

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**VISUALIZACIÓN E INTERPRETACIÓN DE DATOS SÍSMICOS
ESPECTRALMENTE DESCOMPUESTOS EN EL ÁREA DE HAMACA,
BLOQUE HUYAPARI. FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO. ESTADO
ANZOÁTEGUI - VENEZUELA**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero Geofísico
Por el Br. Silva Arias, Ernesto José

Caracas, octubre de 2005

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**VISUALIZACIÓN E INTERPRETACIÓN DE DATOS SÍSMICOS
ESPECTRALMENTE DESCOMPUESTOS EN EL ÁREA DE HAMACA,
BLOQUE HUYAPARI. FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO. ESTADO
ANZOÁTEGUI - VENEZUELA**

TUTOR ACADÉMICO: Ing. Pedro León

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Andrés Espeso

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero Geofísico
Por el Br. Silva Arias, Ernesto José

Caracas, octubre de 2005

Caracas, octubre de 2005

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Silva Arias Ernesto José, titulado:

**“VISUALIZACIÓN E INTERPRETACIÓN DE DATOS SÍSMICOS
ESPECTRALMENTE DESCOMPUESTOS EN EL ÁREA DE HAMACA,
BLOQUE HUYAPARI. FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.
ESTADO ANZOÁTEGUI – VENEZUELA”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Geofísico, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. José Cavada

Jurado _____

Prof. Víctor Casas

Jurado _____

Prof. Pedro León

Tutor Académico _____

DEDICATORIA

A mi Madre (Mamucha), por ser todo a la vez, y por poseer esa mezcla eterna de sentimientos e inteligencia que han logrado impulsar a nuestra gran familia. Te amo.

A mi padre, José Alberto Silva, por estar siempre presente en cada instante de nuestras vidas, aunque no estés físicamente, tu fuerza, ideas y pensamientos han impulsado este logro y los que vendrán.

A mis abuelas, (las viejitas). Ana, por ser ese pilar fundamental del cual nos sostuvimos y sostenemos aún, gracias por esa lucha eterna por nosotros. Rosalía, por estar presente en todo momento. A ellas debemos lo que somos.

A mis hermanos, por esas grandes peleas y buenos momentos, sin ellos mi vida no hubiera sido igual, sigamos juntos este camino ya señalado por nuestros padres y abuelos.

Al resto de la familia, gracias por ser y estar.

“...y si la lucha por la libertad se dispersa, no habrá victoria
en el combate, que si la lucha se dispersa no habrá
victoria popular en el combate.....”

Siempre Alí.

“Que la autoridad del pueblo sea el único poder que exista
sobre la tierra”

Simón Bolívar.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Central de Venezuela, que la lucha por vencer las sombras que oscurecen los pasillos y aulas universitarias se haga realidad un día.

A los amigos y amigas que compartieron en determinado momento escenarios de lucha. Continuemos juntos en este camino de revolución alcanzable y luego eterna.

A los panas, a los no panas, a los que comparten opiniones afines a los que no, gracias a todos porque en algún momento me ayudaron a fijar posición.

A Jenny, por compartir a mi lado todos esos buenos y malos momentos que nos ayudaron al enriquecimiento de las experiencias personales.

A los profesoras que de una u otra manera cumplieron su papel en el proceso de enseñanza académica.

A mis tutores, Pedro León por su presencia en los momentos claves, a Andrés Espeso por compartir sus conocimientos y ayudarme a incrementar mi nivel de tolerancia.

A mi chiquita, por dejar una huella eterna en mis pensamientos, gracias por tu presencia en la construcción de esta senda que conduce a una nueva forma de vida.

Silva A. Ernesto J.

**VISUALIZACIÓN E INTERPRETACIÓN DE DATOS SÍSMICOS
ESPECTRALMENTE DESCOMPUESTOS EN EL ÁREA DE HAMACA,
BLOQUE HUYAPARI. FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO. ESTADO
ANZOÁTEGUI - VENEZUELA**

Tutor Académico: Ing. Pedro León. Tutor Industrial: Ing. Andrés Espeso.

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería.

Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Año 2005, p 126.

Palabras claves: Faja del Orinoco - Área Hamaca, Visualización e Interpretación, Descomposición Espectral.

Sinopsis. El objetivo de este trabajo es lograr un mecanismo de interpretación que ayude en la visualización y definición de los cuerpos estratigráficos y estructurales de interés en el subsuelo, con la finalidad de reducir incertidumbres relacionadas al modelo estático y contribuir así a mejorar el factor de recobro del campo.

El análisis de Descomposición Espectral transforma los datos sísmicos del dominio tiempo al dominio frecuencia permitiendo al interprete visualizar detalles en el volumen sísmico que son imposibles de observar en datos sísmicos bajo el dominio tiempo.

La visualización e interpretación de datos sísmicos a partir del análisis de la traza sísmica, con el uso del método de descomposición espectral, permite obtener mejores resultados que muchos otros métodos convencionales de interpretación, consiguiéndose alcanzar una mejor identificación de rasgos estratigráficos.

El área de estudio seleccionada para este trabajo está ubicada en la Faja Petrolífera del Orinoco, Estado Anzoátegui-Venezuela, específicamente en el área de Hamaca, bloque H (Huyapari), enmarcado en las siguientes coordenadas UTM

(La Canoa, Meridiano Central 63°, Zona UTM 20), de oeste a este 367348.62 - 388274.69 y de norte a sur 942327.38 – 927296.94, abarcando una superficie aproximada de 358 km². Esta zona posee características geológicas de ambiente fluvio-deltaico, ambiente que genera las condiciones adecuadas para la ejecución de este estudio.

Como consecuencia de la compleja arquitectura geológica de la zona se hace difícil determinar la distribución de los cuerpos de arenas presentes en la zona; definir, delinear y encontrar la distribución areal de los cuerpos de arenas que controlan este almacenamiento de hidrocarburos es uno de los grandes retos del interprete en la industria petrolera.

Durante el desarrollo de este trabajo se probaron los resultados del análisis de Descomposición Espectral en dos fases, cada una con cuatro opciones, mostrando cada uno de ellos una forma diferente de visualizar los resultados. En la primera fase se aplicó el análisis de Descomposición Espectral sobre dos modelos sintéticos y un volumen de datos reales que posee condiciones optimas para este estudio, esta fase se ejecuto con la finalidad de comprobar la eficacia del análisis, alcanzándose resultados alentadores. La segunda fase se baso en aplicar el análisis a la zona de estudio (Sector del bloque H, Hamaca – Faja del Orinoco), con la finalidad de corroborar los resultados obtenidos en la primera fase con los resultados logrados en los datos reales de nuestra zona de estudio, alcanzándose con esta corroboración resultados de gran envergadura en la interpretación sísmica.

Durante el análisis aplicado a los resultados reales (Hamaca) se encontraron respuestas que delineaban un cuerpo anómalo con una forma geométrica semejante a la de un canal estratigráfico. Esta delineación no puede ser apreciada con el uso de otros métodos convencionales, demostrándose así la efectividad del análisis de Descomposición Espectral.

Con los resultados obtenidos en este trabajo se esta contribuyendo en la búsqueda de métodos de análisis más precisos que verifiquen la localización de cuerpos de arenas, cooperando así con los planes estratégicos de PDVSA en la cuantificación y certificación de las reservas de hidrocarburos en la Faja Petrolífera del Orinoco.

ÍNDICE GENERAL

Página

DEDICATORIA.....	i
AGRADECIMIENTOS.....	ii
RESUMEN.....	iii
ÍNDICE GENERAL	v
LISTA DE FIGURAS	viii
CAPITULO I.....	1
INTRODUCCIÓN	1
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
OBJETIVOS	2
Objetivo general.....	2
Objetivos específicos	2
JUSTIFICACIÓN	3
UBICACIÓN Y EXTENSIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA DE ESTUDIO.	3
CAPITULO II	5
ENTORNO GEOLÓGICO.	5
Descripción Regional.....	5
Geología Regional.....	5
Cuenca Oriental de Venezuela	5
Faja Del Orinoco.....	9
Evolución de la Faja del Orinoco.....	9
GEOLOGÍA LOCAL.....	12
Área Hamaca.....	12
Aspectos Estructurales.....	13
Entrampamiento de Hidrocarburos.....	13

Sistemas Depositacionales	14
Estratigrafía.....	15
Basamento Igneo- Metamórfico.....	16
Bloque Huyapari.....	19
FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	21
Descomposición Espectral.....	22
TRANSFORMADA DE FOURIER.....	24
Transformada discreta de Fourier (TDF).....	26
Aplicaciones de la transformada discreta de Fourier en la data sísmica.....	28
Los atributos sísmicos.....	29
Método de Máxima Entropía (MME).....	33
CAPITULO III.....	36
METODOLOGÍA.....	36
Recopilación Bibliográfica.....	36
Metodología de Trabajo.....	36
CAPITULO IV.....	38
DATOS SINTÉTICOS.....	38
Metodología de trabajo.....	38
Modelos Sintéticos.....	38
Interpretación.....	41
Aplicación del método de Descomposición Espectral.....	42
Transformación Tiempo- Frecuencia.....	42
Modelado de Frecuencias.....	46
Mapas sintonizados.....	48
Visualización de Espectros.....	50
Visualización de Resultados.....	50
Transformación Tiempo – Frecuencia.....	51
Modelado de Frecuencias.....	61
Mapas Sintonizados.....	63
Visualización de Espectros.....	67
CAPITULO V.....	71

	Página
DATOS REALES: HAMACA.....	71
Metodología de trabajo	72
Interpretación Sísmica.....	72
Aplicación del método de Descomposición Espectral.....	76
Transformación Tiempo – Frecuencia.....	76
Modelado de Frecuencias.....	76
Mapas Sintonizados	80
Visualización de Espectros	81
Extracción de Volúmenes en el Dominio Frecuencia.....	81
Visualización de Resultados	81
Transformación Tiempo – Frecuencia	82
Modelado de frecuencias.....	88
Mapas Sintonizados	104
Visualización de Espectros	111
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	115
REFERENCIAS	116

LISTA DE FIGURAS

	Página
Figura 1.- Mapa de ubicación del área de estudio. _____	4
Figura. 2. Cuencas petrolíferas de Venezuela. _____	7
Figura 3.- Evolución tectónica-sedimentaria de la Cuenca Oriental _____	8
Figura 4.- Ciclos sedimentarios de la Faja petrolífera del Orinoco durante el terciario _____	11
Figura 5.- Ubicación de la Faja del Orinoco. _____	12
Figura 6.- Configuración estructural esquemática de la Faja del Orinoco. ____	13
Figura 7.- Ambientes de un sistema depositacional fluvial mixto _____	15
Figura 8.- Columna Estratigráfica del área Hamaca. _____	18
Figura 9.- División en Bloques del área Hamaca. _____	19
Figura 10.- Interpretación de Facies. _____	20
Figura 11.- Representación gráfica de una señal con dos muestras por ciclo. __	24
Figura 13.- Imagen espectral de una capa delgada. _____	31
Figura 14.- Obtención de la zona de interés en planos de frecuencias. _____	32
Figura 15.- Flujograma de la metodología. _____	37
Figura 16.- Representación sísmica del Sintético 1. _____	39
Figura 17.- Sintético 2. _____	40
Figura 18.- Volumen de datos reales tomado de Landmark Graphics™.	
Caso real 1. _____	41
Figura 19.- Comparación de algunos de los “Taper” _____	44
Figura 20.- Parámetros “Tuning Cube”. _____	45
Figura 21.- Ejemplo de la ventana de análisis. _____	47
Figura 22.- Ventana de trabajo del “Volume Recon” _____	48
Figura 23.- Ventanas de las aplicaciones “Tuning Mapper” y “Auto Polygon Generator” _____	49
Figura 24.- Visualizaciones obtenidas como resultado de la aplicación del método de la Transformada Discreta de Fourier al modelo sintético 1. _____	Página
Figura 25.- Atributos sísmicos aplicados. _____	54

Figura 26.- Visualizaciones obtenidas como resultado de la aplicación del método de la Transformada Discreta de Fourier al modelo 1 con una ventana de especificación de un solo Horizonte.	55
Figura 27.- Visualización de imágenes con igual frecuencia pero con diferentes “Taper”.	56
Figura 28.- Visualizaciones del análisis de Descomposición Espectral al modelo sintético 2.	57
Figura 29.- Volumen sísmico en el dominio frecuencia. Caso real 1.	59
Figura 30.- Visualizaciones de planos de frecuencia obtenidos de latransformación	60
Figura 32.- Visualización de mapas de sintonización. (Frecuencias 10, 20, 40 Hz respectivamente).	64
Figura 33.- Visualización del mapa de sintonización 20 Hz luego de variar el rango de colores.	65
Figura 34.- Visualización de los polígonos de posibles áreas prospectos.	66
Figura 35.- Identificación de los polígonos de áreas en las líneas sísmicas correspondientes.	67
Figura 36.- Visualización de espectros para mapas de frecuencia de 20, 30 y 40 Hz respectivamente.	68
Figura 37.- Visualización de espectros para mapas de frecuencia de 20, 30 y 40 Hz con un porcentaje de 10% cada uno.	69
Figura 38.- Volumen sísmico en tiempo. Área de trabajo, Hamaca.	71
Figura 39.- Sismógrafo Sintético realizado a partir del pozo MFH-015	73
Figura 40.- Mapas en tiempo de los horizontes utilizados.	74
Figura 41.- Sección sísmica que representa las diferentes superficies.	75
Figura 42.- Línea sísmica en donde se representa la ventana de análisis de trabajo para el Basamento.	77
Figura 43.- Línea sísmica en donde se representa la ventana de análisis de trabajo para el Horizonte AMV-155	78
Figura 44.- Línea sísmica en donde se representa la ventana de análisis de trabajo para el Horizonte AMV-200	79

Figura 45.- Línea sísmica en donde se representa la ventana de análisis de trabajo para el Horizonte AMV-255 _____	80
Figura 46.- Visualización del volumen sísmico en el dominio frecuencia. Hamaca _____	83
Figura 47.- Visualización de los resultados de la transformación del volumen del dominio _____	84
Figura 48.- Plano de frecuencia (10 Hz) interpretado. _____	85
Figura 49.- Imagen de atributo Promedio de fase Instantanea. Datos reales ____	86
Figura 50.- Imagen de atributo indicador de amplitudes. Datos reales _____	86
Figura 51.- Imagen de Atributo Pendiente de la frecuencia instantanea . Datos reales. _____	87
Figura 52.- Imagen de Atributo Promedio del pico de amplitud. Datos reales. _____	87
Figura 53.- Línea sísmica en donde se representa la ventana de análisis de trabajo para el Basamento _____	89
Figura 54.- Imágenes de la animación del modelado de frecuencias de 9 Hz para una ventana de análisis guiada por el basamento. Datos reales _____	90
Figura 55.- Imágenes de la animación del modelado de frecuencias de 32 Hz para una ventana de análisis guiada por el basamento. Datos reales _____	91
Figura 56.- Imágenes de la animación del modelado de frecuencias con 9 Hz, el método usado es el de Máxima Entropía, para una ventana de análisis guiada por el basamento. Datos reales. _____	92
Figura 57.- Visualización del atributo de coherencia aplicado al basamento. ____	93
Figura 58.- Visualización de los resultados del espectro de fases para la ventana de análisis guiada por el basamento. Para una frecuencia de 30 Hz _____	94
Figura 59.- Línea sísmica en donde se representa la ventana de análisis de trabajo para el horizonte AMV-155. _____	95
Figura 60.- Imágenes de la animación del modelado de frecuencias de 9 Hz para una ventana de análisis guiada por el horizonte AMV-155. Datos reales ____	96
Figura 61.- Imágenes de la animación del modelado de frecuencias de 32 Hz para una ventana de análisis guiada por el horizonte AMV-155. Datos reales ____	97
Figura 62.- Línea sísmica en donde se representa la ventana de análisis de trabajo para el horizonte AMV-200. _____	98

Figura 63.- Imágenes de la animación del modelado de frecuencias de 9 Hz para una ventana de análisis guiada por el horizonte AMV-200. Datos reales	99
Figura 64.- Imágenes de la animación del modelado de frecuencias de 32 Hz para una ventana de análisis guiada por el horizonte AMV-200. Datos reales	100
Figura 65.- Línea sísmica en donde se representa la ventana de análisis de trabajo para el horizonte AMV-255.	101
Figura 66.- Imágenes de la animación del modelado de frecuencias de 14 Hz para una ventana de análisis guiada por el horizonte AMV-255. Datos reales	102
Figura 67.- Imágenes de la animación del modelado de frecuencias de 32 Hz guiada por el horizonte AMV-255. Datos reales	103
Figura 68.- Visualización del mapa sintonizado para una frecuencia de 9 Hz. Datos reales	105
Figura 69.- Visualización del mapa sintonizado para una frecuencia de 14 Hz. Datos reales	106
Figura 70.- Visualización del mapa sintonizado para una frecuencia de 20 Hz. Datos reales	107
Figura 71.- Visualización del mapa sintonizado para una frecuencia de 32 Hz. Datos reales	107
Figura 72.- Visualización del mapa de polígono de áreas. Datos reales, Hamaca.	109
Figura 73.- Visualización de los polígonos de áreas en las secciones	110
Figura 74.- Ventana de introducción de parámetros de “PowerView”.	111
Figura 75.- Visualización del mapa de espectros de amplitud para las frecuencias 9, 20 y 32 Hz respectivamente.	112
Figura 76.- Visualización del mapa de espectros de amplitud para las frecuencias 9, 20 y 32 Hz respectivamente, con un porcentaje de despliegue de 20%.	113

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

La Faja Petrolífera del Orinoco es una de las acumulaciones más grandes de hidrocarburos en el mundo, esta localizada en el este de Venezuela abarcando los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, y cubre una extensión de 54000 km²; esta acumulación contiene reservas de petróleo en sitio (POES) de más de 1.2 trillones de barriles de crudo pesado y extrapesado, entre 10 y 6 grados de gravedad °API. El área esta dividida en cuatro partes, de oeste a este, Machete, Zuata, Hamaca y Cerro Negro, hoy en día renombradas como Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo respectivamente.

En este trabajo se estudiará un sector de uno de los 25 bloques en los que esta dividida la zona de Hamaca, específicamente un sector del bloque Huyapari (Bloque H).

Debido a la importancia de la acumulación de hidrocarburos en esta zona se hace de gran interés un estudio más profundo y detallado de los datos sísmicos, con el fin de obtener mejores resultados en la distribución areal de los cuerpos de arenas que controlan el almacenamiento de hidrocarburos.

La interpretación de las cuatro superficies y sus fallas fueron validadas y ajustadas a partir de los estudios realizados por Petrolera Ameriven S.A. en julio de 2000, en el que se define la zona reservorio en varias secciones; para efectos de este trabajo las superficies fueron definidas en Basamento, Seq_2, Seq_3 y Seq_4.; estas superficies se analizarán con técnicas de Descomposición Espectral buscando obtener mejores resultados en la visualización e interpretación de los datos para la identificación de estructuras geológicas de interés.

Planteamiento del Problema

Debido a la compleja arquitectura de las facies sedimentarias del área de Hamaca, se hace complicado determinar la distribución areal de las mismas, impidiéndose así un óptimo desarrollo del campo.

Con el fin de contribuir con la determinación de la distribución en mayor resolución se hará uso de técnicas de descomposición de la traza en sus componentes espectrales, buscando así observar resultados que no son detallados en los análisis de datos sísmicos de amplitud.

La realización de este análisis busca contribuir en el área de delineación de yacimientos, reduciendo las incertidumbres relacionadas al modelo estático, influyendo así en el proceso de incremento del factor de recobro en un área de primordial importancia dentro de los lineamientos estratégicos de PDVSA.

Objetivos

Objetivo general

Visualizar e interpretar datos sísmicos espectralmente descompuestos a partir del análisis de las frecuencias intrínsecas en la traza sísmica, con la finalidad de identificar los diferentes rasgos estratigráficos que pudiesen encontrarse en los intervalos de profundidad establecidos para este estudio.

Objetivos específicos

- Recopilación y validación de información previa.
- Evaluar las diversas técnicas de Descomposición Espectral en datos sísmicos sintéticos y datos sísmicos reales.

- Visualización e interpretación de los datos resultantes de la aplicación de los métodos de Descomposición Espectral en datos sintéticos y datos reales.
- Análisis de resultados.

Justificación

La estimación de espesores de arenas delgadas a partir de los datos sísmicos mediante la utilización de la Descomposición Espectral, puede ayudar en la identificación de eventos estratigráficos con más detalle que las interpretaciones realizadas en la sísmica convencional, contribuyendo así a resolver problemas que normalmente no pueden ser detectados con la sísmica convencional. Es por ello que la interpretación de los datos resultantes de la Descomposición Espectral podrá mejorar y optimizar la localización de puntos de drenaje en los yacimientos, lo que conllevará al mejor desarrollo del esquema de explotación del campo.

Ubicación y extensión geográfica del área de estudio.

El área de estudio se encuentra ubicada en Venezuela-Estado Anzoátegui, específicamente en la Faja del Orinoco en la parte central oeste de la región de Hamaca en un sector del bloque Huyapari (Bloque H), enmarcado en las siguientes coordenadas UTM (Datum La Canoa, Meridiano Central 63°, Zona UTM 20), de oeste a este 367348.62 - 388274.69 y de norte a sur 942327.38 – 927296.94, abarcando una superficie aproximada de 358 km².

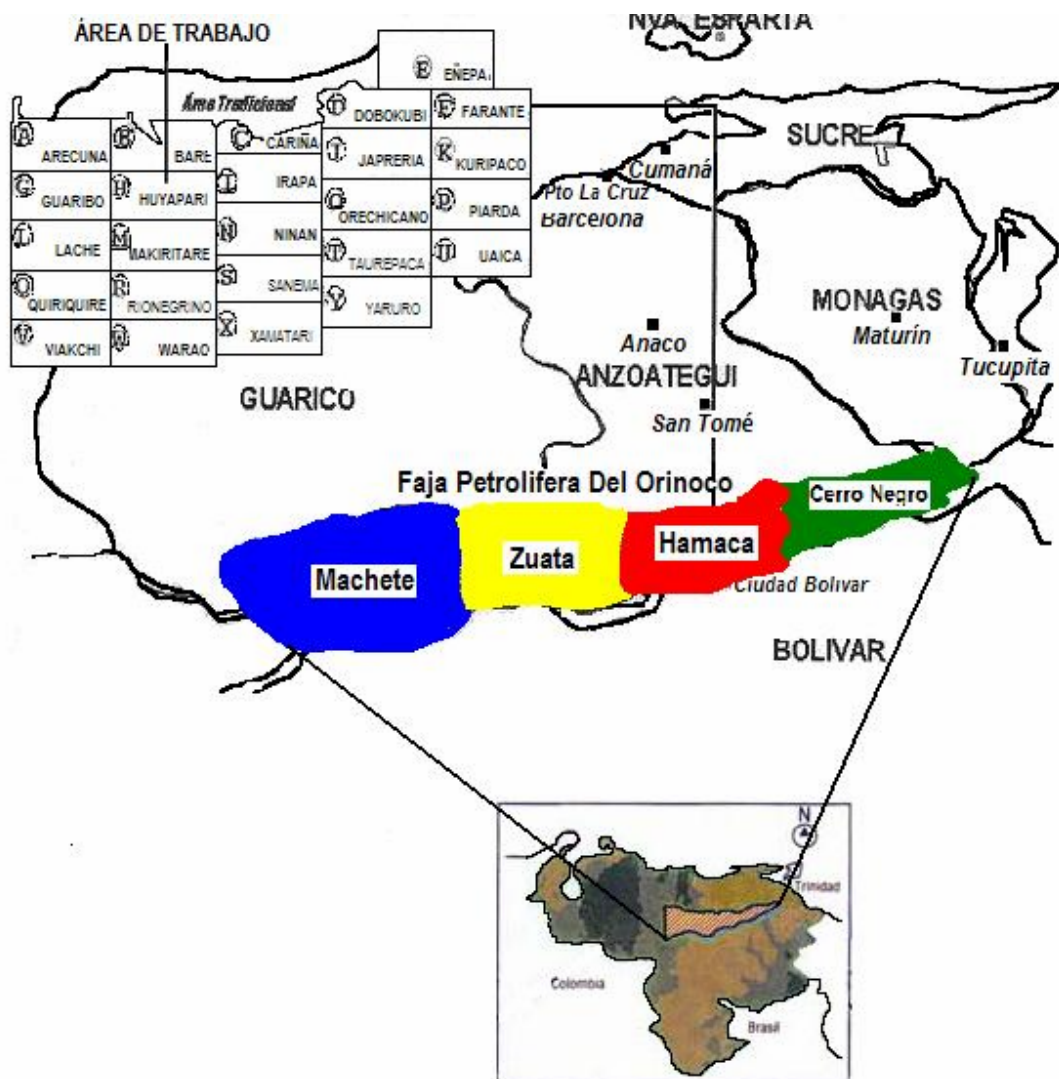


Figura 1.- Mapa de ubicación del área de estudio.

CAPITULO II

ENTORNO GEOLÓGICO.

Descripción Regional.

Una de las acumulaciones más grandes de hidrocarburos en el mundo está localizada en el este de Venezuela en la Faja petrolífera del Orinoco. Esta acumulación contiene reservas de petróleo en sitio (POES) de más de 1.2 trillones de barriles de crudo pesado y extrapesado, entre 10 y 6 grados de gravedad °API. El área esta dividida en cuatro partes, de oeste a este, Machete, Zuata, Hamaca y Cerro Negro y abarca una superficie de 13.3 millones de acres aproximadamente.

Geología Regional.

Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela es una gran depresión estructural ubicada en la región centro-este del país. Comprende de oeste a este los estados Guarico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, llegando a extenderse hasta la plataforma Deltana y la parte sur de Trinidad. Se encuentra limitada al sur por el curso del río Orinoco, desde la desembocadura del río Arauca hacia el este, hasta Boca Grande; al oeste por el levantamiento del Baúl; al norte, por la línea que demarca el piedemonte meridional de la Serranía del interior Central Oriental. Hacia el este, la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al este de la costa del Delta del Orinoco (Calvo, 2001).(ver Fig. 2).

La superficie de la Cuenca Oriental de Venezuela abarca una longitud aproximada de 800 km en sentido oeste-este, un ancho promedio de 200 km de norte a sur, un área total aproximada de 165.000 km² y 20.000 pies de sedimentos

paleozoicos, cretácicos y terciarios entre cadenas montañosas situadas al norte y el Escudo de Guayana emplazado al sur. Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y un área de mesas que comprende los estados Anzoátegui y Monagas.

La cuenca actual es asimétrica, con el flanco sur ligeramente inclinado hacia el norte y un flanco norte más tectonizado y con mayores buzamientos, conectado a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca hacia el norte. Toda la cuenca se encuentra inclinada hacia el este, de manera que su parte más profunda se encuentra al noreste, hacia Trinidad, donde se estima que pudieron acumularse unos 40.000 pies de sedimentos. (Calvo, 2001)

El espesor de las columnas sedimentarias terciaria varía desde pocos centenares de metros en los bordes meridional y occidental, hasta 6 y 8 km en las partes profundas de la cuenca. Por su alto contenido de recursos de hidrocarburos es la segunda cuenca en magnitud de América del Sur, solo sobrepasada por la cuenca del lago de Maracaibo. Si se añaden a estos recursos las reservas estimadas para su parte meridional o Faja petrolífera del Orinoco, pasaría a ser la cuenca de mayores recursos petrolíferos de América del Sur.

Basándose en sus características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas se subdivide en dos subcuencas, a saber: Subcuenca de Guarico y Subcuenca de Maturín (Calvo, 2001).

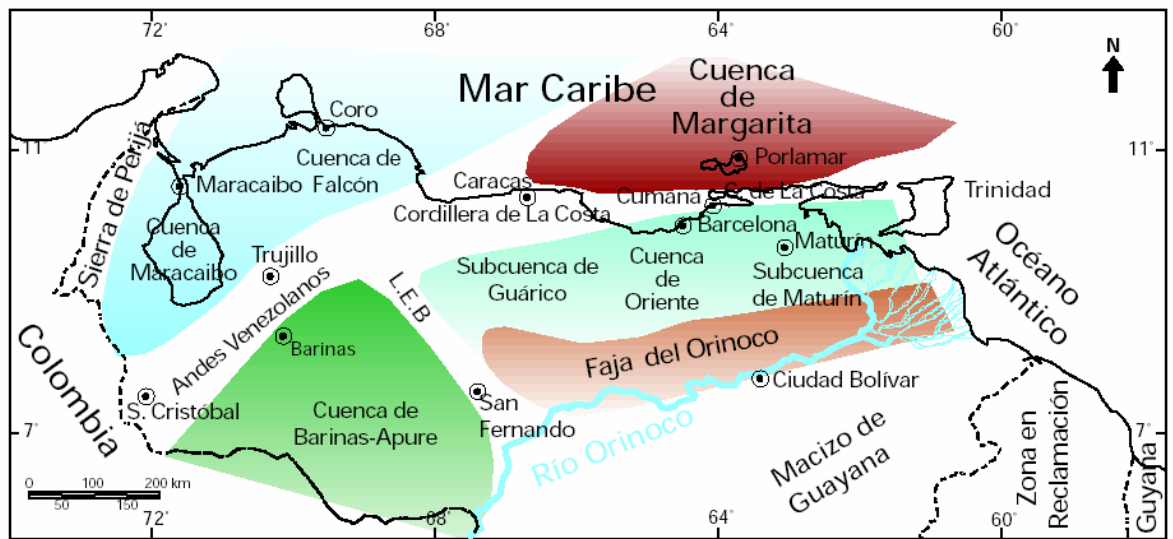


Figura. 2. Cuencas petrolíferas de Venezuela.

(Tomado del WEC-Schlumberger, 1997)

Subcuenca de Guárico: Esta subdivisión comprende los campos del estado Guárico y parte del norte del estado Anzoátegui. El flanco norte de la subcuenca se encuentra asociado al frente de deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico, el cual sobrecarga rocas cretácicas y terciarias, produciendo un marco tectónico complejo. Hacia el Sur, la estructura es más sencilla, con evidencias de depresiones estructurales en las que se conservaron rocas cretácicas y terciarias en la misma dirección. Las principales trampas son combinaciones de tipo estructural y estratigráfico, en los campos alejados del frente de corrimientos.

Subcuenca de Maturín: La Subcuenca de Maturín constituye la principal unidad petrolífera de la Cuenca Oriental. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acúñamientos de las unidades estratigráficas hacia el sur definen dos dominios operacionales: uno al norte del Corrimiento de Pirital y otro al sur.

La estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental representa en buena parte la sedimentación del flanco norte de la Subcuenca de Maturín: una espesa y compleja secuencia que abarca desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno. El flanco sur, en cambio, presenta una estratigrafía más sencilla, semejante a la

estratigrafía de la Subcuenca de Guárico en el subsuelo, con el Grupo Temblador, en su parte inferior, como representante del Cretácico, y un terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno-Pleistoceno, en el que se alternan ambientes fluvio-deltaicos y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales.

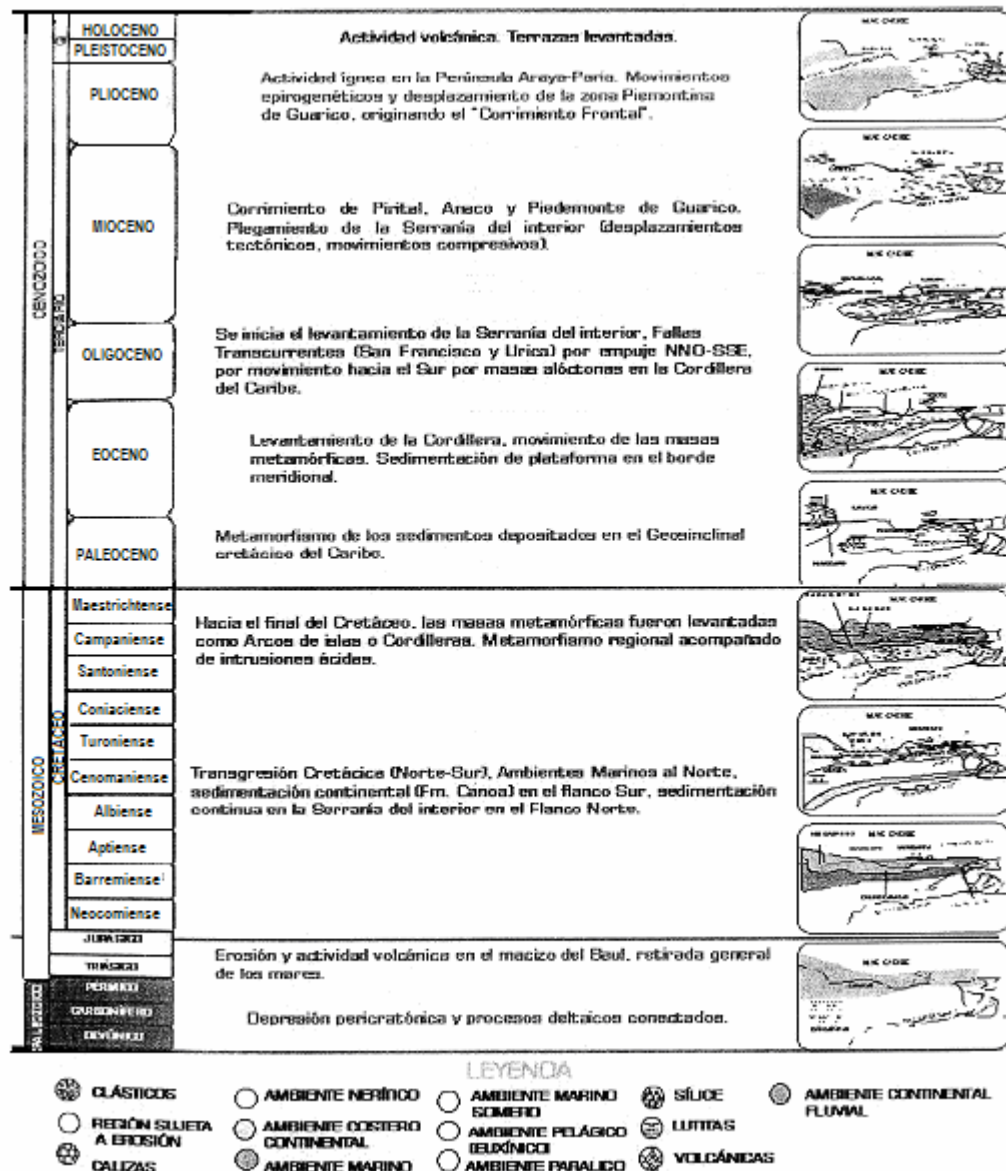


Figura 3.- Evolución tectónica-sedimentaria de la Cuenca Oriental

Faja Del Orinoco.

La Faja del Orinoco ocupa el borde meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela y cubre una extensión de, aproximadamente, 54000 Km² en las áreas al sur de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. Los límites de esta faja son las áreas Mayores de Temblador, Oficina y las Mercedes en su parte norte; el río Orinoco al sur, el Delta del Orinoco al este y el extremo oriental de la Cuenca Barinas-Apure por el oeste.

Con la exploración de la Faja petrolífera del Orinoco se descubrieron cuatro acumulaciones gigantescas que yacen en arenas no consolidadas de origen deltaico. Cada una de estas acumulaciones, contienen crudos con varios rangos de gravedad, sin embargo, un amplio intervalo cubre desde 5° API hasta 20° API, y la gravedad media está sobre los 9° API. De oeste a este se denominan Machete, Zuata, Hamaca, Cerro Negro. Siendo de nuestro interés en este trabajo el área de Hamaca.

Evolución de la Faja del Orinoco.

El mar invadió la cuenca por el norte durante el Cretácico, dándose una sedimentación continental que genera la Formación Canoa; subsiguientemente el mar avanza hacia el sur generando sedimentos marinos de aguas someras que dan origen a la Formación El Tigre (Gonzalez de Juana et al., 1980).

Luego de una erosión extensa durante el Cenozoico se producen tres ciclos de Transgresión-Regresión (Audemard et al. 1985); para que luego se agreguen las Formaciones Las piedras y Mesa.

Primer Ciclo: Es el más antiguo ciclo del terciario que se reconoce en el área, y esta restringido al Oligoceno; Formaciones La Pascua, Roblecito y Chaguaramas las cuales se extienden solo en las zonas de Machete y en la parte noroeste de Zuata con un grosor de 914 m. en el norte ubicadas ambas hacia el oeste de la Faja. La Formación. La Formación Roblecito representa el punto de máxima transgresión, y la Formación Chaguaramas las areniscas regresivas.

Segundo Ciclo: Comienza con un intervalo basal predominantemente arenoso que ocurre en el Mioceno Inferior y Medio, bajo un delta de predominio fluvial donde se sedimenta la Formación Oficina.

Tercer Ciclo: Este se genera en el Mioceno Medio y Superior y está constituido por las Formaciones Oficina (sección superior) y la Formación Freites. En estas dos Formaciones se encuentran cinco unidades litoestratigráficas informales las cuales pueden ser regionalmente correlacionadas y representan intervalos alternantes de arenisca y lutita, estas unidades ilustran los ciclos 2 y 3, estos dos ciclos son separados por secciones superiores de arenas regresivas que dan el inicio del ciclo 3.:

1. Unidad I: Esta corresponde a la Formación Oficina (Miembro Morichal), ciclo 2. Sedimentológicamente es predominantemente arenosa y se extiende a través de toda el área; hacia el norte tiene un grosor aproximado de 305 m. en las áreas Zuata y Machete, adelgazando continuamente hacia el sur hasta desaparecer. La unidad puede ser dividida en dos subunidades: Una progradante y otra transgresiva. La unidad progradante consiste de arenas masivas, las cuales representan la depositación de algunos deltas complejos, y la subunidad transgresiva se encuentra bien distribuida en las áreas de Hamaca y Cerro Negro; este sistema sedimentario tiene una dirección E – O, paralelo al borde sur de la cuenca (Isea, 1987).
2. Unidad II: Formación Oficina (Miembro Yabo), esta representa el pico máximo del ciclo 2 y consiste de una secuencia predominantemente lutítica constituyendo el principal sello de las acumulaciones de hidrocarburos de la unidad I. Se extiende desde la parte norte de Cerro Negro hacia el norte de las áreas Zuata y Hamaca.
3. Unidad III: Formación Oficina (Miembro Jobo). Es predominantemente arenosa e indica la fase máxima de la regresión del Mioceno medio, ciclo 2. En esta se produce un importante depocentro de arenas al oeste de Cerro Negro y este de Hamaca, estas arenas pueden extenderse por más de 80 km, alcanzando un grosor máximo de 137 a 177 m en la parte norte de Hamaca.

4. Unidad IV: Formación Oficina (Miembro Pilon) y Formación Freites, ciclo 3. Es una secuencia predominantemente lutítica de ambiente marítimo nerítico, en donde el pico máximo de la tercera transgresión es representado por el Miembro Pilon.
5. Unidad V: Formación Freites, ciclo 3. Se producen arenas regresivas marinas que constituyen la fase regresiva del ciclo 3. La unidad solo esta presente en la parte norte de Hamaca, en el norte de Cerro Negro y en el área de Zuata donde la erosión no afecto el área. Los procesos sedimentarios no estan aún bien establecidos (Isea, 1987).

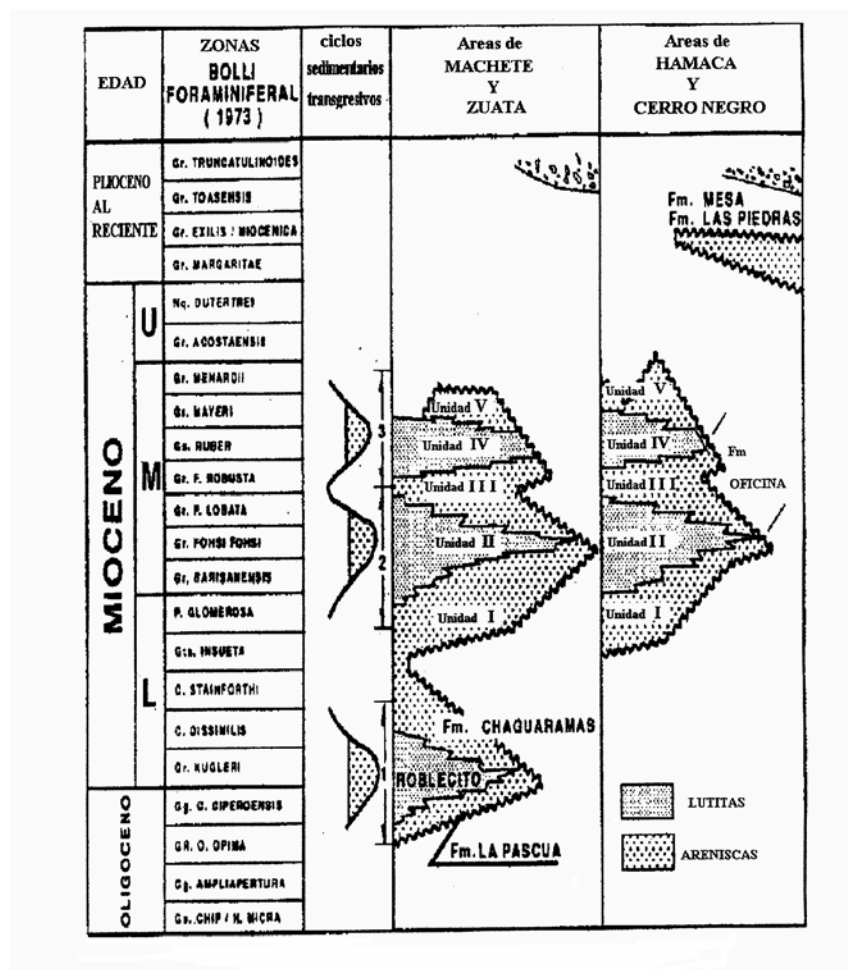


Figura 4.- Ciclos sedimentarios de la Faja petrolifera del Orinoco durante el terciario (Isea, 1987)

GEOLOGÍA LOCAL

Área Hamaca

Una de las áreas con mayores reservas de crudos pesados y extrapesados de Venezuela es el área de Hamaca constituye una sexta parte del total de la faja petrolífera, esta ubicada en la región centro sur del Estado Anzoátegui abarcando una superficie de 877.300 hectáreas; limita por el norte con las áreas tradicionales de Yopales Sur, Miga, Melones, Lejos, Merey, Ostra , Oca, Oveja, Adas, Oritupano y Oleos; al sur con el río Orinoco, por el este con el Área de Cerro Negro y al oeste con el Área de Zuata. (Isea, 1987).



