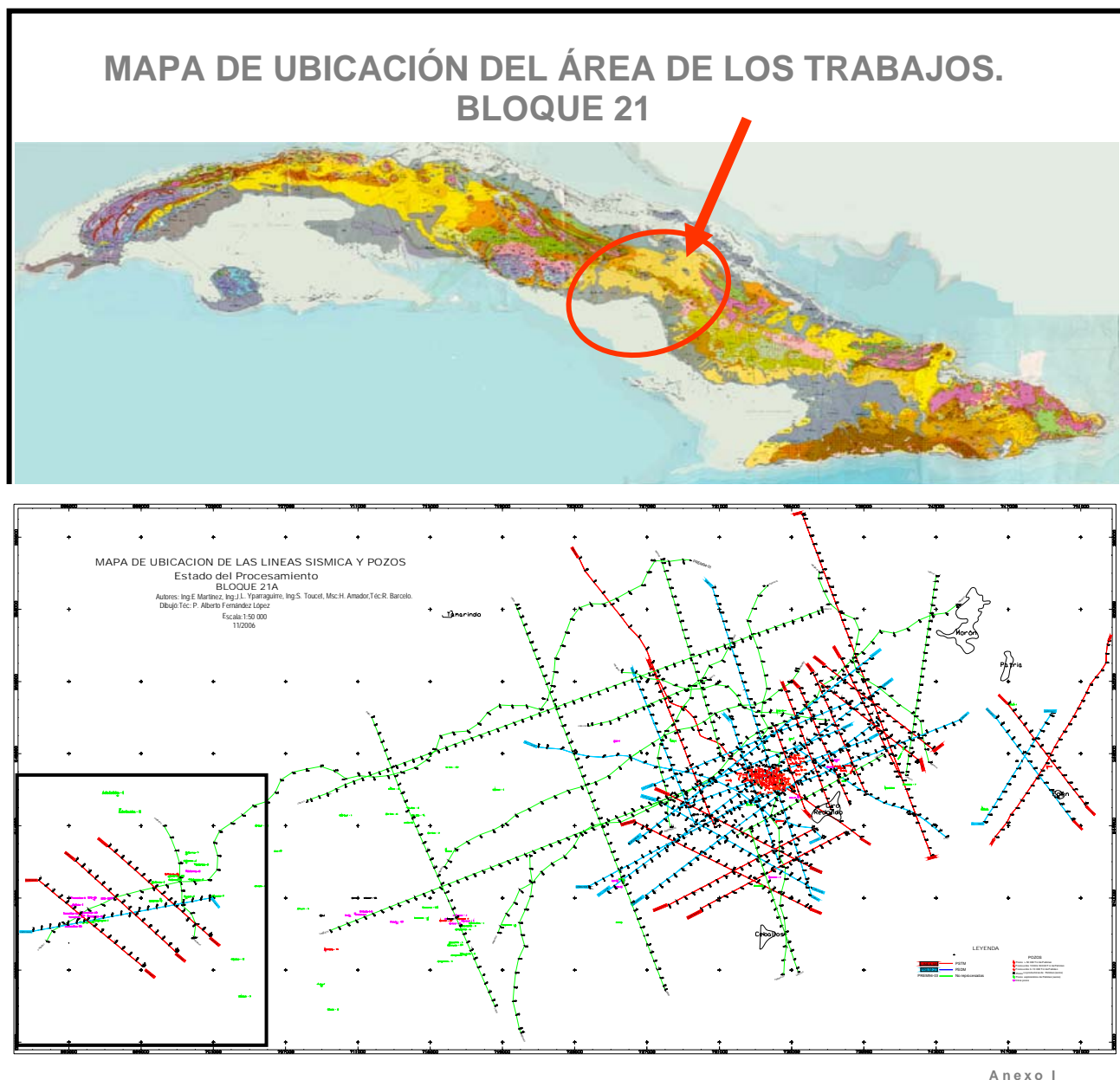


Fig III.1 Mapa de ubicación de los trabajos. Martínez E *et al.*, 2007

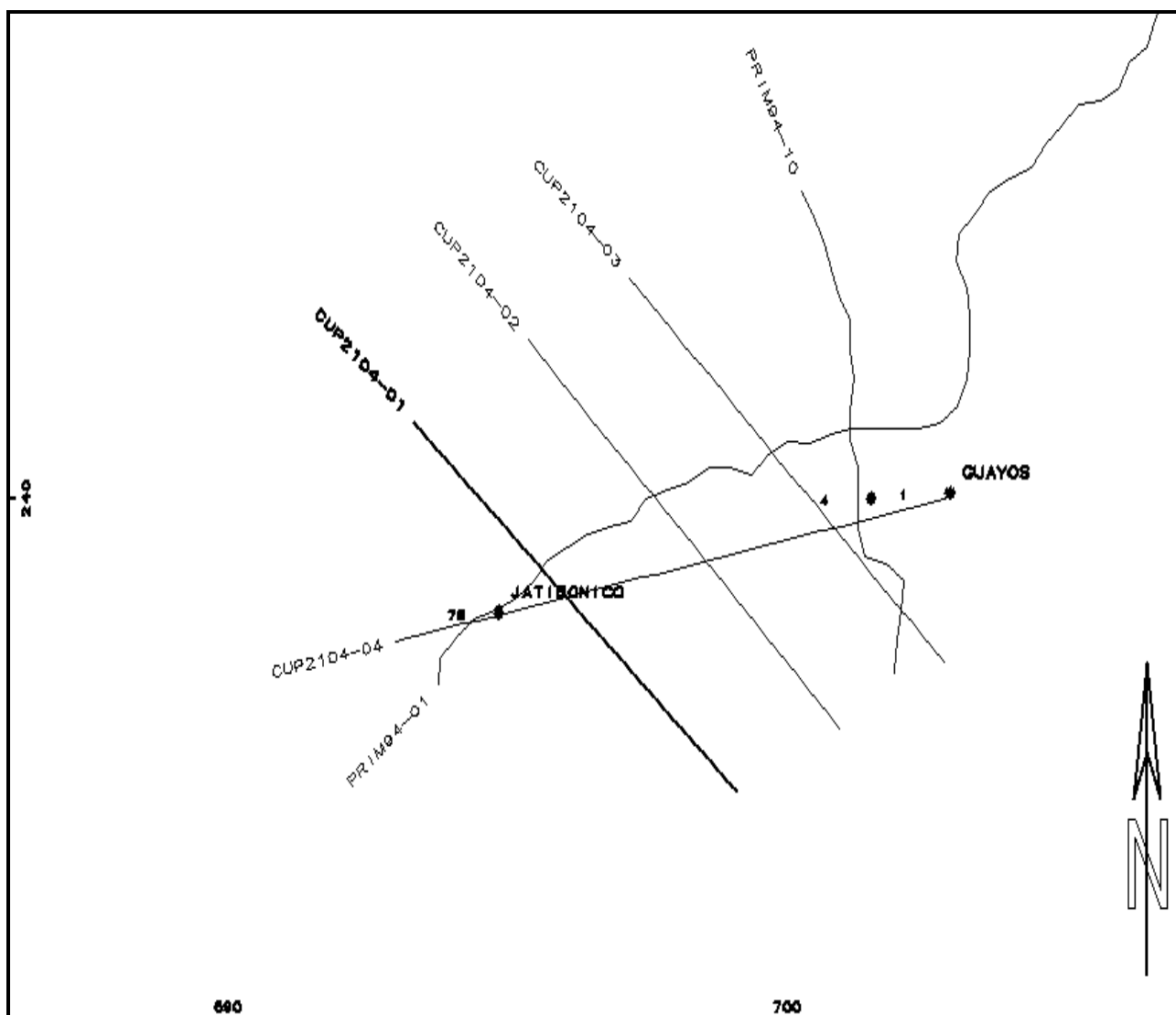


Fig.III.2 Ubicación de la Línea CUP210401

III.2 Modelo geológico regional

La Cuenca Central, ubicada en la porción central de Cuba, está relacionada genéticamente con el sistema de transcurrencia La Trocha que, con dirección de desplazamiento SO-NE, tiene lugar a partir del Eoceno Medio-Tardío como consecuencia del surgimiento y desarrollo de la tectónica de cizallamiento iniciada en el occidente cubano desde el Terciario Temprano. Martínez E *et al.*, 2004 - .Martínez. E.- Yparraguirre J y otros. 2007).

En el mecanismo de formación de la depresión actúan los dos elementos disyuntivos de envergadura La Trocha y Tuinicú, los cuales, en su carácter de fallas de cizalla, crearon, mediante la acción de los vectores de distensión, el espacio para la deposición de sedimentos a partir del Eoceno Medio-Tardío. Conjuntamente con la creación de la depresión aparece otro sistema de fallas que, regido por el elipsoide de esfuerzos, define el esquema de fracturas que rediseñó el paleoplano estructural correspondiente a las rocas pre-Eoceno Medio-Tardío que conforman el sustrato plegado de la cuenca.

