



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN
INGENIERIA**

FACULTAD DE INGENIERIA

**ANALISIS DE AMPLITUDES USANDO DESCOMPOSICION
ESPECTRAL Y SU APLICACIÓN PARA IDENTIFICAR ARENAS
GASIFERAS DEL MIOCENO MEDIO Y MIOCENO SUPERIOR EN LOS
CAMPOS DE COCUITE Y PLAYUELA, VERACRUZ**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERIA

INGENIERIA PETROLERA Y GAS NATURAL (EXPLORACION)

P R E S E N T A:

FERNANDO FLORES CRUZ

TUTOR:

MARTIN CARDENAS SOTO

MEXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2005





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

Agradezco a las autoridades de Pemex Exploración y Producción la oportunidad de continuar con mi preparación académica, y poder aplicar estos conocimientos para la búsqueda de hidrocarburos: al M.I. Alfredo Baldizán, subdirector de Región Norte, al ing. Adán Oviedo, gerente de la Coordinación de Estrategias de Exploración, al ing. Antonio Cuevas Gerente del Activo Regional de Exploración Región Norte, al ing. Renato Vázquez, Gerente del Departamento de Generación de Prospectos del Activo Integral Veracruz, al Coordinador de la Cuenca Terciaria Víctor Valdivieso.

A todos mis amigos y compañeros de labores, de quienes aprendo día a día los métodos para realizar una mejor exploración y desarrollo de campos de hidrocarburos. Y lo más valioso, su apoyo incondicional para hacer de mí una persona mejor.

Al Dr. Martín Cárdenas y al Ing. Ricardo Castrejón, de la Facultad de Ingeniería, y a la Lic. Guadalupe Tlapa, de la Subdirección de Recursos Humanos, por su apoyo para finalizar este trabajo de tesis

Dedicatoria

Este trabajo de tesis, se lo dedico a mi esposa Rosa María, y a mis dos hijos, Joan y Jonathan, quienes son mi mayor logro en la vida.

A mis hermanos y hermanas, y a todos mis sobrinos.

A todos mis amigos donde quiera que estén.

INDICE

RESUMEN	2
ABSTRACT	3
I: INTRODUCCION	4
PREMISAS INICIALES	
OBJETIVOS	
HIPÓTESIS	
PLANTEAMIENTO Y DELIMITACIÓN DEL PROBLEMA	
II: ANTECEDENTES	7
ÁREA DE ANÁLISIS	
ANTECEDENTES GEOFÍSICOS Y DE PRODUCCIÓN	
ANTECEDENTES GEOLÓGICOS	
III: ANOMALÍAS DE AMPLITUD POSTSTAK	23
ANÁLISIS DE AMPLITUDES SÍSMICAS	
ANÁLISIS DE AMPLITUD RMS	
ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE AMPLITUDES RMS	
IV: DESCOMPOSICIÓN ESPECTRAL	56
ESPECTROS DE AMPLITUD: BASADO EN DFT E ISA	
MAPAS DE AMPLITUD: ANÁLISIS FRECUENCIAL BASADO EN DFT	
V: CONCLUSIONES, CONTRIBUCIONES Y RECOMENDACIONES	73
REFERENCIAS	76
ANEXOS	

Resumen

El éxito obtenido en la determinación de los horizontes arenosos en los objetivos de gas en el campo Cocuite utilizando los mapas de anomalías de amplitud sísmica y la posterior calibración con los registros de GR y Resistividad, son la hipótesis inicial para la exploración en el cubo sísmico 3D Playuela.

Se han empleado los mapas de anomalía de amplitud de forma cualitativa para la exploración y desarrollo de los campos, por lo que se incluyó una serie de análisis cuantitativos para poder soportar consistentemente estos mapas de anomalías.

La incorporación de técnicas de descomposición espectral junto con los programas de visualización, son las bases que nos permitirán comprender mejor los atributos de Amplitud y así, poder diferenciar entre las respuestas debidas a arenas con gas de las debidas a arenas con agua.

Se propone una metodología de análisis de amplitudes Poststack que incluyen análisis clásicos como la Transformada de Fourier para analizar espectros de amplitud y fase, así como análisis estadístico de mapas de amplitud para identificar rangos de anomalía y finalmente, la Descomposición Espectral basada en *Discrete Fourier Transform* (DFT) que es la que utiliza el software de *LandMark* y la basada en transformada de ondícula (*Wavelet Transform*) que es la que utiliza la compañía FUSION.