Figura 5.- Ubicación de la Faja del Orinoco. Obsérvese el área de trabajo en color Amarillo.

Aspectos Estructurales.

El patrón estructural del área es de un homoclinal fallado de aproximadamente 1° de buzamiento, de rumbo general este-oeste y buzamiento hacia el norte, con inclinaciones de dos grados en el sur y hasta de seis grados en el noroeste identificándose como una línea de bisagra. El régimen tectónico del área es extensivo y se caracteriza básicamente por dos sistemas de fallas normales, un primer sistema noreste-suroeste de extensión regional, de buzamiento hacia el norte y corrimiento de unos 600 pies, desde el basamento hasta el tope de oficina. El segundo sistema representa un conjunto de extensión noroeste-sureste, constituidos por fallas normales inclinadas tanto hacia el norte como hacia el sur y desplazan hacia el sureste las fallas del primer sistema. (Isea, 1987).

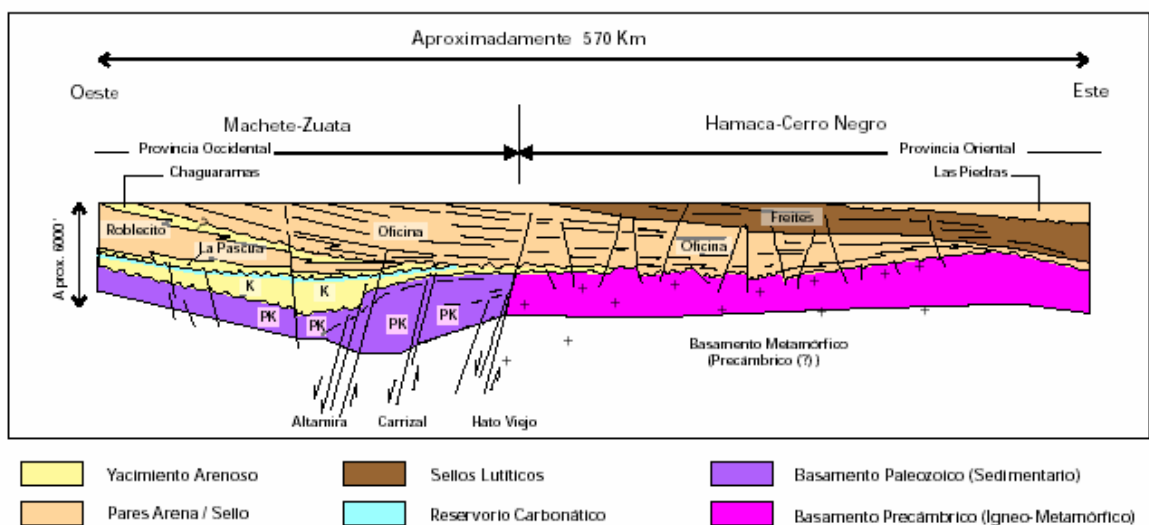


Figura 6.- Configuración estructural esquemática de la Faja del Orinoco.

(Tomado de Schlumberger, 1997.)

Entrampamiento de Hidrocarburos.

En el Área de Hamaca las acumulaciones se pueden agrupar en dos categorías, de primer orden y segundo orden. En las acumulaciones de primer orden el entrampamiento es predominantemente estratigráfico como

consecuencia del acúñamiento de las arenas inferiores de la Formación Oficina contra el basamento, sobre el que reposan discordantes. Las acumulaciones de segundo orden son de extensión limitada y ocurren principalmente en arenas lenticulares de espesores moderados en la Formación Oficina; su mecanismo de entrapamiento es fundamentalmente estructural-estratigráfico por intersección de las arenas lenticulares con los diferentes sistemas de fallas (Funes, D. 1985). Aunque hacia el norte de Hamaca existen zonas de entrapamiento estructural en las arenas de las formaciones Merecure y Oficina, que se encuentran discordantes sobre el Cretácico (Isea, 1987).

Sistemas Depositacionales

La zona presenta tres ciclos diferentes para la columna sedimentaria, el primero de ellos discordantemente depositado sobre el macizo Guayanes, este abarca arenas de grano grueso de edad Paleozoica, el siguiente ciclo corresponde a la transgresión marina del cretácico caracterizándose por ambientes marinos someros. Con la retirada de los mares cretácicos se depositaron formaciones transgresivas del Terciario como efecto general, la sedimentación resultante es de capas de arenas con intercalaciones de lutitas y el comienzo de un intenso periodo de erosión.

El modelo sedimentario describe un ambiente fluvio-deltaico con canales distributarios orientados hacia el norte, “vértice” en el Pao y zonas de marisma hacia el este y el oeste (fig.7). El petróleo de Hamaca se generó a partir de rocas cretácicas al norte de la cuenca siendo para ese entonces más liviano, pero al migrar perdió volátiles, biodegradándolo y haciéndole más pesado (Jhonsen, 1999).

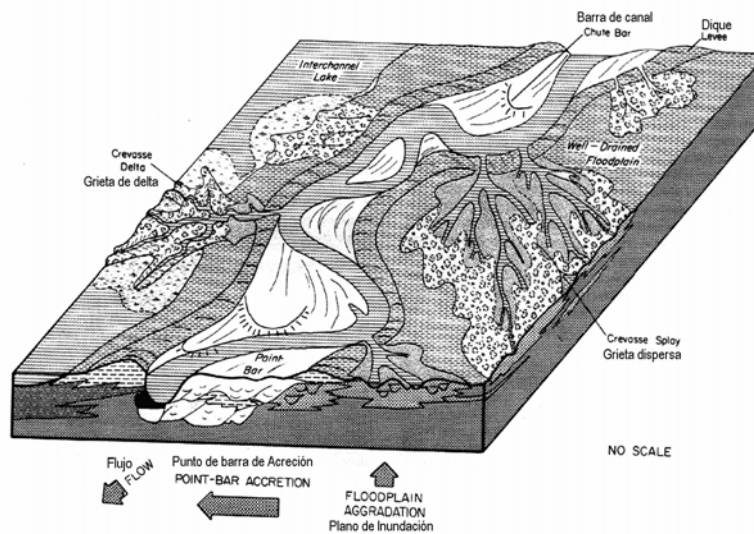


Figura 7.- Ambientes de un sistema deposicional fluvial mixto
(Jhonsen, 1999).

Estratigrafía.

Puede definirse estratigráficamente como una cuña de rocas sedimentarias que se incrementa y buza hacia el norte, suprayacente al basamento constituido por rocas ígneas y metamórficas del escudo de edad precámbrica de Guayana que aflora al sur del río Orinoco

Sedimentos cretáceos se sobreponen sobre el basamento en la parte más profunda de la cuenca y existe como un remanente aislado erosional en la parte más somera. En el flanco suroeste arenas y lutitas de edad Miocena de la formación Oficina yace directamente sobre el basamento. La columna estratigráfica se extiende desde el Paleozoico hasta el Cuaternario y está representada por las formaciones Hato Viejo y Carrizal del Paleozoico, Grupo Temblador del Cretáceo, Las formaciones Merecure – Oficina – Freites – Las Piedras del Terciario y la Formación Mesa del Pleistoceno (Isea, 1987). En la figura 8, se muestra en forma esquematizada las relaciones estratigráficas de las diferentes formaciones presentes en cada una de las zonas de estudio.

Basamento Igneo- Metamórfico

Los análisis de núcleos, realizados hasta el presente, en el área de la Faja Petrolífera del Orinoco, han permitido identificar una diversidad de rocas pertenecientes al complejo Igneo-Metamórfico de Guayana, tales como granodioritas, granitos, gneises y dioritas.

Paleozoico

El Paleozoico, preservado en ciertas depresiones del sector noroeste de Hamaca, ha sido penetrado parcialmente por muy pocos pozos; está representado por las Formaciones Hato Viejo y Carrizal.

Formación Hato Viejo: Es una secuencia predominantemente arenácea. Las areniscas son arcósicas, cuarcíticas, duras y de grano fino a grueso.

Formación Carrizal: De ambiente marino, está compuesta principalmente de argilitas negras a verdosas, densas y macizas con intercalaciones de limolitas.

Cretáceo

Los sedimentos cretácicos, representados por las Formaciones Tigre y Canoa del Grupo Temblador, están restringidos al noroeste de Hamaca. Este intervalo cretácico se adelgaza y acuña hacia el sur.

Formación Canoa (Cretáceo Medio): Se encuentra discordante sobre el basamento Igneo-Metamórfico, consiste esencialmente de sedimentos continentales constituidos por areniscas conglomeráticas, areniscas y limolitas generalmente abigarradas.

Formación Tigre (Cretáceo Superior): De ambiente marino, es una secuencia variable de areniscas glauconíticas, generalmente gruesas y friables, limolitas gris-verdosas y lutitas carbonáceas.

Terciario

Formación Merecure (Oligoceno Superior-Mioceno Inferior): En el norte de la cuenca Oriental, el grupo Merecure está dividido en tres Formaciones (Los Jabillos, Areo y Naricual), mientras que en el área de

Hamaca consiste de una sola facies de areniscas fluviales, con intercalaciones de lutitas y limolitas, denominada Formación Merecure, la cual se adelgaza y se acuña hacia el sur. Esta Formación se restringe al extremo noroeste del área de Hamaca.

Formación Oficina (Mioceno Inferior y Medio): La Formación Oficina del norte de Hamaca, esta constituida por areniscas y lutitas alternadas con intercalaciones de limolitas, argilitas y ocasionales lignitos. Es la unidad más importante desde el punto de vista de acumulaciones comerciales de hidrocarburos. Hacia el Sur de la “línea de bisagra”, la Formación Oficina descansa discordantemente sobre el basamento.

Formación Freitas (Mioceno Superior): Esta se caracteriza por la existencia de tres intervalos litológicos: uno superior, representado por la intercalación de areniscas y lutitas, otro intermedio de carácter lutítico y un tercero, inferior, donde nuevamente existe la intercalación de areniscas y lutitas.

Formación Las Piedras (Plioceno): De ambiente fluvial, se compone de areniscas con intercalaciones de lutitas, arcilitas y limolitas.

Cuaternario

Formación Mesa (Pleistoceno): De ambiente fluvio-deltaico y paludal, está compuesta por arenas de grano fino o grueso, intercaladas con arcillas y conglomerados.

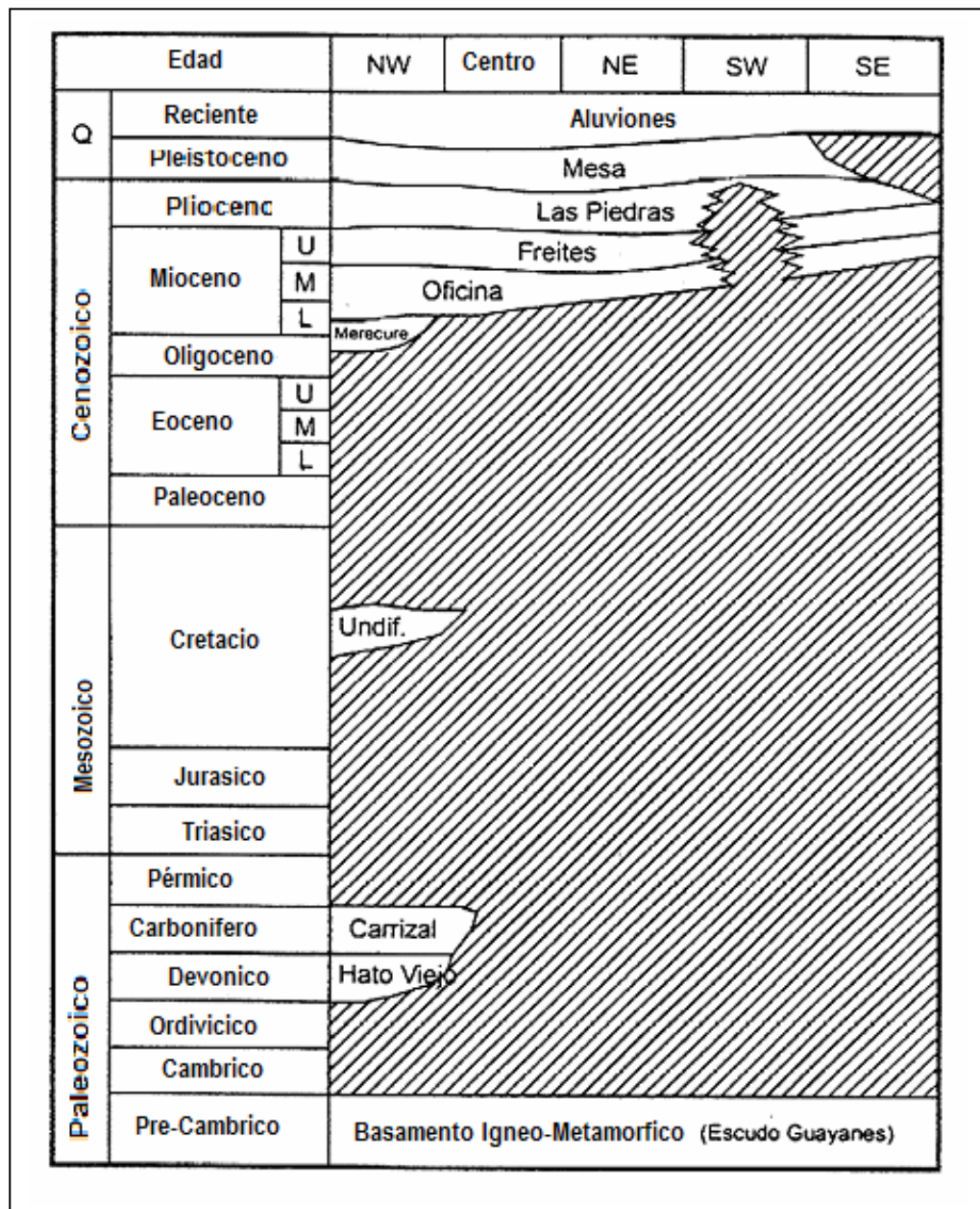


Figura 8.- Columna Estratigráfica del área Hamaca.

El área de Hamaca, está dividida en 25 bloques (fig. 9), estos a su vez, están identificados con una letra del abecedario que va desde la A hasta la Y, las cuales representan las iniciales de cada uno de estos bloques, a saber: Arecuna, Bare, Cariña, Dobokubi, Eñepa, Farante, Guaribo, Huyapari, Irapa, Japreria, Kuripaco, Lache, Makiritare, Ninan, Orechicano, Piaroa, Quiriquire, Rionegrino, Sanema, Taurepaca, Uaica, Viakchi, Warao, Zamatari, Yaruro. En este trabajo se hará referencia al Bloque Huyapari (Bloque H).

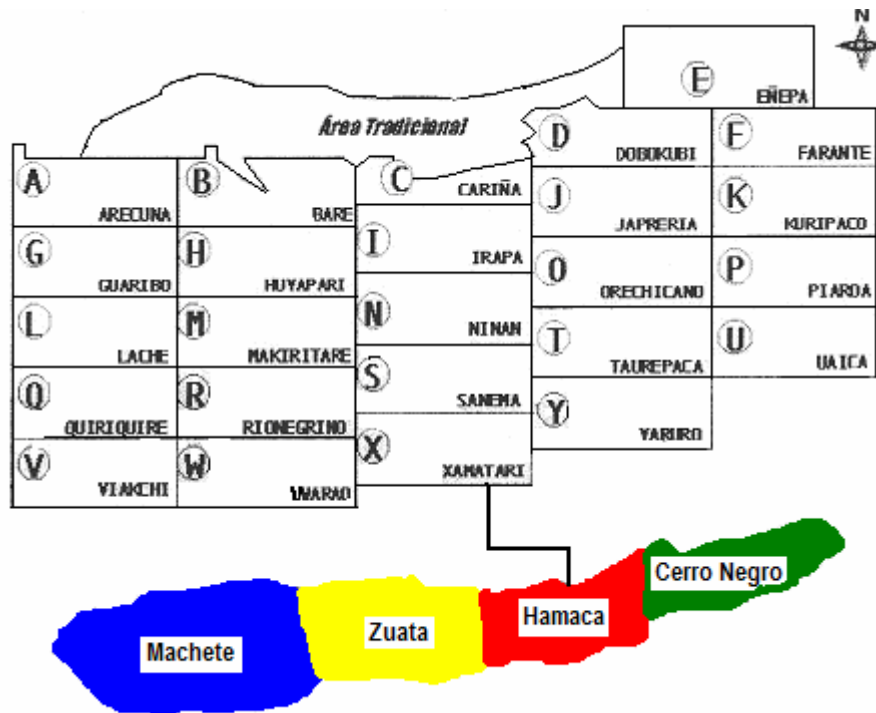


Figura 9.- División en bloques del área Hamaca.

Bloque Huyapari.

Este bloque posee características geológicas similares a toda el área de Hamaca. Su entrapamiento es de combinación estructural - estratigráfica, es decir, fallas y controles litológicos laterales. La mayoría de las fallas son de origen extensivo. La secuencia estratigráfica está constituida por sedimentos que abarcan desde el Cretáceo hasta el Reciente, depositados en un ambiente fluvio-deltaico, comenzando con la Formación Canoa del grupo Temblador depositada discordantemente sobre el basamento ígneo-metamórfico del Escudo de Guayana. Suprayacente a la misma sigue una secuencia alternante de areniscas, lutitas, limonitas y lignitos pertenecientes a la Formación Oficina que fueron depositadas en ambientes deltaicos y marinos someros. Sobre la Formación Oficina se depositaron lutitas y limonitas transgresivas de la Formación Freitas, de ambiente marino poco profundo. La parte superior de la secuencia la constituyen las arenas

de la Formación Las Piedras de origen continental fluvial y de la Formación Mesa de origen fluvial.

En la figura 10 se muestra un registro tipo de interpretación de facies, del área de trabajo, en donde se especifican dos de las superficies escogidas para la interpretación y visualización: Basamento y SEQ_2.

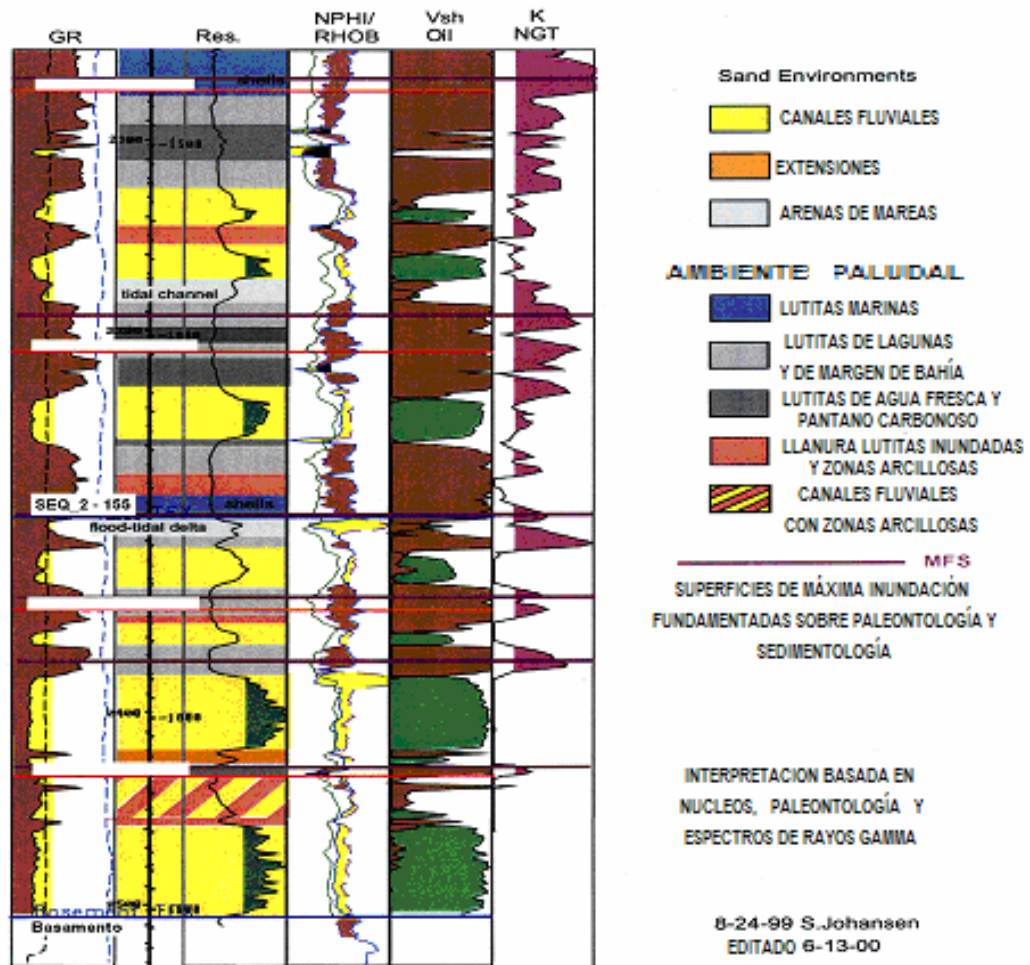


Figura 10.- Interpretación de Facies. En esta fig. se observan 2 de las superficies interpretadas: Basamento y SEQ_2.

FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

Un espectro de amplitud o fase es una característica o huella que resulta de la descomposición de una señal en un determinado rango de frecuencias, esta descomposición genera distintas señales u ondas, en donde cada una posee características específicas.

El análisis espectral es una herramienta fundamental para la descripción de muchos fenómenos del mundo real ya que es esencial para la solución de variados problemas científicos en las áreas de Electrónica, Termodinámica, Óptica, Astrofísica, Teoría de la Información o Psicología, Oceanografía y otras.

El objetivo de las técnicas de análisis espectral es mejorar en forma considerable la calidad geométrica de las imágenes, ya que muchos fenómenos físicos son más fácilmente comprendidos si se tratan desde un dominio referencial diferente, como por ejemplo, la transformación que sufre una señal al pasar del dominio tiempo al dominio frecuencia, lo cual permite detallar características que son difíciles de observar en el dominio tiempo. En este tipo de análisis se basará este trabajo.

Fue Jean Baptiste Fourier quien desarrolló la teoría en la que están basadas casi todas nuestras técnicas modernas de análisis espectral, una de las más esenciales en la solución de problemas universales es la Transformada de Fourier (TF) (Brigham, 1974).

Una de las herramientas que aporta un nuevo enfoque en la interpretación sísmica, es la Descomposición Espectral, método a través del cual se analizan los datos sísmicos desde el dominio de la frecuencia para su interpretación.

Descomposición Espectral.

Aproximadamente desde los años 70 muchos pioneros de la investigación han intentado cuantificar el espesor de los estratos de rocas, descubriendo que una reflexión en una capa posee una expresión característica en el dominio de la frecuencia, esto se debe a que una traza sísmica es la suma de un conjunto de señales producidas cuando las ondas se transmiten o propagan por un medio. Los diferentes materiales de rocas originan distintas respuestas de resonancia debido a su consistencia física, estas respuestas son reflejadas en la traza sísmica, por ello es identificable en los datos sísmicos las distintas estructuras y cuerpos estratigráficos presentes.

Una traza sísmica esta compuesta por variaciones en las frecuencias, en las amplitudes y eventualmente en las fases. Al ser descompuesta en sus componentes espectrales mediante el uso de la Transformada Discreta de Fourier (TDF) es convertida en una función de valores complejos de frecuencia. La respuesta en frecuencia de un sistema nos aporta el conocimiento de como se comporta ese sistema para diferentes entradas desde el dominio de la frecuencia, obteniéndose así que, para cada valor de esta se tendrá un número complejo con un valor de amplitud y un ángulo de fase asociado.(Partyka, Gridley and Lopez, 1999).

Las relaciones entre las frecuencias son necesarias para poder entender el tipo de sistema que se esta observando. Altas frecuencias tienden a revelar fallas suaves, mientras bajas frecuencias tienden a cortar ruidos continuos y revelar estructuras gruesas y tendencias de fallas.

Los espesores más delgados muchas veces no pueden ser detectados debido a su baja resolución vertical, la cual depende de la longitud de onda, de la velocidad y de la frecuencia de una unidad estratigráfica. La resolución vertical viene dada por la siguiente fórmula:

$$(1) \quad \lambda / 4 = V_{\text{int}} / 4 f_{\text{DOM}}$$

Donde: λ = Longitud de Onda

V_{int} = Velocidad intervállica

f_{DOM} = Frecuencia Dominante

El espesor mínimo en el cual puede diferenciarse entre tope y base de un estrato es el espesor de entonación, espesor aproximadamente igual a $\lambda / 4$ y es donde la amplitud alcanza su máximo valor.

La importancia del método de Descomposición Espectral radica en el uso de la frecuencia como factor variable empleado para la identificación de cuerpos estratigráficos que se detallan en los datos sísmicos. La frecuencia mínima que debe usarse tiene que ser igual a un múltiplo del incremento de la frecuencia; y la frecuencia máxima siempre es ajustada a un múltiplo entero del intervalo de frecuencias probado. La frecuencia más alta permitida es la frecuencia Nyquist, la cual no es más que la frecuencia más alta donde se puede observar dos muestras por ciclo. Estadísticos se refieren a la frecuencia Nyquist como la frecuencia crítica (f_c), dada por:

$$F_c = 1 / 2 * \Delta$$

Donde: Δ = tasa de muestreo y F_c = frecuencia de Nyquist

Cada ciclo debe tener por lo menos dos muestras, como se puede observar en la figura 11, de esa manera se puede generar una representación de una señal lo más cercana a una señal real, generándose así la frecuencia más alta que se pueda codificar de la señal. Un rango de frecuencia aceptable podría ir desde frecuencia cero hasta la frecuencia Nyquist.

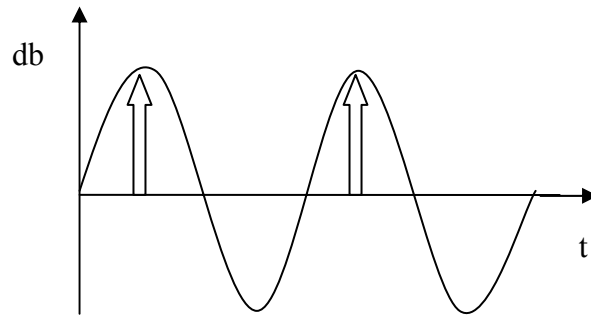


Figura 11.- Representación gráfica de una señal con dos muestras por ciclo.

El estudio de una señal en el dominio de la frecuencia permite profundizar más en las características intrínsecas de la traza sísmica, siendo así de vital importancia el estudio de los espectros de una señal. La teoría en que se basan las técnicas de análisis espectral es la Transformada de Fourier.

TRANSFORMADA DE FOURIER

La Transformada de Fourier es la conversión de una función en el dominio del tiempo $x(t)$ en una función representada en el dominio frecuencia $X(f)$ a través de una integral. Esta integración transformará cualquier señal continua de tiempo de forma arbitraria en un espectro continuo con una extensión de frecuencias infinita (Sheriff, 1977).

La Transformada de Fourier se define como:

$$(2) \quad X(t) \leftrightarrow X(f) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t) e^{-j 2 \pi f t} dt$$

Y su inversa es:

$$(3) \quad X(f) \leftrightarrow X(t) = \int_{-\infty}^{\infty} X(f) e^{j2\pi ft} df$$

transformando de nuevo la señal del dominio de frecuencia al dominio temporal.

La condición para que exista $X(f)$ esta dada por la siguiente ecuación:

$$\int_{-\infty}^{\infty} |x(t)|^2 \cdot dt < \infty$$

En otras palabras la función $x(t)$ debe ser absolutamente integrable (Hwei P. Hsu 1970). Es decir, que si la integral existe para cada valor del parámetro f entonces $X(f)$ es la transformada de $x(t)$.

En general la transformada es una cantidad compleja expresada por:

$$(4) \quad X(f) = R(f) + jI(f) = |X(f)| e^{j\theta(f)}$$

(Hwei P. Hsu 1970), donde $R(f)$ es la parte real de la transformada, $I(f)$ la parte imaginaria, $|X(f)|$ el espectro de Amplitud, y $\theta(f)$ el ángulo de fase o espectro de fase y están dados por:

$$R(f) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t) \cdot \cos(ft) dt \quad ; \quad I(f) = - \int_{-\infty}^{\infty} x(t) \cdot \sin(ft) dt ;$$

$$|X(f)| = \left(R^2(f) + I^2(f) \right)^{1/2} \quad ; \quad \theta(f) = \arctg \left[\frac{I(f)}{R(f)} \right]$$

En Geofísica, la Transformada de Fourier es de gran importancia en el procesamiento de los datos sísmicos, de allí que, la transformación de una señal en el dominio de la frecuencia es la base para un número significativo de métodos de procesamiento. La representación de una señal en el dominio de la frecuencia permite delinear y esclarecer muchas dificultades que no pueden ser visualizadas en el dominio del tiempo (chakraborty and Okaya, 1995).

La transformada de Fourier no se presta fácilmente para cálculos en computadoras digitales, es de allí de donde nace la búsqueda de desarrollar un método capaz de trabajar con cálculos digitales, este método es la transformada discreta de Fourier (TDF), la cual es calculada con el uso de un algoritmo llamado transformada rápida de Fourier (TRF). Este conjunto de algoritmos reduce el tiempo de computación requerido para realizar la TDF (transformada discreta de Fourier) (Ron Bodre, 1999).

La Transformada Rápida de Fourier (TRF) trabaja con un rango de frecuencias cubierto por el análisis TRF (transformada rápida de Fourier) y depende de la cantidad de muestras recogidas y de la proporción de muestreo; se puede ver que la proporción de muestreo determina la frecuencia más alta que se podrá codificar en la señal (Ron Bodre, 1999).

Transformada discreta de Fourier (TDF)

La capacidad de calcular de las computadoras modernas ha hecho muy atractivo la aplicación del cálculo digital de la transformada de Fourier en muchos problemas. Probablemente la primera persona que concibió la Transformada Discreta de Fourier (TDF) fue Wilhelm Friedrich Gauss, el famoso matemático alemán, del siglo XIX. La Transformada Discreta de Fourier (TDF) opera con una señal de muestras o señal discreta en el dominio del tiempo, a partir de la cual se genera un espectro de muestras o espectro discreto en el dominio de la frecuencia (D'Ambrosio, 2002)

El espectro que resulta es una aproximación de la serie de Fourier, o sea que la transformada discreta de Fourier (TDF) es un caso especial de la transformada continua de Fourier asumiendo así que las N muestras de la función original $x(t)$ son un periodo de una onda periódica, la transformada de Fourier (TF) de esta función periódica esta dada por el cálculo de las N muestras. Entonces la clave hacia la transformada discreta de Fourier (TDF) es la existencia de una forma de onda de la que se tomaron muestras, esto es la posibilidad de representar la forma de onda en una serie de números (D'Ambrosio, 2002).

Si la proporción de muestreo es lo suficientemente alta como para asegurar una representación razonable de la forma de la señal, la transformada discreta de Fourier (TDF), sí produce un espectro que es muy similar a un espectro de la señal real. Este espectro también es discreto, y no hay información entre las muestras o "líneas" de espectro. En teoría, no hay límite al número de muestras que se puedan usar, o a la velocidad del muestreo. (D'Ambrosio, 2002)

El método de la transformada discreta de Fourier se basa en la transformación de la data sísmica en tiempo, $x(t)$, dentro del espacio frecuencia, (f) , con la siguiente operación:

$$(5) \quad X(f) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t) e^{-j 2 \pi f t} dt$$

El algoritmo matemático de la TDF se muestra a continuación:

$$(6) \quad TDF = X(f) = \sum_{t=0}^{N-1} x(t) e^{-(j 2 \pi f) / N}$$

Donde:

$$j = \sqrt{-1}$$

$x(t)$ = Valor de la amplitud de la traza sísmica en tiempo t

$X(f)$ = Valor de la amplitud de la traza transformada en frecuencia (f)

N = Número de muestras tomadas.

Ahora sustituyendo $e^{j\theta}$ por la identidad de Euler

$e^{j\theta} = \cos(\theta) + j \sin(\theta)$ dentro de la TDF queda que:

$$(7) \quad TDF = X(f) = \sum_{t=0}^{N-1} x(t) (\cos(2\pi f / N) + j \sin(2\pi f / N))$$

Obteniéndose un espectro complejo como resultado, donde la parte real es la transformada del coseno y la parte imaginaria es la transformada del seno; este espectro complejo también puede ser expresado de la siguiente forma:

$$(8) \quad |X(f)|e^{i\gamma(f)}$$

Donde $X(f)$ es el espectro de amplitud calculado por:

$$|X(f)| = (\text{parte real de } X(f)^2 + \text{parte imaginaria de } X(f)^2)^{1/2}$$

y $\gamma(f)$ es el espectro de fase calculado por:

$$\gamma(f) = \arctg [\text{Parte imaginaria de } X(f) / \text{parte real de } X(f)]$$

Cuando se varía el valor de la frecuencia en la formula del espectro complejo se obtienen distintos valores del espectro de amplitud y del espectro de fase, generándose distintas respuestas para distintos valores de frecuencia, siendo esto el objetivo fundamental de la transformada discreta de Fourier (TDF).

Aplicaciones de la transformada discreta de Fourier en la data sísmica

Actualmente la búsqueda de una solución rápida y eficiente que ayude a reducir las incertidumbres de los datos sísmicos a incrementado el estudio de la información contenida en la traza sísmica, esto con la finalidad de disminuir los costos en la interpretación de yacimientos.

A través del uso de la transformada discreta de Fourier la descomposición espectral posee un amplio rango de recursos que pueden ser usados para obtener mejores resultados a los problemas surgidos en la interpretación de reservorios (Partyka, Gridley and López, 1999). Entre algunas de las aplicaciones posibles se pueden mencionar:

Delineación de cuerpos estratigráficos.

Genera respuestas sobre el orden de depositación de los estratos.

Generación de mapas estructurales detallados que involucran sistemas de fallas complejos.

Modelo de reservorios.

Un ejemplo de estas aplicaciones es mostrado por Partyka, Gridley and López (1999), en el Golfo de México, en donde se muestra la definición de canales y fallas que se obtiene usando la Descomposición Espectral.

Los atributos sísmicos

Los atributos sísmicos son el resultado de la aplicación de diversas operaciones matemáticas a las trazas sísmicas, representados por una medición o computo obtenida de los datos sísmicos, y basados en mediciones de amplitud y frecuencia (Brown Alistair, 1991). Los atributos son medidas específicas de tipo geométrico, dinámico o de rasgos estadísticos derivados de los datos sísmicos que pueden ser relacionados a tópicos específicos de yacimientos o anomalías del subsuelo.

Existen una gran cantidad de atributos que resaltan rasgos característicos específicos de los datos sísmicos, algunos de ellos revelan anomalías que son difíciles de detectar e incluso otros son indicadores directos de hidrocarburos.

Una de las clasificaciones de atributos sísmicos basados en las características de los yacimientos fue realizada por Chen and Sidney (1997) (fig. 12), en esta clasificación el muestra un esquema detallado de los tipos de atributos y el uso de cada uno de estos.

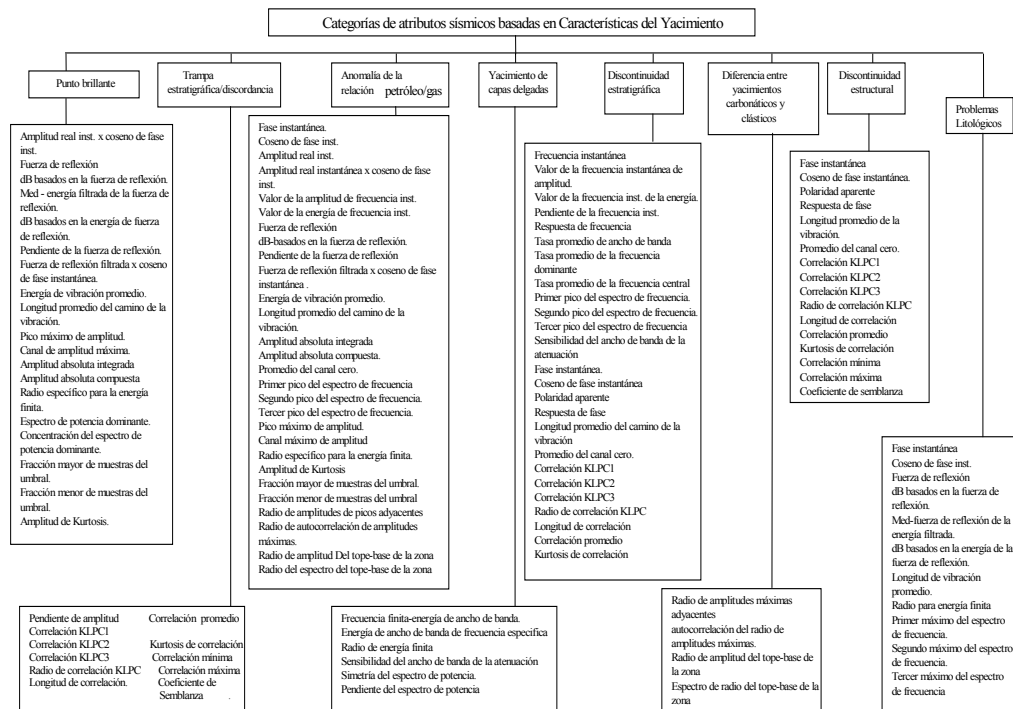


Figura 12.- Categorías de atributos sísmicos basados en las características y condiciones del yacimiento. Tomado de Chen and Sidney (1997)

La Descomposición Espectral es un atributo sísmico no convencional que se encarga de descomponer la traza sísmica en sus componentes espectrales haciendo uso de la transformada discreta de Fourier (TDF) o del método de Máxima Entropía (MME), (Castagna, et al, 2003). Al transformar los datos sísmicos del dominio tiempo al dominio frecuencia se pueden observar cambios en el espectro de amplitud y en el ángulo asociado a la fase, obteniéndose resultados de la distribución de los cuerpos que solo pueden ser vistos en el dominio de la frecuencia, permitiendo resolver con mayor certeza límites de yacimientos, heterogeneidades y definición de capas delgadas.

La descomposición espectral a través de la transformada discreta de Fourier (TDF) no sólo es usada para detectar cualitativamente espesores de cuerpos estratigráficos y eventos estructurales, si no que también es efectiva detectando cuantitativamente espesores de reservorios.

Sea cualitativamente o cuantitativamente la descomposición espectral exhibe usualmente mejores resultados que muchos atributos convencionales y viene a proveer un nuevo significado en el uso de los datos sísmicos, arrojando resultados temporales de mapas e imágenes de espesores de capas y discontinuidades detectables en el cubo sísmico 3D (Castagna, et al, 2003).

Partyka, Gridley and Lopez (1999) afirman que la idea que provee la Descomposición Espectral es que una capa delgada origina una reflexión con una expresión característica en el dominio de frecuencia, dando así origen a espesores temporales o momentáneos de capas. Por ejemplo, una simple capa delgada homogénea introduce una predecible y periódica secuencia de marcas o huellas dentro del espectro de amplitud de una reflexión compuesta, estas marcas son detectadas desde el dominio de la frecuencia pudiéndose así delinear cuerpos estratigráficos que no son detectados en el dominio tiempo.

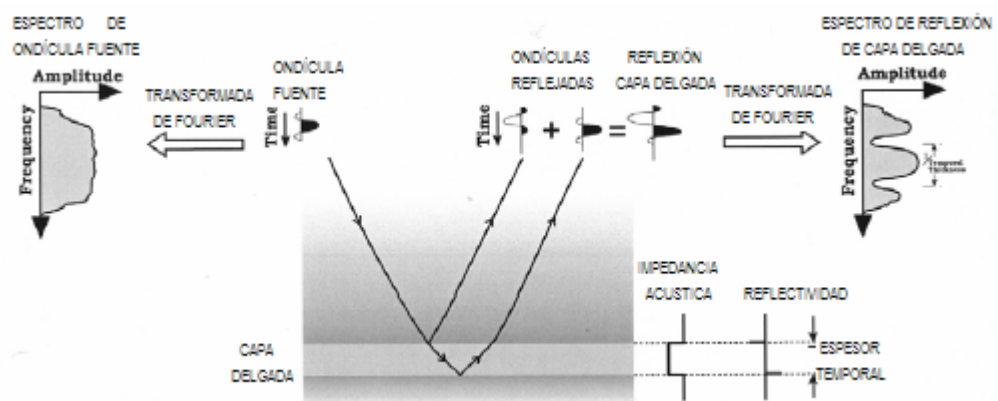


Figura 13.- Imagen espectral de una capa delgada (Modificada de Partyka, Gridley and Lopez 1999).

El espectro de amplitud delinea la variabilidad de las capas delgadas vía modelos de huellas espectrales, las cuales son relacionadas a la variabilidad de masas de roca local, como se observa en la figura 13. De igual manera el espectro de fase responde a discontinuidades laterales. La amplitud y la fase relacionan fenómenos de interferencia que permiten interpretar rápida y eficientemente la

cuantificación y mapeo de la variabilidad de masas de roca utilizando el volumen sísmico 3D.