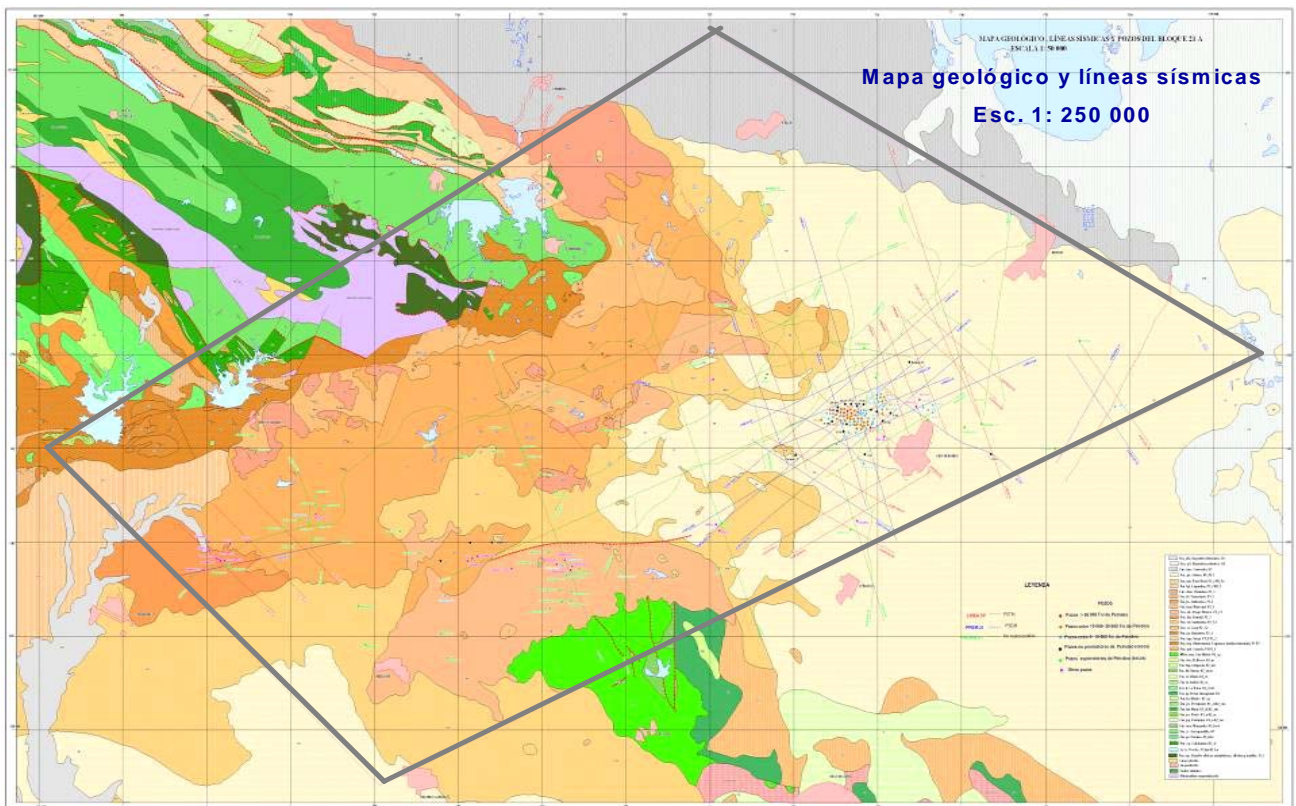


Fig. III.3 Mapa geológico Martínez E *et al.*, 2007

Marco Tectónico

En el modelo geológico regional toman parte las rocas del sustrato o basamento plegado Jurásico-Paleógeno Temprano y las del neot autóctono del Paleógeno Medio-Tardío-Neógeno-Reciente en estrecha relación con los diferentes regímenes tectónicos que afectaron la cuenca:

- ♦ Régimen extensional (Jurásico Superior-Cretácico Superior Maastrichtiano temprano)
- ♦ Régimen compresional-transcurrente (Cretácico Tardío-Eoceno Temprano) en el que se conjugan esfuerzos de compresión y extensión con predominio de los primeros. caracterizado por un intenso plegamiento y cabalgamiento y los segundos con la aparición de las fallas de transcurrencia.
- ♦ Régimen transtensional (Eoceno Medio-Tardío - Oligoceno) donde se conjugan esfuerzos de extensión y compresión.
- ♦ Régimen extensional (Oligoceno - Mioceno) con claro predominio de los esfuerzos extensionales.

En el sustrato plegado están presentes secuencias rocosas de origen oceánico y continental que representan a distintos territorios paleogeográficos del Caribe occidental. El piso neoautóctono, en yacencia cuasihorizontal, está representado por rocas y estructuras originadas básicamente en el mismo lugar que hoy ocupan.

Las secuencias de origen oceánico se agrupan en el denominado Terreno Zaza representado por ultramafitas de la antigua corteza del Proto-Caribe y el Arco Volcánico Cretácico (pozo Jatibonico-78).

Las secuencias de origen continental están conformadas por sedimentos metamorfizados (J_{1-2}) de la antigua corteza continental, por evaporitas de la formación Punta Alegre de edad Jurásico Medio y por las facies carbonatadas pelágicas ($J_3-K_2^t$) del margen continental cubiertas por las secuencias sinorogénicas del Cretácico Superior-Eoceno Temprano; se infiere que estas secuencias forman, por debajo de las secuencias del arco volcánico y las ofiolitas, estructuras también imbricadas restringidas a la parte septentrional de la cuenca, las cuales estarían conectadas a los pisos superiores mediante fallas que en ocasiones actúan como vía de migración (yacimientos Jatibonico, Catalina, Reforma, Cristales, Pina, Brujo, pozos Algodones, Majagua, etc.).

Según los datos aportados por los pozos Sancti Spiritus-1, Norita-1, Gálata-1, Jatibonico, Cristales, Pina, Brujo y otros, en la Cuenca Central el rediseño del paleoplano estructural pudo provocar la profundización de la cuenca al sur del levantamiento Jatibonico-Magueyes-Algodones donde se reportan espesores del Terciario entre 3 200 y 3 400 m, quedando la porción norte- noreste levantada con espesores de cobertura entre 600 y 1500 m.

Estratigrafía

En general de oeste a este en superficie tienen un amplio desarrollo los sedimentos del Eoceno Medio- Oligoceno, Mioceno y Cuaternario, que cubren las rocas más antiguas, de las cuales algunas rocas siliciclásticas y piroclásticas del Eoceno Inferior y Cretácico Superior afloran al sur y fuera del área en estudio.

En la constitución geológica, respaldada por la perforación de numerosos pozos, datos de superficie en el área y zonas aledañas, se reconocen e infieren los siguientes complejos petrotectónicos:

- ❖ Rocas del Terreno Zaza (Arco Volcánico Cretácico y Asociación Ofiolítica)
- ❖ Sedimentos sinorogénicos asociados de tipo Piggy Back (Cretácico Superior – Eoceno Medio-parte baja)
- ❖ Rocas del Margen Continental (UTE Placetas , Camajuaní y Remedios)
- ❖ Sedimentos Postorogénicos o Neoautóctonos (Eoceno Medio-parte alta – Reciente).

De estos grupos los más importantes son las secuencias del Arco Volcánico y los sedimentos sinorogénicos asociados, las primeras por su vinculación con los yacimientos Pina , Jatibonico, Catalina y por sus implicaciones de importancia regional; los segundos por contener en primer lugar el sello regional de los yacimientos conocidos y en segundo lugar por presentar también acumulaciones de hidrocarburos (yac. Cristales, Brujo).

TERRENO ZAZA

Bajo este término se conoce al conjunto de rocas del arco insular volcánico del Cretácico, su corteza oceánica asociada y al conjunto de ofiolitas, desplazados todos al norte a lo largo de la falla de corrimiento Las Villas.

Asociación ofiolítica.

Se trata básicamente de dos tipos de ofiolitas mezcladas tectónicamente: un primer tipo, vinculado a una corteza oceánica sobre la que se formó un arco de islas volcánicas y un segundo tipo de ofiolitas considerado un relicto de la corteza oceánica de un antiguo mar marginal situado entre el talud continental de Las Bahamas y el archipiélago volcánico.

Esta asociación está representada por ultramafitas del tipo harzburgitas, lherzolitas y wehrlitas serpentinizadas, aunque por lo general hay un predominio de las serpentinitas.

En la actualidad esta asociación forma una serie de escamas tectónicas pertenecientes a mantos sobrecorridos durante el Cretácico Superior Tardío – Eoceno Medio, donde el orden normal de la asociación está invertido parcial o totalmente.

Arco Volcánico Cretácico

Se corresponde con las rocas efusivas, piroclásticas y sedimentarias que se forman en las islas volcánicas y en los mares que la rodean. Este complejo por incluir estratos fosilíferos, rudistas o foraminíferos bentónicos, puede datarse por medios paleontológicos, hecho que ha permitido determinar la presencia de calizas del Albiano Superior, Santoniano y Campaniano en estas secuencias.

Complejo efusivo

En él es común la presencia de las lavas, sills y cuerpos subvolcánicos que se intercalan con tobas, tufitas y rocas sedimentarias. Se interpreta como propio de

las cuencas axiales del archipiélago volcánico, ya que coinciden con la distribución de numerosos aparatos volcánicos y nudos vulcano – plutónicos.

SEDIMENTOS SINOROGÉNICOS

Estos sedimentos, comprendidos en el intervalo Campaniano Tardío – Eoceno Medio Temprano, forman varios ciclos de sedimentación genéticamente relacionados a la orogenia cubana, ellos están asociados a pliegues, discordancias, dislocaciones, brechamientos y distintos niveles de erosión.

Hacia la zona de los principales yacimientos conocidos están representados por areniscas, conglomerados polimícticos, margas y arcillas, en general con un alto contenido de elementos clásticos de naturaleza vulcanógena.

Los depósitos del intervalo Campaniano Tardío – Maastrichtiano son los de mayor distribución areal y volumen y corresponden a conglomerados de distinta composición (tobáceos, efusivos, polimícticos con elementos calcáreos, etc.) que se intercalan con areniscas, argilitas y arcillas, los que en el subsuelo del yacimiento Cristales pueden alcanzar un espesor de hasta 1600m.