En el apéndice 3 se muestra un ejemplo con aplicaciones recientes de correlación de anomalías de amplitudes con frecuencias dominantes, a este método lo hemos llamado FFC (Forecast Frequency Contours)

Abstract

The current exploratory success in the Veracruz basin is mainly due to the intensive use of seismic attributes, especially seismic amplitude. Seismic amplitude maps are qualitative tools that have led both the exploration and development processes of gas producing fields in the basin.

The gas reservoirs have lower acoustic impedance than the shales that are encasing them, then, the gas-charged sandstones are represented in the seismic sections as bright spots.

In order to understand this exploratory success in a quantitative manner, a methodology using an amplitude spectrum analysis is proposed. This methodology is based in the use of : 1) Spectral decomposition using DFT, and 2) Spectral decomposition using wavelet transform.

This methodology has been applied to Veracruz examples in both producing and non-producing wells. We propose a method to correlated Amplitud with Dominant Frequency, this method is called the Forecast Frequency Contours (FFC).

Capítulo I: Introducción

La gran necesidad energética de nuestro país es el detonante para incorporar recientemente, el uso del gas como un combustible, y que tiene muchas ventajas respecto al petróleo, ya que resulta menos agresivo al entorno ecológico y, principalmente, a los vastos yacimientos que de ellos disponemos. Lamentablemente, no hemos podido cubrir toda la demanda nacional, importándose más de 500 millones de pies cúbicos diarios.

Afortunadamente, en el área de la Cuenca Terciaria de Veracruz se ha tenido un éxito exponencial en la producción de gas seco no asociado. Este crecimiento es debido a la forma de interpretar los datos sísmicos, y que está basado, principalmente, en el uso del atributo de amplitud como guía en el proceso exploratorio y en el desarrollo de los campos.

El uso de atributos de frecuencia es el principal aporte que presenta este trabajo de tesis, y que junto con los atributos de amplitud, se espera ayude a reducir la incertidumbre en áreas complejas o en zonas profundas donde no sea ha tenido éxito aún.

Premisas Iniciales

- Muy buena correlación y calibración entre las anomalías de amplitud y los pozos productores en los Campos Cocuite y Playuela
- Historia de producción en el Campo Cocuite y Playuela
- Proporción de éxito mayor a 66 % en pozos perforados en arenas del Mioceno Superior y Medio en el Campo Cocuite
- Sísmica 3d de muy buena calidad
- Objetivos a profundidades someras menores a 3000 m

Objetivos

- Identificación de características sísmicas para delimitar reflectores sísmicos con potencial gasífero.
- Calibración de pozos productores en los campos Cocuite y Playuela y sus correspondientes anomalías de amplitud.
- Identificación de anomalías de amplitud asociadas a gas y agua.
- Reducción de incertidumbre con la integración de atributos.

Hipótesis

- Las zonas de gran anomalía de amplitud son un indicador de la presencia de roca almacén (arenas) y con gran certeza de la presencia de gas.
- En el campo Cocuite se identificaron arenas de baja impedancia acústica que corresponden a un *Bright Spot* en las secuencias productoras LS_MS_05_73,_Arena_E, LS_MS_09_26_Breña, LS_MS_09_26_Arena_G y LS_MS_11_70_Arena_M
- En el campo Playuela se identificaron arenas de baja impedancia acústica que corresponde a un *Bright Spot* solamente en la LS_MS_06_98
- En zonas profundas (mayor a 3000 m) las anomalías de amplitud en arenas se han manifestado con ANOMALIA FUERTES en presencia de agua, por lo que existe un riesgo grande si se documentan únicamente con atributos de amplitud ya que no se puede diferenciar del caso de arenas con gas

Planteamiento y Delimitación del Problema

- No se cuenta con un análisis cuantitativo para la total comprensión de las anomalías de amplitud.

- El uso de la Descomposición Espectral, basada en DFT, ayuda a diferenciar características de Amplitud y Frecuencia para arenas con gas y arenas con agua.
- Solamente se tienen pozos productores de gas en el Mioceno Medio y Mioceno Superior.