El Método de Descomposición Espectral delinea con mayor eficacia en sísmica 3-D el conjunto estratigráfico, pudiéndose visualizar estas respuestas para un horizonte en específico como se muestra en la figura siguiente. (Partyka, Gridley and Lopez 1999).

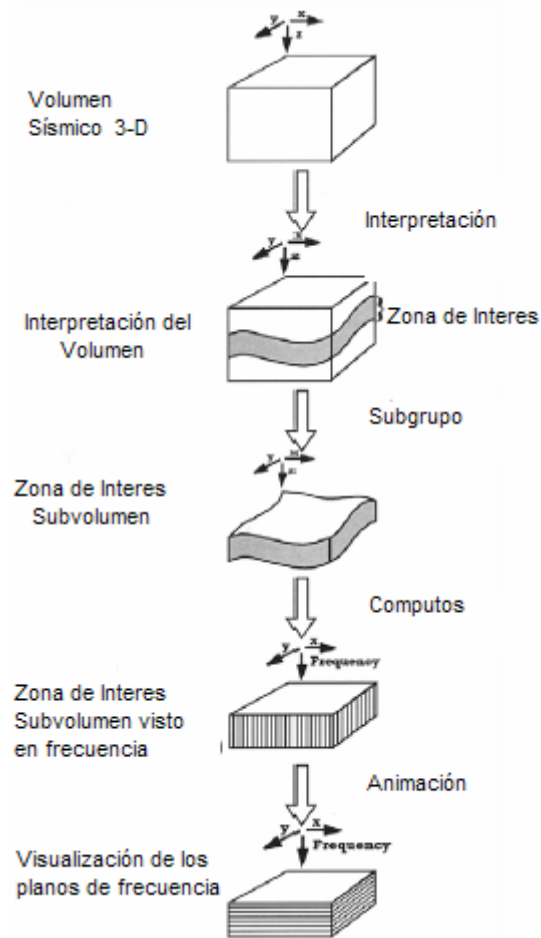


Figura 14.- Obtención de la zona de interés en planos de frecuencias (Modificado de Partyka, Gridley and Lopez 1999).

Al transformar los datos sísmicos dentro del dominio frecuencia con el uso de la transformada discreta de Fourier (TDF) se observan algunos cambios en el espectro de amplitud y en el espectro de fase; el primero refleja una delineación temporal de la variación de espesores de capas y el segundo indica discontinuidades geológicas laterales. Estos cambios en los datos sísmicos reflejan resultados alentadores en la búsqueda de cuerpos de arenas, capas delgadas y discontinuidades en el subsuelo, aportando al interprete una visión más amplia durante el desarrollo del reservorio.

Otro de los métodos no convencionales usado para la descomposición espectral es el método de Máxima Entropía (MME), método no lineal que trabaja con una ventana de análisis sísmico de 30 ms o menos; este método es más usado que el método de la Transformada Discreta de Fourier para analizar espesores de baja afinación. (Landmark Graphics™, 2002).

Método de Máxima Entropía (MME).

El método de Máxima Entropía (MEM) muestra respuestas considerables para la estimación de espectros y debería ser considerado seriamente cuando la longitud disponible en los datos sísmicos es limitada. (Andersen 1974)

El Método de Máxima Entropía (MEM) se basa en la transformada Z , $Z \equiv \ell^{2\pi i f \Delta}$ donde Δ es la muestra del intervalo en el dominio tiempo. La transformada Z hace posible el análisis de ciertas señales discretas que no tienen transformada de Fourier en tiempo discreto; pudiéndose demostrar que la transformada Z se reduce, a la transformada de Fourier de tiempo discreto cuando la variable de transformación es unitaria es decir cuando $|Z| = 1$. Con el método de la transformada Z , las soluciones a las ecuaciones en diferencias se convierten en un problema de naturaleza algebraica.

Con el método de Máxima Entropía se trata de extraer las reflexiones primarias, las cuales son impredecibles y carecen de un orden en la ondícula. El espectro de Máxima Entropía tiene una capacidad notable para enfocar capas extremadamente angostas o estrechas. Al mismo tiempo un cálculo apropiado del espectro de máxima entropía alisará bruscamente las áreas de baja energía espectral. Los inmensos planos de bajo poder espectral tienden a bajar y aplanarse, mientras que los altos importantes sobresalen destacadamente. Los picos (“spike”) espectrales a menudo tienen valores tan altos que su localización puede ser encontrada con una resolución más distante que la obtenida por la Transformada discreta de Fourier. (Landmark Graphics™, 2002).

Estudios realizados por Jhonsen and Andersen (1978), sugieren un procedimiento rápido y simple para la estimación de espectros a través del MME, el toma un grupo de datos $x_1, x_2, \dots, x_N$ con un espaciamiento igual a Δt . El procedimiento es una formalización del método de Burg (1968).

El poder del espectro del MME $P(f)$ es estimado por:

$$(9) \quad P(f) = \frac{P_m \Delta t}{\left| 1 - \sum_{n=1}^m a_{mn} e^{-2\pi i f n \Delta t} \right|^2} 2$$

donde la frecuencia f es limitada al intervalo Nyquist, $-\frac{1}{2\Delta t} \leq f \leq \frac{1}{2\Delta t}$.

P_m y los coeficientes de a_{mn} son determinados por la ecuación:

$$(10) \quad \begin{bmatrix} \phi_0 & \phi_1 & \dots & \phi_m \\ \phi_1 & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \phi_1 \\ \phi_m & \dots & \phi_1 & \phi_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ -a_{m1} \\ \dots \\ -a_{mm} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_m \\ 0 \\ \dots \\ 0 \end{bmatrix}$$

aquí los elementos ϕ_n de la matriz ϕ son las autocovarianzas con n retrasos. El enfoque estándar para la solución de esta ecuación es por un procedimiento iterativo en el cual la dimensión, $m + 1$, de la matriz ϕ incrementa una unidad por cada paso. Este procedimiento se puede realizar de dos maneras, dependiendo del tipo de información disponible en la investigación. Detalles de estos procedimientos pueden ser encontrados en Andersen, 1974.

Jhonsen and Andersen (1978) hacen referencia a Lacoss (1971) para explicar que el MME estima el espectro usando el cuadrado de la magnitud de la transformada de los datos en tiempo, es decir, el cuadrado de la intensidad del pico espectral; cada cuadrado de la magnitud es un promedio de diferentes muestras de los datos o el cuadrado de la magnitud es suavizado en el dominio de frecuencia hasta obtener un estimado estable del espectro, calculando así el espectro de amplitud. Este espectro de amplitud obtenido se puede observar con mayor intensidad, realzando así la respuesta del cuerpo estratigráfico lo cual aumenta la capacidad de identificar este con mayor detalle en la data sísmica.

CAPITULO III

METODOLOGÍA

Recopilación Bibliográfica

La etapa inicial consistió en la recopilación de información relacionada con el tópico de Descomposición Espectral; además de la revisión de toda la información relacionada con la geología de la zona de estudio, incluyendo en esta etapa una revisión de los trabajos de interpretación sísmica existentes en esta zona y áreas aledañas.

Metodología de Trabajo

El flujograma mostrado en la figura 15 esquematiza la metodología de trabajo desarrollada. El presente trabajo se dividió en dos fases, la primera, una evaluación sobre datos sintéticos; y en la segunda parte se aplicó la metodología utilizada en datos reales (área Hamaca). Comparando los resultados de las dos fases con los obtenidos a través de métodos sísmicos convencionales.

En los datos sintéticos se representan 2 modelos correspondientes a un evento estratigráfico (canal) y un volumen sísmico real propiedad de Landmark Graphics™, llamado para efectos de este trabajo, caso real 1. Esta fase se realizó con el fin de observar los resultados obtenidos con la aplicación del análisis de Descomposición Espectral.

Para los datos reales, correspondientes al área de Hamaca, se hizo una inspección del volumen de datos sísmicos, los pozos y los registros existentes, así como de los marcadores geológicos interpretados, para verificar la calidad de

los datos. En esta fase se busca confirmar la factibilidad del método de análisis de Descomposición Espectral en datos reales.

El desarrollo de cada una de estas fases se explica en el siguiente flujograma:**Error!**

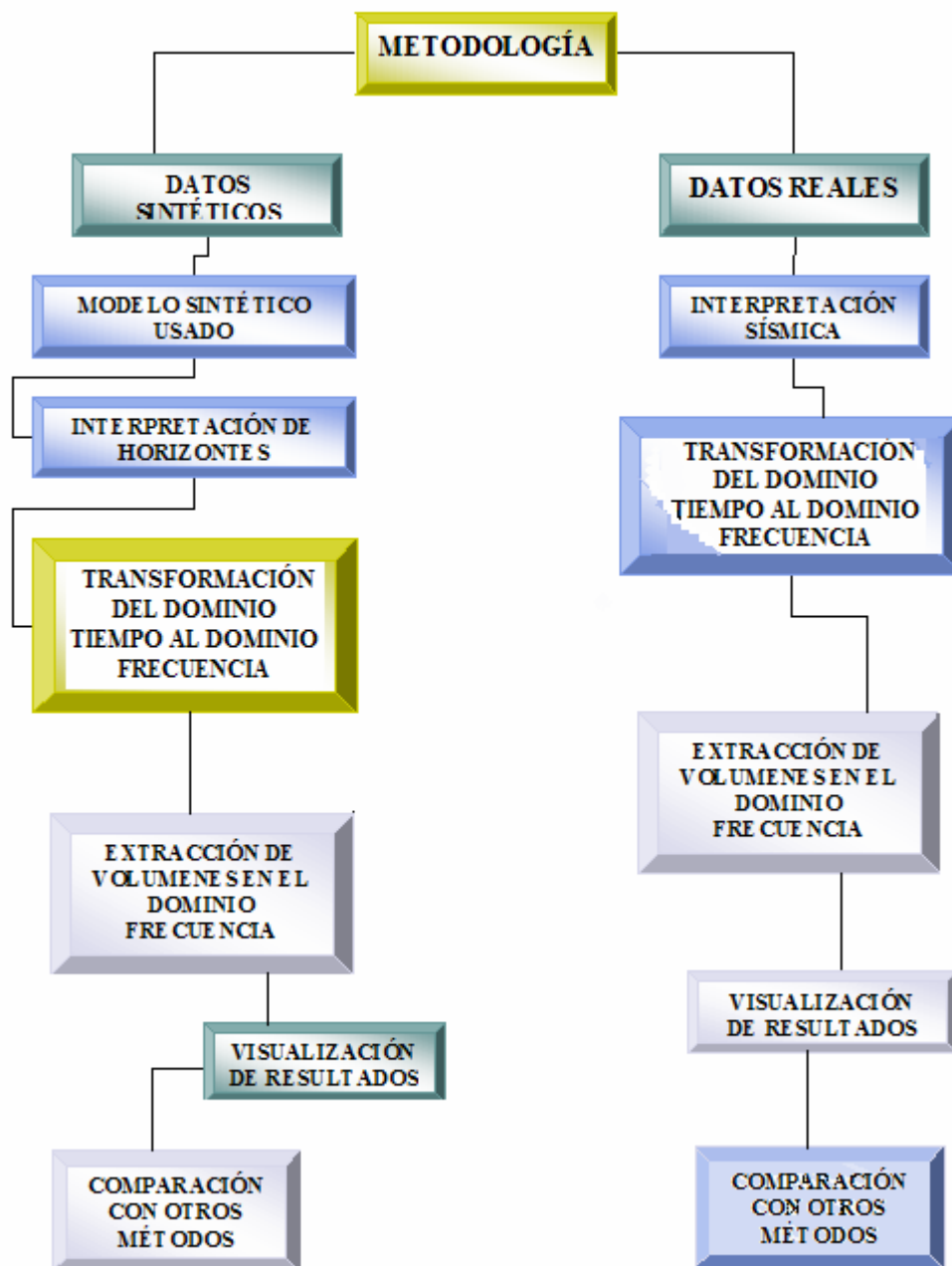


Figura 15.- Flujograma con la metodología utilizada en este trabajo

CAPITULO IV

DATOS SINTÉTICOS

Para una mejor evaluación de las respuestas que se puedan obtener al examinar los datos sísmicos con el uso del análisis de Descomposición Espectral, se analizarán datos sísmicos sintéticos a fin de reproducir condiciones geológicas diferentes, con el fin de distinguir e interpretar los resultados obtenidos sobre estas condiciones geológicas. Los modelos sísmicos sintéticos sobre los cuales se realizaron las evaluaciones asemejan las respuestas acústicas que se pueden encontrar en un ambiente fluvio-deltaico similar al de la zona de estudio.

Metodología de trabajo

Modelos Sintéticos

Para construir un modelo sintético se debe tener en cuenta:

1. El modelo estructural y estratigráfico que se quiere generar.
2. Las propiedades físicas que se le adjudicaran a cada una de las estructuras del modelo; entre estas propiedades estan, velocidad onda P y densidad del medio.
3. Diseñar la geometría del tendido, calcular los frentes de ondas o multivalores de los tiempos de las reflexiones en donde se obtendrá los valores de las primeras llegadas de los rayos, y determinar los rangos mínimos de resolución vertical a horizontal para el modelo.

Los modelos sintéticos usados para la realización de los datos sísmicos sintéticos son descritos a continuación.

- Sintético 1.- Morfología de canal. Un canal es definido como una depresión de extensión perceptible que contiene continuamente o periódicamente corrientes de fluidos. La ultima forma que asumen los canales puede ser controlada por distintos factores, entre estos se tienen: geológicos, climáticos, descargas de aguas y sedimentos, tectónicos, y por procesos de isostasia y eustasia (Wescott., 1997).

En la figura 16 se muestra una representación del canal, en esta se puede observar las respuestas acústicas correspondientes a la morfología del canal. Los reflectores que poseen mayor energía son el tope y la base del canal, pudiéndose observar así la variación del espesor del canal a medida que se despliegan diferentes líneas sísmicas.

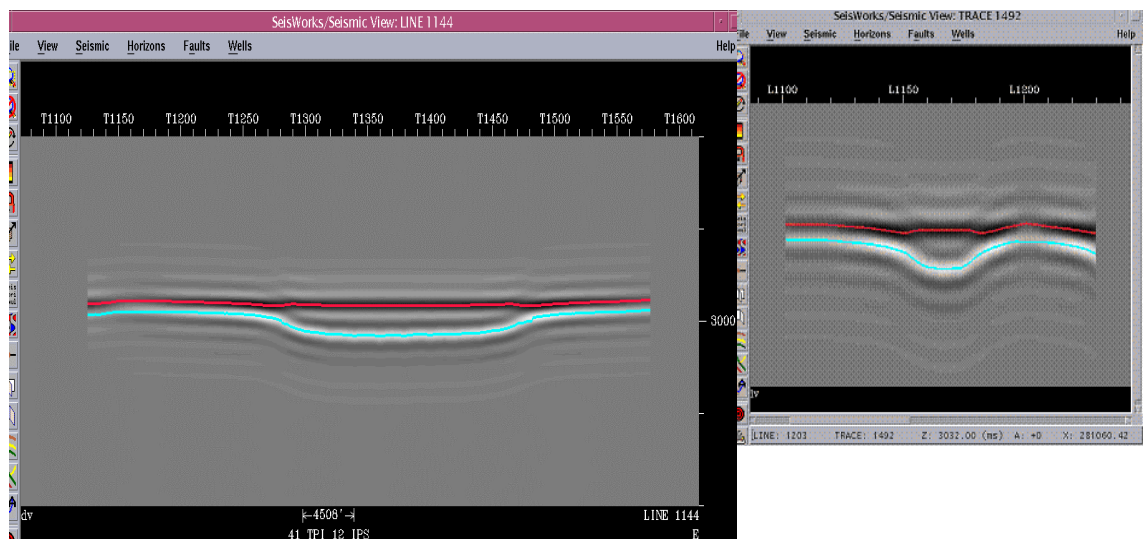


Figura 16.- Representación sísmica del Sintético 1. En este se observa el canal y los horizontes interpretados (Base y tope).

- Sintético 2.- Morfología de canales apilados, cuando dos o más canales son apilados se puede decir que se ejecuta una superposición de depresiones en donde la inferior pudo estar expuesta a factores externos iguales o distintos a los de la depresión superior, por lo que se

puedan generar respuestas sísmicas similares o diferentes (Wescott., 1997).

En la figura 17 se puede observar la representación sísmica de dos canales apilados, el más somero es más delgado y esta superponiendo al de mayor espesor; esto se hace para representar los cambios de energía, con la finalidad de observar la variación en la respuesta al realizar la transformación del dominio tiempo al dominio frecuencia con el análisis de Descomposición Espectral.

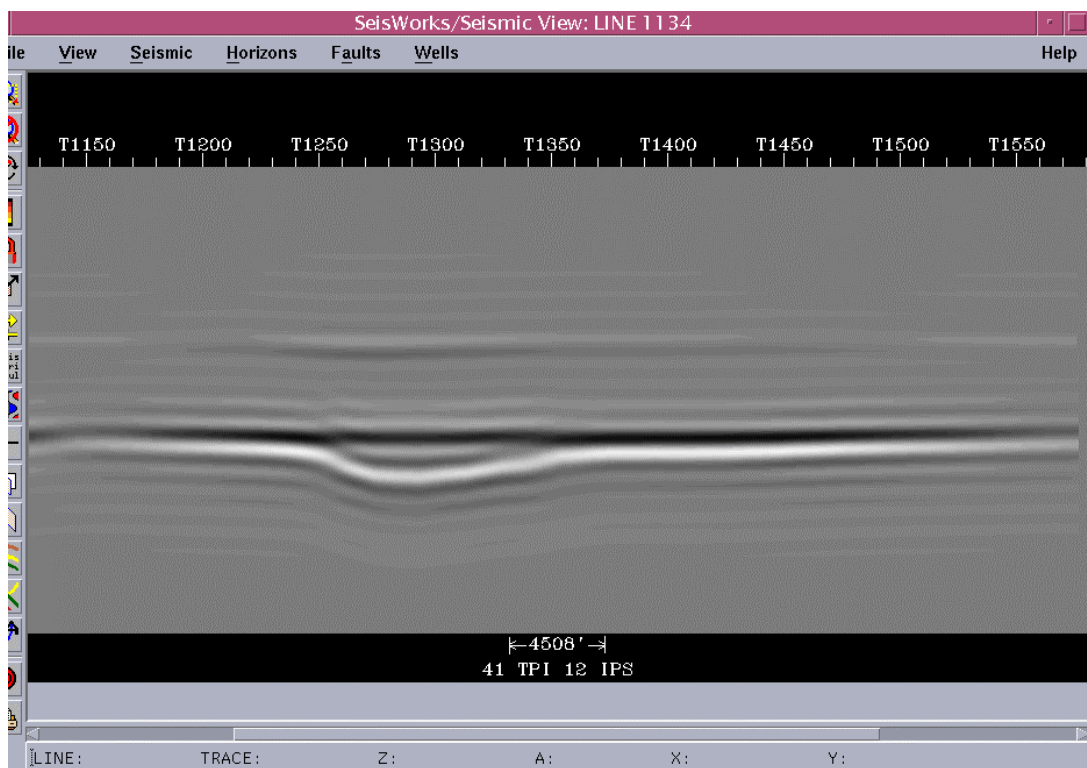


Figura 17.- Sintético 2. En este se pueden observar los dos canales presentes, el más delgado está por encima del de mayor espesor.

- Caso real 1.- Datos sísmicos reales, zona ubicada en “East Senlac,Canada.”, este volumen fue proporcionado por la compañía

Landmark Graphics™, y posee las condiciones geológicas adecuadas para este estudio. Este se observa en la siguiente figura. (Fig. 18).

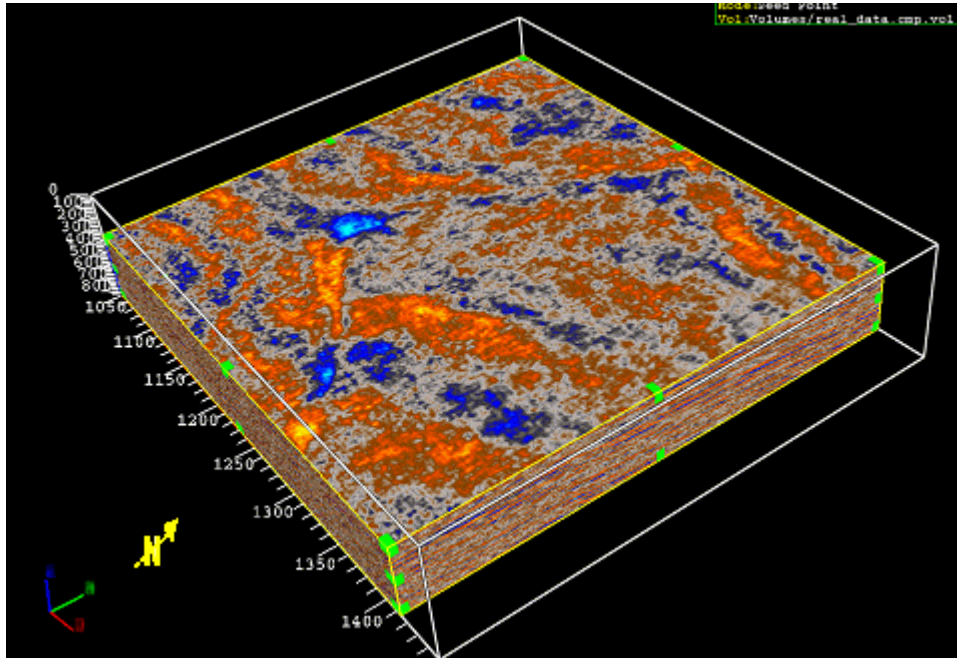


Figura 18.- Volumen de datos reales tomado de Landmark Graphics™.
Caso real 1.

Interpretación.

Para ejecutar el análisis de Descomposición Espectral a un volumen sísmico es necesario que este tenga interpretado por lo menos un horizonte guía, este horizonte será usado como referencia para realizar el análisis.

Los horizontes interpretados para cada uno de los modelos fueron la base y el tope del cuerpo estratigráfico a estudiar, en este caso los dos modelos son interpretados en la base y tope del canal, como se detalla en la figura 16 presentada anteriormente.

Aplicación del método de Descomposición Espectral

Sobre los datos sísmicos sintéticos y el volumen real, descritos anteriormente, se aplicó la transformación de los datos del dominio tiempo al dominio frecuencia, realizándose el análisis de Descomposición Espectral; para la ejecución de esta transformación de dominio se usaron dos variantes, el método de la Transformada Discreta de Fourier y el Método de Máxima Entropía. El primero de ellos (Transformada Discreta de Fourier) opera con una señal de muestras o señal discreta en el dominio tiempo, a partir de la cual genera un espectro de muestras o espectro discreto en el dominio frecuencia; el segundo (Método de Máxima Entropía) hace una estimación de espectros basándose en la transformada Z, con el uso de este método se trata de extraer las reflexiones primarias, las cuales son impredecibles y carecen de un orden en la ondícula, llegándose así a tener una capacidad notable para enfocar facciones extremadamente angostas o estrechas.

Para realizar el análisis de los datos espectralmente descompuestos correspondientes a un volumen sísmico de datos hay que tener en cuenta que se pueden visualizar los resultados de varias maneras, descritas a continuación:

Transformación Tiempo- Frecuencia.

Los datos sísmicos 3D son transformados del dominio tiempo al dominio frecuencia, tomando como intervalo de interés una ventana alrededor del horizonte sísmico interpretado, obteniéndose como resultado un nuevo volumen representado en el eje z por las frecuencias, este volumen contiene una cierta cantidad de cortes en frecuencia (“frequency slices”) que varían según los datos suministrados, esto es el rango de frecuencias que se determinó antes de ejecutar la transformación al dominio frecuencia; por ejemplo, si se introduce un rango de

frecuencias de 0-150 Hz se obtendrán 150 planos representando amplitudes o fases de 0-150 Hz.

Los análisis parten de hacer diversas pruebas variando los distintos parámetros para la transformación Tiempo- Frecuencia, pudiéndose descifrar empíricamente cual es el mejor resultado, pero siempre teniendo en cuenta que los parámetros obtenidos son particulares para cada análisis, ya que dependen de las características intrínsecas que posean los datos sísmicos.

Para estas evaluaciones se uso el modulo “*Tuning Cube*” de la aplicación “*SpecDecomp*” de la compañía “*Landmark Graphics* TM”

En esta etapa se mantuvo para todas las pruebas un rango de frecuencias de 0 a 250 Hz. y se variaron los siguientes parámetros:

- Intervalo de Especificación, el cual indica la ventana de análisis en la cual se aplicará el método de la Transformada discreta de Fourier o el de Máxima Entropía. Esta ventana está limitada por la zona de interés, zona que será transformada del dominio del tiempo al dominio de la frecuencia. Esta zona puede estar limitada por dos horizontes interpretados, por un horizonte dado o por una ventana constante que posee un tiempo de referencia el cual es centrado y tiene una ventana de análisis introducida por el usuario.
- El “Taper” , el cual se usa para eliminar posibles ruidos falsos de altas frecuencias que pueden provenir de efectos de truncación en el borde de la ventana de análisis. El programa posee dos opciones de “taper” disponibles: el coseno que tiene un parámetro de especificación del porcentaje de “taper” a aplicar a la ventana de análisis y el gaussian que tiene forma de campana y es aplicado más frecuentemente cuando se quiere enfocar el análisis al centro de la ventana.

Una comparación de los diferentes métodos de “taper” se muestra en la figura 19

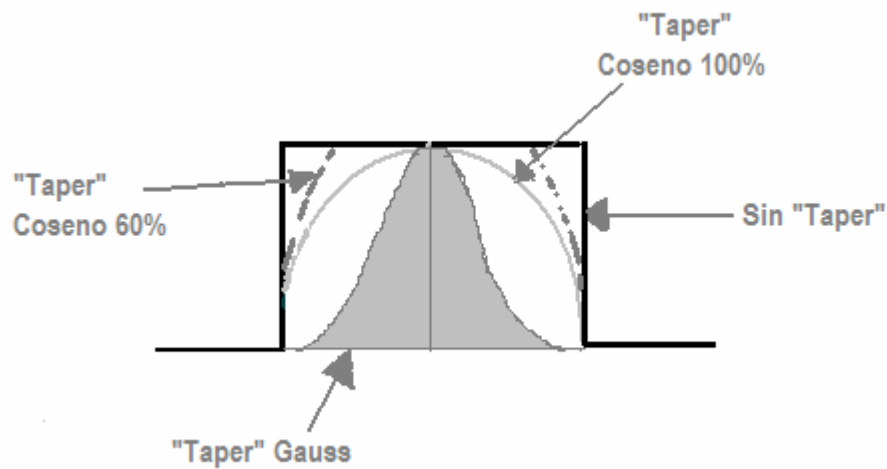


Figura 19.- Comparación de algunos de los “*Taper*”

La ventana del “*Tuning cube*” es mostrada en la figura 20, en esta se detallan los parámetros con los que se calculará la descomposición espectral del volumen sísmico de entrada (Sintético 1, Sintético 2 y caso real). Como se menciono anteriormente los parámetros a modificar para obtener distintos resultados son:

1. El intervalo de la ventana de análisis.
2. El “*taper*” o porcentaje de reducción de los picos espectrales en los horizontes de salida.
3. El método bajo el cual se calculará la descomposición espectral.

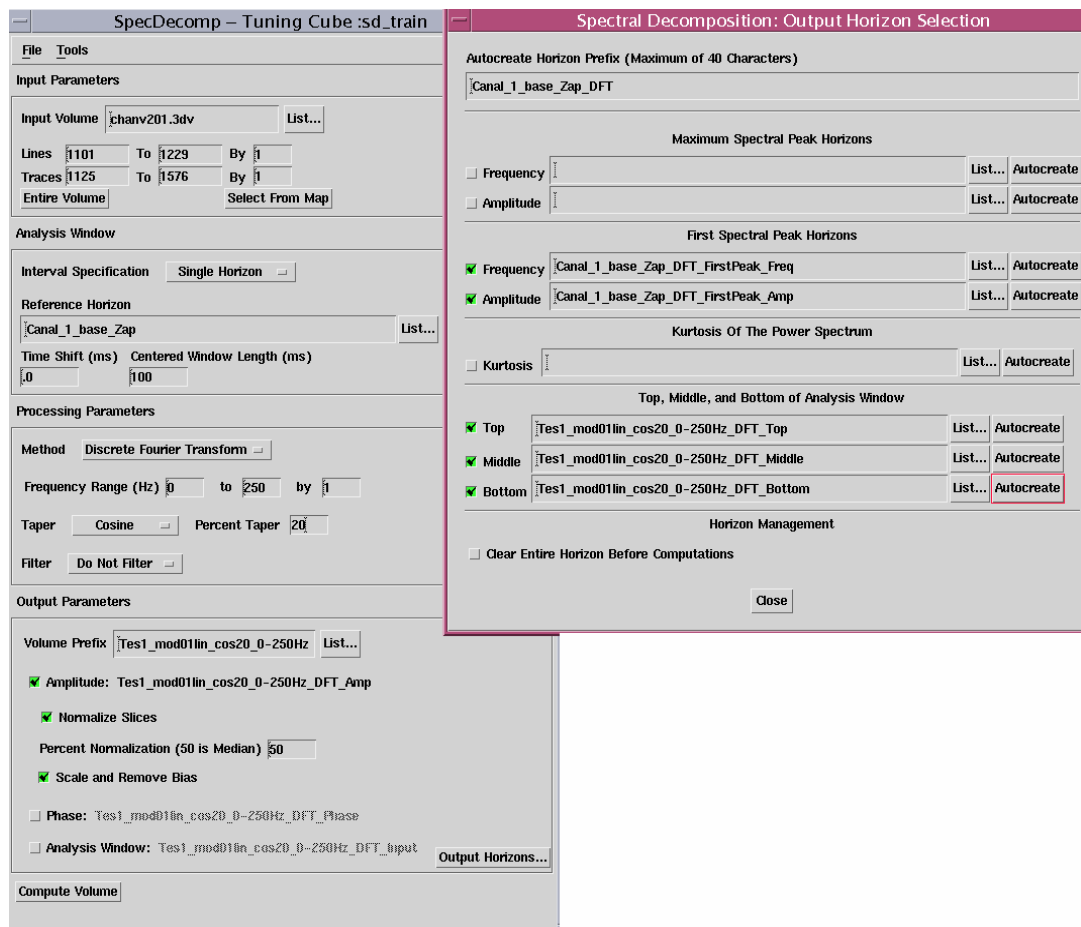


Figura 20.- “*Tuning Cube*” En este recuadro o formato es en donde se varían los parámetros para calcular la descomposición espectral

Las visualizaciones que se describen a continuación solo se aplicaron para el caso real.

Modelado de Frecuencias.

El modelado de frecuencias parte de los datos sísmicos en el dominio tiempo escogiendo una ventana de trabajo con un horizonte como guía; con el uso del volumen sísmico generado en el dominio frecuencia por el “Tuning Cube” se determinan cuales son las frecuencias que arrojan las mejores visualizaciones (mejores resultados), estas frecuencias se suministran a la aplicación y se ejecutan los cálculos obteniéndose como resultado volúmenes de energía congelados en cada una de las frecuencias suministradas a la aplicación. Cuando animamos estos volúmenes de análisis de energía obtenidos se logra obtener un mejor entendimiento en la evolución geológica del intervalo, agregando al análisis una dimensión de tiempo geológico, la cual ayuda al enriquecimiento de la interpretación.

Para efectuar este análisis se debe especificar nuestra zona de interés y las frecuencias que se van a modelar; luego de esto hay que introducir algunos parámetros a la aplicación, entre estos parámetros tenemos:

1. El Horizonte guía, el cual es una referencia para poder insertar los otros parámetros, este horizonte es aplanado en un tiempo cero (0).
2. La tasa de muestreo de salida, la cual es 2 milisegundos por defecto.
3. La longitud de la ventana de trabajo alrededor del horizonte y la longitud de la ventana de análisis, en donde el horizonte escogido va a estar en el centro de esta ventana y localizado en tiempo 0 (cero), un ejemplo de esto se puede ver en la figura 21.

Longitud de la ventana alrededor del horizonte: 200 ms

Ventana de análisis: 100 ms

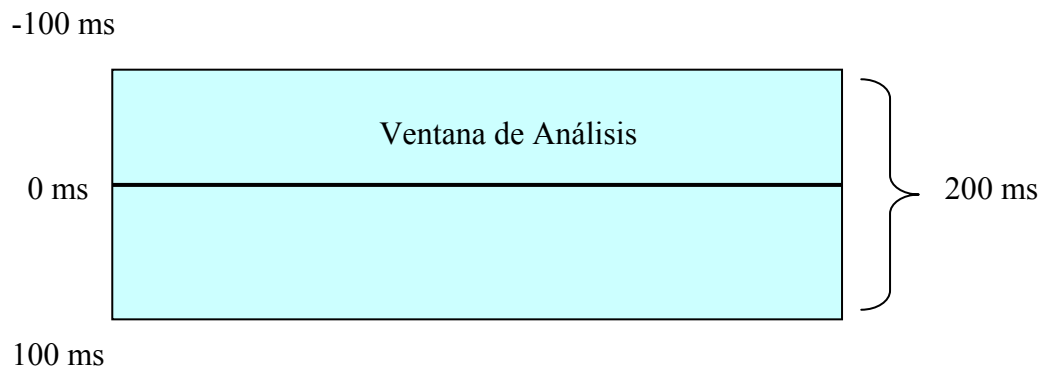


Figura 21.- Ejemplo de la ventana de análisis.

4. El tipo de “*Taper*” con el cual se va a generar el nuevo volumen; estos son los mismos usados en el “*Tuning Cube*”.

La ventana de la aplicación es mostrada a continuación, en ella se pueden observar los parámetros que van a ser modificados o ajustados para realizar el análisis con el modulo “*Volume Recon*” del programa “*SpecDecomp*” de “*Landmark Graphics*™”.

SpecDecomp – Volume Recon : hama98

File Tools Help

Input Parameters

Input Volume

Lines To By

Traces To By

Time Range

Time Range

Horizon

Output Sample Rate

Centered Window About Horizon (msec)

Processing Parameters

Centered Window Length (msec)

Method

Taper Percent Taper

Filter

Output Parameters

A Bricked Volume will be created for each frequency in the specified range.

Volume Prefix

☒ Amplitude

☒ Normalize Slices

Percent Normalization (50 is Median)

☒ Scale and Remove Bias

☒ Phase

Frequency List

Example List: 2, 4, 10, 30 - 40, 9

Figura 22.- Ventana de trabajo del “Volume Recon”

Mapas sintonizados

Los mapas sintonizados son aquellos que representan las amplitudes o fases visualizadas en una frecuencia determinada; la frecuencia que se escoge para generar estos mapas es la frecuencia en la que mejor se detallan los resultados en

el volumen sísmico en el dominio frecuencia, producto de la aplicación del modulo “*Tuning Cube*”.

Con los mapas obtenidos y con el uso de una herramienta que calcula áreas de posibles prospectos en los mapas de horizontes (“*Auto polygon Generator*” de “*Seiswork Map View*”) se calcularon posibles áreas de cuerpos estratigráficos.

En la figura siguiente se muestra una imagen de las ventanas del “*Tuning Mapper*” y del “*Auto Polygon Generator*” en ella se observan los parámetros que son usados en estas aplicaciones.

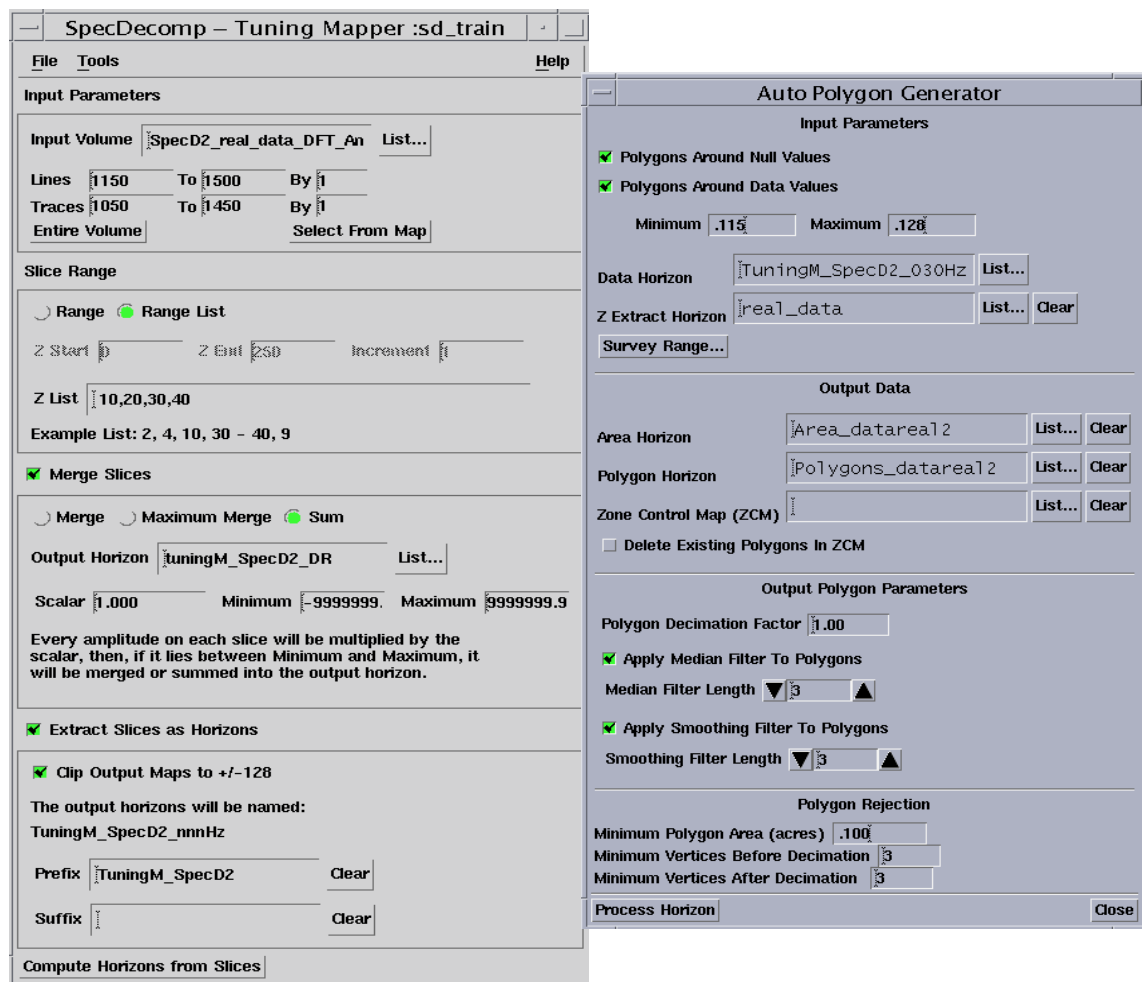


Figura 23.- Ventanas de las aplicaciones “*Tuning Mapper*” y “*Auto Polygon Generator*”

Visualización de Espectros

Para la visualización de espectros en el caso real, se escogieron tres de las frecuencias que arrojaban mejores resultados en el volumen obtenido de la transformación del dominio tiempo al dominio frecuencia. Estas frecuencias son representadas en un mapa que refleja una diferenciación de los espectros de energía a través de unos colores determinados (rojo, verde, azul); cada uno de estos colores representa una respuesta de energía para una frecuencia específica. En el mapa de espectros también se observan algunas áreas que combinan colores distintos a los ya mencionados, cuando esto sucede, es porque para esa área determinada los espectros de energía son reflejados por dos o tres de las frecuencias introducidas para la ejecución del mapa.

Para esta visualización de espectros de frecuencia se utilizó otro de los módulos del programa “SpecDecomp” de “Landmark Graphics TM”, el “*Power View*”.

Este procedimiento ayuda a separar las respuestas en frecuencia para un posible cuerpo de interés, proporcionando un mejor entendimiento de los datos sísmicos.

Visualización de Resultados.

Los resultados obtenidos pueden ser vistos en secciones verticales o secciones horizontales, en donde se verán planos de igual frecuencia.

- Las visualizaciones verticales son de gran importancia porque en ellas se puede detallar los límites de banda de los valores del espectro de amplitud, con estos valores y haciendo uso de la frecuencia y del periodo del espectro de amplitud se puede calcular el espesor de los cuerpos.

- Las visualizaciones horizontales son de gran utilidad ya que se puede tener una animación en planos de frecuencia (“frequency slices”) que permita ver la variabilidad lateral en la superficie pudiéndose revelar así rasgos estructurales y cuerpos estratigráficos.

Con la finalidad de comprobar la aplicabilidad y factibilidad del análisis de Descomposición Espectral, los resultados alcanzados son comparados con las respuestas generadas por algunos atributos convencionales aplicados a los modelos sintéticos.

Para efectos de este trabajo los resultados expuestos son presentados en planos de frecuencia (“frequency slice”) o en volumen, en donde se verán planos de igual frecuencia.

Transformación Tiempo – Frecuencia

El primer proceso que se realizó fue transformar los modelos sintéticos del dominio tiempo al dominio frecuencia obteniendo como resultado un nuevo volumen representado en frecuencias en el eje Z, este volumen contiene planos de frecuencia que varían de 0 a 250 Hz representando cada uno determinadas amplitudes. El método usado para la transformación del dominio tiempo al dominio frecuencia en estas imágenes es el de la Transformada Discreta de Fourier.

Los resultados de la transformación de los volúmenes sintéticos del dominio tiempo al dominio frecuencia se muestran en las diferentes imágenes que se ilustran de los planos de frecuencia, cada uno de estos planos representa resultados con distintos parámetros.