Estos conglomerados se relacionan con la Formación Eloisa y su variedad en composición evidencia las diferentes fuentes de aporte para su formación.

Un magnífico corte que ilustra la magnitud de la destrucción de tierras emergidas para la formación de secuencias clásticas, es el del llamado Olistostroma Taguasco, de edad Paleoceno Superior - Eoceno Inferior (parte baja) ubicado un kilómetro al oeste del poblado Arroyo Blanco. En esta secuencia caótica olistostrómica policomponente se observan conglomerados y brechas conglomerados con clastos y fragmentos de rocas ígneas, carbonatadas y arenosas, cementadas por areniscas y lutitas.

En algunas partes hay capas de areniscas y lutitas, areniscas bien estratificadas, polimícticas, limolitas y lutitas con aspecto de sedimentación flyschoides, ocasionalmente aparecen calizas y margas.

Los fósiles índices son: ***Acarinina crassata densa*, *A. soldadoensis*, *Globigerina boweri*, *G. linaperta*, *G. velascoensis*, *Morozovella aequa*, *M. c.f. M. lehneri*.**

Más arriba el corte se completa con los sedimentos terrígeno-arcillosos que comprenden los intervalos del Eoceno -Formación Loma Iguará y Formación Zaza, la primera con brechas de caliza, calizas fragmentarias y calizas arcillosas, margas y areniscas donde predominan los foraminíferos planctónicos de las familias ***Morozovelidos* y *Acarininidos***, la segunda con un corte formado por intercalaciones de areniscas polimícticas y vulcanomícticas, arcilitas, margas, limolitas y conglomerados. Ambas secuencias han sido atravesadas por la mayoría de los pozos perforados y en superficie se conoce solamente en el extremo occidental de la provincia Ciego de Ávila.

Estos sedimentos en las áreas septentrionales de las provincias Ciego de Ávila y Sancti-Spíritus, comprenden secuencias clásticas y flyschoides que se extienden en edad desde el Paleoceno Tardío hasta el Eoceno Medio Tardío. La ausencia de sedimentos del Daniano aparentemente corresponde con una discordancia en la base de la cuenca, o sea que la sedimentación comenzó en el Paleoceno Tardío - Eoceno Inferior.

En el Eoceno Inferior – Medio la sedimentación consistió en secuencias de naturaleza clástica (brecha – conglomerado de la Fm. Sagua), de naturaleza flyschoides (flysch de la Formación. Vega) y secuencias carbonatadas (margas, micritas y biomicritas de las Formaciones Jumagua y Caibarién).

Por último, la cuenca culminó con los depósitos tipo wildflysch (Fm. Florencia) en el tope del Eoceno Medio. Estas brechas poligénicas, por último se cubren con discordancia angular por calizas y margas de la Fm. Chambas del Oligoceno.

SEDIMENTOS POSTOROGÉNICOS.

Los sedimentos postorogénicos representan un corte carbonatado-terrágeno, muy difundido en el territorio, tanto el de la llamada Cuenca Central, como en sus límites noroeste.

En el área a estudiar contamos con el pozo Jatibonico 78, el cual presenta un estudio petrolero y de VSP. El cual se caracteriza por un complejo de rocas vulcanógenas sedimentarias, presentando manifestaciones de gas en intervalos dentro de las rocas vulcanógenas. En la parte superior del corte correspondiente al Eoceno Superior, Medio e Inferior, aparecen rocas del complejo vulcanógeno sedimentario, representadas por conglomerados tobáceos, tobas, porfiritas, brechas, lavas, etc. Continúa la presencia de serpentinitas tectonizadas, esquistosas y muy alteradas, a partir del comienzo de las serpentinitas (3995 metros), se presentan aumentos de gas y la presencia de petróleo ligero.

Estudios geoquímicos

Los estudios geoquímicos realizados se refieren solamente a la caracterización y clasificación genética de los petróleos, debido a la ausencia de afloramientos o de corte en pozos de los sedimentos del margen continental norteamericano que imposibilita la realización de estudios rock eval para caracterizar las rocas madre.

Las investigaciones ejecutadas en el bloque para caracterizar los crudos presentes abarcan las caracterizaciones físico- químicas y los estudios de biomarcadores, así como de geoquímica de producción en los yacimientos Pina, Brujos y Cristales. De esta manera se ha podido establecer que en los límites del bloque están presentes las **Familias II y III** de petróleos cubanos. Fig.III.4

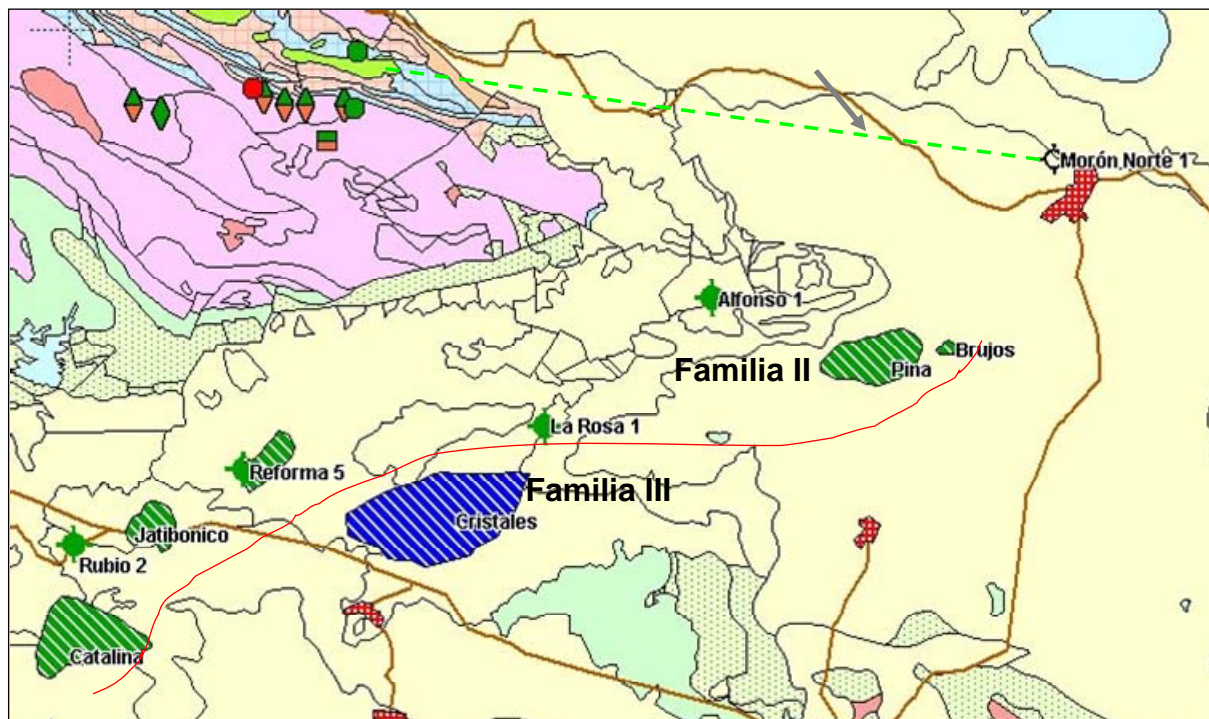
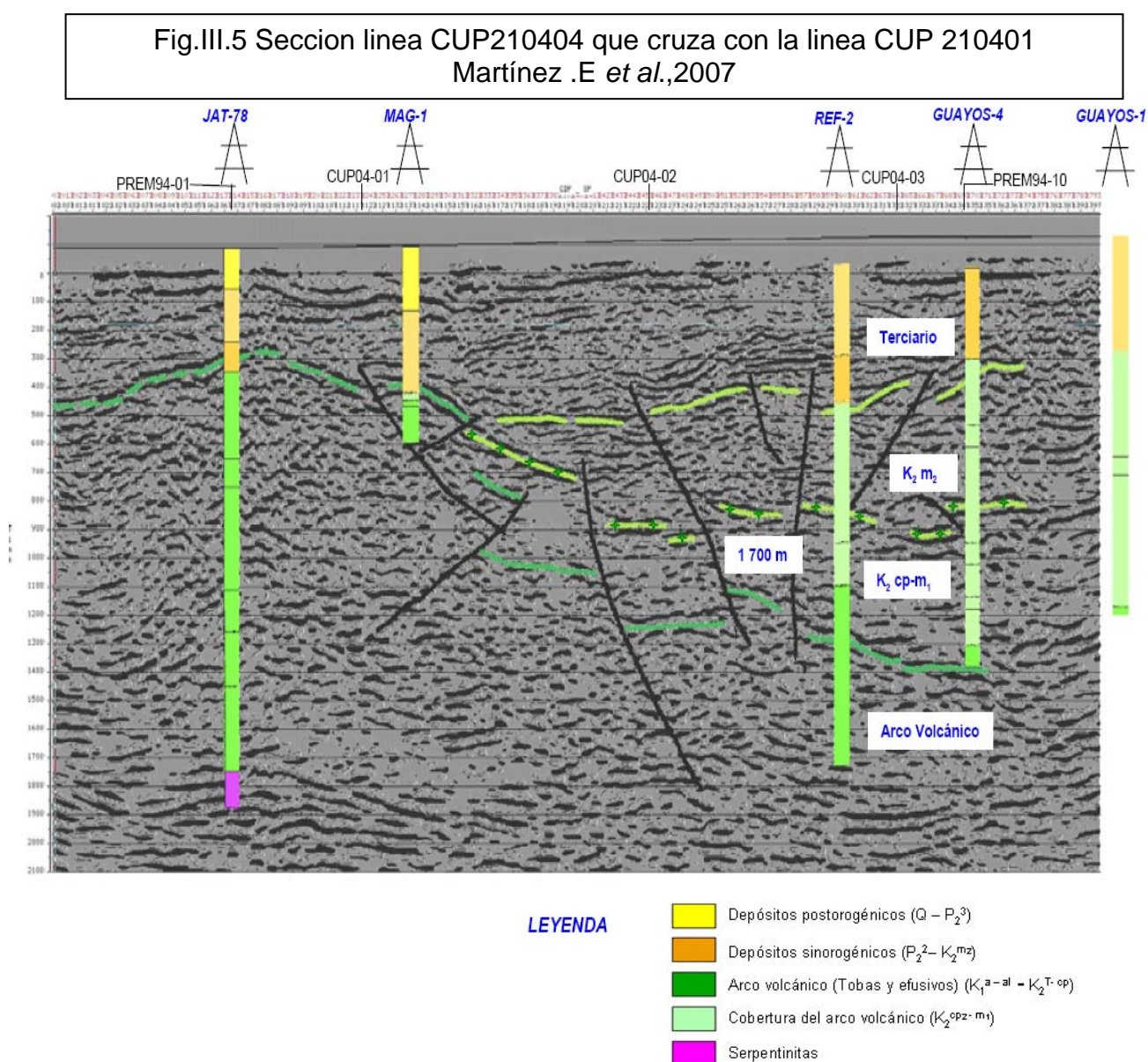