Capítulo II: Antecedentes

Se carece de una metodología que incorpore un marco cuantitativo al uso extensivo de los mapas de anomalías de amplitud que han sido la guía exploratoria como de desarrollo en la búsqueda de gas seco no asociado en la Cuenca Terciaria de Veracruz. Una aproximación cuantitativa pudieran ser los espectros de amplitud obtenidos de la descomposición espectral para reducir las incertidumbres en el proceso de generación de nuevos prospectos de gas.

II.1 Generalidades

El aumento de la producción de gas seco en la Cuenca Terciaria de Veracruz ha estado soportado por las correlaciones de los horizontes arenosos en los objetivos de gas con las anomalías de amplitud sísmica, y su calibración con los registros de GR y Resistividad, son las premisas para la exploración en el cubo sísmico 3D Playuela, Caraveo *et al* (2000). Este éxito ha sido acotado a niveles estratigráficos entre el Mioceno Medio al Plioceno Inferior, mientras que pozos con objetivos profundos en el Mioceno Inferior presentan anomalías grandes pero han resultado improductivos.

La falta de elementos cuantitativos para poder diferenciar amplitudes anómalas generadas por el efecto de gas de las que son generadas por el efecto de agua, motivó el uso de la descomposición espectral de acuerdo a Castagna (2003); esta metodología puede ser de ayuda, al analizar el espectro generado al diferenciar respuestas de objetivos con gas, que tienen una frecuencia pico, una amplitud pico y un ancho de banda específicos, que difieren significativamente de los que se generan en objetivos de agua o litológicos.

II.2 Ubicación

Los campos Cocuite y Playuela se hallan ubicados al sur de la ciudad de Veracruz, figura II.1, al centro de la Cuenca Terciaria. La cuenca Terciaria de Veracruz tiene como límites al norte al Eje Neovolcánico, al Sur la Cuenca Salina del Istmo, al este el Golfo de México y al Oeste la Plataforma Carbonatada de Córdoba cuya expresión es la Sierra de Zongolica.