1. En la figura 24 se analiza un mismo modelo (sintético 1) para diferentes rangos de frecuencias, este análisis se hace para un intervalo de ventana especificado por dos horizontes (tope y base), pudiéndose observar así los

cambios en la respuesta a medida que se trabaja con valores distintos de frecuencia y de igual “*taper*”. En esta comparación se puede observar la variación de los contrastes para cada uno de las visualizaciones pudiéndose notar que cada frecuencia usada resalta con mayor o menor fuerza algunos rasgos característicos. Estos cambios no pueden ser detallados en los datos en el dominio tiempo.

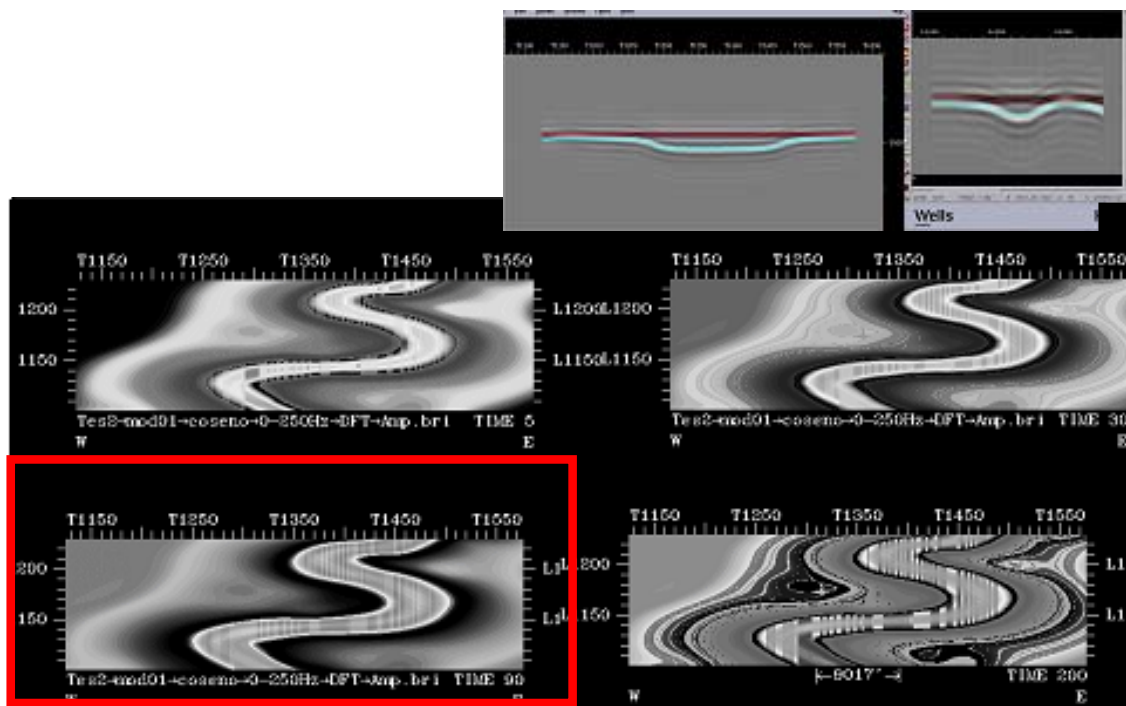


Figura 24.- Visualizaciones obtenidas como resultado de la aplicación del método de la Transformada Discreta de Fourier al modelo sintético 1, que se observa en la parte superior derecha.

En la figura 24 se muestra la comparación de cuatro imágenes de planos de frecuencia, de arriba hacia la derecha estos planos poseen frecuencias de: 5, 30, 90 y 200 Hz respectivamente. En cada uno de los planos de frecuencia obtenidos se puede definir el canal representado en el modelo al cual se le aplicó la transformación del dominio tiempo al dominio frecuencia, diferenciándose en que cada uno posee características propias en donde la calidad de la imagen mejora

según la frecuencia usada. En esta figura el plano de frecuencia que presenta una mejor calidad de imagen es el de frecuencia 90, en donde se puede incluso detallar la configuración interna del canal (plano de frecuencia en la parte inferior izquierda de la figura).

Para verificar los resultados obtenidos de la transformación del dominio tiempo al dominio frecuencia se hace necesario comparar estos resultados obtenidos con algunos atributos convencionales. Esta comparación se realizó con los resultados obtenidos al aplicarle cuatro atributos al modelo de estudio; estos atributos son descritos a continuación:

Promedio de pico de Amplitud (“Average peak Amplitude”): Para calcular el promedio del pico de amplitud de cada traza, todos los valores positivos de cada traza dentro de la ventana de análisis son sumados; entonces el total es dividido por el número de muestras positivas dentro de la ventana.

Su formula es:

$$\text{Promedio del pico de Amplitud} = \text{suma de amplitudes positivas} / \text{N}^{\circ} \text{ de muestras positivas}$$

Indicador de Amplitudes (“Mean Amplitude”): Para cada traza, este proceso suma los valores de las amplitudes en la ventana de análisis y entonces divide la suma por el número de muestras de valores distintos de cero.

Su formula es:

$$\text{Indicador de Amplitudes} = \text{Suma de Amplitudes} / \text{N}^{\circ} \text{ de valores distintos de cero}$$

Promedio de Fase Instantanea (“Average Instantaneous Phase”): Este identifica cambios laterales en la fase, los cuales pueden ser relacionados a cambios en el contenido de fluido de los sedimentos o de igual forma a cambios de las características en las capas dentro de una secuencia.

Pendiente de la Frecuencia Instantanea (“Slope of Instantaneous Frequency”): Es usado para observar los cambios verticales en el contenido de frecuencia, estos resultan frecuentemente de los efectos de absorción de la saturación de gas o por fracturamientos.

El resultado de la aplicación de estos atributos se muestra en la figura 25, en donde se comprueba que en los atributos convencionales se puede observar una tendencia del cuerpo estratigráfico pero no se puede ver en detalle las características internas de la zona y en mucho menos grado la distribución interna del canal representado en el modelo sísmico. El atributo que más se asemeja a los resultados obtenidos en el análisis de Descomposición Espectral es el atributo de “Promedio del Pico de Amplitud”, en el cual se aprecia la delimitación del canal y algunas características internas de este; aunque con el “Promedio del Pico de Amplitud” se resaltan algunas características, los resultados obtenidos en el análisis de Descomposición Espectral se detalla una mayor definición en la distribución interna del canal.

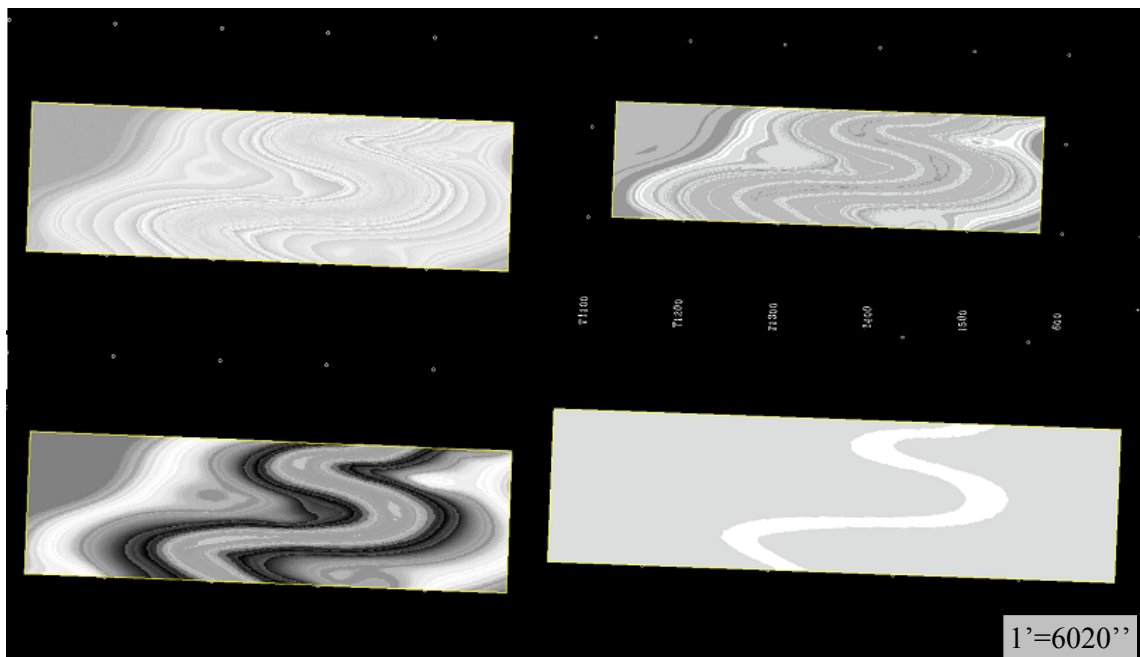


Figura 25.- Atributos sísmicos aplicados. De arriba hacia la derecha y hacia abajo se tienen: Indicador de Amplitudes, Pendiente de la Frecuencia Instantánea, Promedio del Pico de Amplitud, Promedio de Fase Instantánea.

2.- En la figura 26 mostrada a continuación se analiza el modelo sintético 1 para diferentes rangos de frecuencias pero para un intervalo de ventana especificado por un solo horizonte (tope), en esta se observan los

cambios en las respuestas a medida que se trabaja con valores distintos de frecuencia y de igual “taper”. La variación de los contrastes para estas visualizaciones es mayor que para las imágenes obtenidas (figura 24) con un intervalo de especificación dado por dos horizontes (el tope y la base), por esto se nota aún más las diferencias entre cada visualización para las distintas frecuencias. Esta diferencia puede ser atribuida a la variación del intervalo de estudio, ya que cuando se analiza el intervalo entre dos horizontes su espesor varía según el espaciamiento entre estos, pero cuando se analiza para un solo horizonte se le debe dar un valor a la ventana de estudio, analizándose finalmente un volumen de espesor constante.

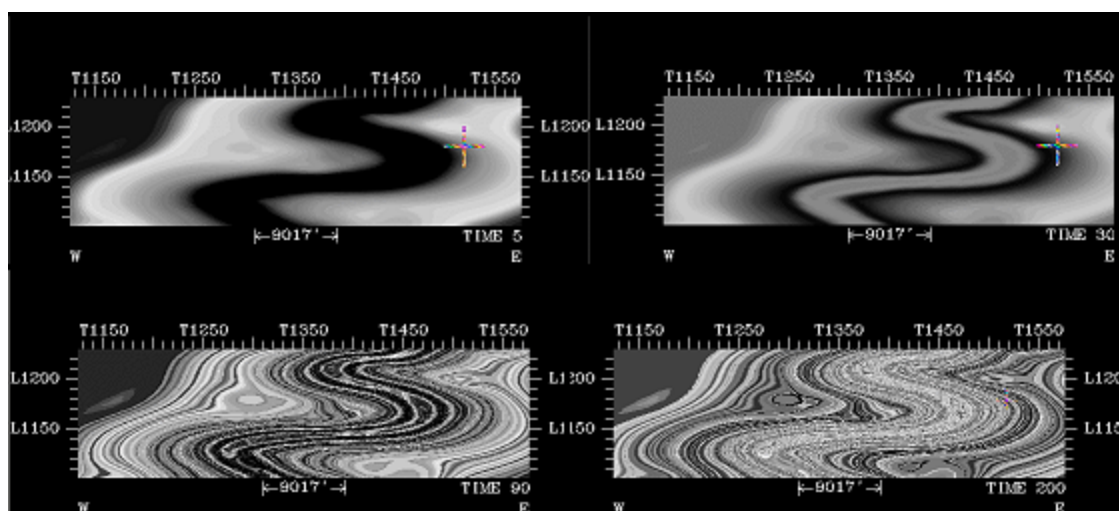


Figura 26.- Visualizaciones obtenidas como resultado de la aplicación del método de la Transformada Discreta de Fourier al modelo 1 con una ventana de especificación de un solo Horizonte.

En la figura 26 de arriba hacia la derecha se observan planos de frecuencias que poseen valores de: 5, 30, 90 y 200 Hz respectivamente, en cada uno de los planos de frecuencia obtenidos se puede definir la tendencia del cuerpo estratigráfico (canal) representado en el modelo sintético 1, diferenciándose en que cada uno posee características propias en donde la calidad de la imagen mejora según la frecuencia usada. En esta figura el plano de frecuencia que

presenta una mejor calidad de imagen es el de frecuencia 30 Hz, en donde se puede incluso detallar la configuración interna del canal (plano de frecuencia en la parte superior derecha de la figura 26), para las otras visualizaciones se puede detallar que no existe igual calidad de imagen, llegando incluso en algunas imágenes a solo ver tendencia del cuerpo estratigráfico.

3.- Para la figura siguiente se muestran los resultados obtenidos sobre el modelo sintético 1, cuando se le aplico el análisis con diferentes “*taper*” pero con iguales frecuencias, demostrándose así que la imagen que posea mejor calidad depende en parte de la combinación de todos los parámetros contenidos en la aplicación del método para el cambio de dominio.

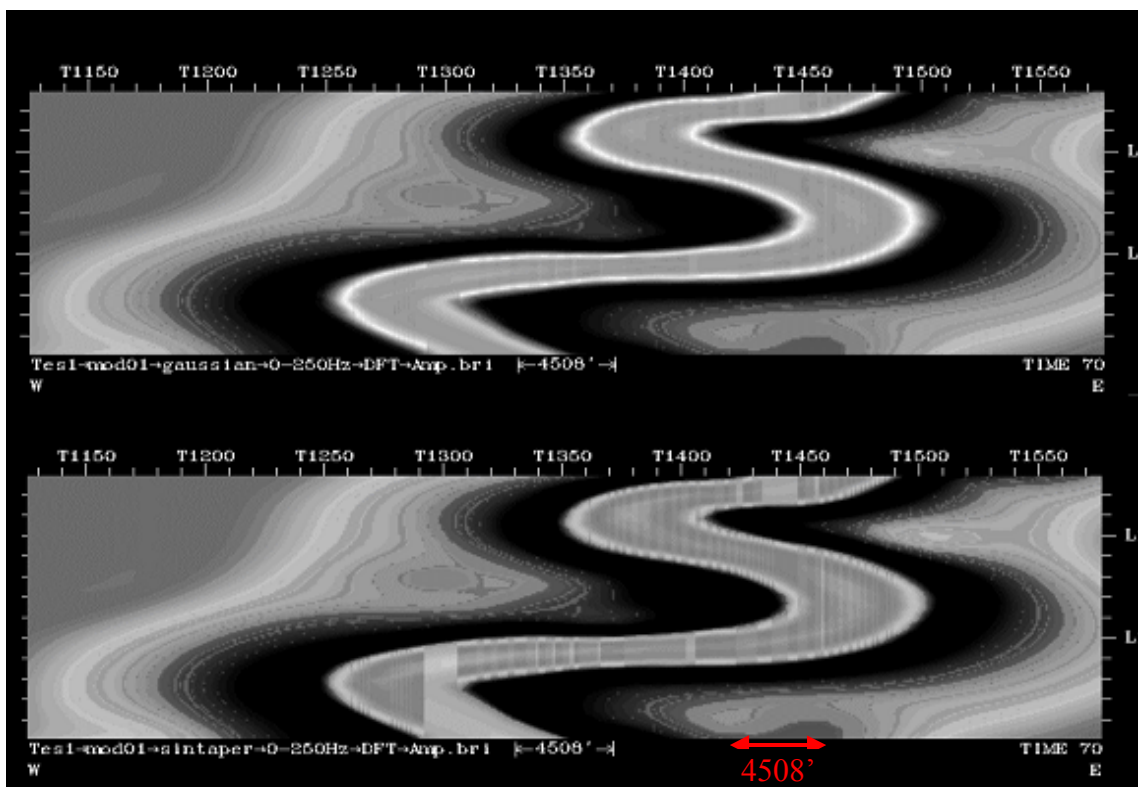


Figura 27.- Visualización de imágenes con igual frecuencia pero con diferentes “*Taper*”.

En la figura 27 se muestran dos visualizaciones con una misma frecuencia (70 Hz) pero con distintos “*Taper*”, en la imagen superior se trabajo con un “*Taper*” Gaussian y en la de abajo se ejecuto el análisis sin “*Taper*” . En la figura se puede detallar que el mejor resultado se obtuvo cuando se ejecuto el análisis con el “*Taper*” Gaussian, demostrando así que la imagen obtenida mejora a medida que se eliminan los posibles ruidos falsos que se pueden producir por efectos de truncación en la ventana de análisis.

4.- En la figura 28 se presentan los resultados obtenidos al aplicarle el análisis de Descomposición Espectral al modelo sintético 2, comparando dos imágenes obtenidas con el uso de parámetros diferentes.

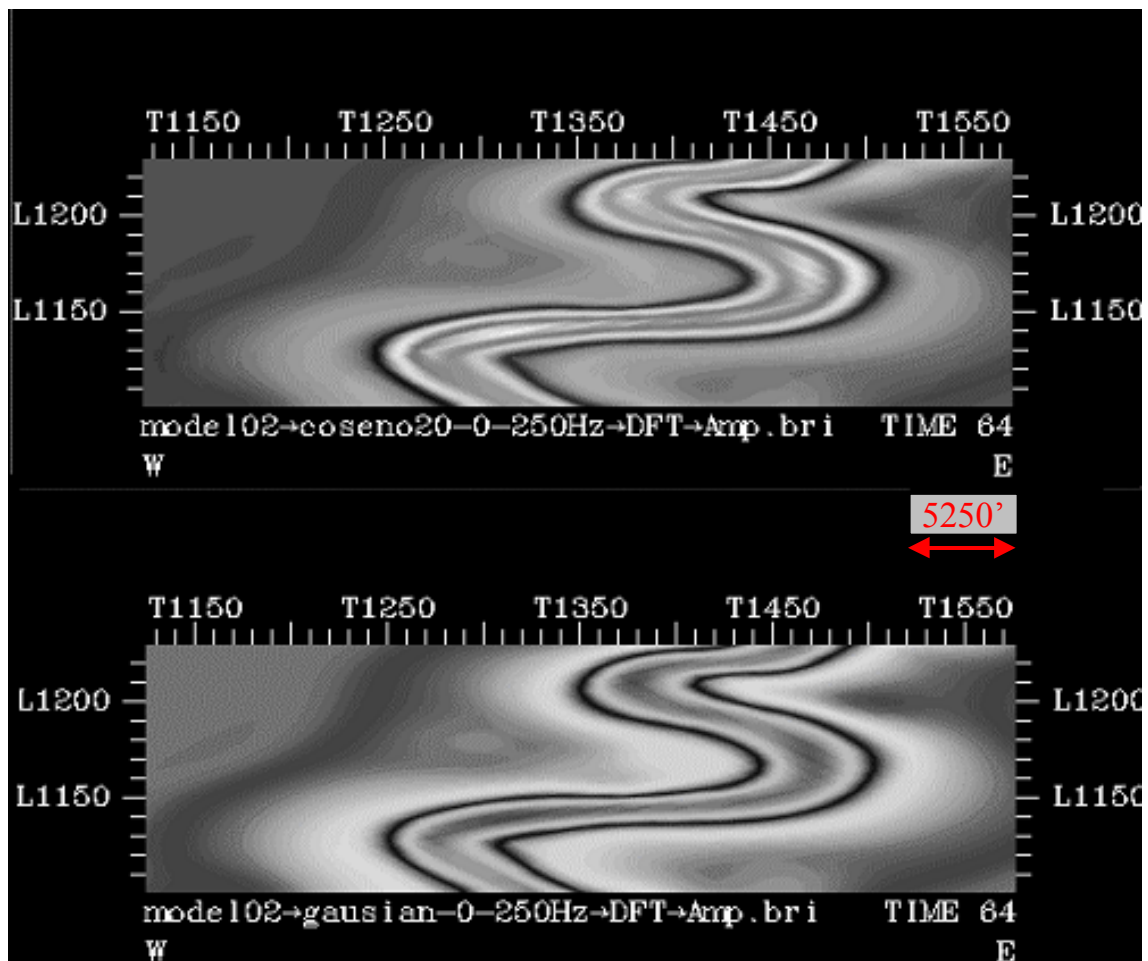


Figura 28.- Visualizaciones del análisis de Descomposición Espectral al modelo sintético 2.

En la figura 28 se muestran dos imágenes visualizadas a igual frecuencia (64 Hz) pero calculadas con dos “*Taper*” distintos; la imagen superior fue ejecutada con un “*Taper*” coseno con un porcentaje de 20% y la imagen de abajo con un “*Taper*” Gaussian. Cuando se comparan estas dos imágenes se puede detallar que la imagen obtenida con el “*taper*” coseno 20% posee un mayor contraste que la obtenida con el “*Taper*” Gaussian, esto puede ser atribuible a que el “*Taper*” Gaussian trabaja con los datos que se encuentran más hacia el centro de la ventana de análisis y por lo tanto el resultado obtenido es más suavizado.

En las cuatro figuras mostradas anteriormente (Figuras 24, 26, 27 y 28) se observan los datos espectralmente descompuestos sobre los modelos sintéticos 1 y 2, estos resultados son vistos en diferentes planos de frecuencia y analizados con diferentes tipos de “*Taper*”, con la finalidad de poder detallar las diversas respuestas que se obtienen al realizar la transformación de dominio aplicando diversos parámetros para los cálculos. Con esta variación de parámetros se puede reconocer cual es la imagen que ofrece mejor calidad en los datos sísmicos, siempre teniendo en cuenta que los parámetros obtenidos son propios de los datos sísmicos utilizados, ya que poseen características intrínsecas propias.

Respuestas que explican mejor la ventaja del uso de la Descomposición Espectral son encontradas cuando se transforma el caso real 1 del dominio tiempo al dominio frecuencia.

En la figura 29 se tiene una imagen del volumen sísmico del caso real 1, transformado al dominio frecuencia.

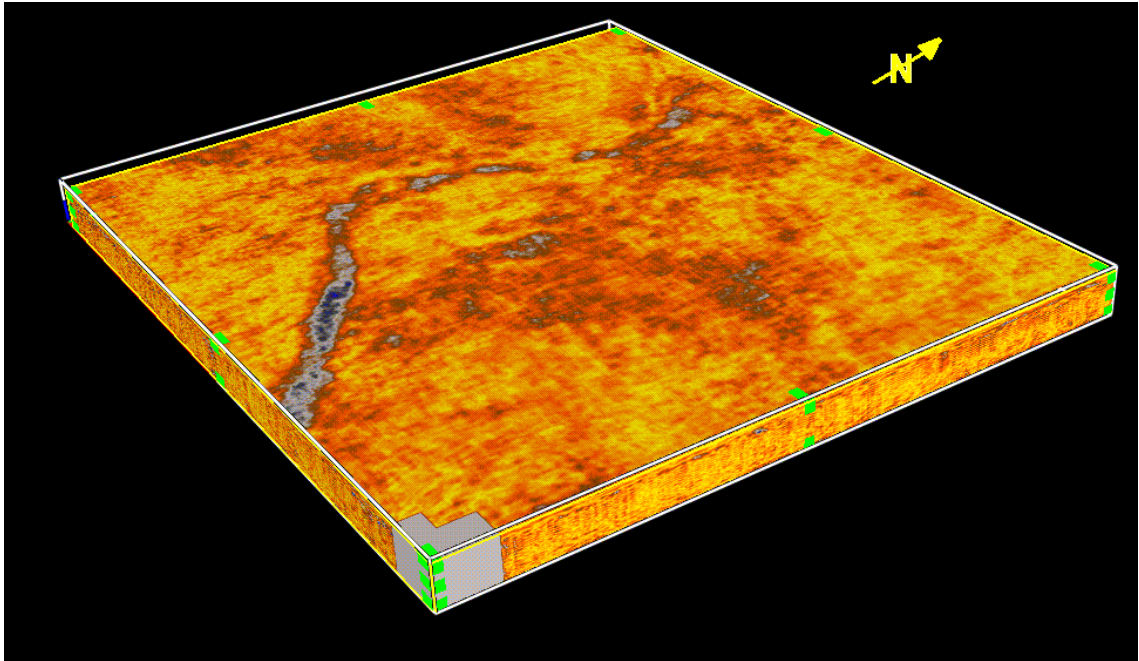


Figura 29.- Volumen sísmico en el dominio frecuencia. Caso real 1.

El volumen visualizado en frecuencia anteriormente ahora será presentado en planos de frecuencias (“frequency slices”), cada uno de estos planos de frecuencias presenta variaciones de amplitud coherente que solo son detallados en esta, detectándose así suaves cambios a medida que se visualizan diferentes planos “frequency slices”, obteniéndose un mayor valor del volumen sísmico.

Esta animación realizada al volumen sísmicos en el dominio frecuencia permite seleccionar cuales frecuencias detallan mejor los elementos estructurales o estratigráficos del área en cuestión. A continuación se muestran algunos planos de frecuencia obtenidos, evaluando el contenido de información geológica que aporta cada uno de estos:

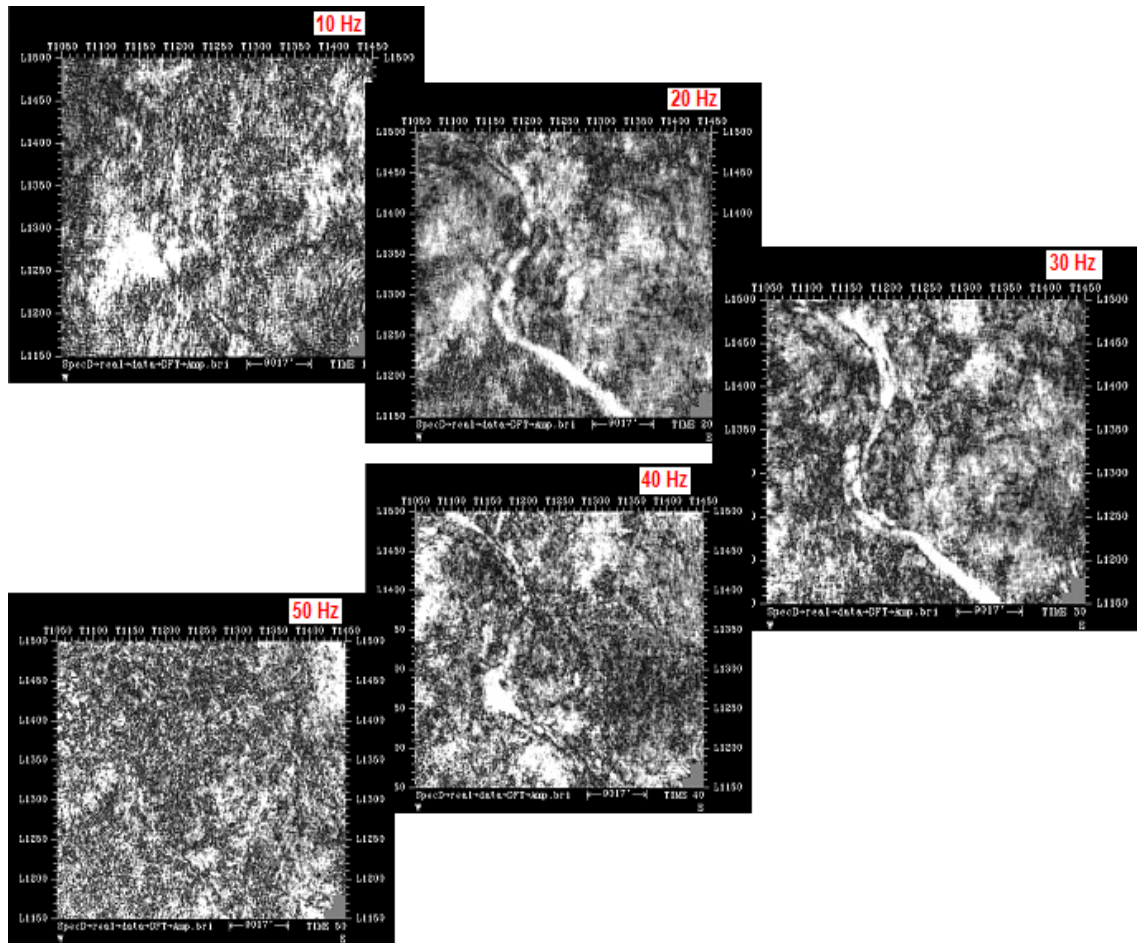


Figura 30.- Visualizaciones de planos de frecuencia obtenidos de latransformación tiempo – frecuencia para el caso real 1 (Planos de 10, 20, 30, 40 y 50 Hz).

En la figura 30 se muestran diferentes planos de frecuencia obtenidos, donde se visualiza con diferentes detalles los elementos geológicos presentes en cada uno de ellos. Nótese que en las diferentes imágenes (planos “frequency slices” 10, 20, 30, 40 y 50 Hz) se detallan rasgos contenidos en los datos sísmicos, obteniéndose el mejor resultado en el plano de frecuencia de 30 Hz, en el cual se observa con gran claridad el cuerpo estratigráfico. Esta figura comprueba la gran utilidad del análisis de Descomposición Espectral.

La visualización de esta delineación y distribución de cuerpos no puede ser visualizada con tanta facilidad en los datos sísmicos en el dominio tiempo.

Modelado de Frecuencias.

Una vez determinada la mejor frecuencia, se realiza el modelado de frecuencias, esta técnica consiste en hacer una evaluación en una ventana de tiempo específica usando como *datum* un horizonte guía de nuestra zona de interés. Esta ventana es un volumen en el dominio tiempo y este será sintonizado con la frecuencia que arroje mejores resultados de resolución y delineación de cuerpos estratigráficos, obtenidos al transformar el volumen del dominio tiempo al dominio frecuencia.

El resultado permite ver una simple frecuencia en varios rangos de tiempo, produciéndose un mejor entendimiento sobre el intervalo en cuanto a su evolución geológica.

La frecuencia usada para ejecutar el modelado de frecuencias al caso real 1, fue de 30 Hz y la ventana de análisis de 100 ms; en la figura 31 se muestran los resultados obtenidos para diferentes tiempos de la ventana de análisis, pudiéndose detallar los cambios en el cuerpo estratigráfico a medida que se da el desplazamiento en tiempo por el intervalo de trabajo.

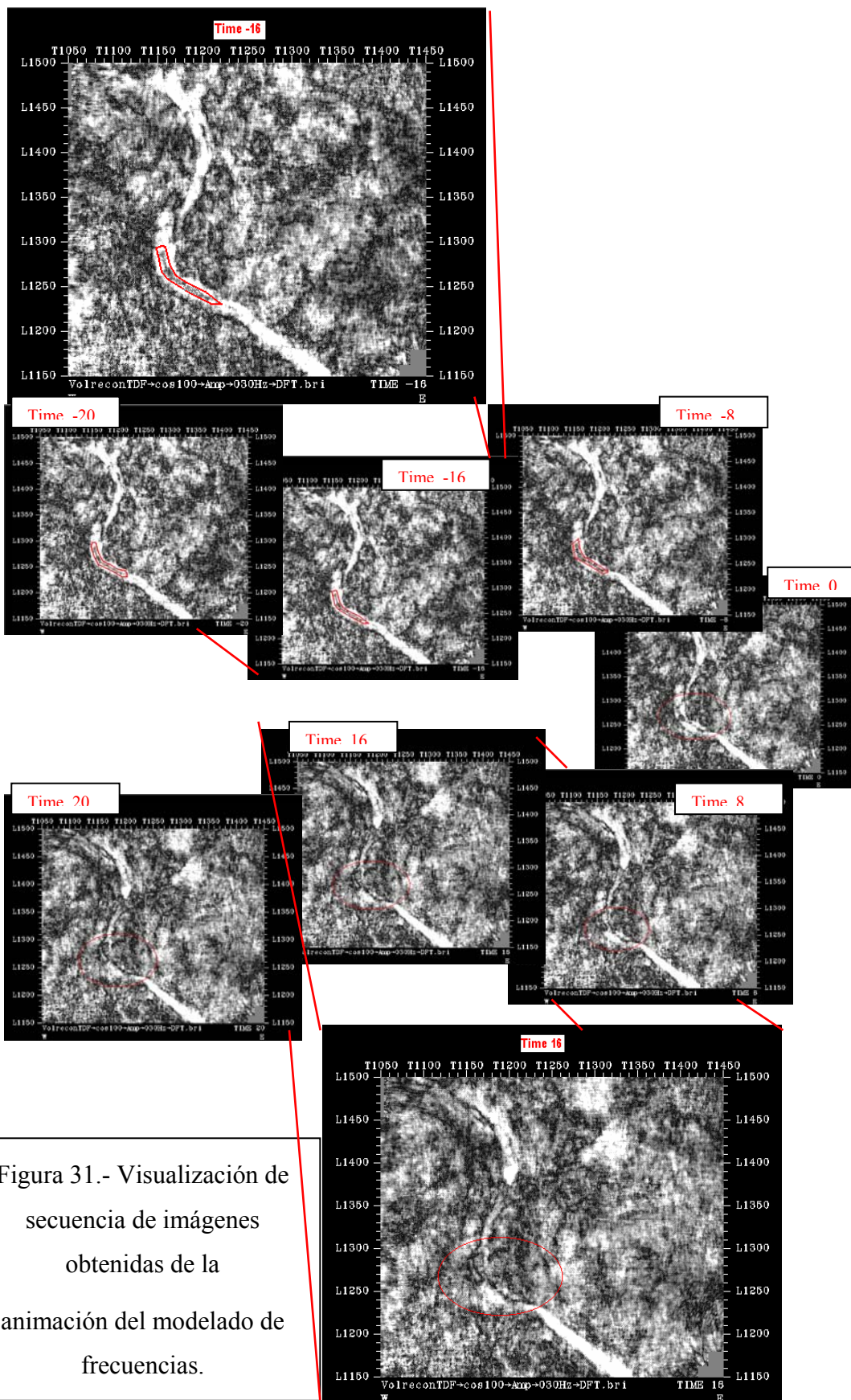


Figura 31.- Visualización de secuencia de imágenes obtenidas de la animación del modelado de frecuencias.

En la figura 31 se presenta una secuencia del análisis del modelado de frecuencias del intervalo escogido. La secuencia completa va desde un tiempo -100 ms. el más somero, hasta un tiempo 100 ms el cual es más profundo; en la figura expuesta se observan siete imágenes de la secuencia en la parte central (-20, -16, -8, 0, 8, 16 y 20 ms respectivamente) y se resaltan dos de ellas, las de tiempo -16 ms y 16 ms. Como se puede ver en la imagen central hay una evolución geológica del cuerpo estratigráfico, esta evolución va progresando desde la imagen de tiempo -20 ms hasta la de tiempo 20 ms pudiéndose observar el desarrollo de una barra de meandro, la cual se detalla de buena forma en la imagen aumentada de la ventana de tiempo -16 ms.

Cuando se realiza una animación completa del volumen obtenido se puede interpretar como fue evolucionando el canal e incluso ver el desarrollo de la barra de meandros.

El entendimiento de la evolución geológica del subsuelo es una de las principales metas cuando se analiza un reservorio, de allí la importancia de esta herramienta de análisis, ya que con su uso se alcanzan resultados eficientes con gran rapidez. Estos resultados pueden ser correlacionados con otros atributos, pudiéndose llegar a obtener resultados aún más satisfactorios.

Mapas Sintonizados.

Se generaron mapas de visualización de planos de frecuencia, obtenidos al transformar el volumen del dominio tiempo al dominio frecuencia.

Los mapas sintonizados tienen la cualidad que son cartografiados en una única frecuencia dando como resultado el comportamiento del rango dinámico de amplitudes o fases para esa frecuencia. La frecuencia elegida es la que reproduce mejor la distribución de los cuerpos acústicos en el modelo sísmico.

En los mapas que se muestran en la figura 32 se observan las distintas respuestas de energía obtenidas con diferentes frecuencias.

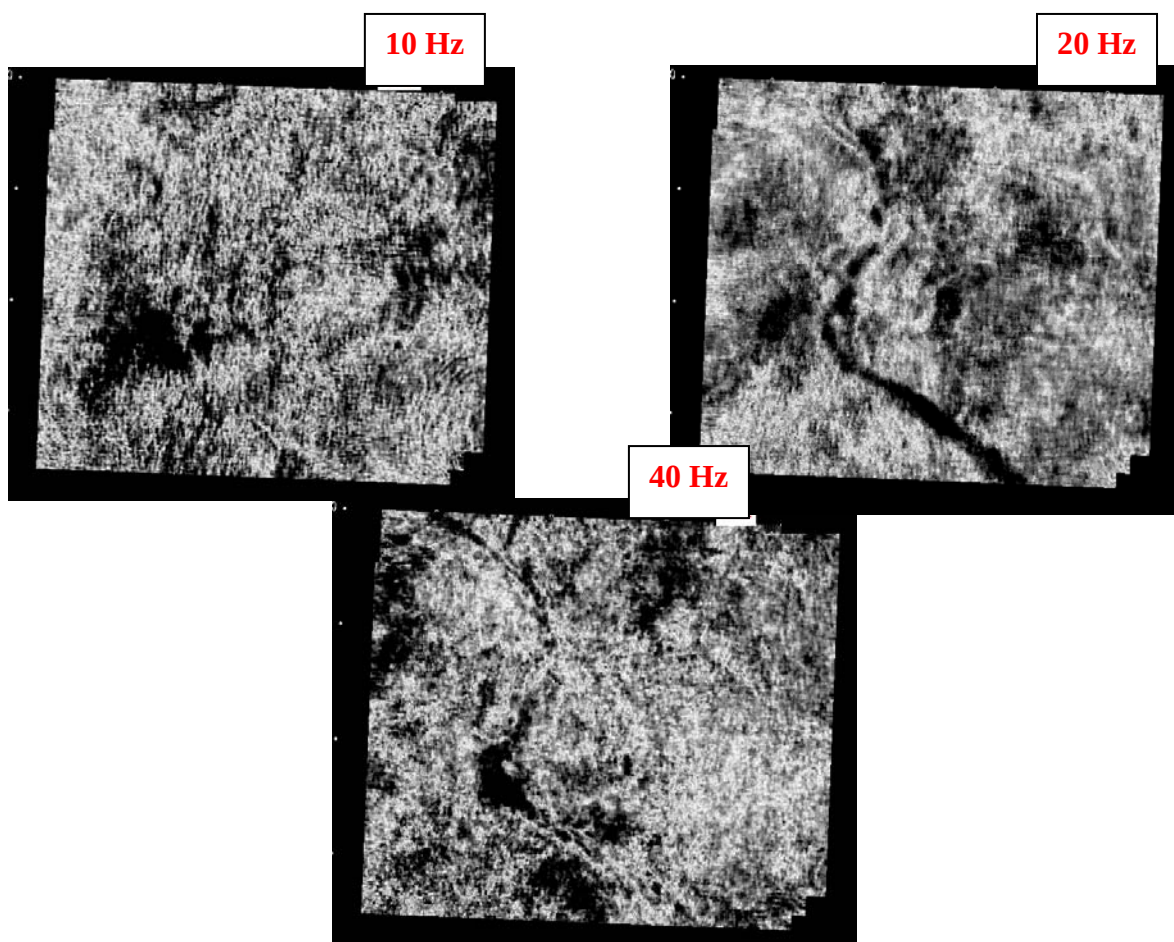


Figura 32.- Visualización de mapas de sintonización. (Frecuencias 10, 20, 40 Hz respectivamente).

En la figura 32 se puede observar que el mapa de sintonización que genera mejores resultados de despliegue de energía es el de 20 Hz, en este se puede detallar mejor la distribución y delimitación de los cuerpos estratigráficos; esto demuestra la utilidad de transformar los datos sísmicos del dominio tiempo al dominio frecuencia, ya que en este volumen se detalla todo el ancho de banda y por lo tanto se observan las frecuencias que generan mejores resultados. Este aspecto es de suma importancia ya que cuando se generan mapas de amplitud convencionales se trabaja sobre la frecuencia dominante obteniéndose resultados limitados por ella, siendo esto una desventaja para el análisis de energía.

Con el uso del mejor mapa sintonizado se procedió a calcular las áreas de los polígonos de posibles prospectos haciendo uso de la herramienta “Auto Polygon Generator” de “Seiswork Map View” de la plataforma “Landmark Graphics TM”. Para una mejor visualización se vario el rango de colores del mapa, esto con el fin de resaltar las áreas de interés modificando el contraste de este. El resultado de esta variación se muestra en la figura siguiente.