Fig.III.4.Distribución geoquímica del área Martínez .E et al.,2004

III.3 Características del cuadro ondulatorio

En el corte se pueden diferenciar dos intervalos delimitados por elementos de reflexión que pueden identificarse como discordancias que limitan sismosecuencias que difieren por la configuración interna de las reflexiones y por sus características dinámicas y cinemáticas. La parte superior se caracteriza por elementos extensos paralelos de alta amplitud y frecuencia media, su base es una discordancia que se sigue entre los tiempos 0.5-0.9 s con bastante seguridad ya que a pesar de estar compuesta por elementos aislados marca una fuerte diferenciación en el corte. Ésta, calibrada con los pozos Jatibonico-78, Reforma, Guayos, Rollete y Versailles representa la base de las secuencias terciarias del Postorogénico. La parte inferior mantiene una constitución interna variable tanto por la horizontal como por la vertical con tramos caóticos, transparentes, con

elementos generalmente cortos y amplitudes variables, ésta calibra con las secuencias sinorogénicas y del Terreno Zaza. En el último y para la parte central y oriental del sector se puede diferenciar un intervalo que alcanza un espesor de 0.5-0.6 s, en cuyo interior se distingue otra discordancia que coincide con el tope de las manifestaciones de hidrocarburos en los pozos y cuya base se sigue por tramos cortos de alta amplitud a los tiempos 1.0-1.3 s. Este intervalo calibrado con los pozos Guayos, Reforma corresponde con las secuencias sinorogénicas de cobertura del Cretácico Superior-Eoceno Medio.(ver Fig III.5)



III.4 Resultados Geólogo-Geofísicos

En los cortes sísmicos fueron correlacionados tres horizontes que calibrados con los pozos Jatibonico-78, Reforma-2, 6, 7, 9, Guayos-1 y 4 corresponden a:

1. El tope del Cretácico Superior-base del Terciario,
2. Un horizonte dentro de la secuencia de cuenca del Campaniano-Maestrichtiano que corresponde al tope del intervalo con manifestaciones de hidrocarburos en los pozos Reforma y Guayos.
3. El tope del Arco Volcánico Cretácico-AVC (tope tobas).

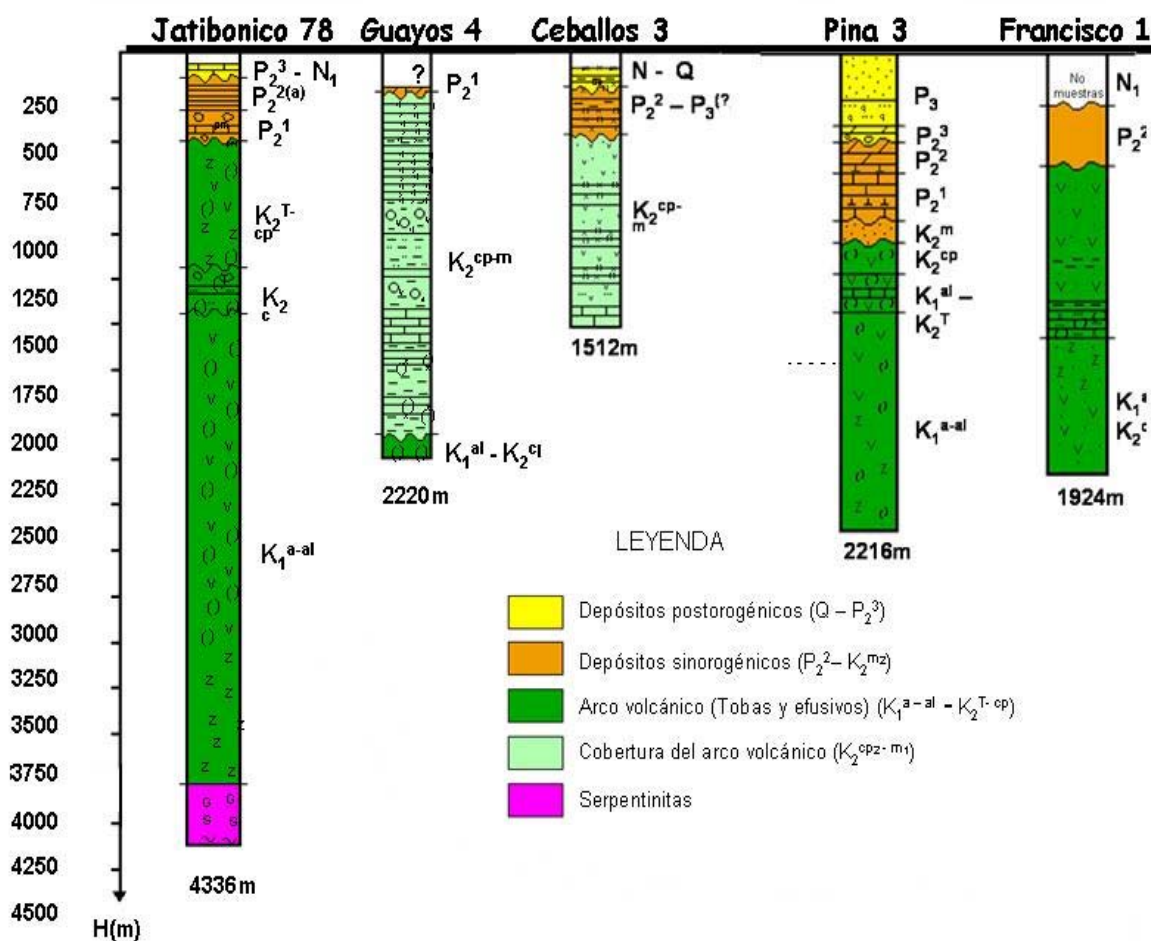


Fig.III.6 Pozos del área Martínez .E *et al.*,2004

El horizonte cercano al tope del Cretácico Superior-base del Terciario se sigue entre los tiempos 0,45-0,96 s, profundidades 500-1 270 m respectivamente. Este horizonte hereda el plano estructural de las secuencias más profundas y está fallado, lo que atestigua que el área estuvo sometida a movimientos compresivos post-cretácicos. Esta falla tiene carácter de falla de rechazo sinistral lo que concuerda con el modelo geológico asumido.

El horizonte correlacionado con el tope del intervalo con manifestaciones de hidrocarburos en los pozos Reforma y Guayos-1 y 4 se sigue entre los tiempos 0,8- 1,32 s, profundidades 1 000-1 900 m que geológicamente corresponde con el tope de un paquete conglomerático de edad Campaniano-Maestrichtiano, Fig.III.7. Este se correlaciona en las líneas CUP2104-03, 04 PREMIER 94-10 y en la porción centro-oriental de la PREMIER 94- 01 .

En las líneas CUP2104-03 y 04 se observan numerosas fallas que atestiguan que el área estuvo sometida a eventos compresivos que pueden haber ayudado a la migración y aumentado la porosidad, aquí las secuencias arcillosas del Eoceno pudieran constituir el sello.

En general los pozos Reforma y Guayos no fueron perforados en las zonas más elevadas y la presencia de la falla de rechazo SO-NE que define los dos bloques pudiera servir de barrera que los aislara haciéndolos hidrodinámicamente independientes, lo que hace que ambos bloques tengan posibilidades de entrapamiento.

El horizonte asociado al tope del AVC se sigue entre los tiempos 0,46-1,50 s profundidades 520-3 100 m. Por él se observa el levantamiento Jatibonico al suroeste y una cuenca frontal al noreste. El levantamiento constituye un apilamiento de las secuencias del arco volcánico que despegan en las ofiolitas

reconocidas a la profundidad 4 030 m en el Jatibonico-78 mientras que la cuenca frontal resulta un relleno sedimentario de edad Cretácico Tardío-Paleógeno Temprano constituido por secuencias conglomeráticas con efusivos en mayor o menor grado en su base y areniscas y arcillas fundamentalmente en la parte superior del corte. Como se puede observar en las líneas sísmicas el área estuvo sometida a movimientos compresivos-distensivos asociados con la transcurrencia de finales de la orogenia cubana.

Continúa la presencia de serpentinitas tectonizadas, esquistosas y muy alteradas, a partir del comienzo de las serpentinitas (3995 metros), se presentan aumentos de gas y la presencia de petróleo ligero.