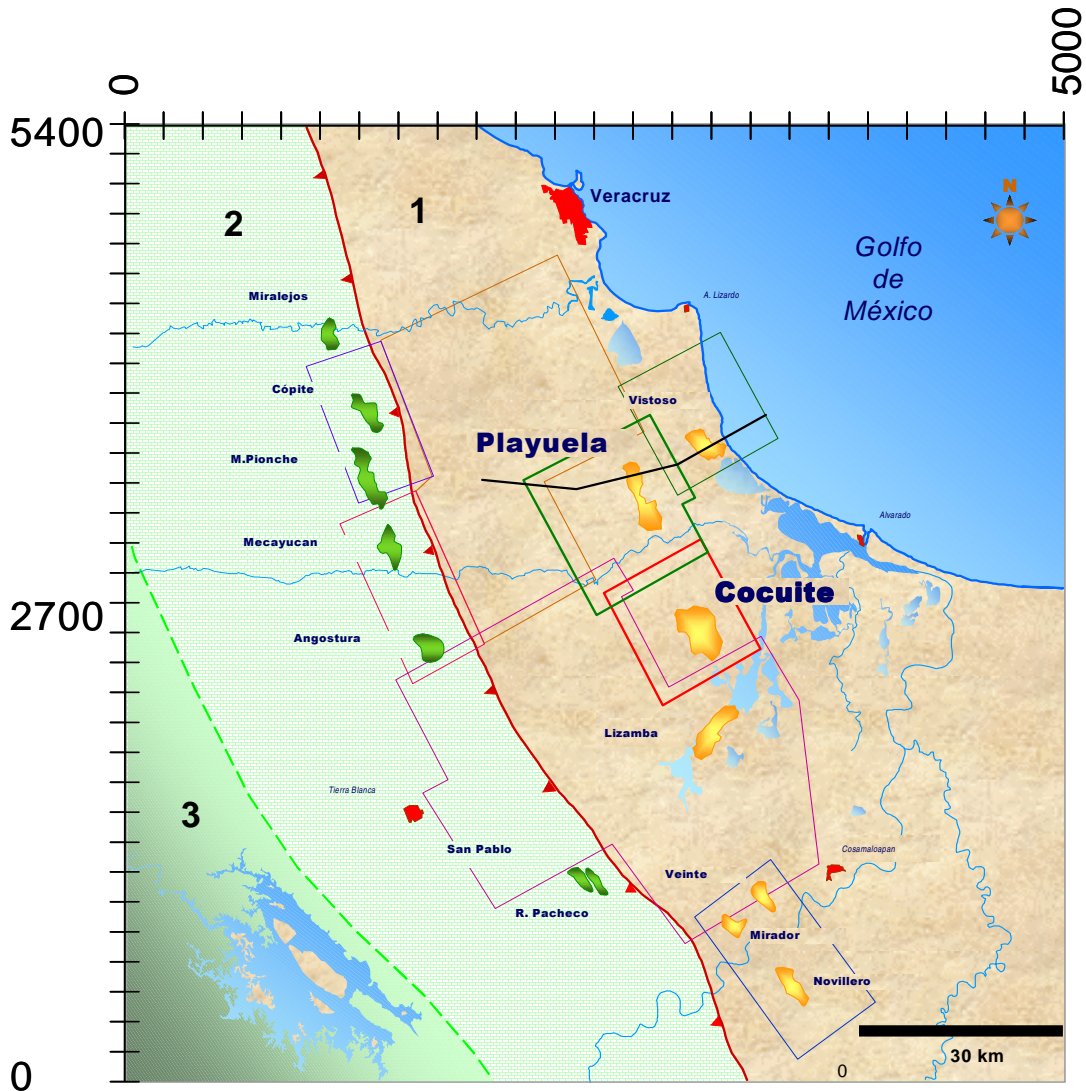


Figura II.1 Ubicación de los campos Cocuite y Playuela en la Cuenca Terciaria de Veracruz (1), Plataforma de Córdoba (2) y Sierra de Zongolica (3). Eje Horizontal trazas, eje vertical líneas

II.3 Antecedentes Geofísicos y de Producción

El cubo sísmico Cocuite 3D fue adquirido en el año 1998 y tiene los siguientes parámetros de adquisición, mostrados en la tabla I.1. Es importante resaltar que se tenía como objetivo el desarrollar el potencial gasífero de la zona,

específicamente de gas seco no asociado y del cual se tiene una historia de producción de más de 40 años. Ha resultado de mucho interés la reactivación que ha tenido en los últimos años, ya que ha pasado, de producir 20 mmpcd (mmpcd = millones de pies cúbicos diarios) a casi 130 mmpcd, es decir, se ha incrementado la producción por un factor de 4, figura II.2.

Sismógrafo	I/O System Two
Tipo de fuente	Dinamita (pentolita)
Tamaño del bin	25 x 25 mts
Distancia entre puntos de tiro	50 mts
Distancia entre puntos de receptores	50 mts
Distancia entre líneas fuente	550 mts
Distancia entre líneas receptoras	450 mts
No. de canales por línea de registro	132
No. de líneas receptoras activas por registro	10
No. máx. de canales activos por registro (tendido)	1320
Arreglo de geófonos	lineal
Distancia entre geófonos	4 mts
No. de tiros por salvo	9
Profundidad de pozo	25 mts
Cantidad de carga	2.500 Lb
No. total de puntos de tiros	8990
Apilamiento máximo	30 (6 Nline X 5 Xline)
Área de operación	237.26 Km ²
Área de perforación	237.26 Km ²
Máximo offset	3960 mts
Longitud de grabación	6 seg
Intervalo de muestreo	2 mseg
Detectores por traza	12
No. de líneas receptoras	38
No. de líneas fuentes	27
Km. de líneas fuentes	449.55 Km
Km. de líneas receptoras	270.75 Km
Azimuth de líneas receptoras	SW-NE 63°
Azimuth de líneas fuente	SE-NW 207°

Tabla II.1 Parámetros de adquisición del campo Cocuite. Coordinación Estrategias de Exploración (2004)

Las producciones totales del Activo Integral Veracruz por secuencia se muestran en la tabla II.2

Secuencia	Producción Acumulada (bcf)
LS_MS_05_73	42.2
LS_MS_06_98	65.8
LS_MS_09_26	70.0

Tabla II.2 Producción Acumulada Cuenca Terciaria (Reporte Interno PEMEX 2005)