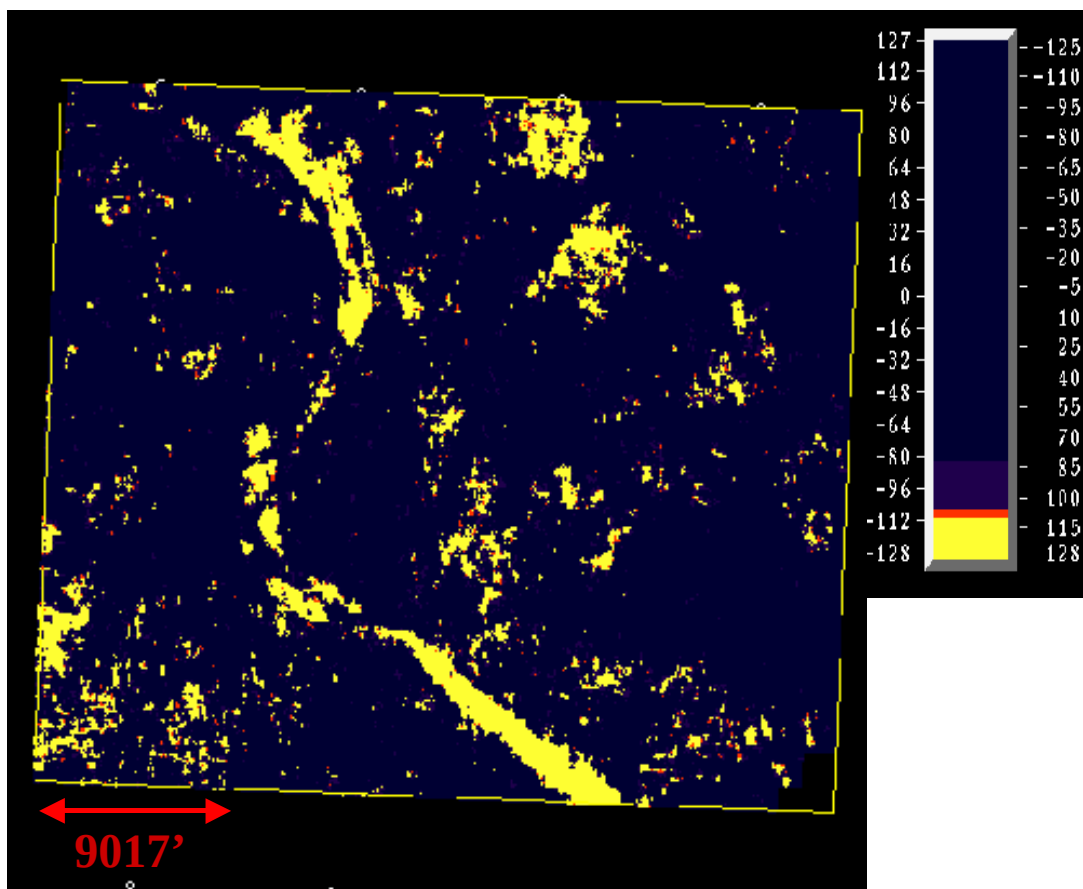


Figura 33.- Visualización del mapa de sintonización 20 Hz luego de variar el rango de colores.

Al ejecutar los cálculos se obtuvo el mapa mostrado en la figura 34, identificándose las posibles áreas prospectos.

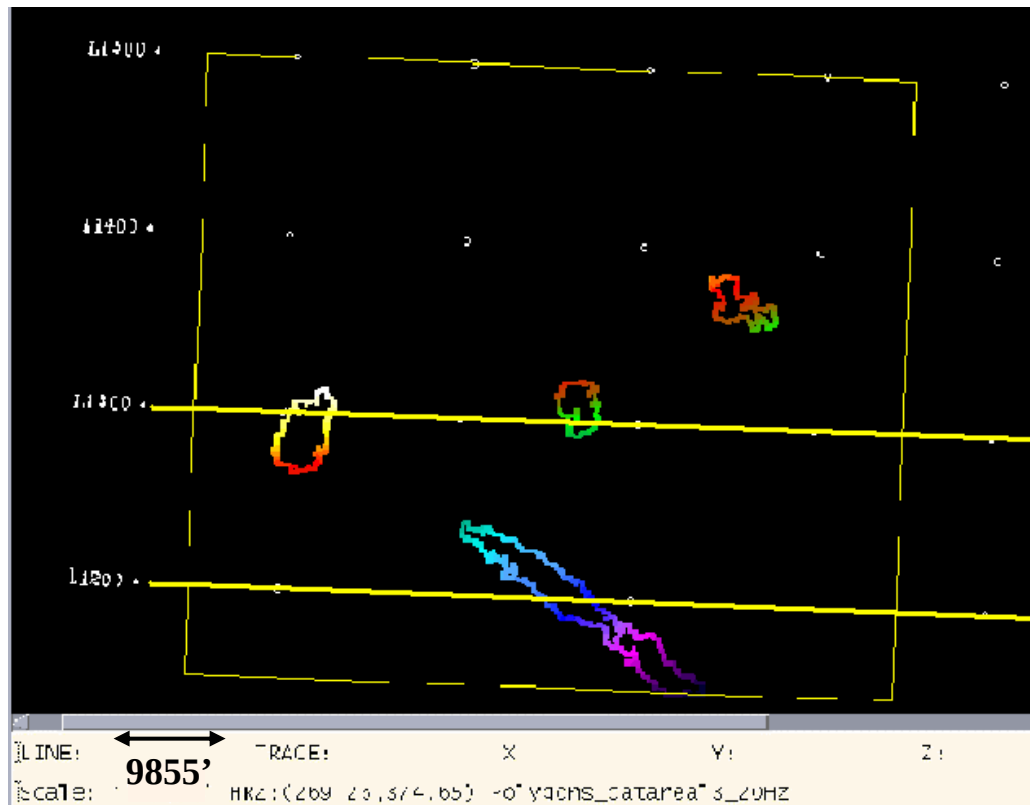


Figura 34.- Visualización de los polígonos de posibles áreas prospectos.

Cuando se despliegan las secciones sísmicas que pasan sobre las áreas calculadas se puede identificar la localización exacta de estas en la sección sísmica, mostrando la extensión del cuerpo estratigráfico. De igual manera se puede experimentar este paso con mapas sintonizados a otras frecuencias, lo que permite ver la continuidad o no del cuerpo y su expresión en los datos sísmicos. Realizando estas comparaciones se puede identificar incluso el espesor del cuerpo estratigráfico y si este es consistente o no. En la figura 35 se muestra la identificación de los polígonos de áreas en las líneas sísmicas.

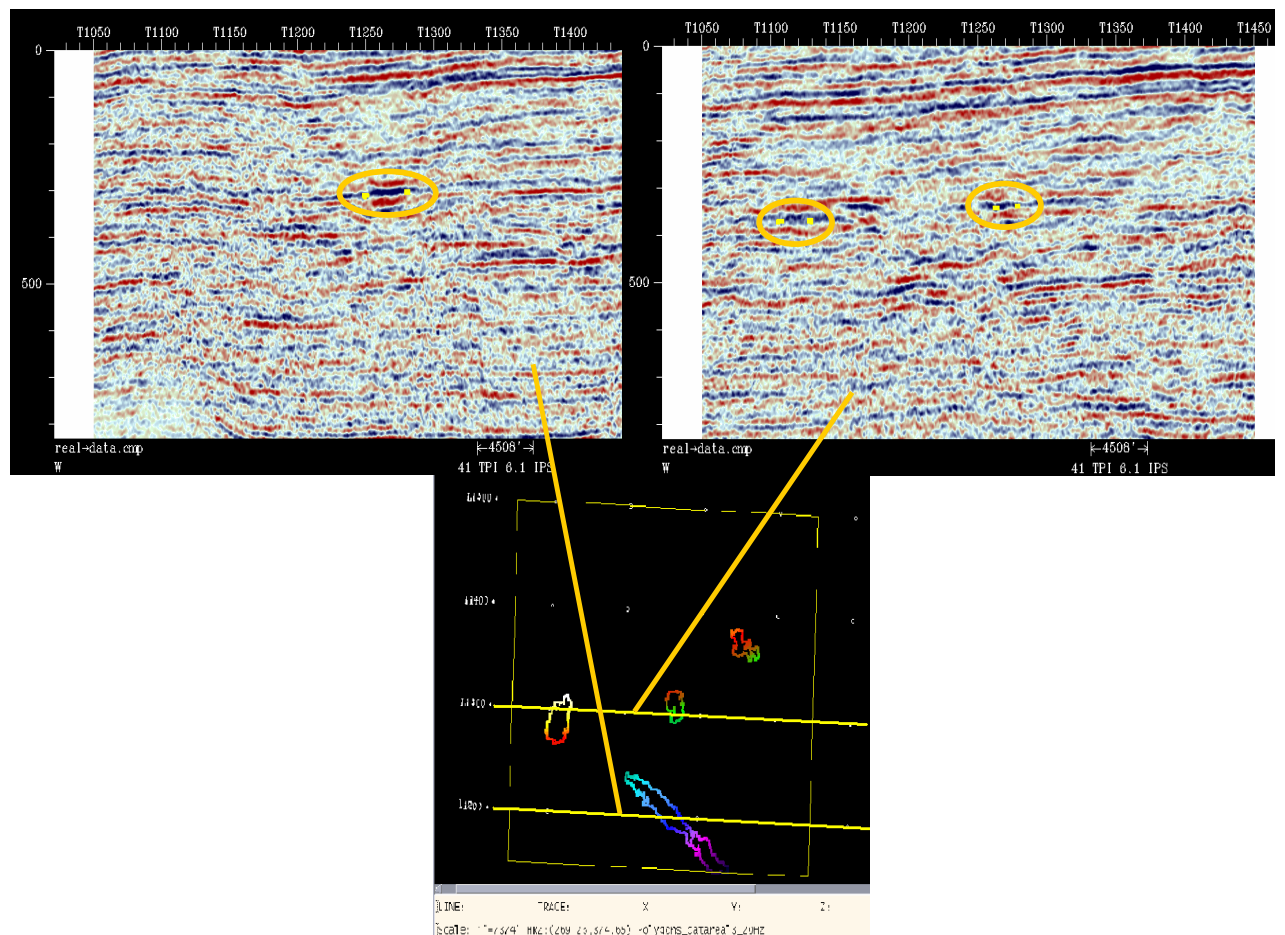


Figura 35.- Identificación de los polígonos de áreas en las líneas sísmicas correspondientes.

Visualización de Espectros

La visualización de espectro permite hacer una comparación de los espectros de amplitud obtenidos en los mapas sintonizados; se toman los tres

mejores mapas sintonizados en su frecuencia correspondiente, a cada uno de estos mapas se le asigna un color específico, entre rojo, verde y azul, esto con la finalidad de que en el mapa resultante se pueda diferenciar cual frecuencia es sintonizada en determinada área.

En la figura 36 se muestra el resultado de combinar las frecuencias dadas por los mapas de sintonización de frecuencias 20, 30, y 40 Hz.

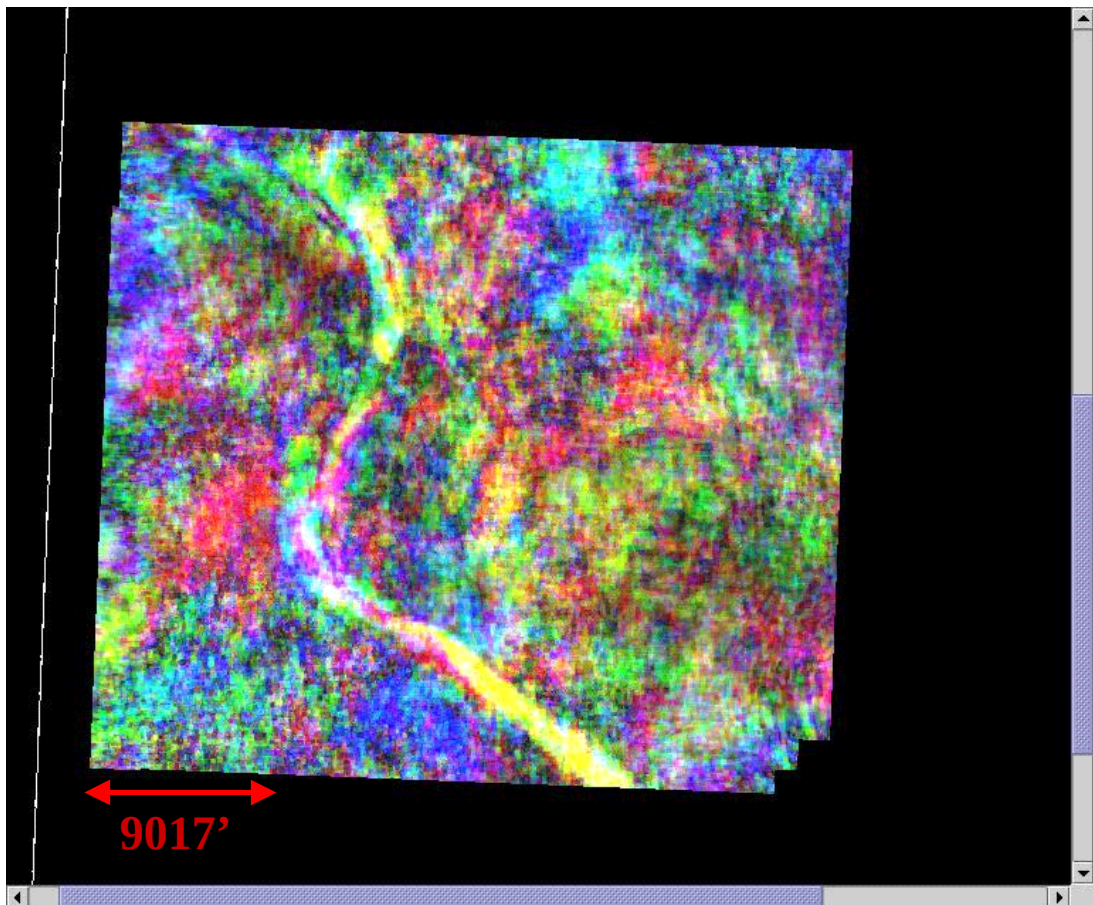


Figura 36.- Visualización de espectros para mapas de frecuencia de 20, 30 y 40 Hz respectivamente.

En el mapa se observa los diferentes contrastes entre los colores rojo, verde y azul que representan las frecuencias 20 , 30 y 40 Hz respectivamente. Las

zonas de colores distintos a los nombrados corresponden a áreas de respuesta similar de todas las frecuencias en la respuesta acústica de la zona.

Variando el porcentaje del rango de amplitudes que son desplegadas para cada color (frecuencia), se puede resaltar la frecuencia de mayor interés.

En la figura siguiente se muestra el mapa de espectros en donde todos los valores de frecuencias (colores) son presentados con un porcentaje de despliegue de 10%

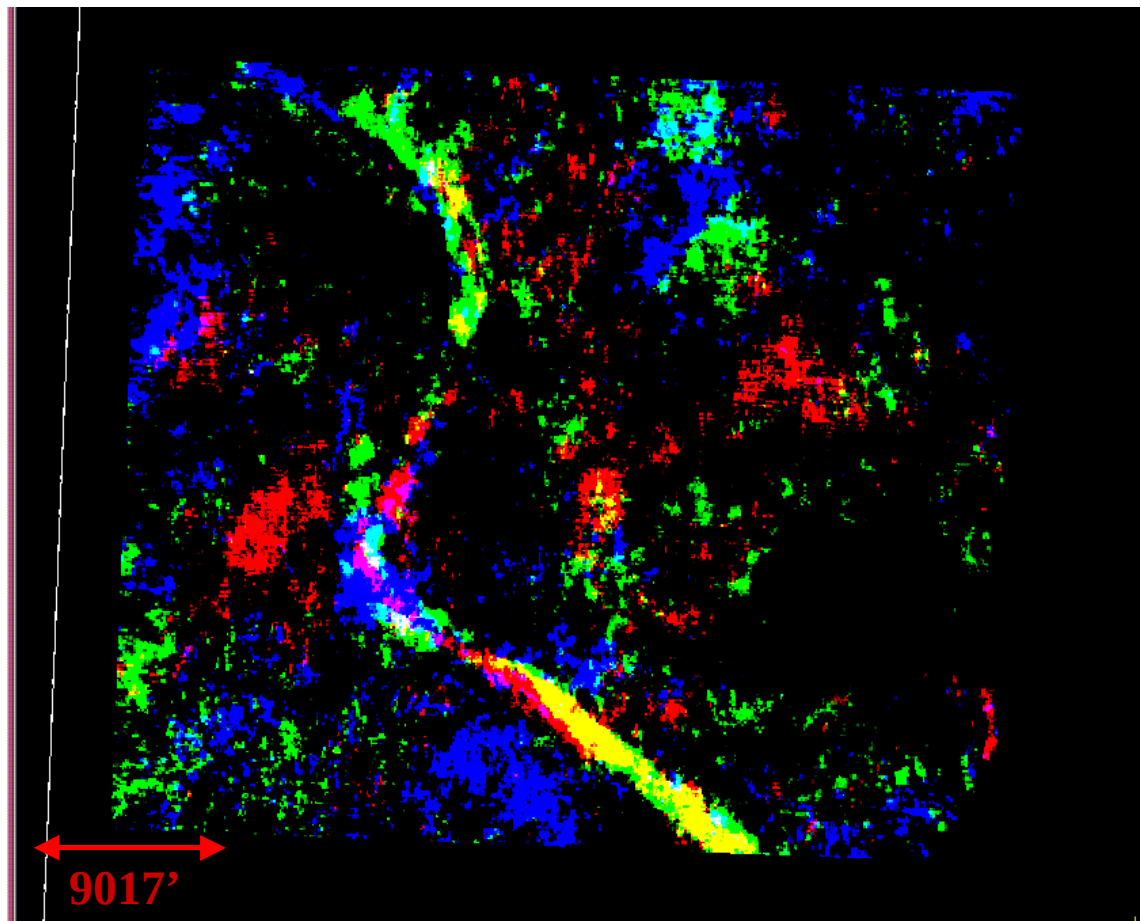


Figura 37.- Visualización de espectros para mapas de frecuencia de 20, 30 y 40 Hz con un porcentaje de 10% cada uno.

En la figura 37 se observa como al disminuir el porcentaje de despliegue de cada una de las frecuencias se detalla el cuerpo estratigráfico. Obsérvese como se mantiene el color amarillo en los eventos que pertenecen a una misma secuencia; es decir que, en esta zona todas las frecuencias usadas dan una respuesta similar al cuerpo acústico presente en esta área.

CAPITULO V

DATOS REALES: HAMACA.

Para la aplicación del método de Descomposición Espectral en datos reales se escogió un sector del bloque H (Huyapari) del área Hamaca, la zona fue escogida por su importancia en la acumulación de hidrocarburos y por las características de su ambiente de depositación (fluvio - deltaico) el cual resulta idóneo para este estudio; específicamente la zona queda enmarcada entre las coordenadas UTM de oeste a este 367348.62 - 388274.69 y de norte a sur 942327.38 – 927296.94 abarcando una superficie aproximada de 358 km².

En la figura siguiente se presenta una representación del volumen sísmico utilizado.

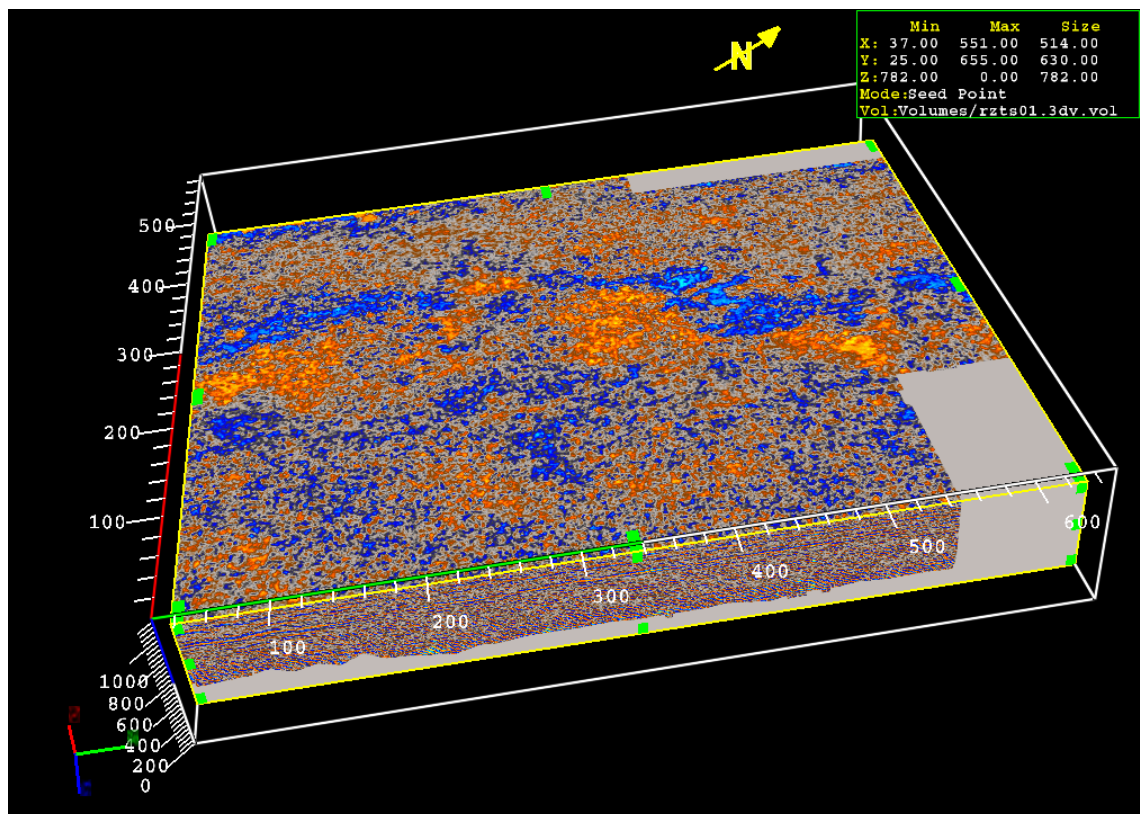


Figura 38.- Volumen sísmico en tiempo. Área de trabajo, Hamaca.

Metodología de trabajo

Interpretación Sísmica

La interpretación de tres de los horizontes (AMV-155, AMV-200, AMV-255) y sus fallas fueron tomadas de un trabajo realizado por Petrolera Ameriven S.A. en julio de 2000, en este se define la zona reservorio en varias secciones; para efectos de este trabajo las superficies fueron definidas de igual manera Basamento, AMV-155, AMV-200, AMV-255.

La zona reservorio esta dividida en una sección fundamental rica de arenas, localizada entre el Basamento y AMV-155 , una sección media rica de lutitas entre AMV-155 y AMV-200, y por encima de esta hasta la superficie AMV-255 otra sección rica de arenas.

Durante el desarrollo de este trabajo se procedió a interpretar el Basamento, esto se hizo con dos finalidades: la primera, para comprobar la interpretación realizada por Petrolera Ameriven S.A.; la segunda, para que este sea utilizado como el horizonte guía durante algunos de los análisis de Descomposición Espectral.

Para realizar la interpretación correcta del Basamento se efectuó un Sismograma Sintético con el fin de realizar la calibración Sísmica-Pozo, paso previo que debe ejecutarse para que los datos de los topes geológicos de los pozos en profundidad sean calibrados con los horizontes en tiempo de la sección sísmica. Para la ejecución de este sismograma sintético se uso el pozo MHF-015 el cual contenía los topes geológicos de interés, las coordenadas del pozo (línea y/o traza) y las curvas necesarias (registro sónico, registro de densidad y la tabla T-Z) para la construcción del sismograma sintético.

El resultado de este sismograma se muestra a continuación en la figura 39, en esta se aprecia la correlación obtenida.

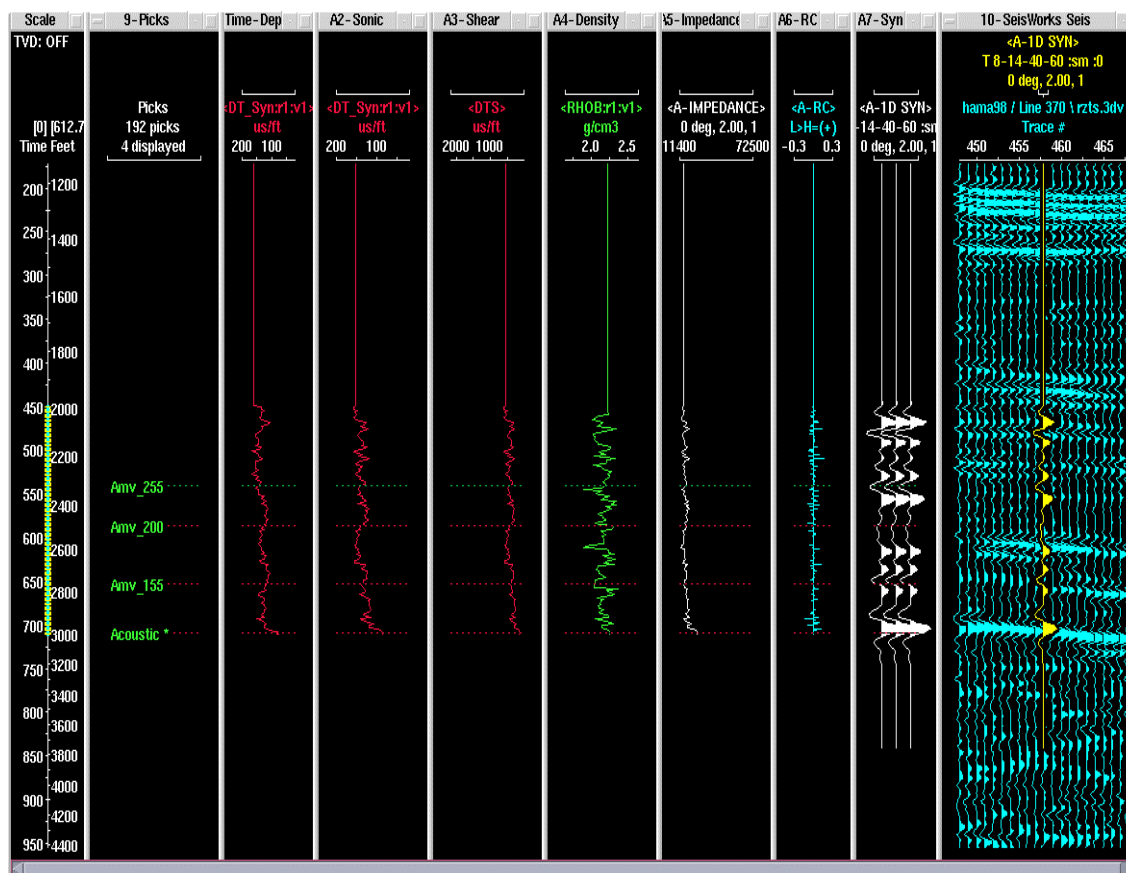


Figura 39.- Sismógrafo Sintético realizado a partir del pozo MFH-015

Los mapas en tiempo de los tres horizontes tomados de la interpretación de Petrolera Ameriven S.A. y el horizonte del basamento interpretado durante este trabajo, son un producto directo de seguir las reflexiones en todo el volumen sísmico; estos mapas son presentados en la figura 40 y son los horizontes utilizados para el análisis de Descomposición Espectral.

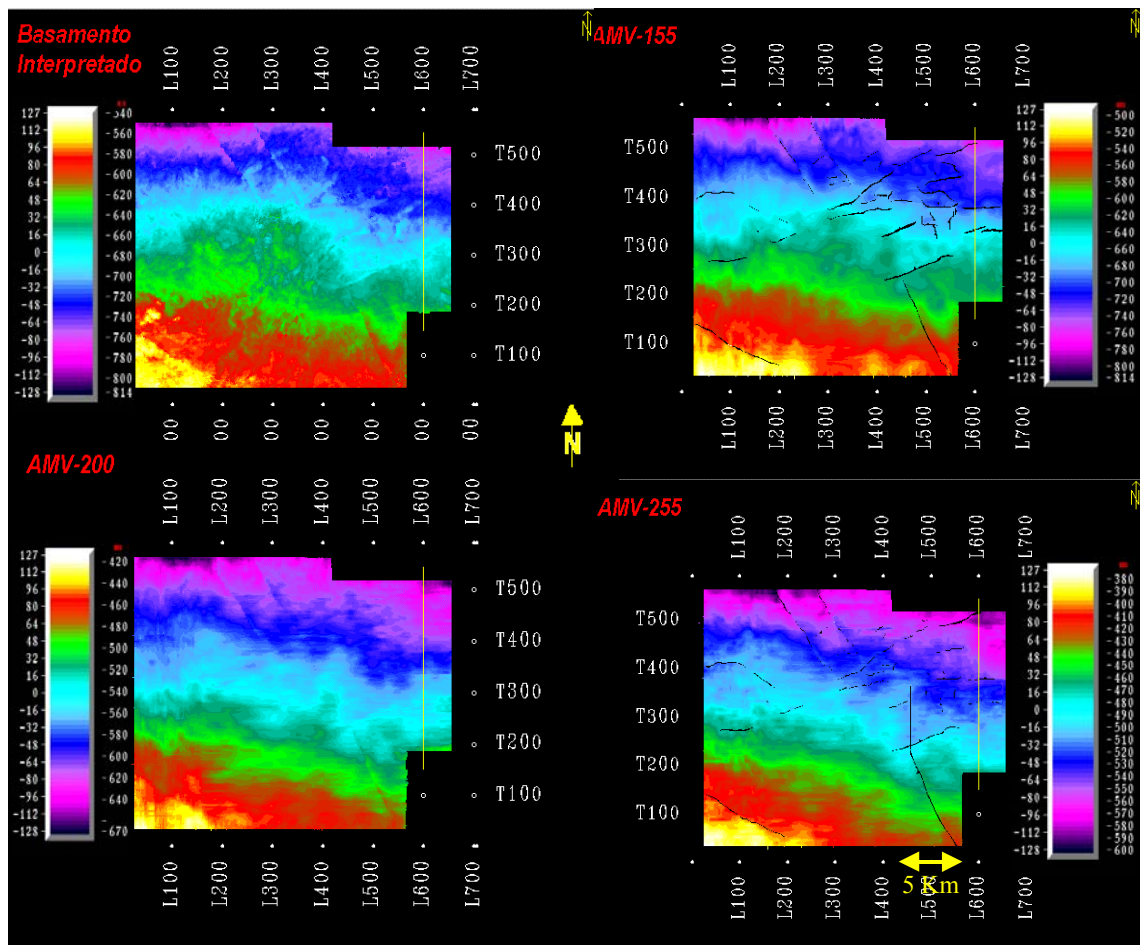


Figura 40.- Mapas en tiempo de los horizontes utilizados.

En la sección sísmica presentada en la figura 41 se muestra como fueron representados los intervalos entre las superficies usadas en este trabajo; cada uno de estos intervalos posee características estratigráficas particulares diferenciándose uno de otro, por ello, a cada intervalo se le aplico el análisis de Descomposición Espectral.

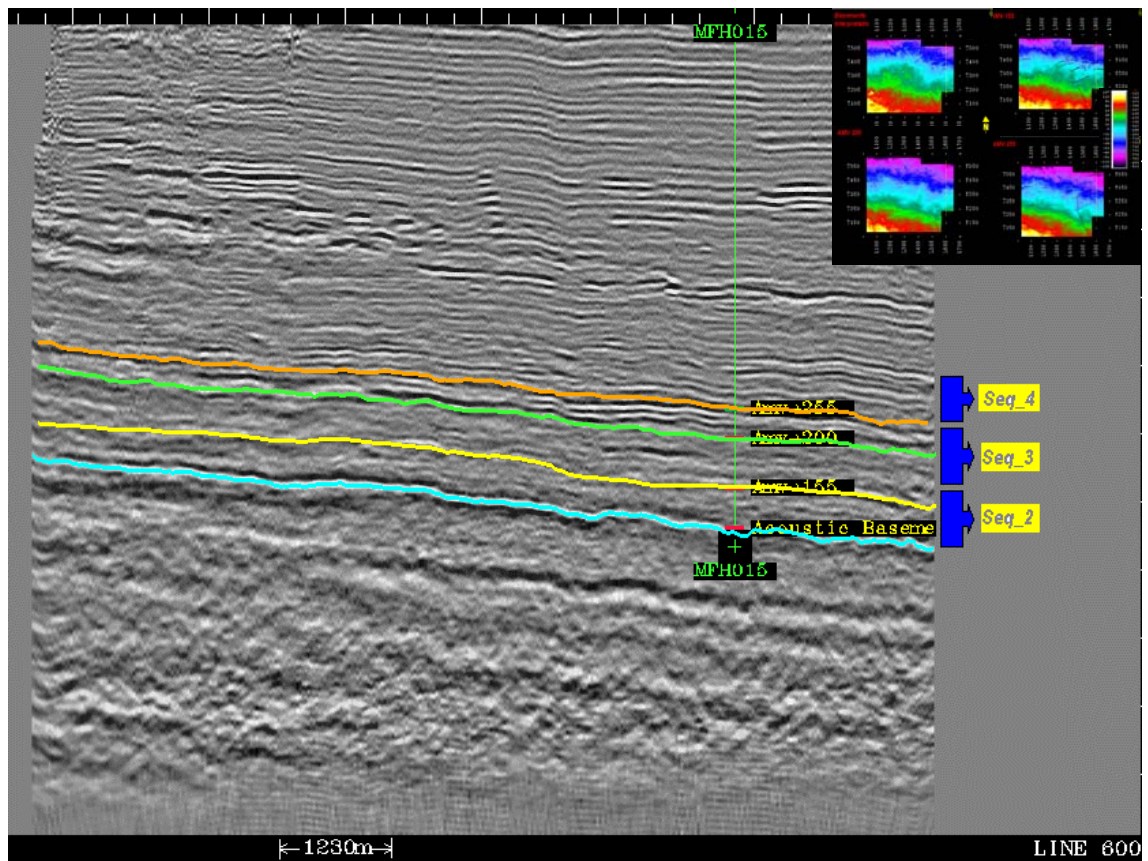


Figura 41.- Sección sísmica que representa las diferentes superficies.

Los intervalos entre las superficies son definidos de la siguiente forma:

Seq_2 : Limite entre una alta densidad de sedimentos lutiticos y una subyacente capa de lutita de baja densidad, en 2772 pies MD en MFH15. El capa subyacente de baja densidad esta cerca de 12 pies de espesor en MFH15, y en algunos pozos en el campo bare esta lutita es reemplazada por siltstones y areniscas deltaicas y canales distributarios complejos.

Seq_3 : Una discordancia regional o su correlativa superficie conformable de bajo buzamiento. En el pozo MFH15 esta debajo de un intervalo de arena mayor. (ubicado en 2495 pies MD en MFH15)

Seq_4 : Base de capa de carbon (2340 pies MD en MFH15) que cubre cerca de 25 pies de alta densidad de sedimentos mudstone. Tope de una parasecuencia que contiene altísimo petróleo en el pozo MFH15.

Aplicación del método de Descomposición Espectral.

La aplicación del método de Descomposición Espectral en los datos reales se llevó de la misma manera que con los datos sintéticos. Los análisis fueron realizados con los mismos procedimientos, cada uno de estos explicados a continuación:

Transformación Tiempo – Frecuencia.

Para la transformación Tiempo – Frecuencia de los datos reales se ejecuto el análisis de Descomposición Espectral a todo el volumen sísmico, transformándolo del dominio tiempo al dominio frecuencia, obteniéndose como resultado un nuevo volumen representado en el eje z por las frecuencias, conteniendo el nuevo volumen planos de frecuencias que varían de 0-250 Hz, rango de frecuencias que se le suministro a la aplicación antes de ejecutar la transformación al dominio frecuencia.

A este volumen se le realizaron diversas pruebas variando los distintos parámetros para la transformación Tiempo- Frecuencia, pudiéndose identificar con cuales frecuencias el volumen mostraba mejores resultados; siempre teniendo en cuenta que los resultados obtenidos dependen de las condiciones de la data.

Modelado de Frecuencias

Para ejecutar el modelado de frecuencias a los datos reales se necesito escoger una ventana de trabajo alrededor de cada uno de los horizontes (Basamento, AMV-155, AMV-200, AMV-255), la longitud de cada una de estas

ventanas de trabajo fue suministrada según la zona abarcada por el horizonte a trabajar.

Los valores de las frecuencias utilizados para este análisis fueron obtenidos previamente con los resultados alcanzados transformando el volumen del dominio tiempo al dominio frecuencia. Estos análisis fueron aplicados para cada una de las ventanas de análisis con las frecuencias que generaban los mejores resultados, el “*taper*” usado para cada uno de los análisis fue el Gaussiano. A continuación se muestran cada una de las ventanas utilizadas para cada uno de los horizontes:

- Para el horizonte Basamento se tomo una ventana de análisis alrededor del horizonte de 300 milisegundos y la longitud de la ventana por encima y por debajo del horizonte centrado es de 150 milisegundos. En la figura 42 se muestra la ventana de trabajo.

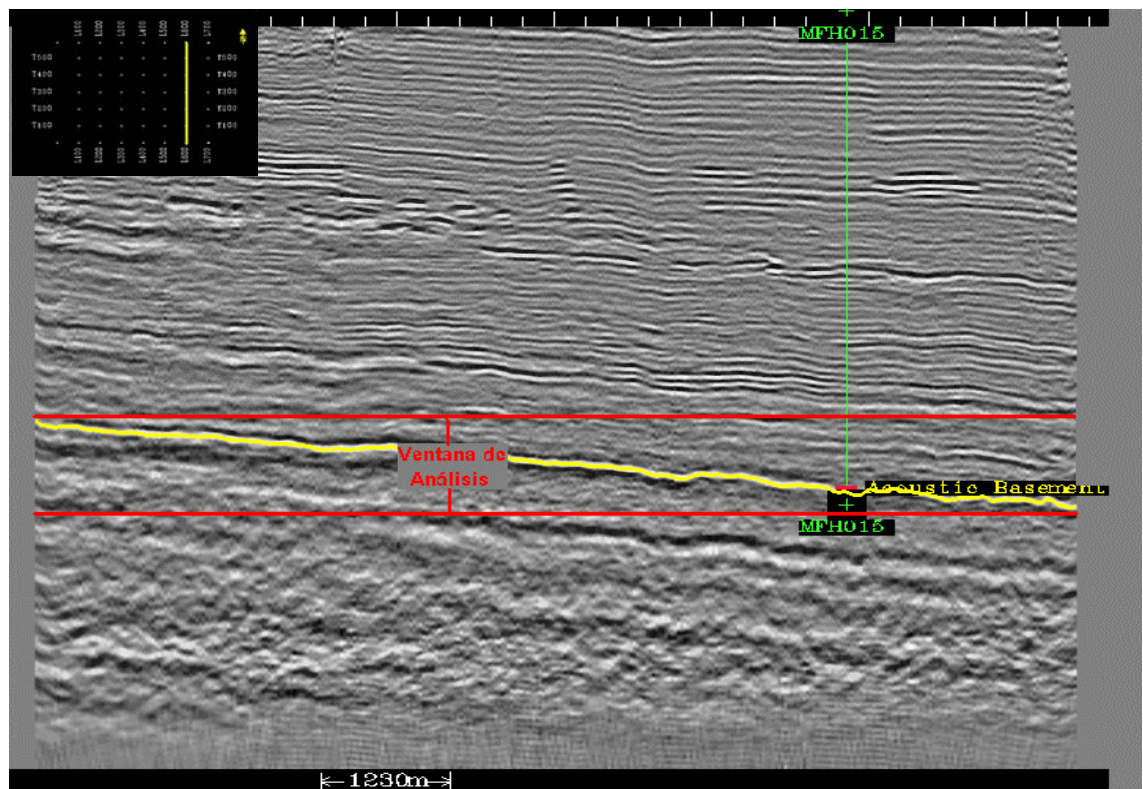


Figura 42.- Línea sísmica en donde se representa la ventana de análisis de trabajo para el Basamento.

- Para el horizonte AMV-155 se tomo una ventana de análisis de 300 milisegundos y la longitud de la ventana por encima y por debajo del horizonte centrado es de 150 milisegundos. En la figura 43 se muestra la ventana de trabajo.

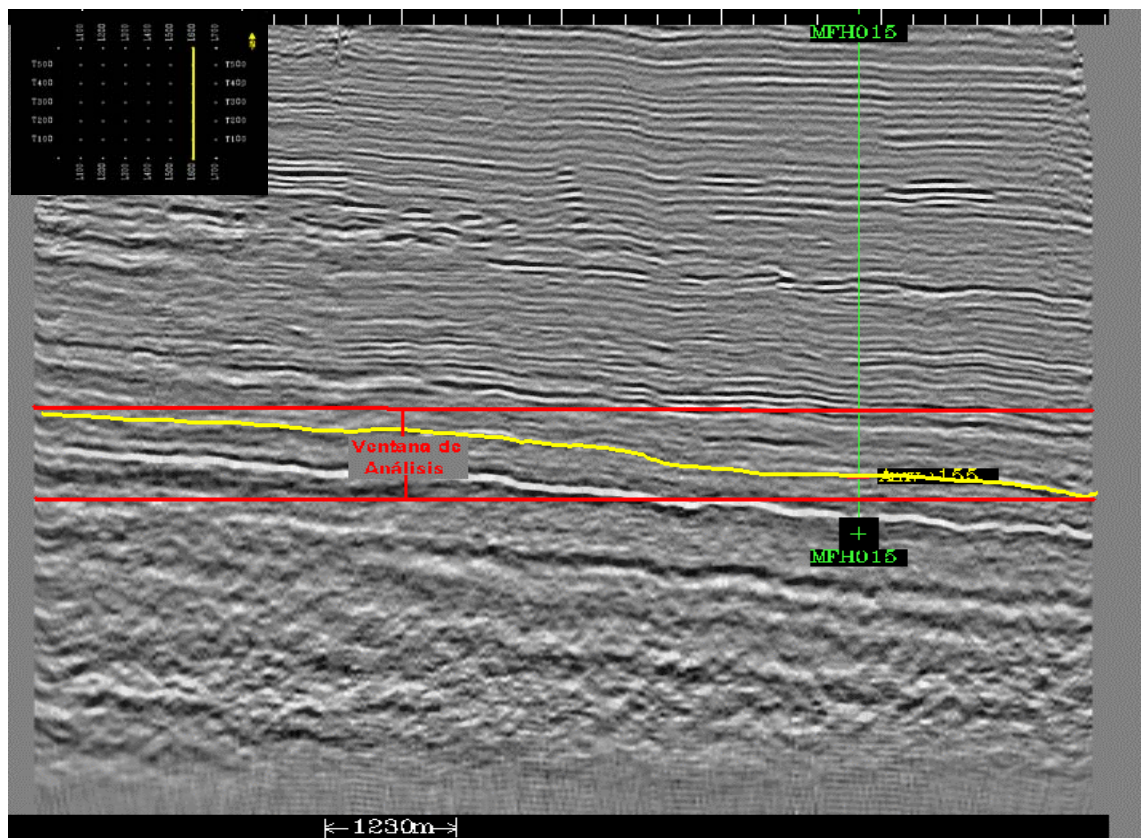


Figura 43.- Línea sísmica en donde se representa la ventana de análisis de trabajo para el Horizonte AMV-155

- Para el horizonte AMV-200 se tomo una ventana de análisis de 250 milisegundos y la longitud de la ventana por encima y por debajo del

horizonte centrado es de 125 milisegundos. En la figura 44 se muestra la ventana de trabajo.