Al final se presentan rocas metamórficas similares al esquisto albítico.

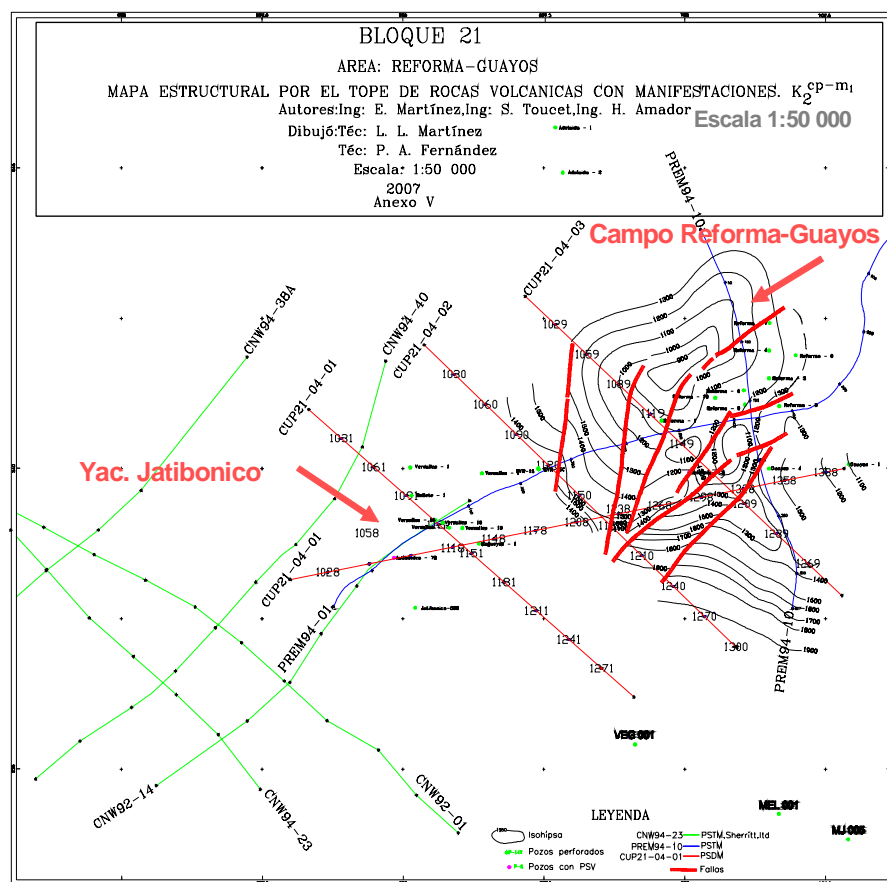


Fig.III.7. Mapa estructural por el tope de las rocas volcánicas cretácicas con manifestaciones. Martínez .E et al.,2007

III.5 Interpretación de los atributos sísmicos.

Análisis de los atributos post apilados.

- Con el estudio del atributo (**Amplitud**), se observaron anomalías que se asocian al tope de las serpentinitas, las que fueron calibradas con los datos del VSP del pozo a una profundidad de 3995m, donde según el Informe Técnico Resumen del Pozo Jatibonico 78. Yparraguirre.J.L.,1999; a partir de esta profundidad con el comienzo de las serpentinitas aumenta bruscamente la entrada de gas y comienza a detectarse la presencia de petróleo ligero con gasificación de lodo a 4231m. (Fig III.8 y 9) .

Esta presencia de gas que se corrobora con los datos del pozo coincide con lo expresado en la literatura consultada, que plantea que los llamados puntos brillantes que aparecen con el estudio del atributo amplitud están relacionados con acumulaciones de gas.

- Con el estudio del atributo **frecuencia instantánea** se pudieron delimitar más categóricamente las partes más fracturadas de la estructura estudiada, asociadas a las zonas de efusivos y tobas. (Fig.III.10).
- Con el estudio del atributo **fase instantánea** se pueden delimitar mejor las distintas facies, definir secuencias interiores en la estructura, pudiendo dar más continuidad y seguimiento de los distintos eventos, en nuestro caso se puede destacar más claramente el contacto entre los efusivos y el arco volcánico, posible superficie de despegue (Fig.III.11).

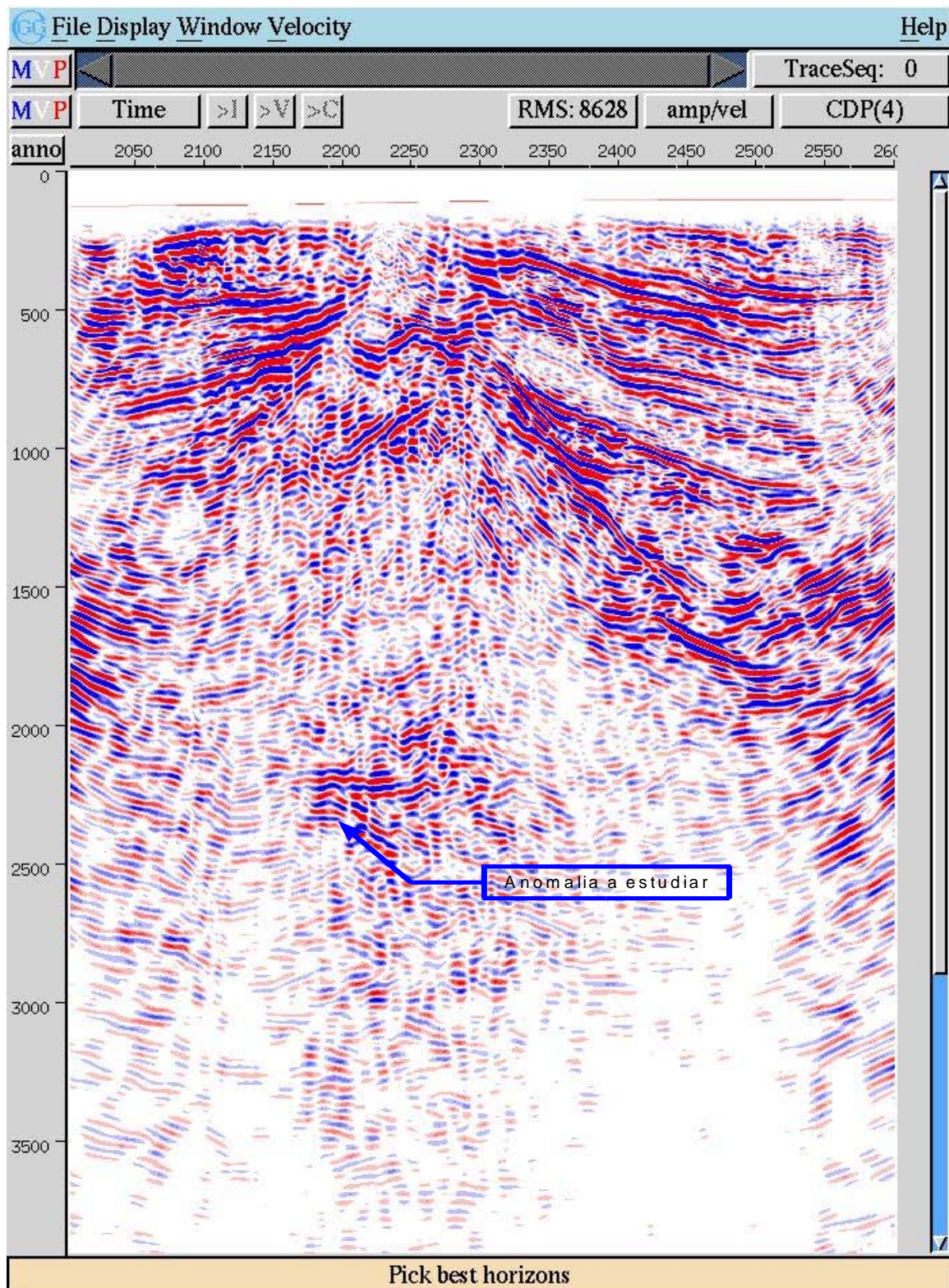


Fig. III.8 Resultado final del Procesamiento PAM. Migración antes de la suma
Anomalia de amplitud. Línea Sísmica 210401