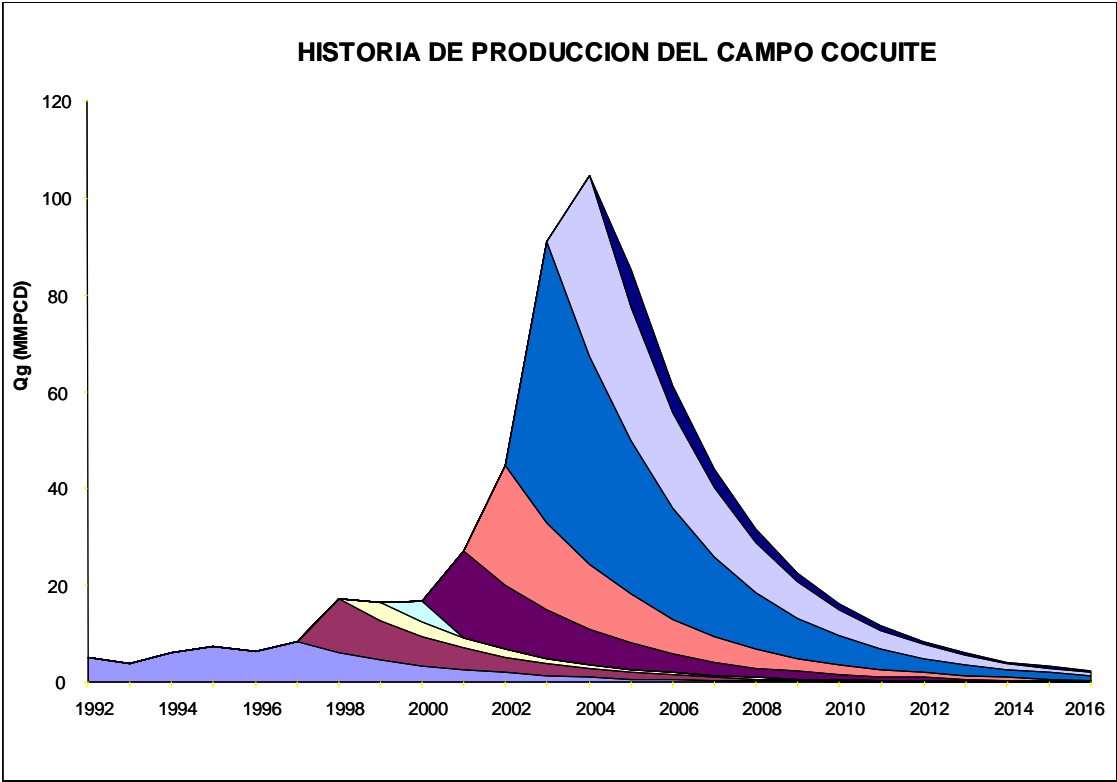


Figura II.2 Historia de producción campo Cocuite(Reporte Interno PEMEX 2003)

Desde su descubrimiento en 1960, se han perforado un total de 46 pozos, de los cuales, 35 pozos han sido productores, 8 productores de gas no comercial y 3 invadidos de agua salada, lo que se ha reflejado como un aumento de la producción diaria, figura II.2. Este éxito es debido a la utilización del atributo de la anomalía de amplitud, Caraveo *et al* (2000); ha sido consistente con las trampas arenosas gasíferas, aunque en meses recientes se han tenido problemas con esta hipótesis inicial. El objetivo de este trabajo es proponer una metodología para el análisis cualitativo y cuantitativo de las anomalías de amplitud, Flores (2003).

El fundamento de la exploración geofísica es el de identificar contrastes de propiedades (físicamente detectables) que poseen los cuerpos, que pueden ser utilizadas como guías en la búsqueda de objetivos petroleros económicamente rentables.

Para el caso de la exploración sísmica 3D los contrastes de impedancia acústica (velocidad X densidad) son las generadoras de las amplitudes sísmicas que se observan en las secciones sísmicas Brown (2001, pp 147-148).