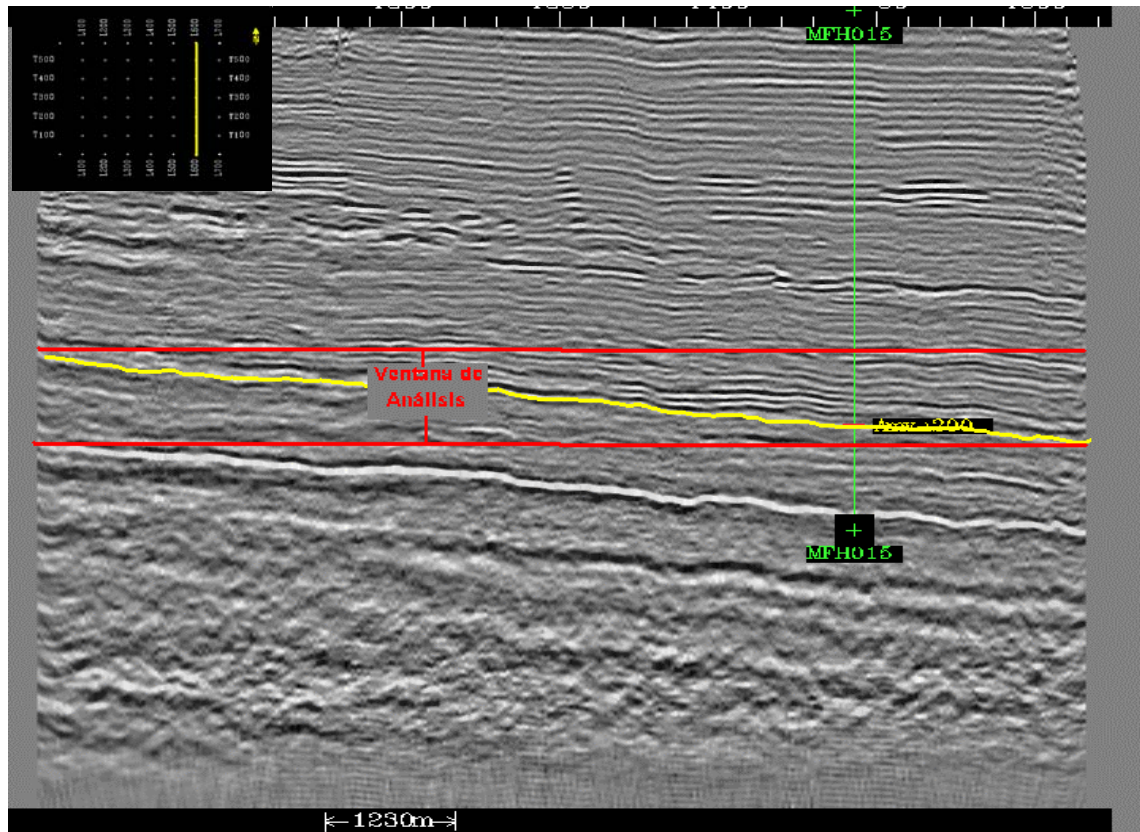


Figura 44.- Línea sísmica en donde se representa la ventana de análisis de trabajo para el Horizonte AMV-200

- Para el horizonte AMV-255 se tomo una ventana de análisis de 250 milisegundos y la longitud de la ventana por encima y por debajo del horizonte centrado es de 125 milisegundos. En la figura 45 se muestra la ventana de trabajo

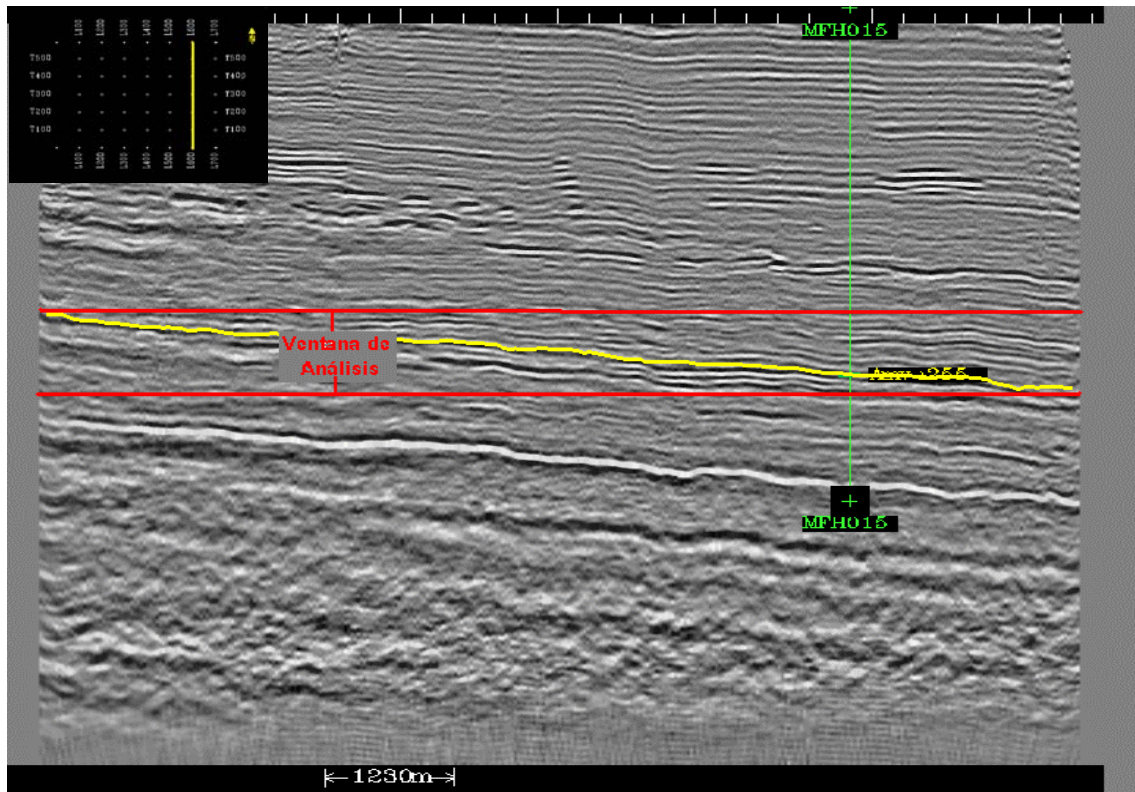


Figura 45.- Línea sísmica en donde se representa la ventana de análisis de trabajo para el Horizonte AMV-255

En cada uno de los sub-volumenes generados se observan variaciones en las respuestas, esto se debe a que cada ventana contiene valores de energía diferentes como resultado de la presencia de diversos cuerpos estratigráficos en determinada zona de interés.

Mapas Sintonizados

Las frecuencias escogidas para la ejecución de los mapas sintonizados en los datos reales fue elegida del volumen obtenido cuando se transformo Los datos sísmicos del dominio tiempo al dominio frecuencia, estos mapas sintonizados son generados a partir de una determinada frecuencia y dan como resultados el comportamiento del rango dinámico de amplitudes o fases para esa frecuencia.

Con los mapas obtenidos y con el uso de una herramienta que calcula áreas de posibles prospectos en los mapas de horizontes (“*Auto polygon Generator*” de “*Seiswork Map View*”) se calcularon posibles áreas de cuerpos estratigráficos, estas áreas fueron vistas en las secciones sísmicas que las cortan y se pudo detectar la localización exacta dentro de la línea sísmica del posible cuerpo estratigráfico.

Visualización de Espectros

Para la visualización de espectros en los datos reales fueron escogidas tres de las frecuencias que arrojaban mejores resultados en el volumen obtenido de la transformación del dominio tiempo al dominio frecuencia, estas frecuencias son representadas en un mapa que me refleja una diferenciación de los espectros de energía a través de unos colores determinados (rojo, verde, azul); cada uno de estos colores me representa una respuesta de energía para una frecuencia específica. En el mapa de espectros también se observan algunas áreas que combinan colores distintos a los ya mencionados, cuando esto sucede, es porque para esa área determinada los espectros de energía son detectados con dos o tres de las frecuencias introducidas para la ejecución del mapa.

Extracción de Volúmenes en el Dominio Frecuencia.

Los volúmenes obtenidos en el dominio frecuencia son extraídos y guardados automáticamente en la base de datos, por ello pueden ser visualizados en diferentes aplicaciones, para efectos de este trabajo las aplicaciones utilizadas fueron “*Seiswork 2003/Seismic View*, *Seiswork 2003/Map View* ” y “*Geoprobe*” con el cual se tiene una mejor visualización del volumen en 3D.

Visualización de Resultados

El volumen sísmico es una imagen compleja de reflexiones, ruidos, interferencias y efectos de sintonización; por ello, la identificación de la

geometría de algún cuerpo estratigráfico se hace un poco complicada y se generan expectativas en lo que pueda representar algunas reflexiones sísmicas. Esta incertidumbre conlleva a que durante el estudio e interpretación de un volumen sísmico las principales herramientas de análisis son los diferentes mapas que se pueden obtener de los datos sísmicos.

Los resultados obtenidos en esta fase son visualizados de la misma manera que los datos sintéticos, teniéndose así, visualizaciones en secciones en planta, en donde se verán planos de igual frecuencia (*“common frequency slices”*), estas representaciones en planta permiten detectar la variabilidad de los cuerpos revelando así rasgos estratigráficos presentes en el volumen sísmico.

Estos resultados alcanzados a través del análisis de Descomposición Espectral son comparados con algunos resultados obtenidos a partir de la aplicación de varios atributos convencionales a la data sísmica, esto con la finalidad de diferenciar los resultados y así comprobar la factibilidad de aplicación de la Descomposición Espectral.

Transformación Tiempo – Frecuencia

El primer proceso que se realizó fue transformar el volumen sísmico correspondiente al área de Hamaca del dominio tiempo al dominio frecuencia, obteniendo como resultado un nuevo volumen en frecuencias, este volumen contiene planos de frecuencia que varían de 0 a 250 Hz representando cada uno determinadas amplitudes. El método usado para la transformación del dominio tiempo al dominio frecuencia en estas imágenes es el de la Transformada Discreta de Fourier y el método de Máxima Entropía fue usado como método alternativo para evaluar los resultados obtenidos por otra vía.

En la siguiente imagen se muestra el volumen resultante de la transformación del dominio tiempo al dominio frecuencia.

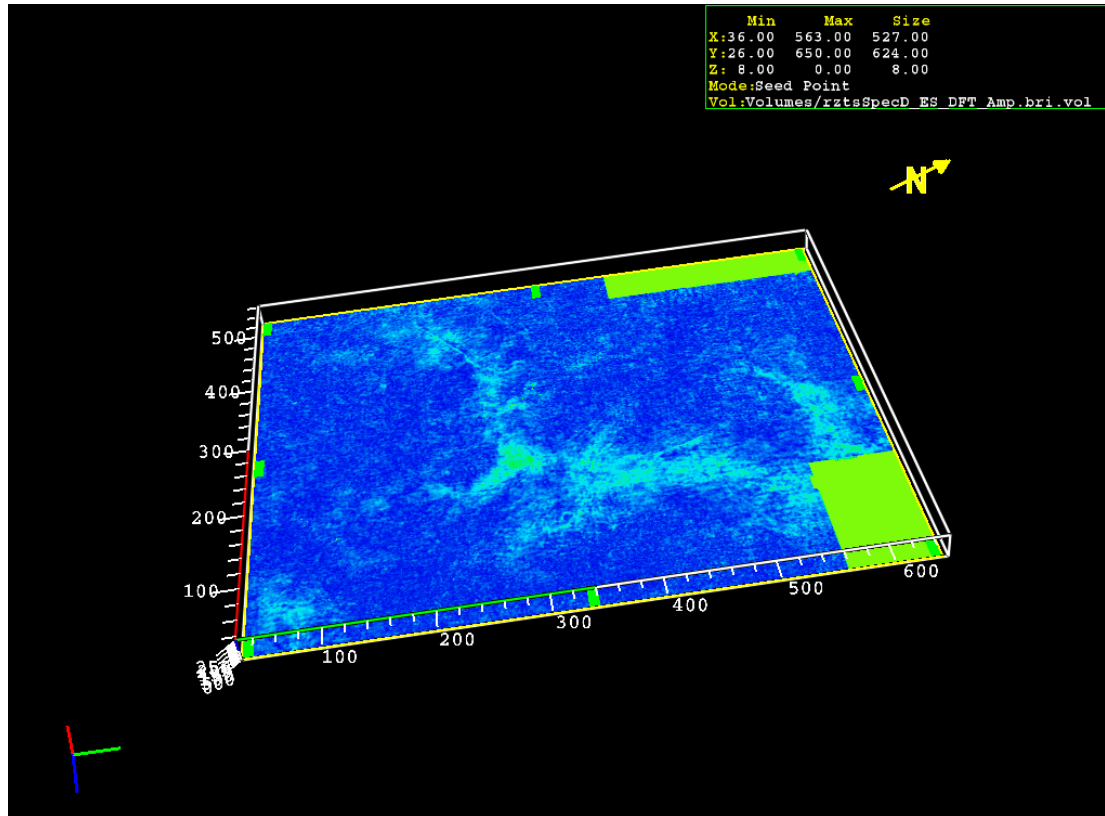


Figura 46.- Visualización del volumen sísmico en el dominio frecuencia. Hamaca

En las diferentes imágenes que se muestran a continuación se visualizarán algunos de los planos de frecuencia obtenidos a partir de la transformación del dominio, cada uno de estos planos mostrados representan los mejores resultados obtenidos luego de ejecutar la aplicación con diversos parámetros suministrados al *software*. El “Taper” que arrojo mejores resultados fue el Coseno con un porcentaje de 20%, por ello las imágenes mostradas son las obtenidas con este parámetro:

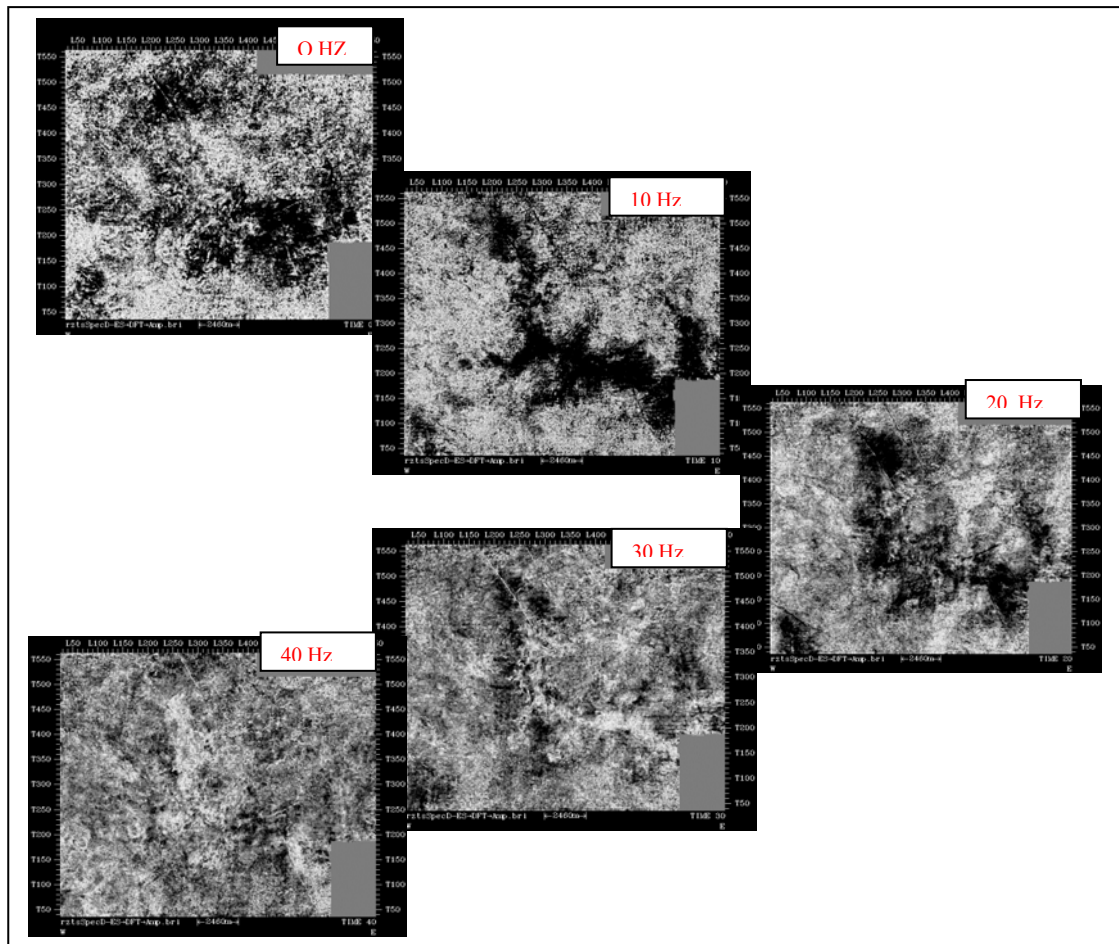


Figura 47.- Visualización de los resultados de la transformación del volumen del dominio

En la figura se puede notar que el plano de frecuencia que arrojo los mejores resultados fue el de 10 Hz, en donde se observa una geometría anómala que puede ser asociada a un posible cuerpo estratigráfico. Debido a que el ambiente que se presenta en esta zona es Fluvio – Delataico se puede inferir que la geometría que se observa se asemeja a un canal, con posibles bifurcaciones que pudiesen asociarse a canales distributarios, desviaciones que pueden ser causadas por fallamiento. Este plano de frecuencia es mostrado a continuación con una interpretación de los cuerpos estratigráficos:

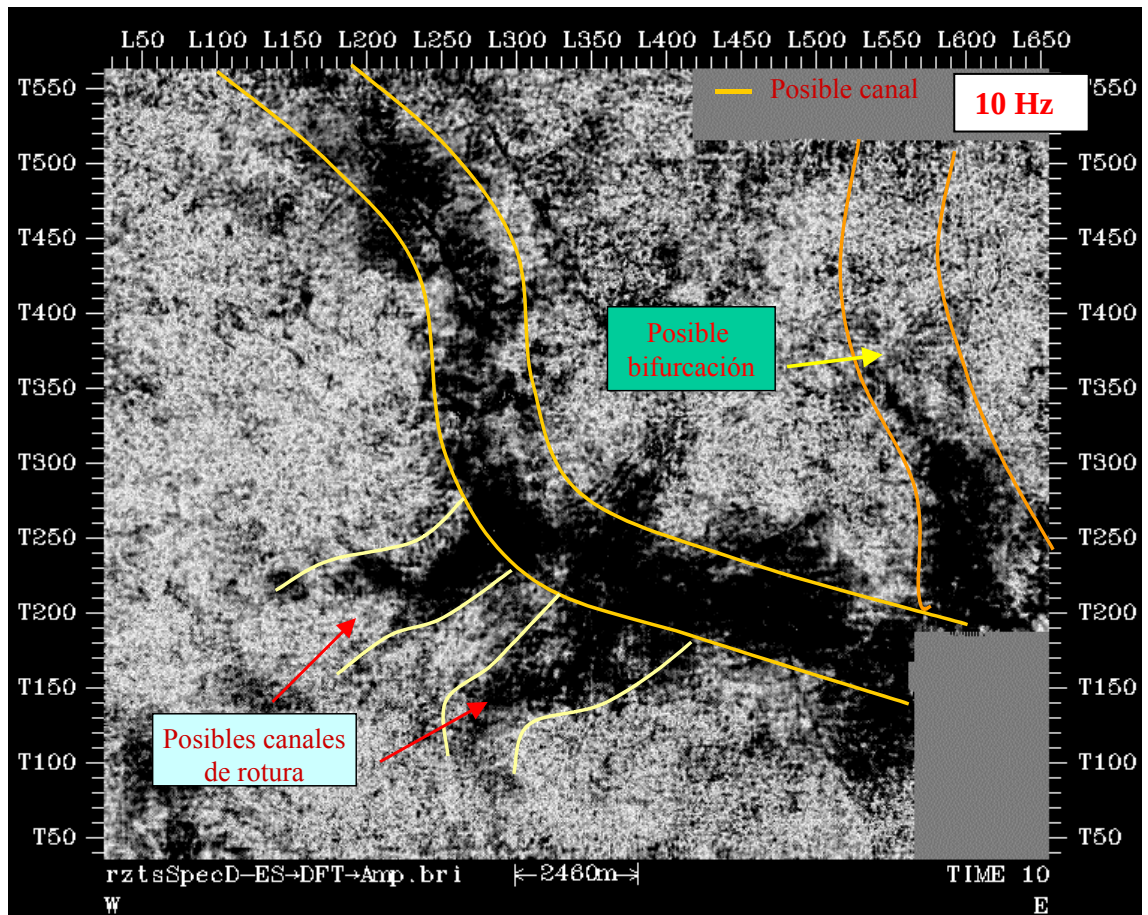


Figura 48.- Plano de frecuencia (10 Hz) interpretado.

Cuando se comparan los resultados obtenidos a través de la transformación del volumen a frecuencia con los resultados arrojados por diferentes atributos sísmicos convencionales se nota la gran diferencia en los resultados conseguidos. Esta diferencia se puede observar en las siguientes figuras (48, 49, 50, 51).

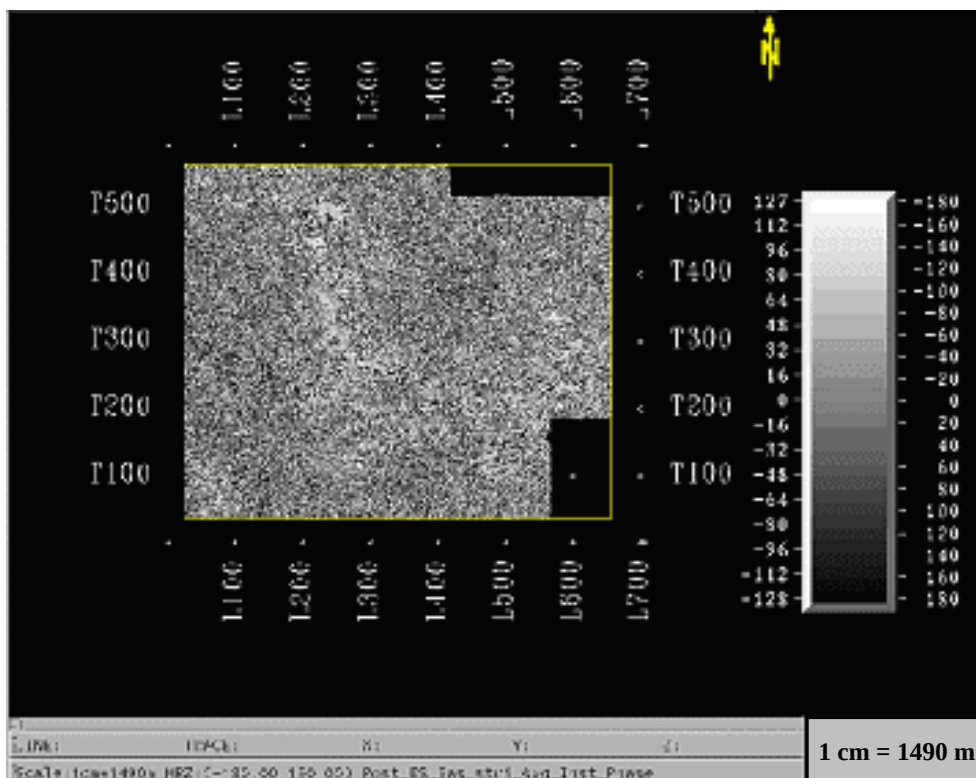


Figura 49.- Imagen de atributo Promedio de fase Instantanea. Datos reales

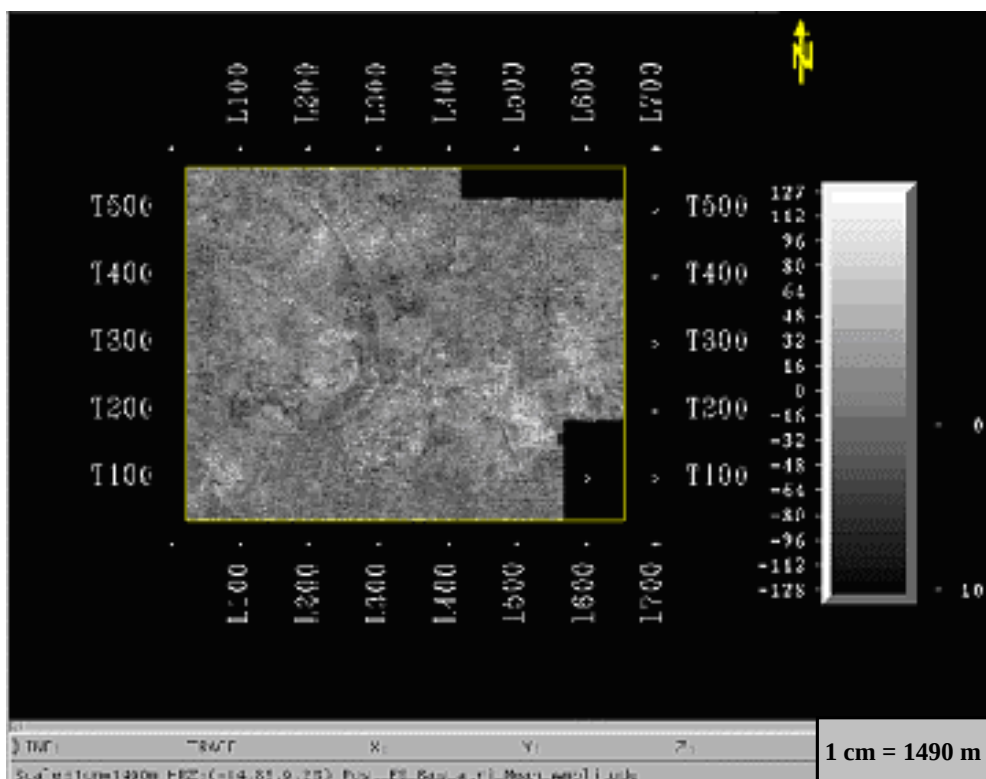


Figura 50.- Imagen de atributo indicador de amplitudes. Datos reales

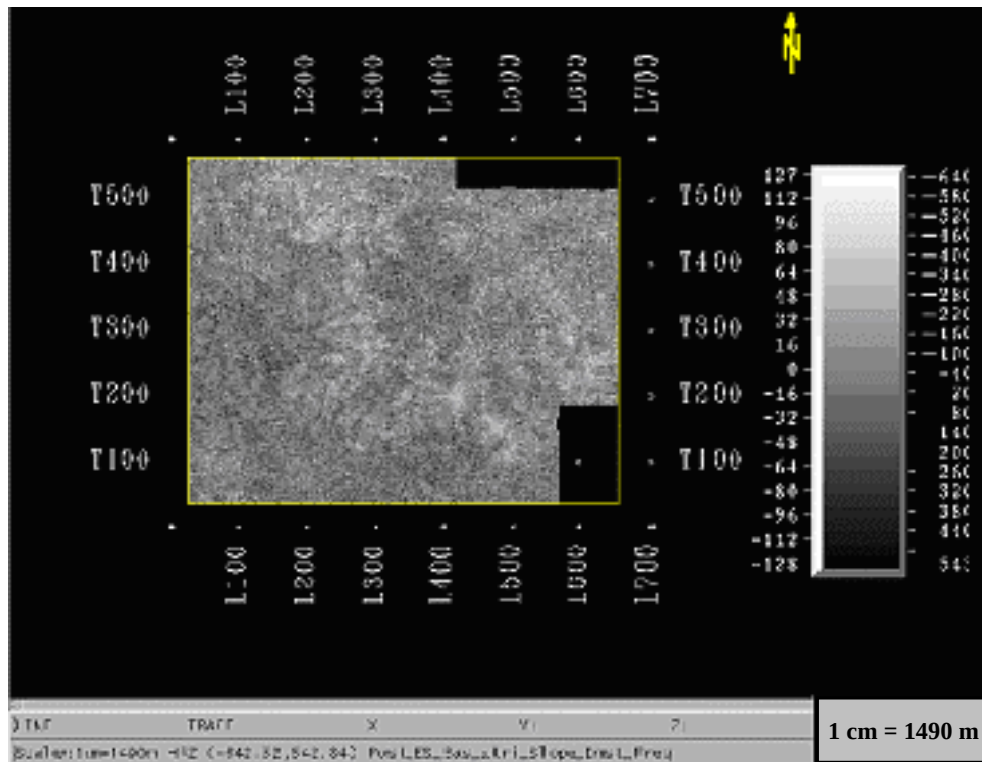


Figura 51.- Imagen de Atributo Pendiente de la frecuencia instantanea . Datos reales.

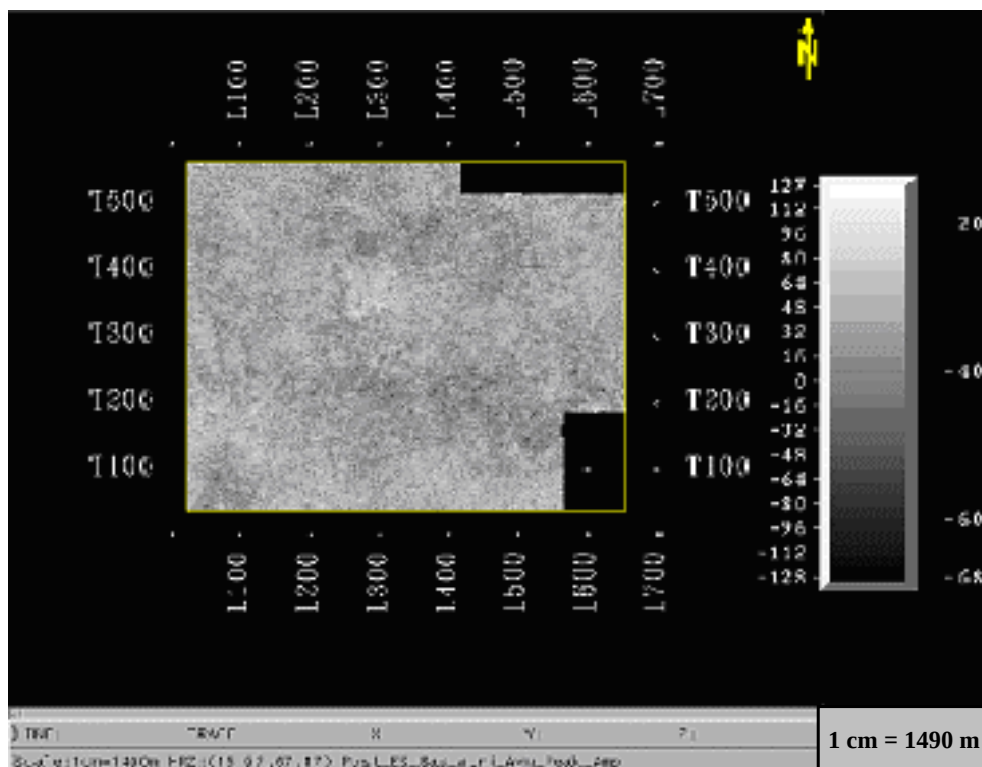


Figura 52.- Imagen de Atributo Promedio del pico de amplitud. Datos reales.

En las figuras mostradas se puede notar que ninguno de los atributos genera una respuesta tan coherente como el análisis de Descomposición Espectral, en donde se resalta la delineación de un cuerpo anómalo. El atributo donde se puede notar ciertos cuerpos anómalos localizados es el indicador de amplitudes, en donde se reflejan algunas amplitudes altas.

Los resultados obtenidos con la transformación del volumen demuestran la importancia de poder visualizar el volumen sísmico en el dominio frecuencia, ya que los resultados permiten detallar cuerpos anómalos que no pueden ser vistos en el dominio tiempo. La razón principal del porque los atributos convencionales no arrojan los mismos resultados es porque estos trabajan en el dominio tiempo y sus cálculos son realizados en base a una frecuencia dominante, arrojando así resultados limitados a esta frecuencia; mientras que el análisis de Descomposición Espectral analiza todas las frecuencias existentes en el volumen.

Modelado de frecuencias

Con los resultados obtenidos en la transformación del volumen sísmico al dominio de la frecuencia se pudieron observar cuales son los valores de frecuencia que arrojan los mejores resultados, estos valores de frecuencia serán usados en el modelado de frecuencias para analizar las diferentes ventanas de tiempo seleccionadas para cada uno de los horizontes.

Cuando se observan los resultados ejecutados en las ventanas de tiempo seleccionadas para el modelado de frecuencias, hay que tener en cuenta que estos aportan una visión con dimensión de tiempo geológico; esto es que el sub-volumen obtenido esta congelado en una sola frecuencia, la frecuencia escogida en el volumen de frecuencias, y cuando se hace una animación de este sub-volumen se visualizan planos desplazados en tiempo, vistos en una frecuencia dominante, pudiéndose observar la evolución geológica en los diferentes planos obtenidos.

Los análisis de las ventanas de trabajo se presentan a continuación:

- La primera ventana que será analizada es la del basamento, la cual se analizó con una ventana de análisis de 300 ms y la longitud de la ventana es de 150 ms por encima y por debajo del horizonte. Esta fue analizada en dos frecuencias, 9 Hz y 32 Hz, con la finalidad de comparar resultados de la evolución geológica visto desde frecuencias diferentes.

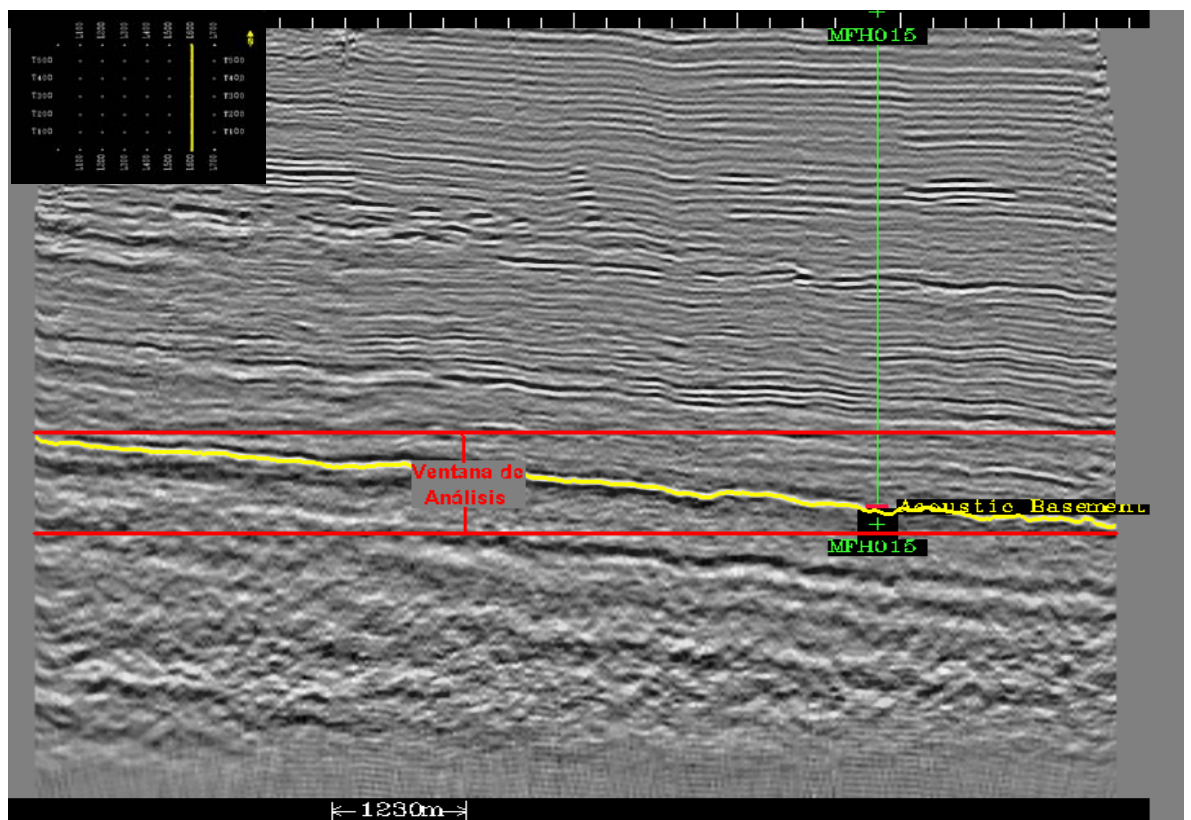


Figura 53.- Línea sísmica en donde se representa la ventana de análisis de trabajo para el Basamento

En las figuras 54 y 55 se observan algunas de las imágenes obtenidas a partir del modelado de frecuencias aplicado a la ventana mostrada en la figura 53 con dos frecuencias de análisis, de 9 Hz y 32 Hz:

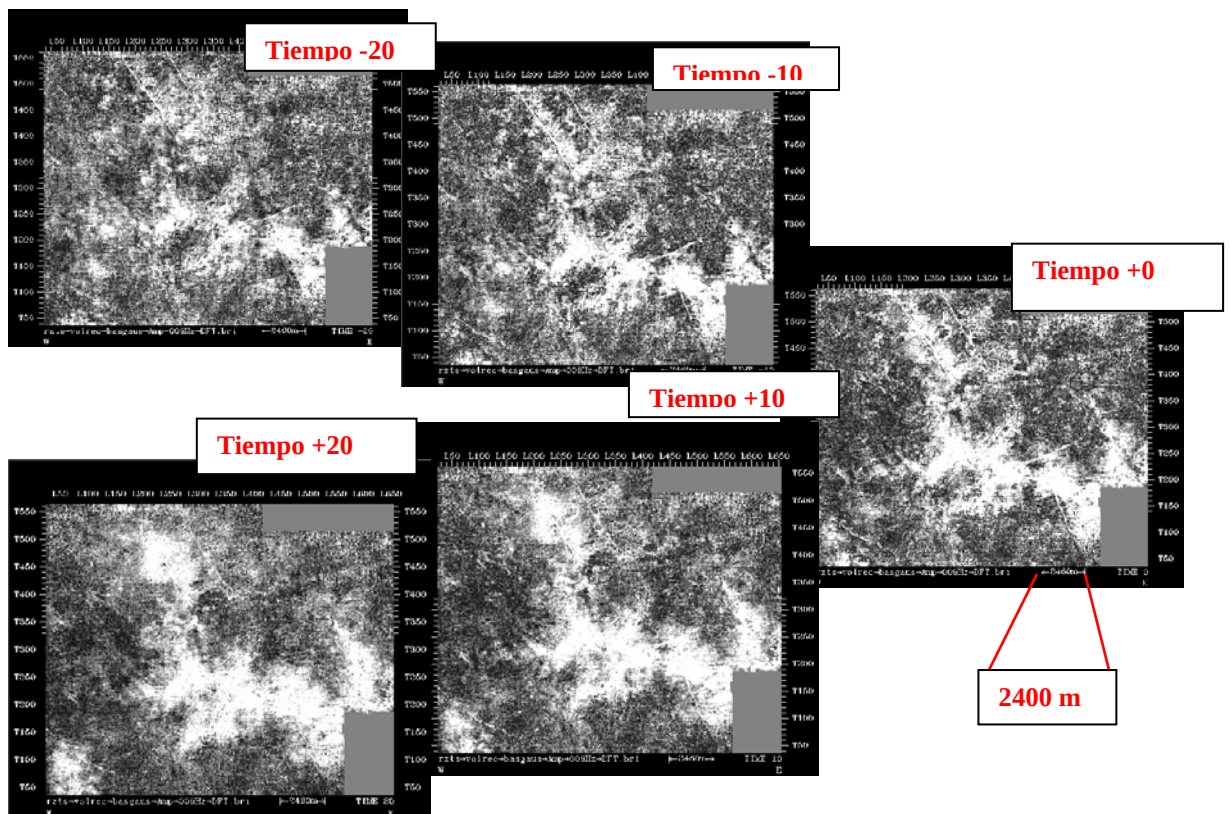


Figura 54.- Imágenes de la animación del modelado de frecuencias de 9 Hz para una ventana de análisis guiada por el basamento. Datos reales

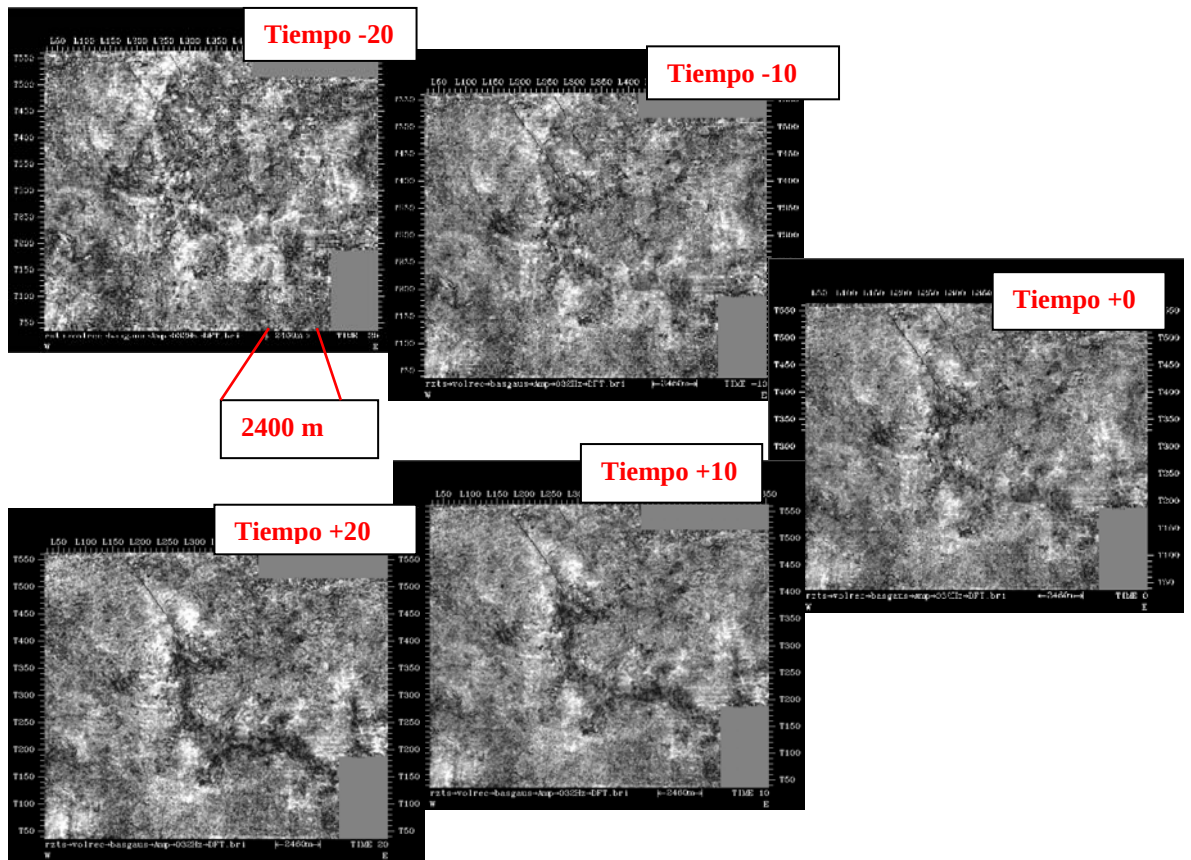


Figura 55.- Imágenes de la animación del modelado de frecuencias de 32 Hz para una ventana de análisis guiada por el basamento. Datos reales

En estas dos figuras (54 y 55) se puede observar los resultados obtenidos en el modelado de frecuencias para el basamento. La primera de ellas fue ejecutada con una frecuencia de 9 Hz, en ella se observa como en la imagen más próxima a la superficie (tiempo -20 ms) se detalla en menor grado la delineación del cuerpo anómalo y a medida que se va profundizando en tiempo hasta la imagen de tiempo +20 ms el cuerpo anómalo es delineado con mayor certidumbre; esta respuesta puede ser atribuida al espesor del cuerpo anómalo, a medida que se hace más profundo aumenta el espesor. La segunda figura (fig. 55) fue ejecutada con una frecuencia de 32 Hz y esta posee iguales características que la anterior en cuanto a la delineación del cuerpo, pero estas respuestas se distinguen en menor cantidad, hecho atribuible a la profundidad del estudio ya

que a medida que se hace más profundo la cantidad de energía que se refleja en los cuerpos o estratos es menor y por ende no se ven respuestas de altas frecuencias. Por este motivo la mejor respuesta para este intervalo se encuentra en el análisis realizado con frecuencia de 9 Hz.