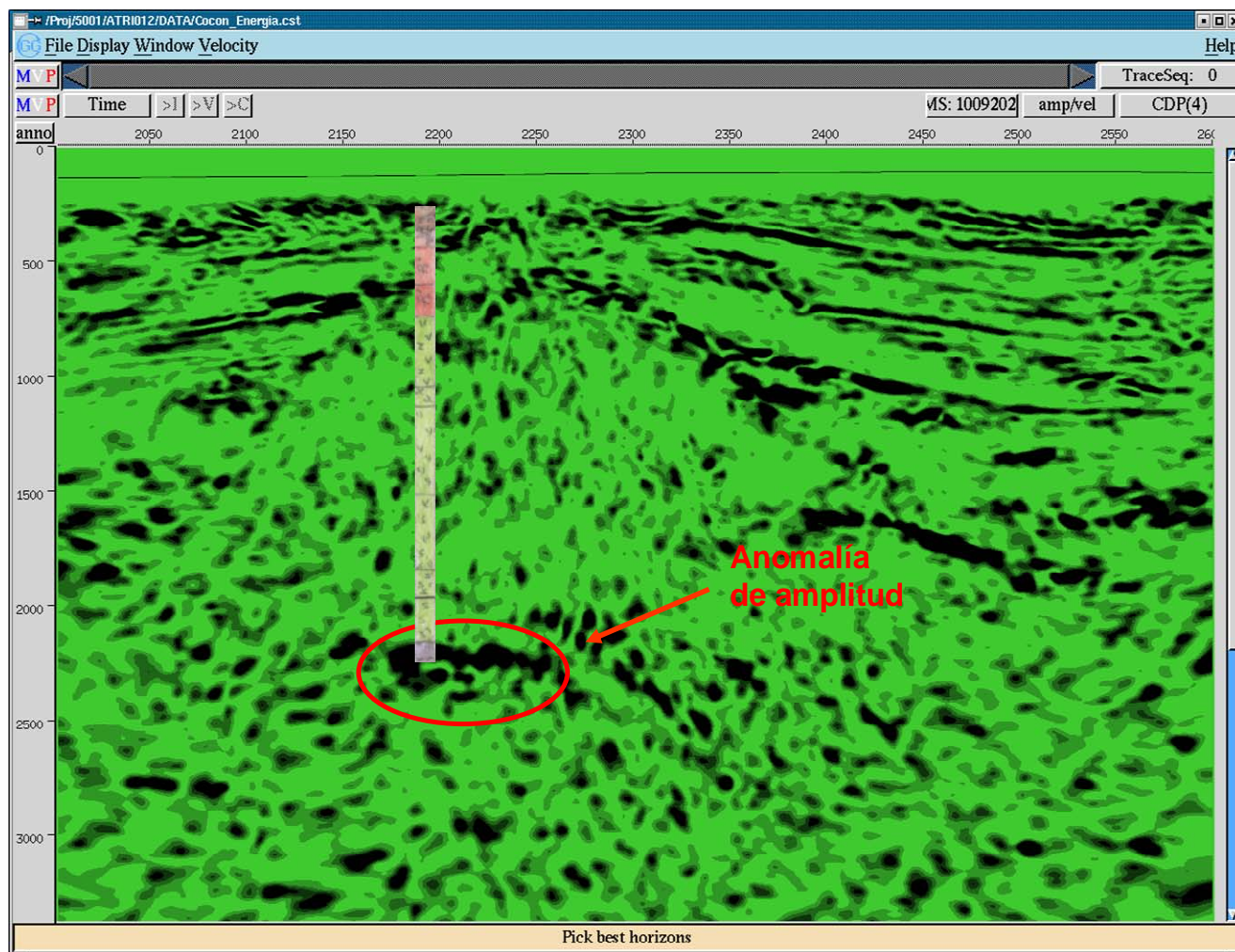


Fig III.9 Atributo de amplitud instantanea.

Se puede apreciar que con el resultado de amplitud instantanea se pueden definir los paquetes estratigraficos y ubicar con buena significación donde aparece el punto brillante.

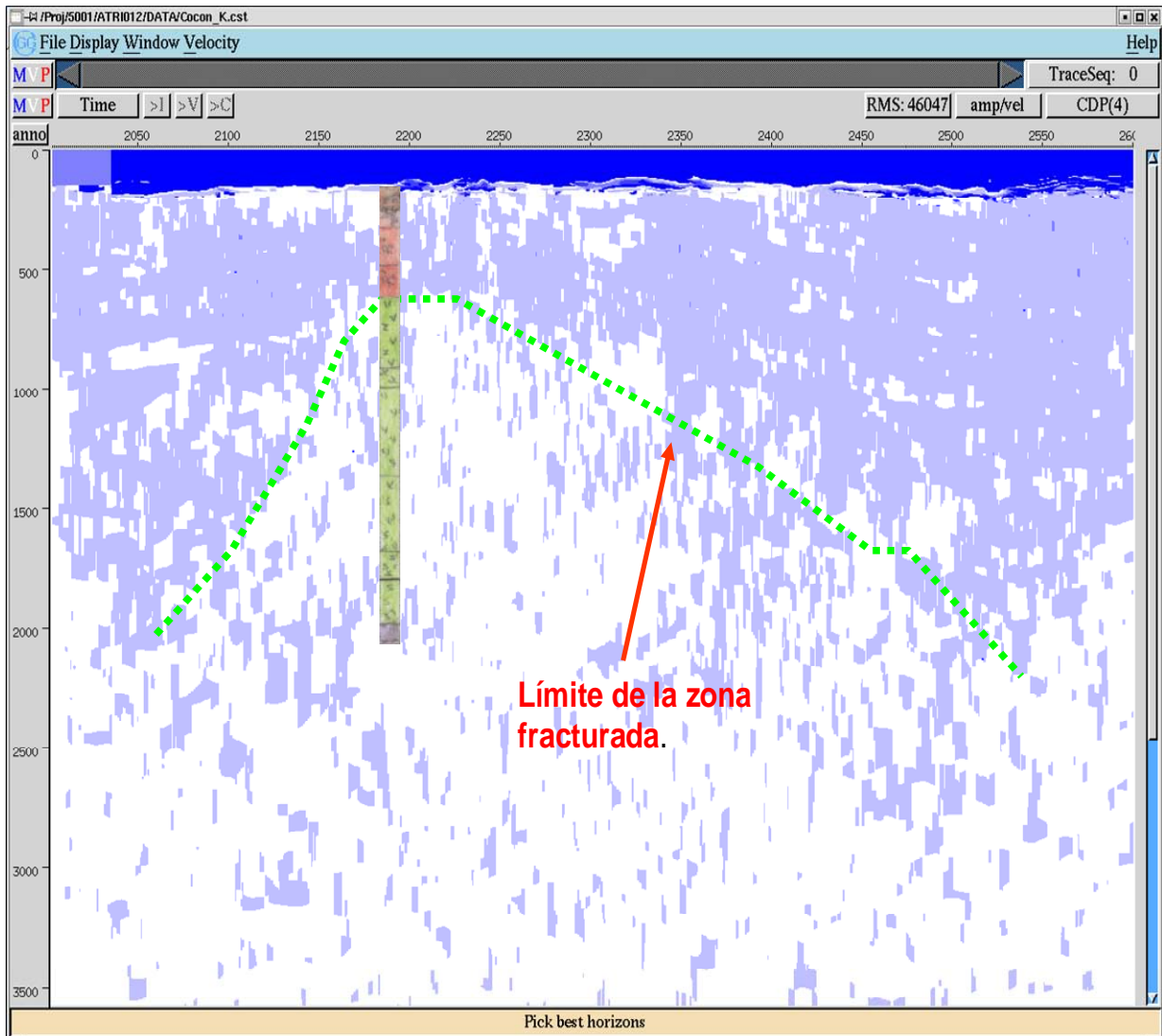


Fig.III.10. Atributo de frecuencia instantanea. Bajas frecuencias, colores mas claros asociadas a zonas fracturadas.

Análisis de los atributos pre apilados AVO

- Se determino que el rango de incidencia angular que se encuentra entre (6° - 29°) grados se relaciona con el objetivo a investigar. Fig. III.4.12
- En el grafico que muestra el análisis de la regresión sobre los CMP que abarcan la anomalía, se puede apreciar que existe un cambio de polaridad en el coeficiente de reflexión (R_0) de negativo a positivo, al igual que un incremento en la magnitud del gradiente(G).
- Comparando nuestro resultado anterior con las distintas clases de anomalías AVO, llegamos a la conclusión que nuestra anomalía se asemeja a una respuesta el tipo clase II, la cual evidencia un cambio de polaridad en el coeficiente de reflexión. Y un aumento en el gradiente Fig. III.13 y Fig. III.14. donde se realiza una comparación de la clase II con la regresión obtenida.
- Con la combinación de los atributos AVO (R_0 y G) obtenemos el factor de fluido el cual esta mostrando una zona de interesarte comportamiento anómalo a partir del los 2 segundos de registración, que pudiera estar asociada a manifestaciones de hidrocarburos ya que coincide con las reportadas por el pozo Jatibonico 78. Fig. III.14