Existen tres tipos de contrastes de impedancia que generan amplitudes específicas, figura II.3, que son: el punto brillante (*Brigth Spot*), el punto oscuro (*Dim Spot*) y la inversión de polaridad (*Reverse Polarity*)

Para este análisis estudiaremos el caso de los puntos brillantes y que están asociados a grandes contrastes de impedancia acústica –altas amplitudes-, y que son generados, e.g., por un cuerpo arenoso con gas, de baja impedancia, y encapsulado por lutitas con alta impedancia, figura II.3 parte superior.

En este esquema se supone sísmica en fase cero y polaridad europea, se supone también que el espesor del cuerpo es mayor a la mitad de la longitud de onda para esta profundidad.

El reflector de la cima del cuerpo, tiene polaridad positiva y reflexión negativa, y que varía de baja amplitud (echado abajo) a alta amplitud (parte alta de la estructura). Las variaciones de amplitudes para este Punto Brillante es debido a los contrastes de propiedades a diferentes profundidades y con diferente contenido de fluido, gas en la parte superior y agua salada para la parte inferior.

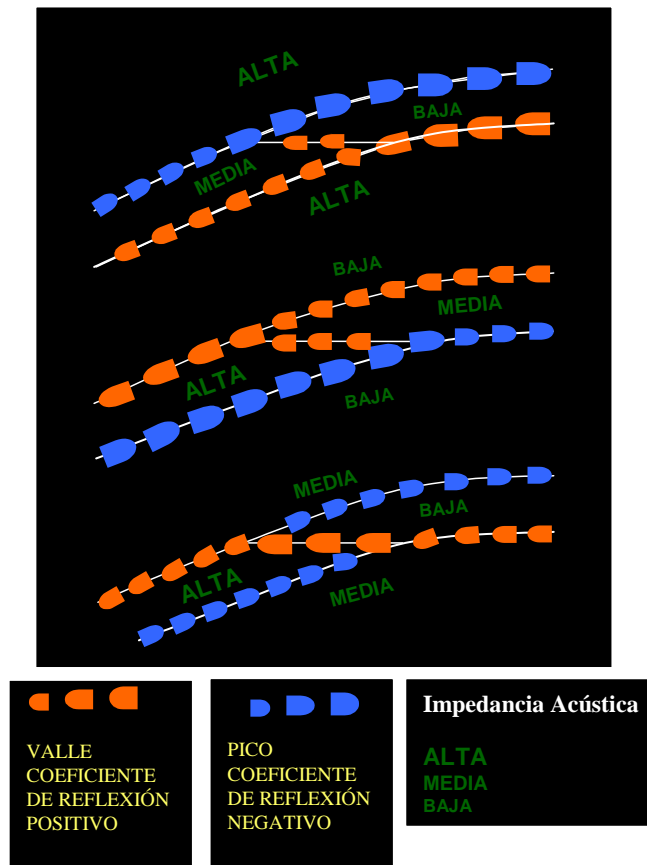


Figura II.3 Respuestas sísmicas en función de contrastes de impedancia

El cubo Playuela fue diseñado con los mismos parámetros de adquisición que Cocuite, tabla II.1, variando el área de adquisición que fue mayor, de aproximadamente 350 km², figura II.1; y fue adquirido en el año 2000, y desde entonces se han perforado 18 pozos de los cuales, 11 han sido productores, con una producción total de 14 bcf.

El uso de atributos sísmicos ha llevado a la industria petrolera a incorporar nuevas tecnologías que nos permiten identificar con menor riesgos nuevos prospectos de gas. En general, en la Cuenca Terciaria de Veracruz se han realizado diferentes análisis de atributos sísmicos, y uno de ellos es el análisis de Descomposición Espectral que se viene desarrollando en los años 2004 y 2005.