En la figura 56 se muestran los resultados obtenidos de este análisis usando el método de Máxima Entropía.

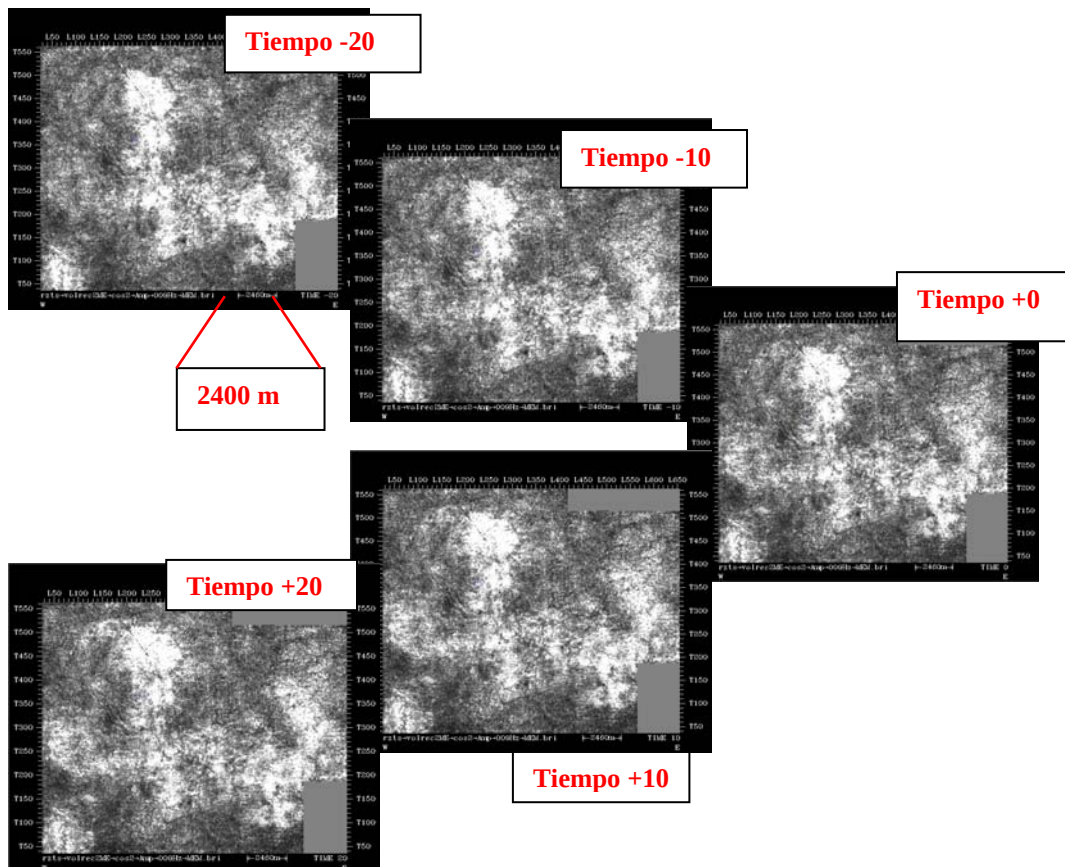


Figura 56.- Imágenes de la animación del modelado de frecuencias con 9 Hz, el método usado es el de Máxima Entropía, para una ventana de análisis guiada por el basamento. Datos reales.

En esta figura se muestran los resultados obtenidos en los mismos planos de tiempos (“time slice”) mostrados en las respuestas conseguidas con el uso del método de Transformada Discreta de Fourier (fig. 54), cuando se comparan estas

figuras se observa que en las imágenes obtenidas a través del método de la Transformada Discreta de Fourier se puede detallar de mejor manera la delineación del cuerpo anómalo, resultado que no se detalla en las imágenes obtenidas con el método de Máxima Entropía, en donde se observan diversos cuerpos anómalos pero aislados unos de otros, sin que exista una conexión entre estos. Con esta comparación se puede decir que para esta ventana de análisis el método que refleja mejores resultados es el método de la Transformada Discreta de Fourier.

Ahora se compararan los resultados obtenidos a través del uso de la Descomposición Espectral en esta ventana de análisis con los resultados obtenidos a través de la aplicación del atributo de coherencia al basamento (atributo convencional), este atributo resalta las amplitudes y discontinuidades en el intervalo señalado. El resultado obtenido se muestra a continuación:

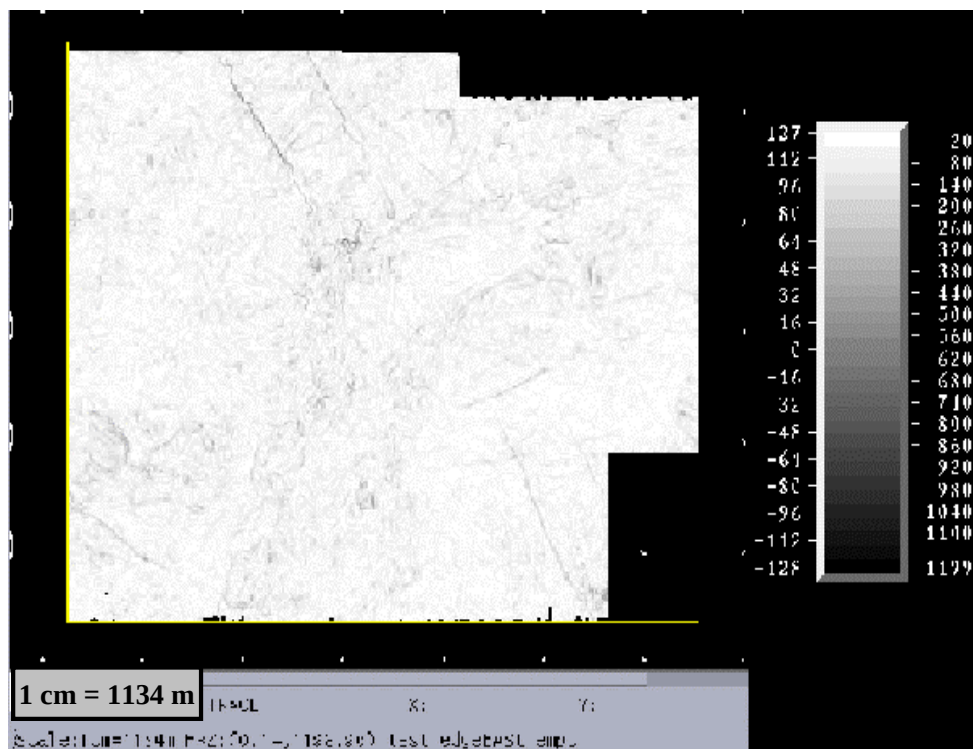


Figura 57.- Visualización del atributo de coherencia aplicado al basamento.

Como se puede observar en la figura 57 el atributo de coherencia no arroja resultados de delineación de los cuerpos de energía reflejados por el análisis de Descomposición Espectral.

En la figura 58 se muestra una imagen resultante de la aplicación del análisis de Descomposición Espectral al volumen sísmico, esta imagen es obtenida con una frecuencia de 30 Hz y en ella se refleja el espectro de fase; el espectro de fase señala las discontinuidades existentes entre los cuerpos en el subsuelo. En la figura se observa claramente las discontinuidades (vease el ovalo en la figura), esta discontinuidad es asociada a eventos estructurales (fallas, claramente visibles en la figura 58). Este resultado no se observa con igual detalle en la figura 57, del atributo de coherencia, resaltando esto el poder del método sobre los atributos convencionales.

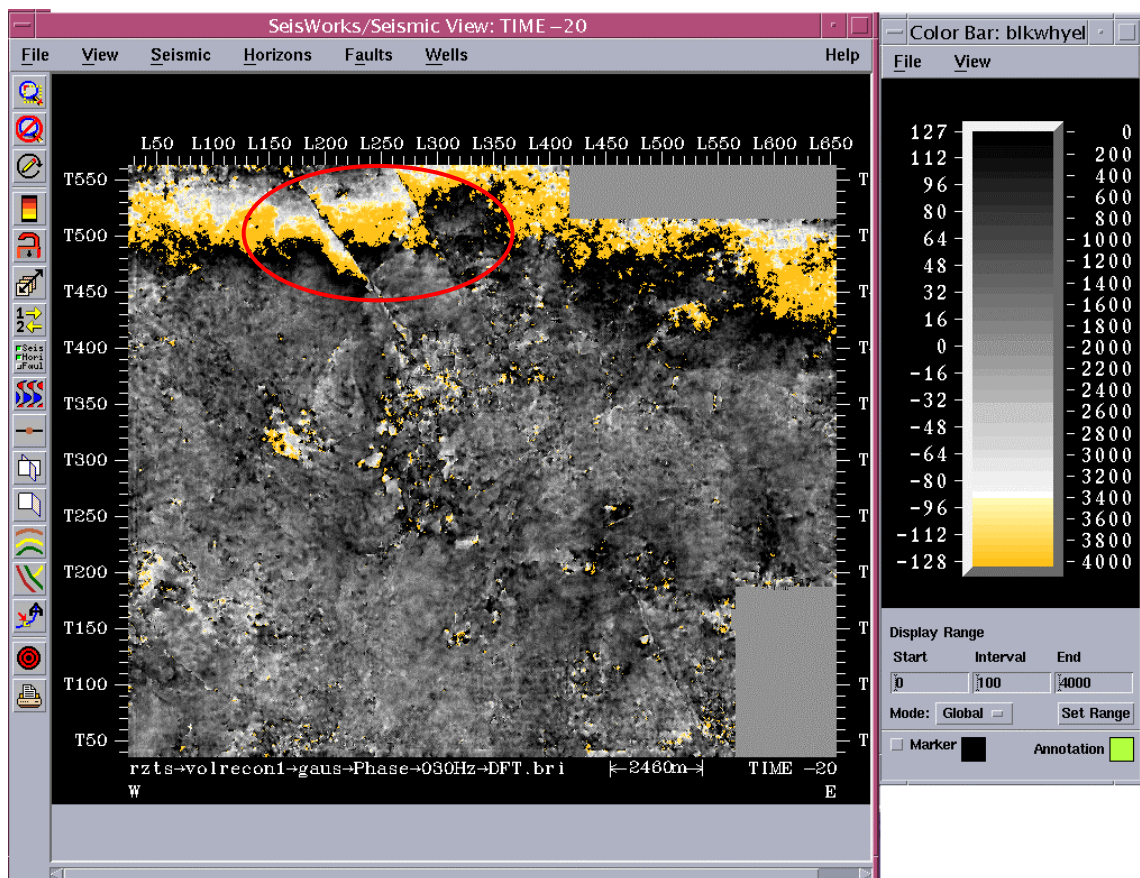


Figura 58.- Visualización de los resultados del espectro de fases para la ventana de análisis guiada por el basamento. Para una frecuencia de 30 Hz

➤ La segunda ventana que se analizará es la del horizonte AMV-155 con una ventana de análisis de 300 ms y una longitud de ventana por encima y debajo del horizonte de 150 ms. En la figura presentada se muestra la ventana de análisis.

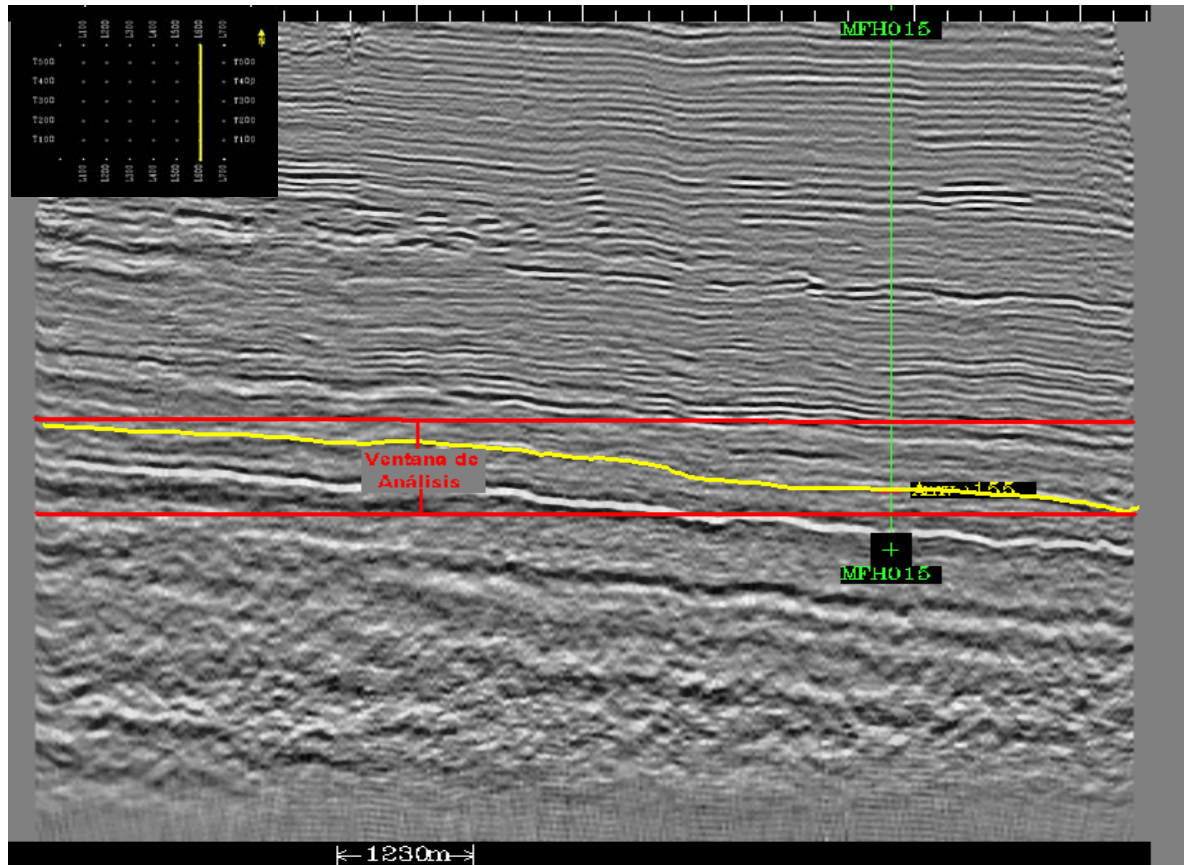


Figura 59.- Línea sísmica en donde se representa la ventana de análisis de trabajo para el horizonte AMV-155.

En la figura siguiente se muestran los resultados de las imágenes obtenidas a partir de la aplicación del modelado de frecuencias a la ventana de estudio con el uso de una frecuencia de 9 Hz:

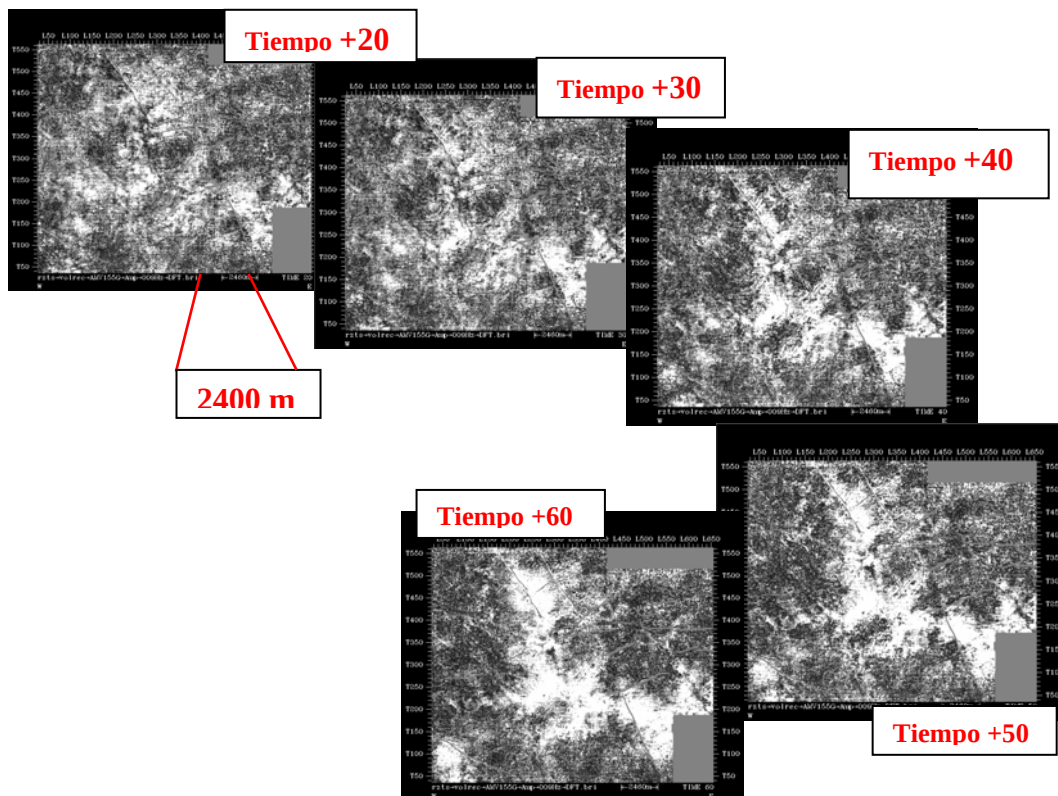


Figura 60.- Imágenes de la animación del modelado de frecuencias de 9 Hz para una ventana de análisis guiada por el horizonte AMV-155. Datos reales

En la figura mostrada se puede detallar como a medida que se va profundizando en la ventana de análisis se van obteniendo resultados con una mayor delineación del cuerpo anómalo. Cuando se compara los resultados obtenidos en la frecuencia de 9 Hz para esta ventana de trabajo con los de 32 Hz, se puede notar que los mejores resultados en ambos casos se encuentran en planos de tiempos distintos, coincidiendo ambos en que a mayor tiempo en la ventana de análisis mejor resultado; en la figura 61 se muestran los planos resultantes para la frecuencia de 32 Hz, observándose que los mejores resultados se obtienen cuando se profundiza en la ventana de estudio, pudiéndose detallar cuerpos anómalos hacia el lado inferior izquierdo (área dentro del ovalo) en la ultima imagen, que no son observados en las imágenes más cercanas al tope de la ventana de análisis.

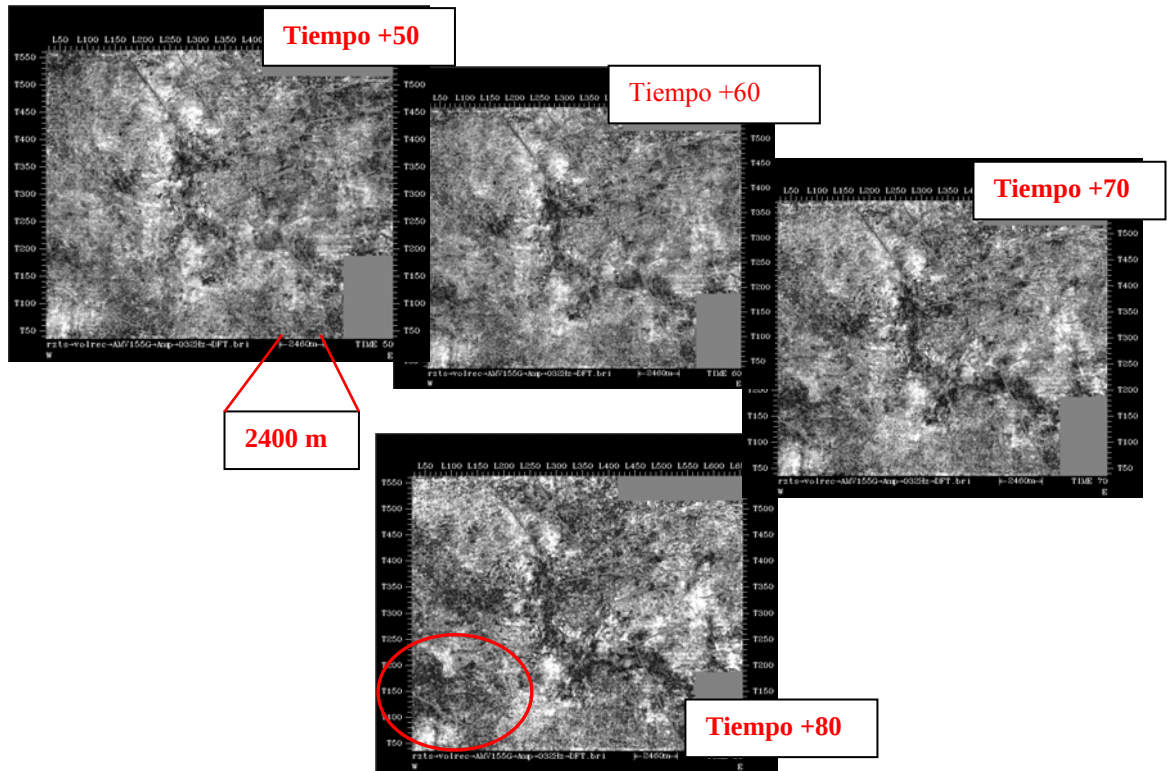


Figura 61.- Imágenes de la animación del modelado de frecuencias de 32 Hz para una ventana de análisis guiada por el horizonte AMV-155. Datos reales

- Para el horizonte AMV-200 se tomo una ventana de análisis de 250 milisegundos y la longitud de la ventana por encima y por debajo del horizonte centrado es de 125 milisegundos. En la figura 62 se muestra la ventana de trabajo.

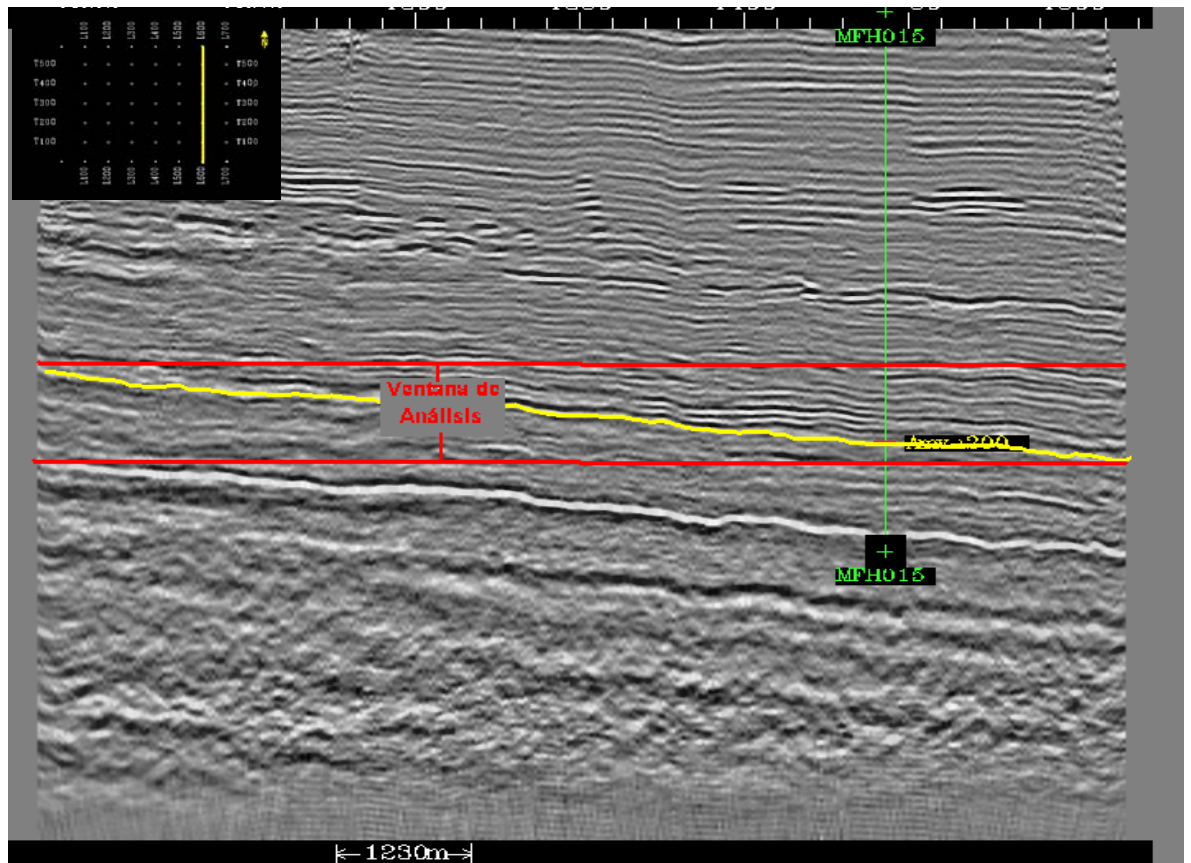


Figura 62.- Línea sísmica en donde se representa la ventana de análisis de trabajo para el horizonte AMV-200.

Para esta ventana de análisis el modelado de frecuencias arrojó los mejores resultados en las frecuencias de 9 y 32 Hz, estos resultados son mostrados en las siguientes figuras:

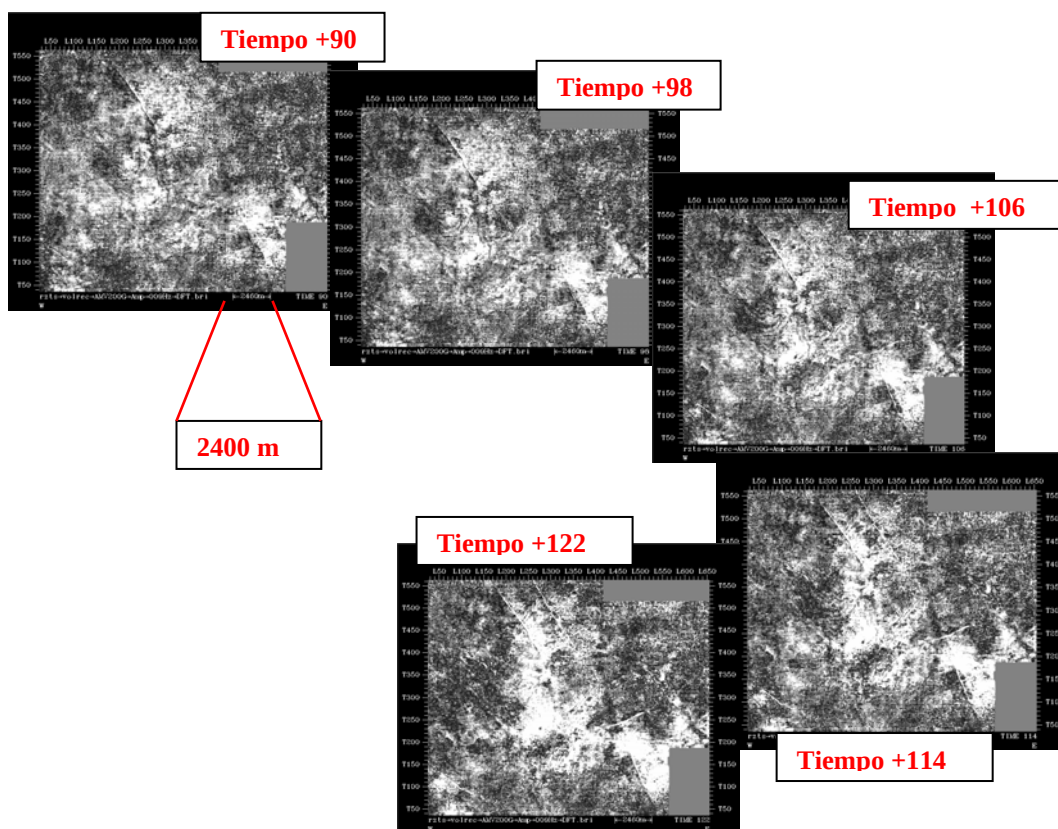


Figura 63.- Imágenes de la animación del modelado de frecuencias de 9 Hz para una ventana de análisis guiada por el horizonte AMV-200. Datos reales

En los resultados mostrados en la figura 63 se puede detallar como en las imágenes más cercanas al tope de la ventana se nota una respuesta coherente pero a su vez estas anomalías se encuentran disgregadas a través de todo el plano de tiempo, sin poder delinearse una forma específica, y a medida que se va profundizando en la ventana se puede notar que comienza a formarse una delineación más clara del cuerpo anómalo ya descrito anteriormente. De la misma forma en la figura siguiente (Fig 64) se nota como en ninguna de las imágenes obtenidas para una frecuencia de 32 Hz se refleja la delineación del cuerpo anómalo presente en las ventanas de análisis más profundas. Este hecho entonces se le atribuye a que para estas ventanas de trabajo el cuerpo estratigráfico que

estaba arrojando esta respuesta anómala ya no es visible, indicando quizás que el intervalo depositacional del cuerpo estratigráfico ya fue sobrepasado.

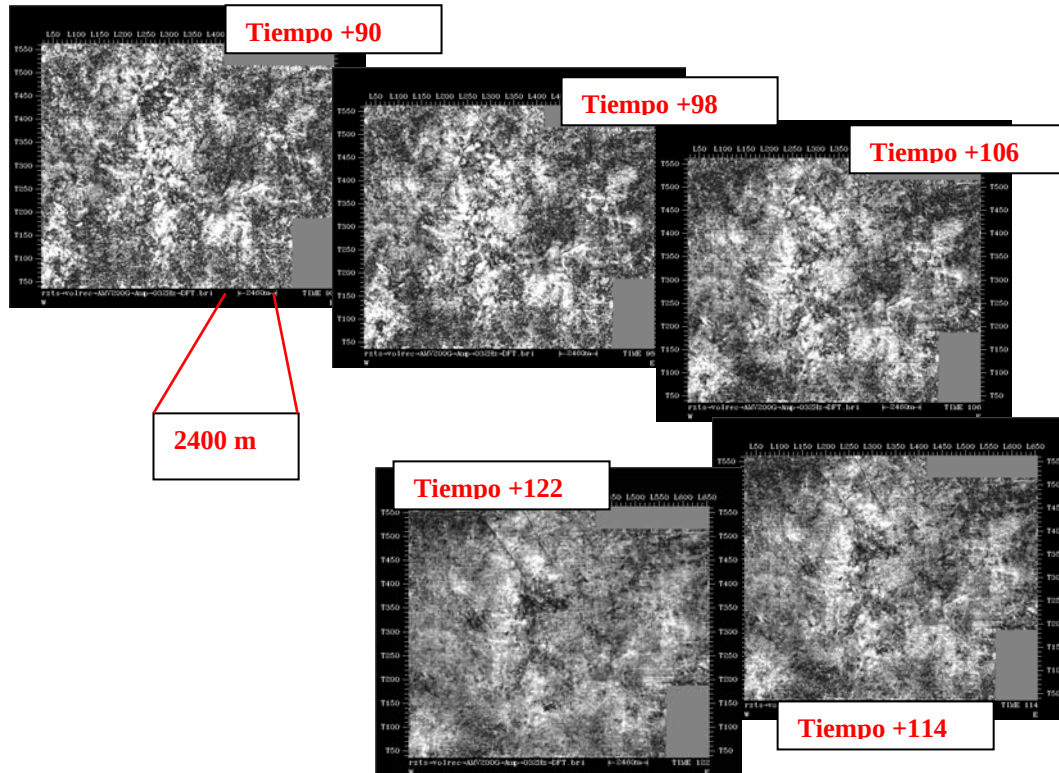


Figura 64.- Imágenes de la animación del modelado de frecuencias de 32 Hz para una ventana de análisis guiada por el horizonte AMV-200. Datos reales

- En la figura 65 se muestra la ventana de análisis para el horizonte AMV-255, esta ventana es de 250 milisegundos y su longitud por encima y por debajo del horizonte centrado es de 125 milisegundos.

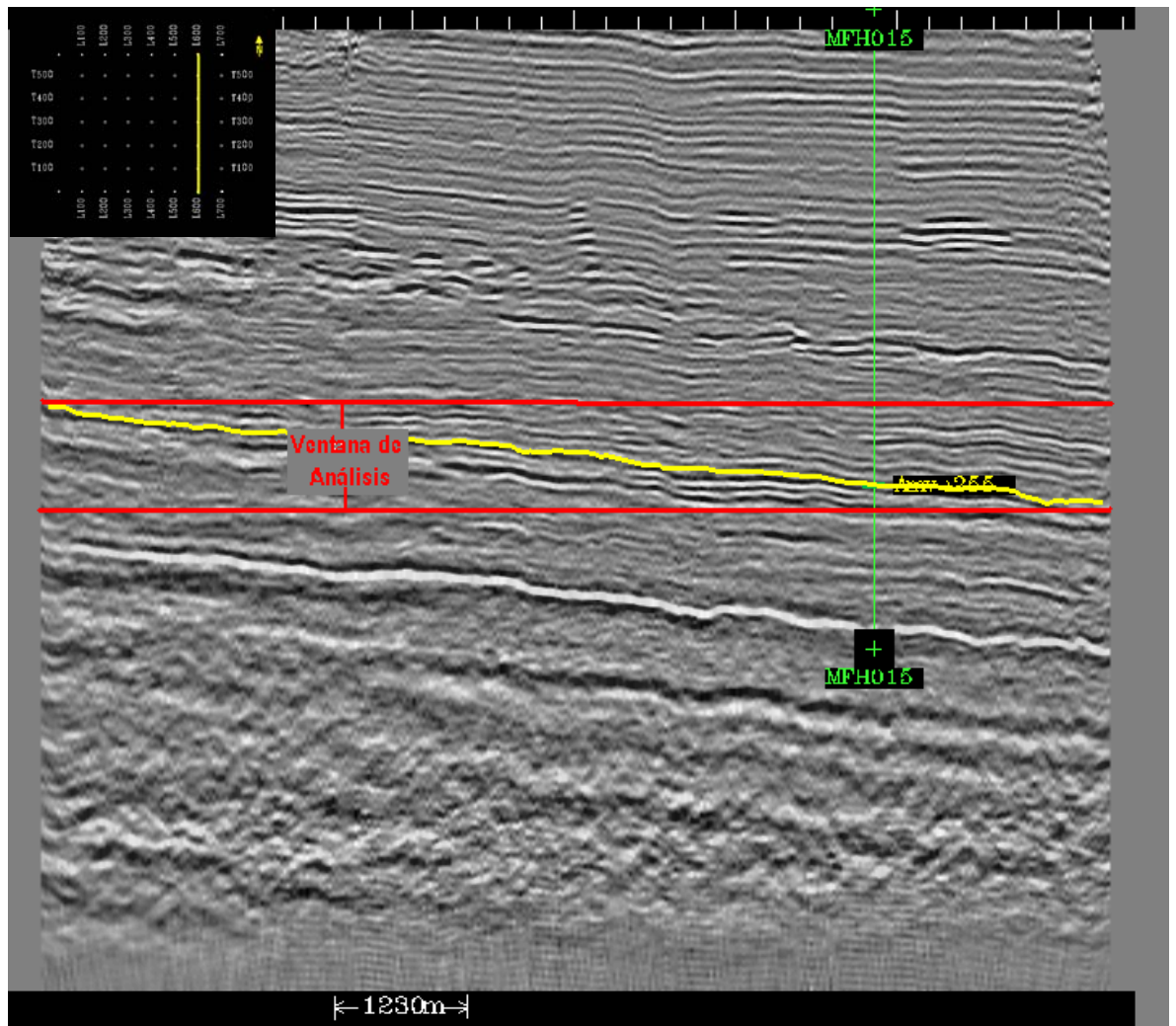


Figura 65.- Línea sísmica en donde se representa la ventana de análisis de trabajo para el horizonte AMV-255.

Los mejores resultados obtenidos para esta ventana de análisis fueron alcanzados con frecuencias de 14 y 32 Hz. En las figuras 66 y 67 se observan las imágenes obtenidas, en ellas no se nota claramente la delineación de algún cuerpo anómalo, pero sin embargo, se detallan anomalías aisladas que pueden asociarse a cuerpos estratigráficos.