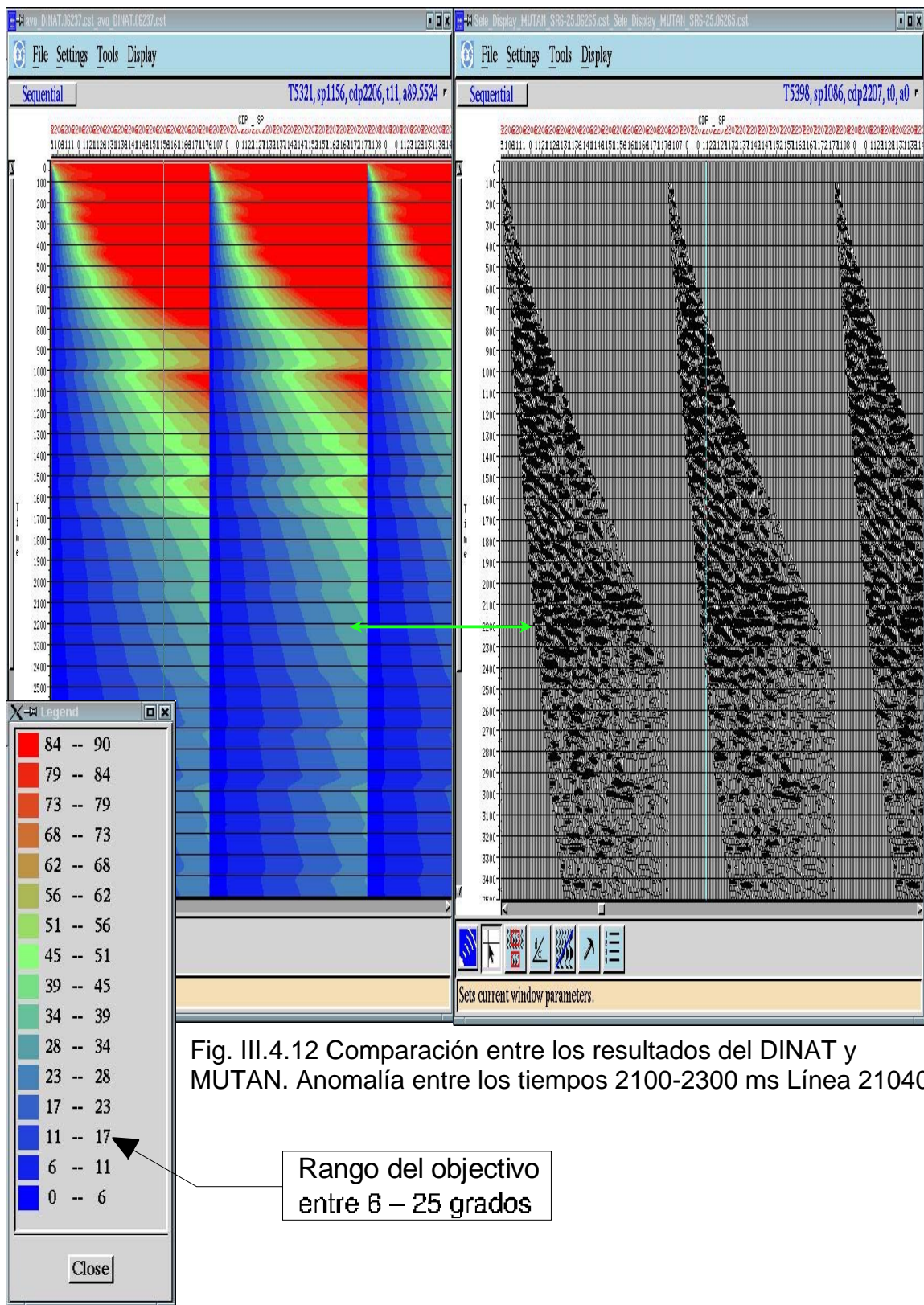


Fig. III.4.12 Comparación entre los resultados del DINAT y MUTAN. Anomalía entre los tiempos 2100-2300 ms Línea 210401

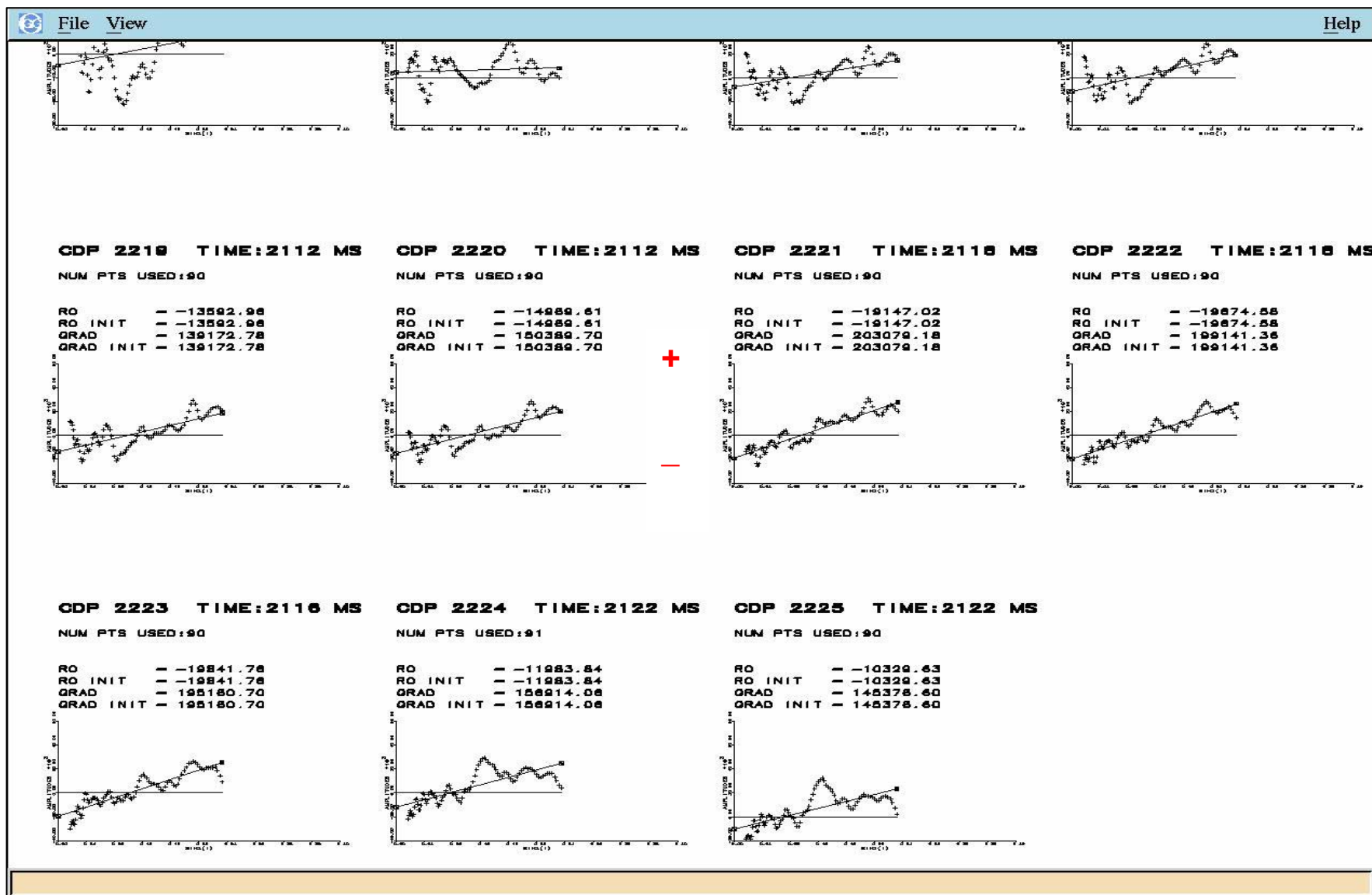


Fig III.13 Comportamiento de la anomalía AVO. Cambio de polaridad del coeficiente de reflexión y gradiente en aumento

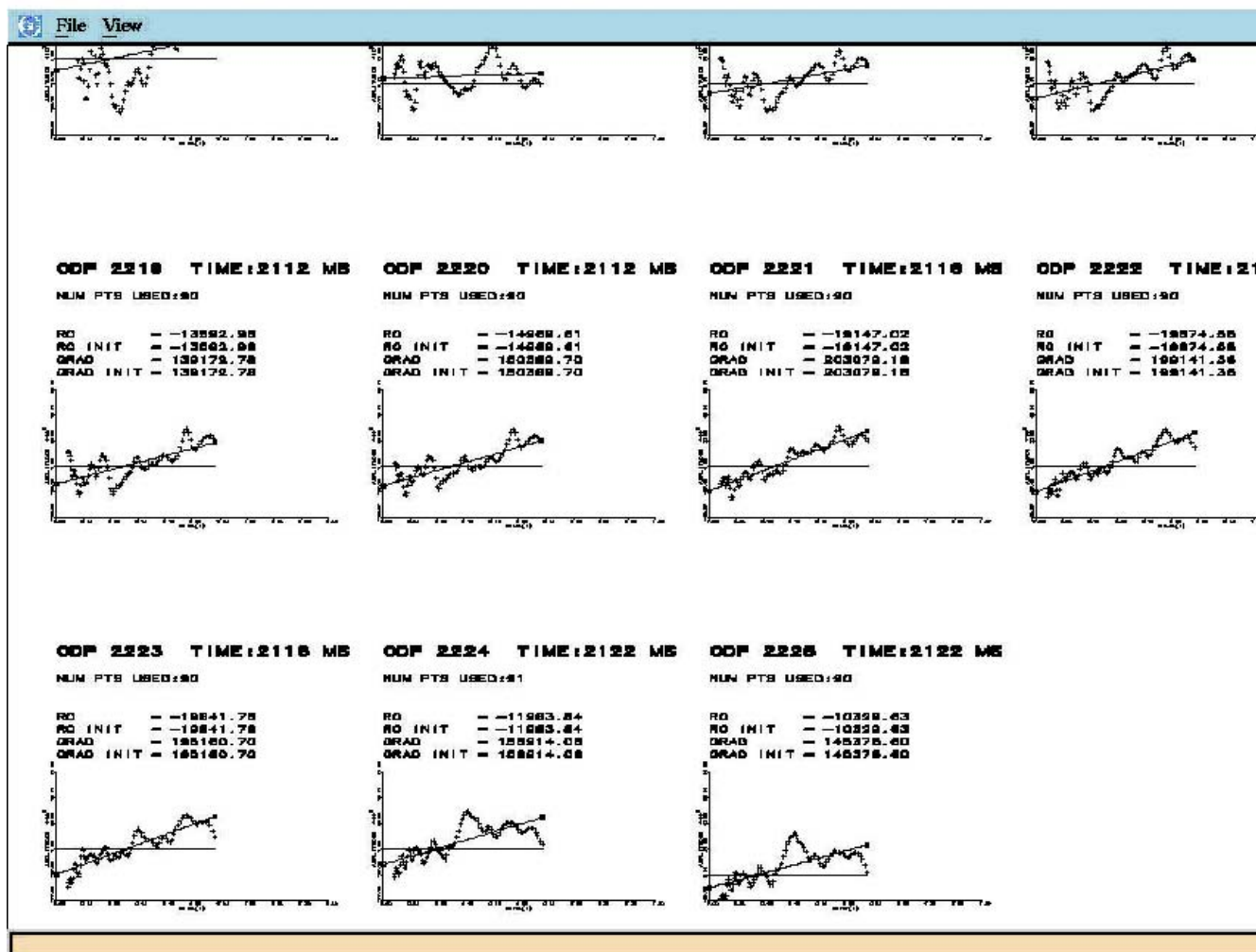
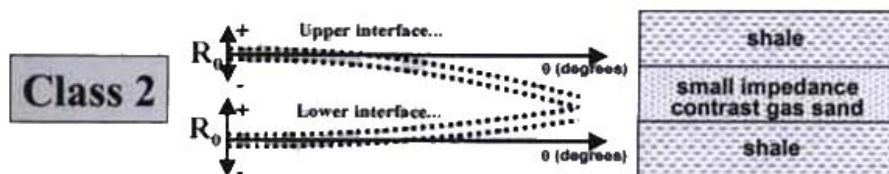


Fig III.14 Comparación del modelo de la Clase2 con resultado de la regresión.