II.4 Antecedentes Geológicos

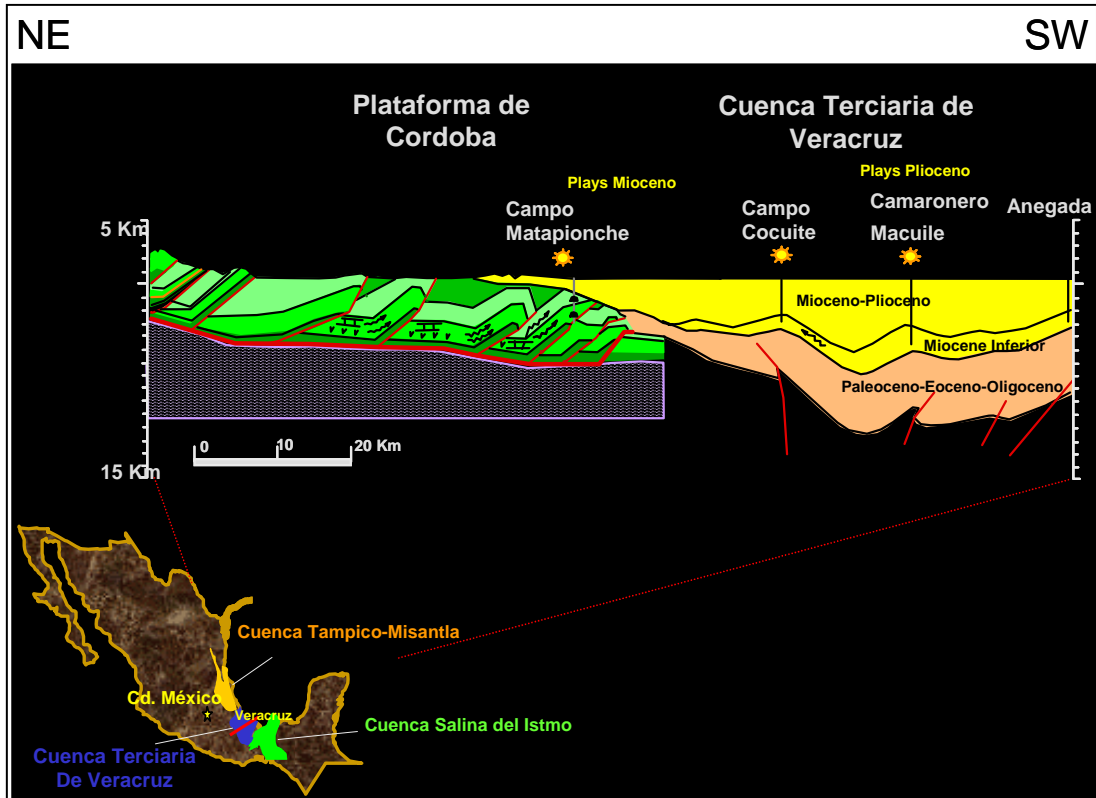


Figura II.4 Marco Geológico de la Cuenca Terciaria de Veracruz (Reporte Interno PEMEX 2005)

Evolución Tectónica

De los trabajos realizados por el personal del Activo Integral Veracruz y de los análisis de deformación, existe la teoría de que en el área se tiene una cuenca del tipo *foreland* desarrollada durante el Paleoceno-Oligoceno al frente del cinturón cabalgado de la Plataforma de Córdoba, la cual sufrió una inversión gradual durante el Mioceno, provocando la formación de al menos dos *trends* estructurales a lo largo de los cuales se encuentran los principales yacimientos.

El relleno de esta cuenca inicia en el Paleoceno y continua hasta nuestros días alcanzando un espesor mayor a los 9000 m.

En la figura II.4 se muestra la relación entre el cinturón cabalgado de la Plataforma de Córdoba del Cretácico y la Cuenca Terciaria de Veracruz, así como la posición en la cual se encuentran los principales yacimientos. En la figura II.5 se muestra la posición espacial de las fallas y *trends* estructurales del área, siendo importante porque los yacimientos de los campos Cocuite y Playuela han sido productores a lo largo del mismo *trend*.

Marco Estratigráfico

Con base en la información paleontológica de pozos de toda la cuenca y los eventos geológicos establecidos en Hardenbol (1993), el Grupo Paleontológico del Activo Integral Veracruz, ha calibrado 7 límites de secuencias (LS) y 5 superficies de máxima inundación (MSI). En la figura II.6 se observa una sección sísmica y la relación estratigráfica de los diferentes límites y superficies identificados.