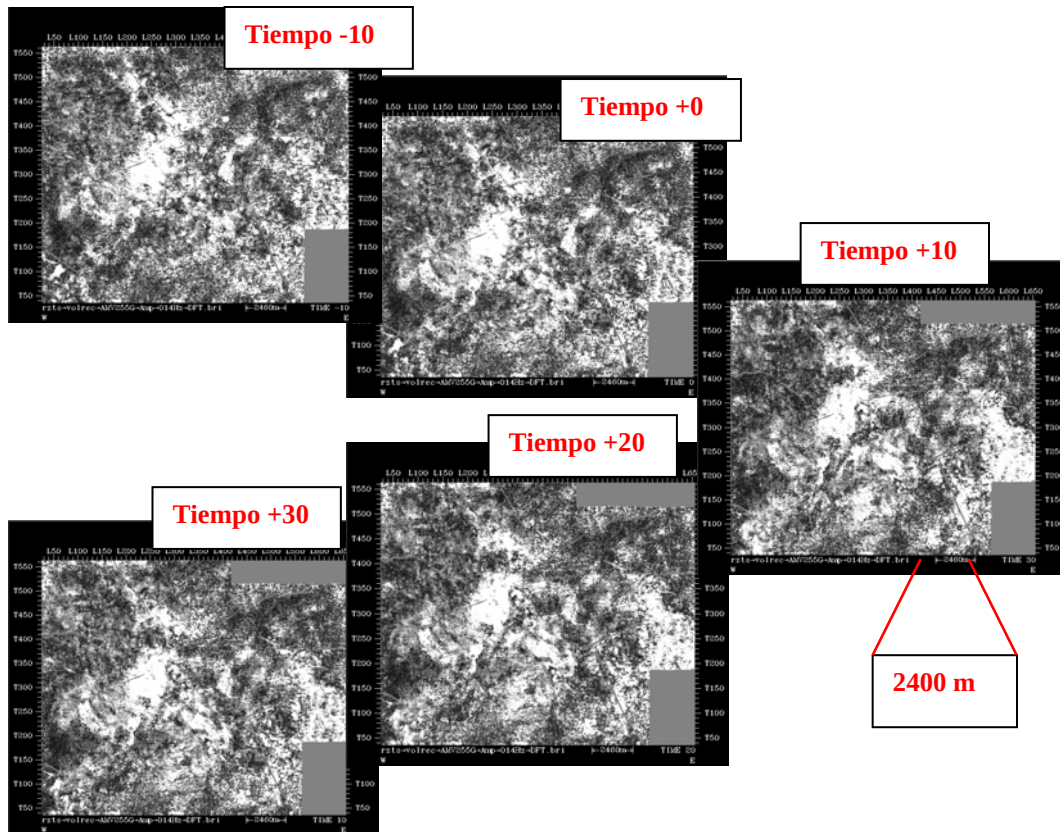


Figura 66.- Imágenes de la animación del modelado de frecuencias de 14 Hz para una ventana de análisis guiada por el horizonte AMV-255. Datos reales

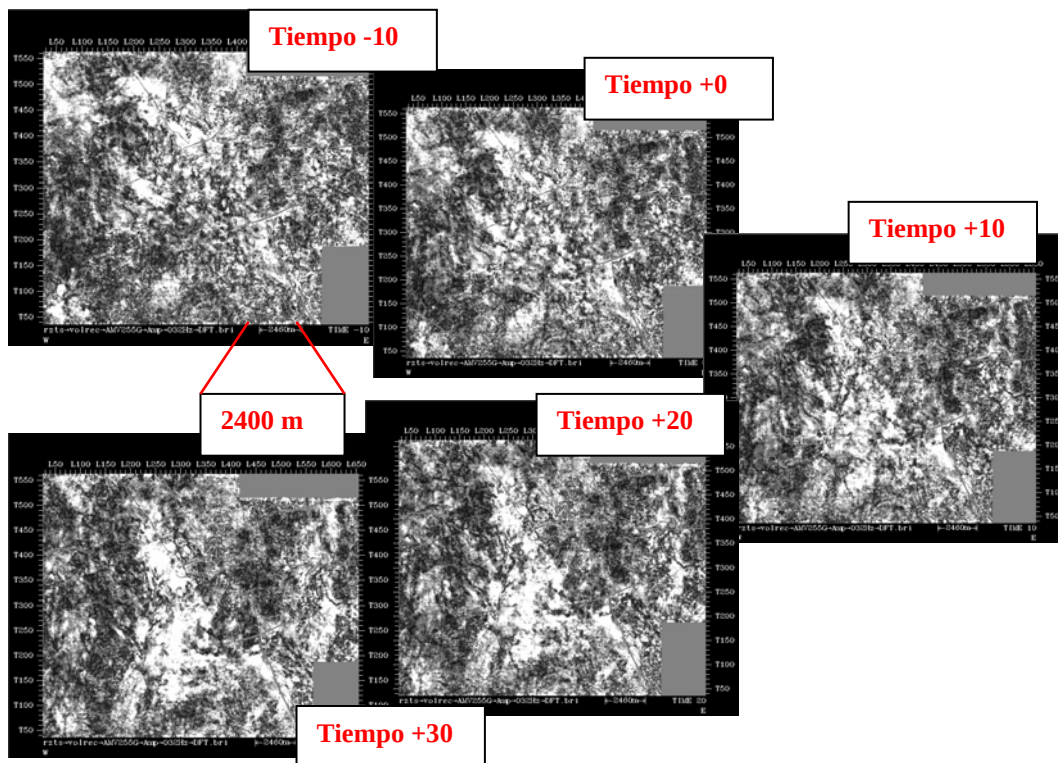


Figura 67.- Imágenes de la animación del modelado de frecuencias de 32 Hz guiada por el horizonte AMV-255. Datos reales

Con las respuestas obtenidas en el modelado de frecuencias para cada una de las ventanas de análisis se puede concluir que el estudio posee una gran importancia, ya que ayuda a definir en una frecuencia determinada la distribución y delineación de los cuerpos anómalos encontrados en determinada profundidad, dando así al interprete una idea clara de la evolución geológica de los cuerpos y su localización aproximada en los datos sísmicos. De esta manera la zona de interés localizada será estudiada en más detalle encontrándose características que son imposibles de detallar cuando se interpreta bajo el dominio tiempo.

Mapas Sintonizados

Las frecuencias utilizadas para la ejecución de los mapas sintonizados en el volumen sísmico de datos reales fueron seleccionadas luego del análisis del volumen transformado al dominio frecuencia. Estas frecuencias son la que reproducen mejor la distribución y delineación de los cuerpos acústicos en el cubo sísmico.

Los mapas sintonizados obtenidos fueron visualizados en la herramienta “PowerView” de “Landmark Graphics TM”, ya que esta proporciona una vista del comportamiento del rango dinámico de las amplitudes, pudiendo entonces así analizar las respuestas de amplitud para determinada frecuencia.

Los mapas mostrados en las figuras 68, 69, 70 y 71 muestran la distribución de energía para las distintas frecuencias usadas.

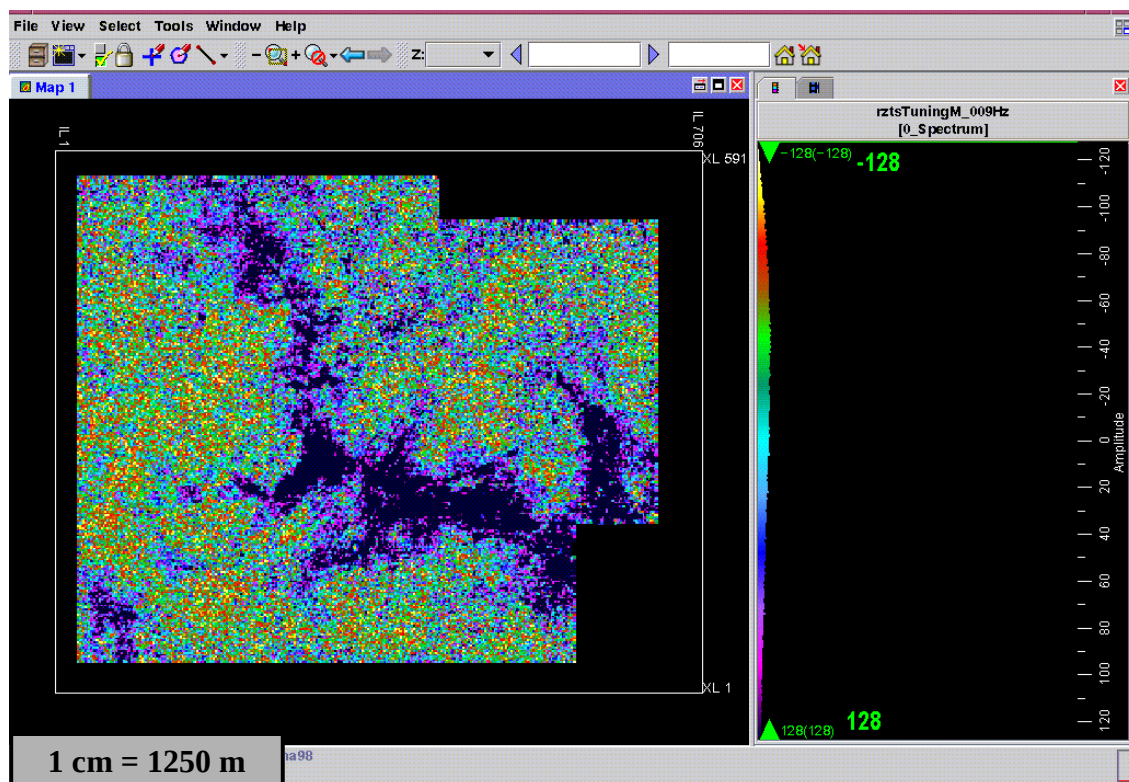


Figura 68.- Visualización del mapa sintonizado para una frecuencia de 9 Hz.
Datos reales

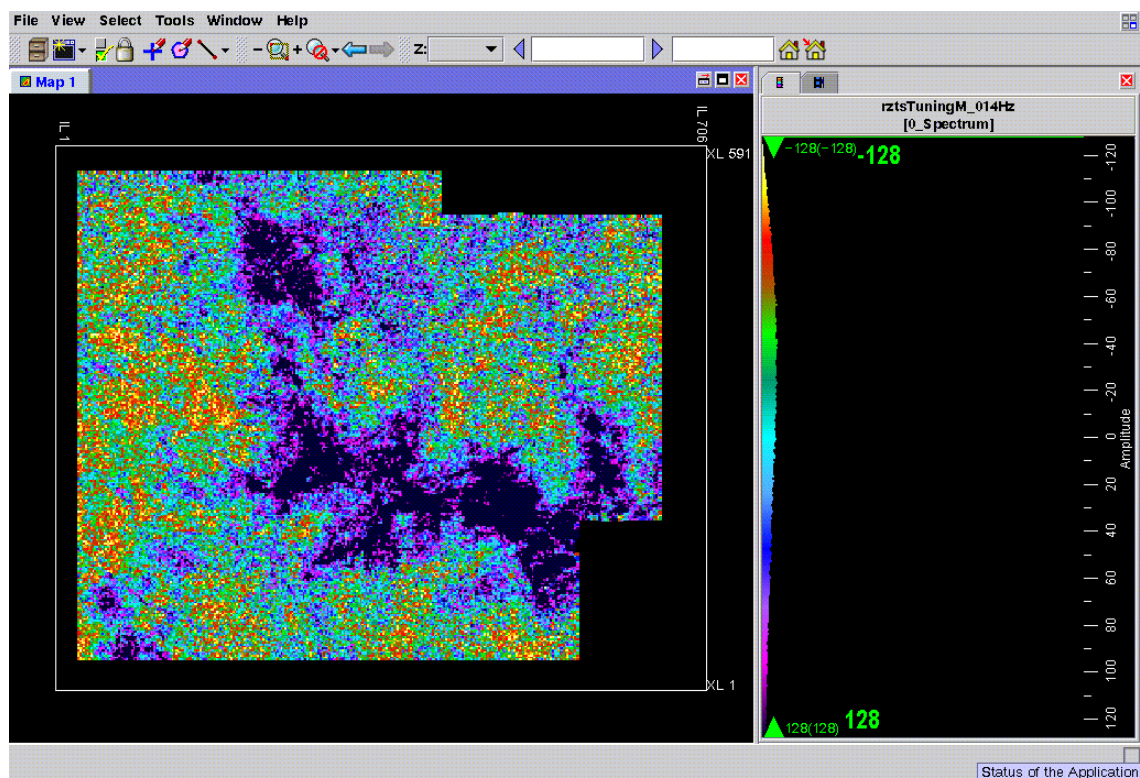


Figura 69.- Visualización del mapa sintonizado para una frecuencia de 14 Hz.

Datos reales

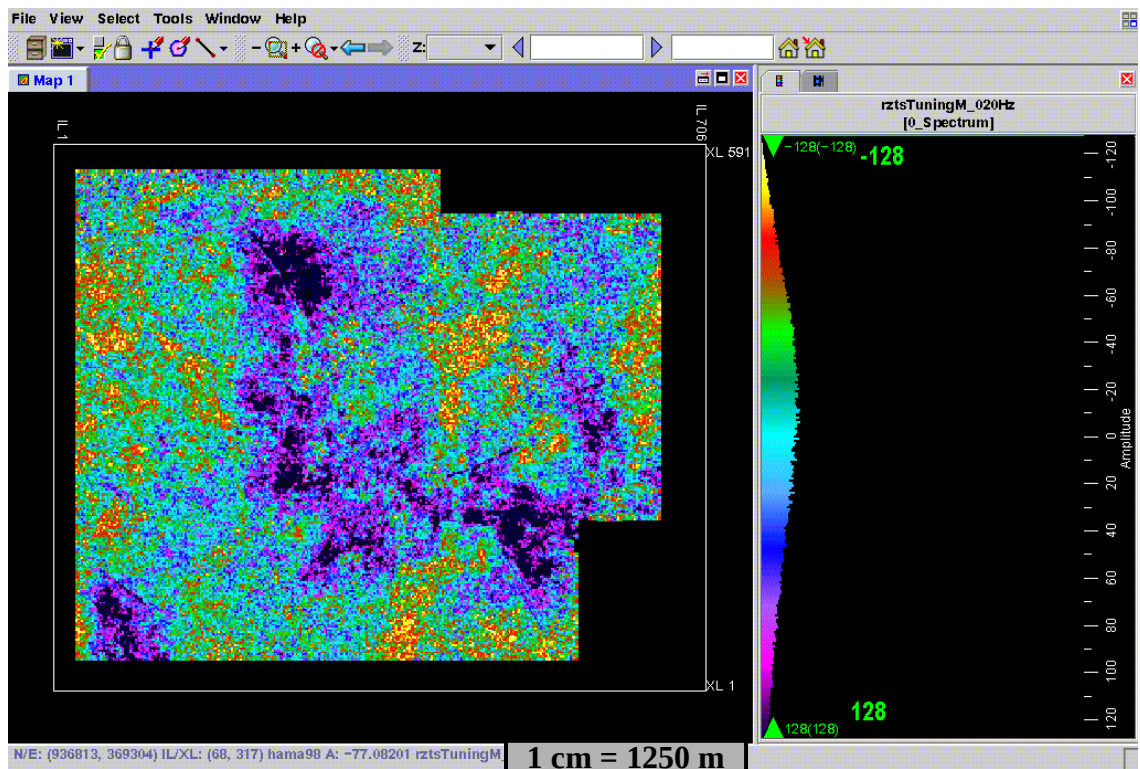


Figura 70.-Visualización del mapa sintonizado para una frecuencia de 20 Hz.

Datos reales

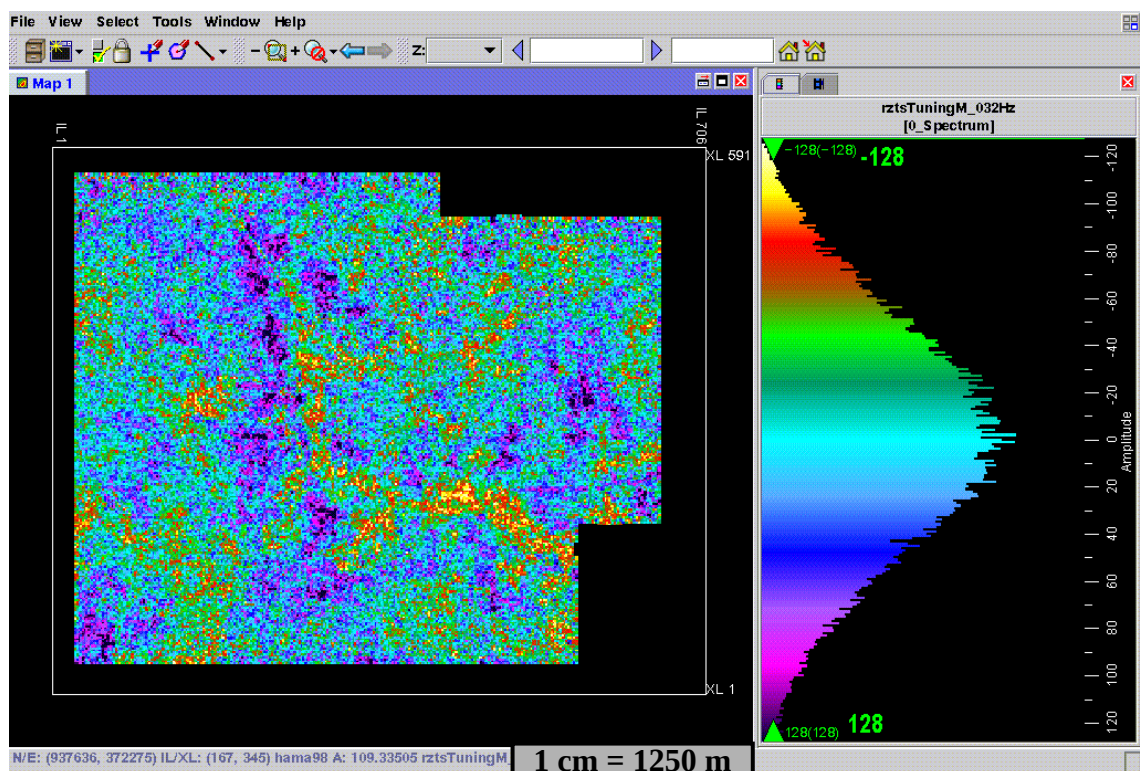


Figura 71.- Visualización del mapa sintonizado para una frecuencia de 32 Hz.

Datos reales

En los mapas alcanzados se observa que a menor frecuencia se detalla de mejor manera la delineación y distribución del cuerpo anómalo, y a medida que se va aumentando la frecuencia en los mapas la delineación del cuerpo anómalo va desapareciendo. Este comportamiento se le atribuye a que la diferencia en el rango de amplitudes varía en menor grado para altas frecuencias, manteniéndose este entre valores que van de -40 a 40 Hz, con presencia de algunos valores de -110 a -120 Hz aproximadamente; para las bajas frecuencias hay una mayor variación de las amplitudes ya que estas oscilan en todo el rango dinámico, obteniéndose que los mayores valores de amplitud son los que delinean el cuerpo anómalo de interés.

El cuerpo anómalo delineado en las frecuencias menores es localizado ahora en las secciones sísmicas, de manera tal de observar su localización exacta, esta localización fue realizada con la herramienta “*Autopolygons Generator*” de “*Landmark Graphics™*”. La localización del cuerpo anómalo o del cuerpo estratigráfico en la sección sísmica es uno de los principales objetivos trazados en la interpretación sísmica, ya que después de alcanzada la localización del cuerpo se debe estudiar con mayor detalle la zona hallada, siendo esta de gran interés prospectivo.

La imagen escogida para el cálculo de los polígonos de las posibles áreas prospectos fue el de frecuencia 9 Hz ya que es el que presenta la mejor delineación del cuerpo de interés. Se varió el rango de colores del mapa, con el fin de resaltar las áreas de interés. El resultado del cálculo de estos polígonos de áreas se muestra en la figura 72.

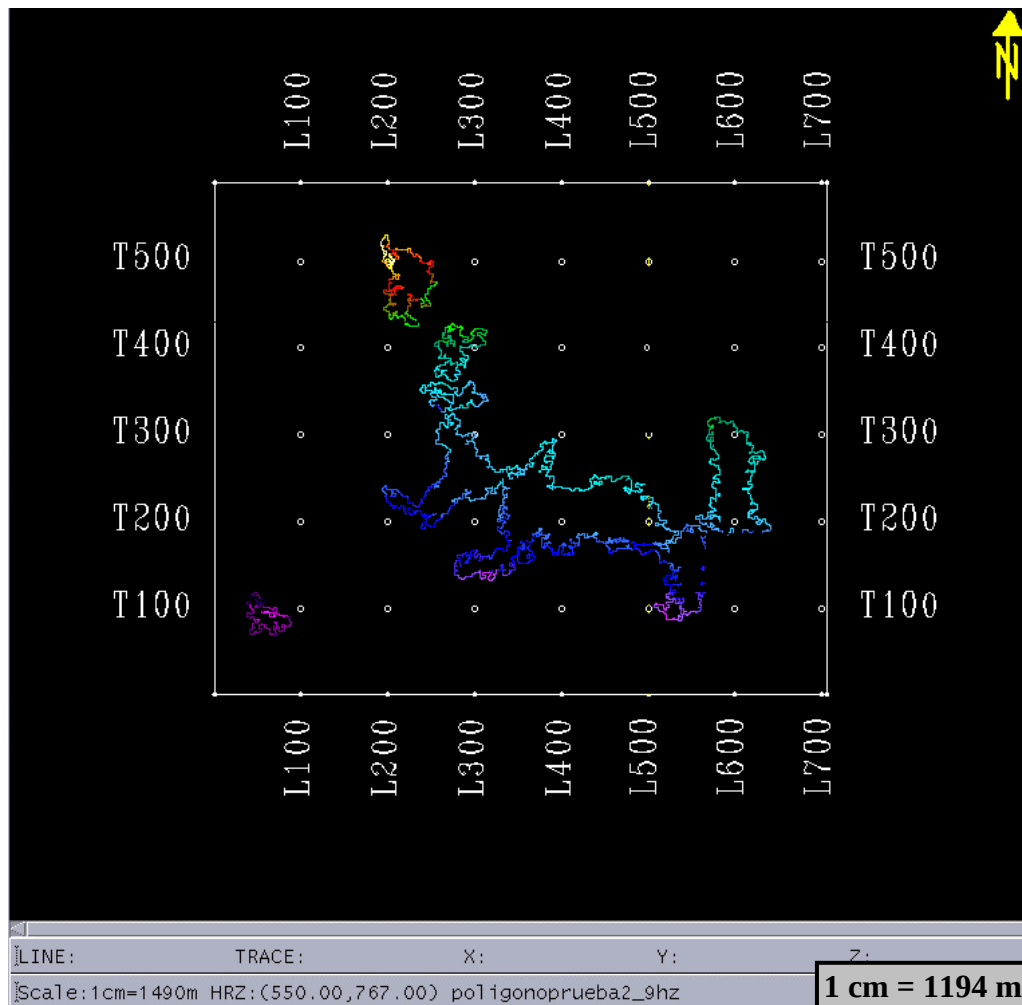


Figura 72.- Visualización del mapa de polígono de áreas. Datos reales, Hamaca.

En esta imagen se puede observar como las áreas calculadas forman parte del cuerpo anómalo identificado anteriormente. Cuando se despliegan secciones sísmicas que pasan sobre las áreas calculadas se localiza la ubicación exacta de estas en la sección sísmica, mostrando la extensión del cuerpo anómalo.

En la figura 73 se muestra la identificación de los polígonos de áreas en las secciones sísmicas, para ello se desplegaron las líneas sísmicas 220 y 500.

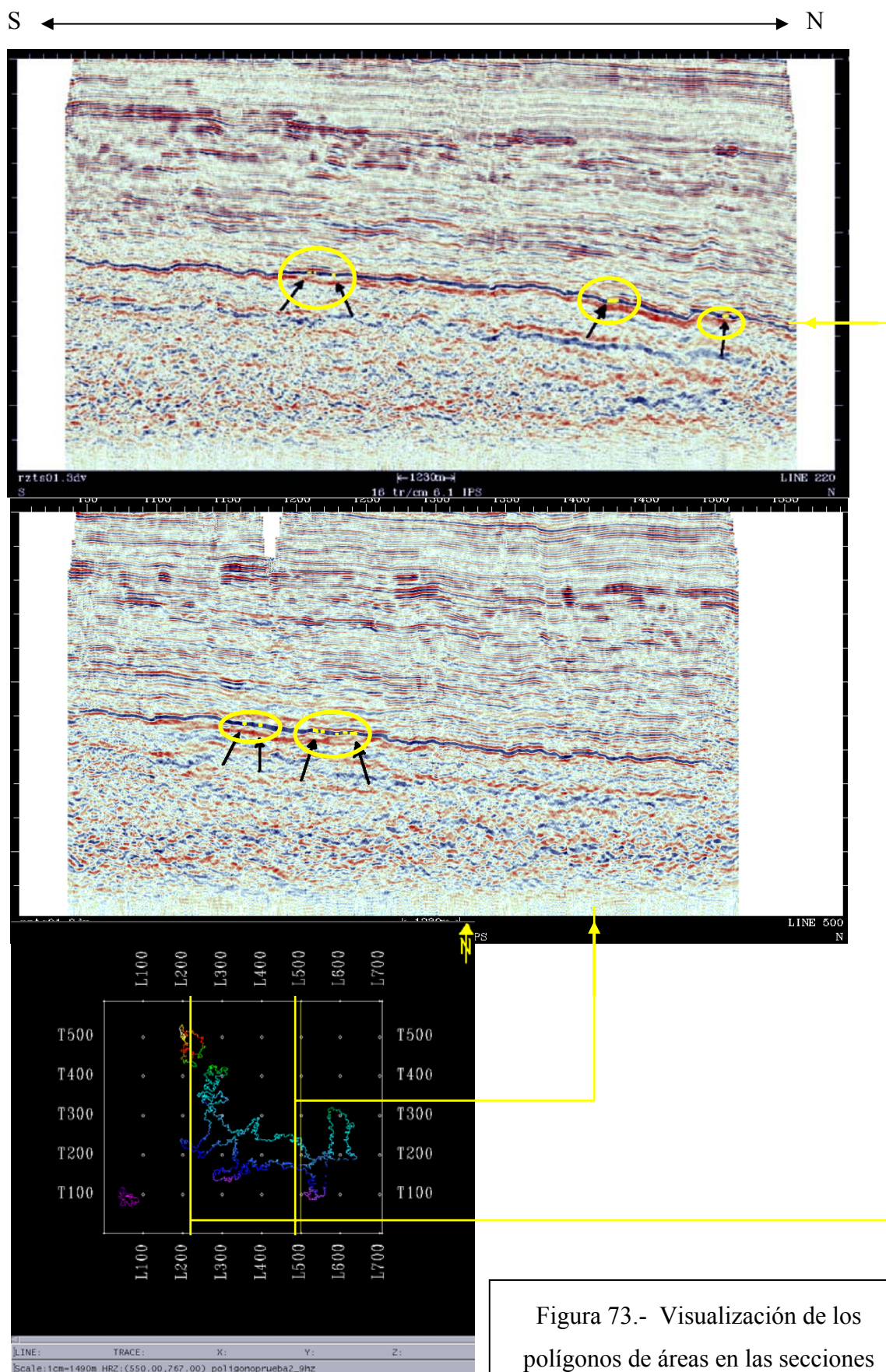


Figura 73.- Visualización de los polígonos de áreas en las secciones

Visualización de Espectros

Para la visualización de los espectros de amplitud se escogieron tres de las frecuencias de los cuatro mapas sintonizados, las frecuencias escogidas fueron 9, 20 y 32 Hz respectivamente, estas fueron cargadas en el modulo “PowerView” del software “SpecDecomp” de “Landmark Graphics™” como se muestra en la figura siguiente.

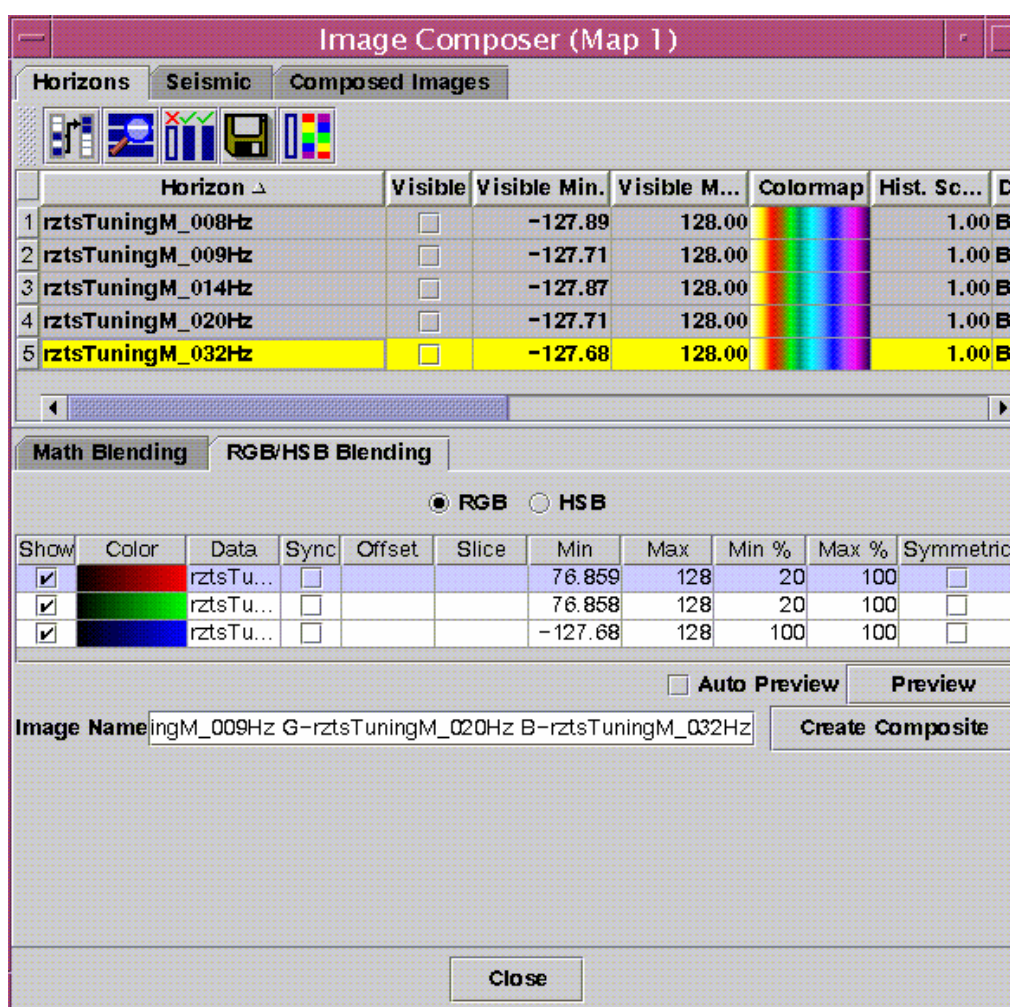


Figura 74.- Ventana de introducción de parámetros de “PowerView”.

En la ventana de parámetros presentada se introdujeron los valores de las frecuencias a visualizar. La distribución de los colores para cada frecuencia se realizó de la siguiente forma, con el color rojo se visualizan los espectros de

amplitud para la frecuencia 9 Hz, con el color verde se sintonizan las frecuencias de 20 Hz y con el color azul se sintonizan las respuestas de amplitud para 32 Hz; diferenciándose así cuales son las frecuencias que se sintonizan en determinada área.

En la figura 75 se muestra el resultado de combinar en un solo mapa las frecuencias 9, 20, y 32 Hz.

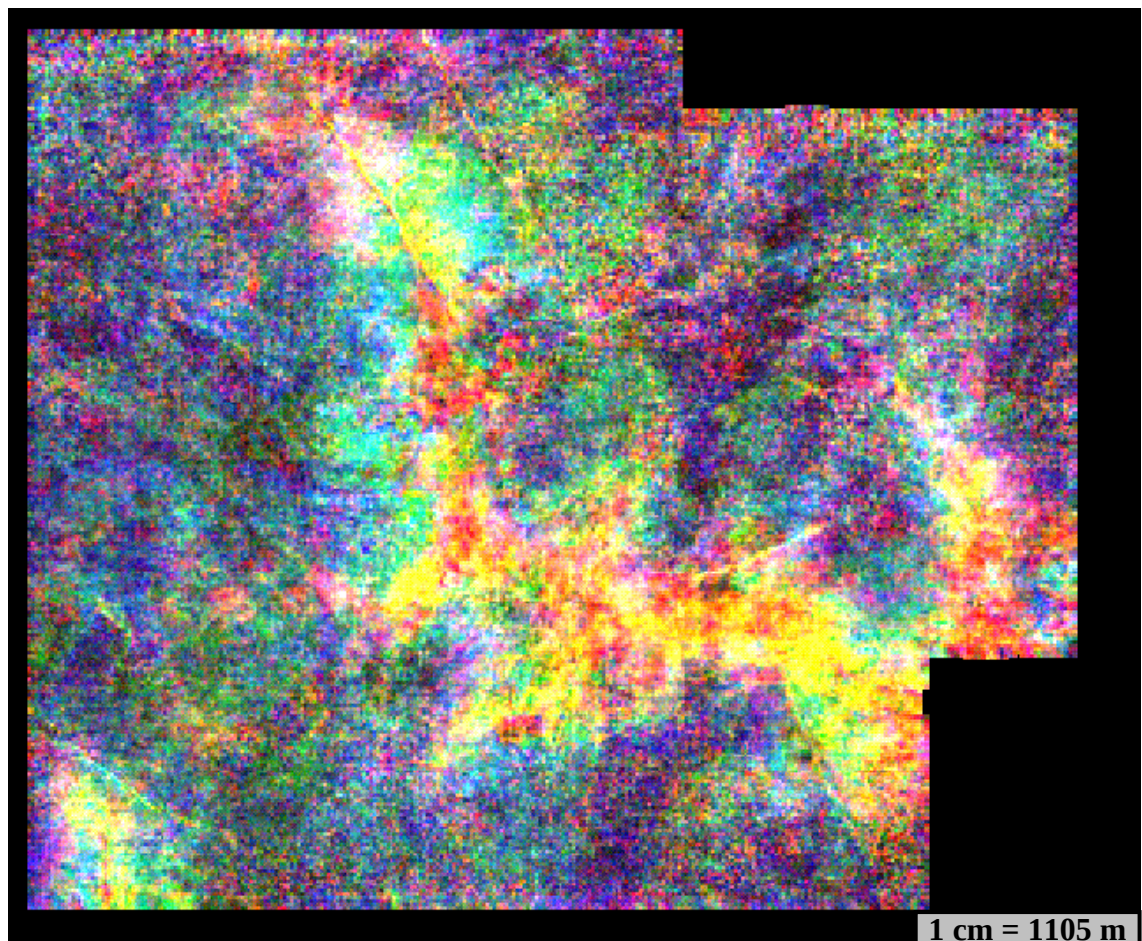


Figura 75.- Visualización del mapa de espectros de amplitud para las frecuencias 9, 20 y 32 Hz respectivamente.

Como se puede observar en la figura se presentan los diferentes contrastes entre los colores rojo, verde y azul, representando cada uno la frecuencia ya señalada; en la zona donde se encuentra el cuerpo anómalo el color amarillo esta

en mayor proporción, indicando esto que el cuerpo es sintonizado con las tres frecuencias suministradas a la aplicación, dando así cada una de las frecuencias una respuesta acústica similar en la zona.

Cuando se varía el rango de las amplitudes desplegadas disminuyendo el porcentaje de las frecuencias se puede observar en más detalle cuales amplitudes poseen mayor energía. En la figura 76 se muestra el mapa de espectros de amplitud cuando se disminuye el porcentaje de cada una de las frecuencias desplegadas a un 20%.

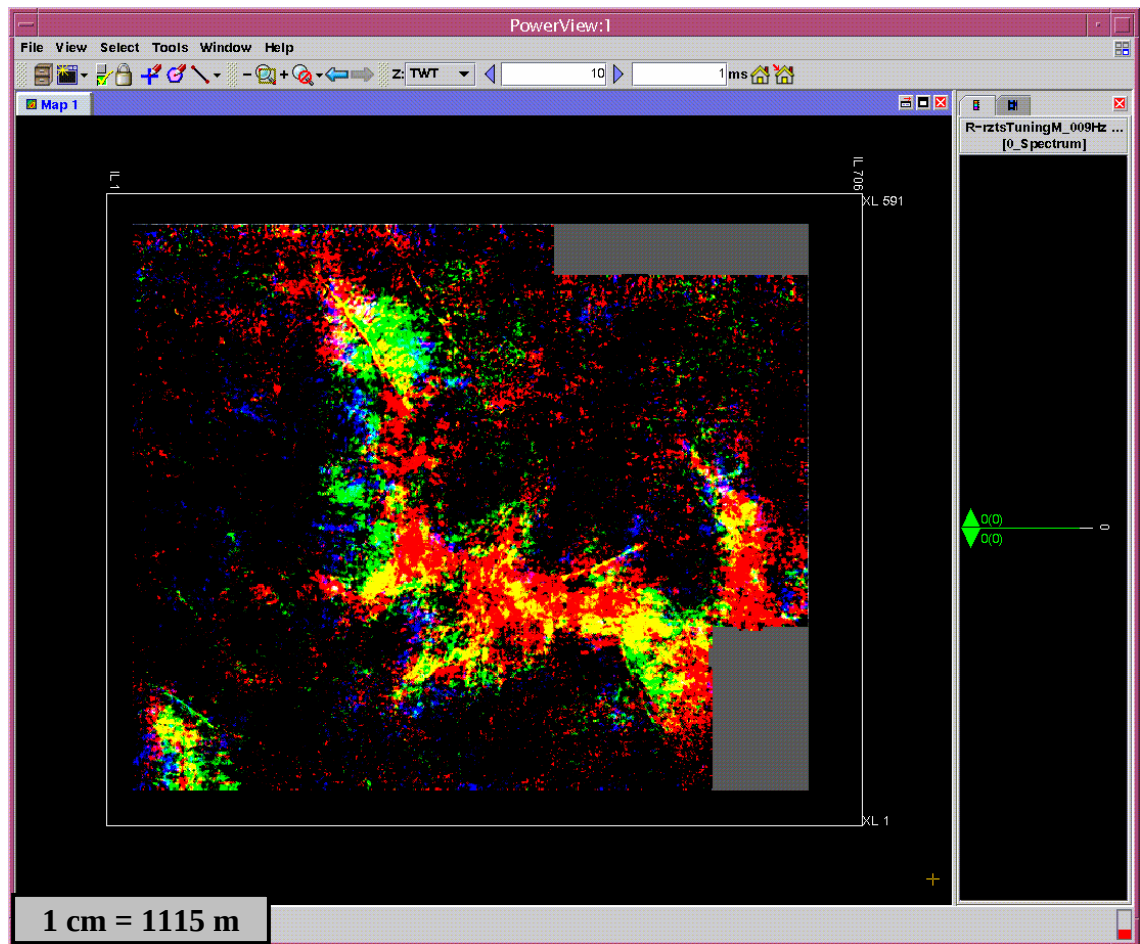


Figura 76.- Visualización del mapa de espectros de amplitud para las frecuencias 9, 20 y 32 Hz respectivamente, con un porcentaje de despliegue de 20%.

En la figura 76 se observa como los valores del espectro de amplitud que se mantienen en el mapa son los que delinean el cuerpo anómalo, en esta zona se sigue manteniendo el color amarillo indicando la existencia de una combinación de todas las frecuencias suministradas; sin embargo, se puede notar en el mapa de espectros que el color dominante es el rojo, el cual representa la frecuencia de 9 Hz, y el color de menor presencia es el azul, el cual representa la frecuencia de 32 Hz.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La Descomposición Espectral es una poderosa herramienta de apoyo en el cartografiado de eventos geológicos e identificación de rasgos estratigráficos, ayudando a conseguir una mejor definición de los modelos estáticos que conllevan a una gerencia efectiva del yacimiento.
2. Los espectros de amplitud y fase conseguidos con este análisis localizan las reflexiones de cuerpos estratigráficos que corresponden con sistemas fluvio-deltaicos que caracterizan la Formación Morichal inferior en el área de Hamaca (hoy en día Ayacucho).
3. Se determino que los depocentros en el área de estudio (Bloque Huyapari, área Ayacucho) están controlados por la morfología del basamento, así lo evidencian los resultados del estudio.
4. Con la aplicación de esta metodología se obtiene un mayor provecho de la data sísmica, generándose resultados que no son visualizados en los datos sísmicos en el dominio tiempo; reduciendo el proceso de interpretación.
5. Debido al resultado obtenido con este estudio y la importancia que tiene en la industria la localización de los cuerpos de arenas (posibles reservorios), se hace recomendable hacer extensivo este estudio a otras zonas en las cuales se pueda aplicar este método de análisis, buscando mejorar y detallar el modelo estático.

REFERENCIAS

- Andersen N. (1974). "On the calculation of filter coefficients for maximum entropy spectral analysis". *Geophysics*, 39 (1): 69-72.
- All, Matt y Trouillot, Eric., (2004) "Convention National. Predicting stratigraphy with spectral decomposition." Landmark Graphics, Calgary, Canada.
- Audemard, F., et al, (1985). "Marco geológico del terciario de la Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela." *Memorias, VI Congreso Geológico Venezolano*. SVG, Caracas.
- Brigham Oran, E. (1974). "The Fast Fourier Transform", Prentice-Hall, New Jersey.
- Brown, Alistair (1991): "Tuning Phenomena in Reservoirs", AAPG Memoir 42, American Association of Petroleum Geologists, Third Edition, páginas 167:178. Tulsa-Oklahoma.
- Calvo T. Arturo J. (2001). Modelo Geológico tridimensional de Yacimientos del Campo Bare, área Hamaca, Faja del Orinoco. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Castagna ,J.P., Sun, S., Siegfried, R.W., (2003), "Instantaneous spectral analysis: Detection of low-frequency shadows associated with hydrocarbons", *The Leading Edge*, 22 (2): 120-127.
- Chakraborty A., and Okaya D. (1995) "Frequency-time decomposition of seismic data using wavelet-based methods" . *Geophysics*, 60 (6): 1906-1916.

Chen, Q., S. Sidney (1997). Seismic attribute technology for reservoir and monitoring. The Leading Edge, N° 5.

D'Ambrosio, Sergio E. (2002) "Serie y transformada de Fourier." <http://www.monografias.com/trabajos11/serfour/serfour.shtml>[Consulta: 2004, Noviembre 25].

Funes D., (1985). "Tipos de acumulaciones de petróleo en el área de Hamaca". Memorias, VI Congreso Geológico Venezolano. S.A. Meneven, Caracas.

González de Juana, C., Iturralde J., y Cadillat X., (1980): "Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas", Tomo II, Ediciones FONINDES, Caracas-Venezuela, páginas 606:608, 643:646, 910:916.

Hwei P. Hsu (1970). "Fourier Analysis". Simon and Schuster, New York.

Isea, A., (1987)," Geological synthesis of the Orinoco Oil Belt, eastern Venezuela, Journal of Petroleum Geology", 10 (2): 135-148.

Johnsen J., Andersen N. (1978) "On power estimation in maximum entropy spectral analysis". Geophysics, 43 (4): 681-690.

Johnsen J (1999). "Reporte interno de la Compañía ameriven" Junio 2000.

Lacoss R. (1971) "Data adaptive spectral analysis methods", Geophysics, 36 (4): 661-675.

Landmark Graphics TM (2002). "SpecDecomp Interactive" .

Partyka, G.A., Gridley, J.M., and Lopez, J (1999) .ITEM, Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization. The Leading Edge, 18 (3): 353-360.

Ron Bodre., (1999). ExpertALERT [Libro en línea]. www.dliengineering.com ; <http://www.dliengineering.com/vibman-spanish/anlisisdeespectro.htm>. [Consulta: 2004.diciembre 15].

Sheriff R., Taner, M., (1977). Application of amplitude, frequency and other attributes to stratigraphic and hydrocarbon determination. AAPG Memoir 26 Houston, Estados Unidos de América.

Shlumberger., WEC (1997) Evaluación de pozos, Caracas: Shlumberger Surencó, C.A.

Wescott, W. (1997). Channel versus valley: semantics or significance? Properly distinguishing between channels and valleys aids in the exploration and exploitation reservoir. Amoco Exploration and Production. [HTTP://WWW.EDGE-ONLINE.ORG](http://WWW.EDGE-ONLINE.ORG) [Consulta: 2005, Marzo 18].

Yoris F y Ostos M (1997) WEC-Evaluación de Pozos. Schlumberger, Capítulo I.