Se puede apreciar que nuestro resultado resulta interesante, pues se acerca al de la interfase inferior de la clase2. Tenemos que tener siempre presente la consideración de que las clasificaciones que presenta Castagna John P., son para medios terrígenos, caracterizados por su alta relación señal-ruido y que para otras circunstancias el mismo no ha dado buenos pronósticos. En nuestro caso por ser un estudio preliminar, podemos considerarlo como experimental.

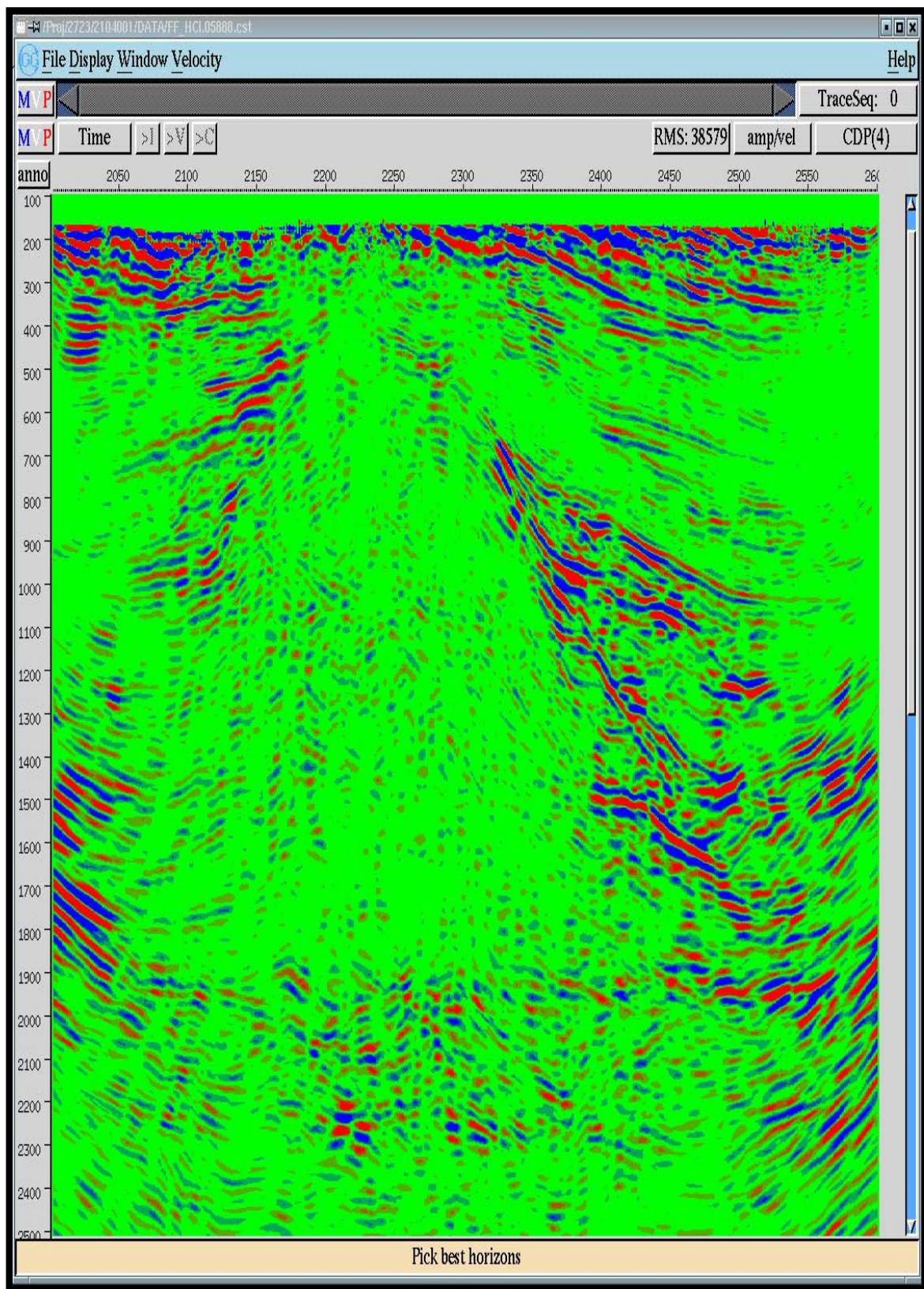


Fig III.15 Resultado de la combinación de los atributos AVO. Se pueden apreciar anomalías a partir de los 2 segundos asociadas a presencia de fluido o gas.

Conclusiones

- Como base del conocimiento y la aplicación de los atributos sísmicos se realizó el estudio y descripción de los aspectos teóricos principales.
- Por primera vez en nuestro país se ha concebido una metodología para la preparación previa de los datos y su procesamiento mediante el sistema Geocluster a fin de obtener y representar los atributos sísmicos de pre apilado (AVO) y post apilado (Amplitud, Fase y frecuencia instantánea)
- Fue realizada una evaluación preliminar brindando un positivo grado de aplicabilidad de los atributos para la interpretación de los datos sísmicos y para la búsqueda directa de hidrocarburos en el país.

Recomendaciones

- Considerar la aplicación de técnicas adicionales que combinadas con el AVO puedan afianzar los resultados. (VSP, inversión sísmica, tratamiento de los datos de pozos)
- Introducir el análisis de atributos como práctica habitual en regiones sísmo-geológicas, con perspectivas gaso-petroleras.
- Realizar evaluaciones en ambientes marinos.
- Hacer una búsqueda de otros softwares que contengan el estudio de los atributos sísmicos y permitan una mejor interacción y rapidez en la obtención y representación de los resultados.
- Complementar la capacitación del personal de procesamiento para acometer con más efectividad el análisis de los atributos sísmicos.

BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

- AAPG Memoir 44. ,1990. 3D Interpretation.
- Bodine, J.H., 1984. Waveform Analysis with seismic attributes.
- Bracewell, R.N.,1965. the Fourier transform and its applications.
- Beaumont Edward A., Foster Norman H., 1989.Treatise of Petroleum Geology Reprint Series N°13. Geophysics II. Seismic Attributes: Amplitude, Frequency, Phase, velocity (pag 191-217)
- Clasina Terra Science Consultats International Ltd Advanced Seismic processing (pag 268-269)
- CEFOGA curse DPST17, 2004 “Preserved Amplitude Processing”.
- CEFOGA curse DPST07 ,2004”Amplitudes vs. Offset”.
- Castagna John P. AVO (Analysis Tutorial)
- Martínez E.- Touset S. y otros. 2004. Informe sobre la Interpretación geólogo-geofísica de los bloque 21.
- Martínez E.- Yparraguirre J. y otros. 2007. Proyecto 2810.Actualizacion de los datos integrados del Bloque 21A.
- Taner M.T., Kochler F. and Sheriff R.E,1979. Complex seismic trace analysis. Geophysics, 44: 1041-1063.
- Taner M.T., and Sheriff R.E,1977. Application of amplitude, frequency, and other attributes to stratigraphic and hydrocarbon determination. In Seismic Stratigraphy - Application to hydrocarbon exploration, C.E.Payton, Ed. American Association of Petroleum Geologists Memoir 26: 301-327.
- Ostrander W.J., 1984, Plane wave reflection coefficients for gas sand at non-normal angles of incidence, Geophysics, vol. 49, 1637-1648
- Lanfranchi P. 1991, Amplitude versus offset processing, CGG Technical series 593.91.10
- Lorenzetti H.E, Sheffield M.T.,2000. Techniques for volume interpretation of seismic attributes. Magic Earth LLC, Houston.Texas.

- Li Yongyi, Downton J., and Xu Yong., 2003. AVO Modeling in Seismic Processing and Interpretation. Core Laboratories Reservoir Technologies Division Calgary, Canada.
- Loizou Nick. 2003. A post-well analysis of recent years exploration drilling along the UK Atlantic Margin.
- Rutherford S. y Williams R. ,1989, Amplitude versus offset variations in gas sands. Geophysics, vol. 34, 680-688
- Rodríguez M. H., Aguino V. E., Zucchi E. H. 2003. Aplicación de los atributos sísmicos para la determinación de reservorios.
- Sheriff, R.E., and Geldart, L.P., 1983. Exploration Seismology Vol. 2: Data Processing, Cambridge University Press.
- Shuey, R.T., 1985. A simplification of the Zoeppritz equations, Geophysics 50, 609-614.
- Stark Andreas. Principles of Seismic Processing
- Yparraguirre J.L .1999. Informe Tecnico resumen del pozo Jatibonico -78. UPEP Majagua.
- Yilmaz, O., 1987, Investigations in Geophysics No.2: Seismic Data Processing, S.E.G.