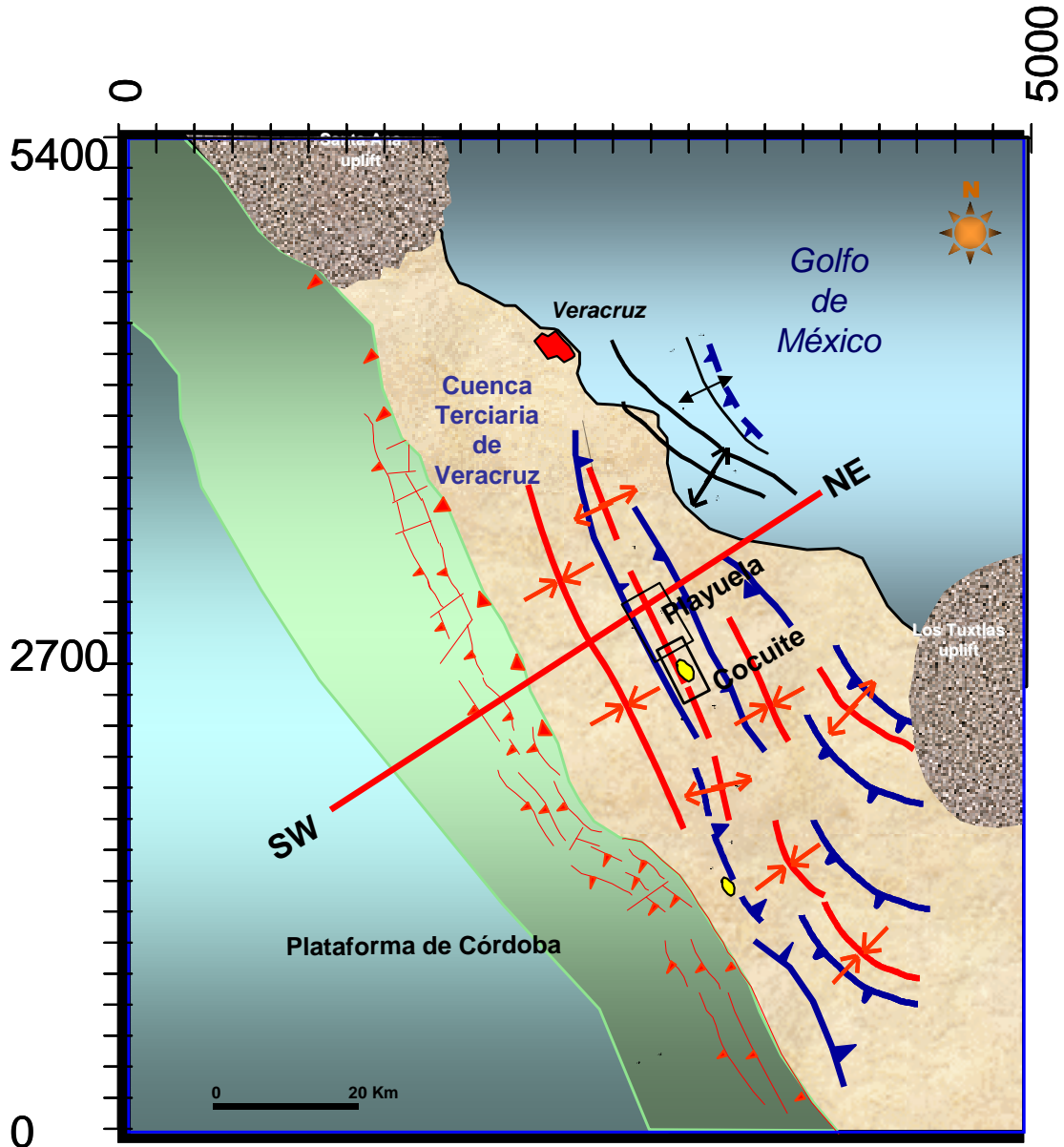


Figura II.5 Marco Geológico de la Cuenca Terciaria de Veracruz, vista horizontal.. Se observa la ubicación de la sección sísmica, el Trend Estructural Novillero-Vibora-Chachalacas, donde se ubican los campos de Cocuite y Playuela. Eje Horizontal trazas, eje vertical líneas Espinoza *et al* 2005

Los alcances bioestratigráficos de los fósiles índices de la cuenca están basados en los rangos establecidos en Bolli *et al.* (1985). Para la calibración de los límites de secuencias también se utilizaron curvas de abundancia y diversidad de foraminíferos. Así mismo, en algunos pozos los rangos de edad fueron establecidos con nannoplancton, (veáse apéndice 1).

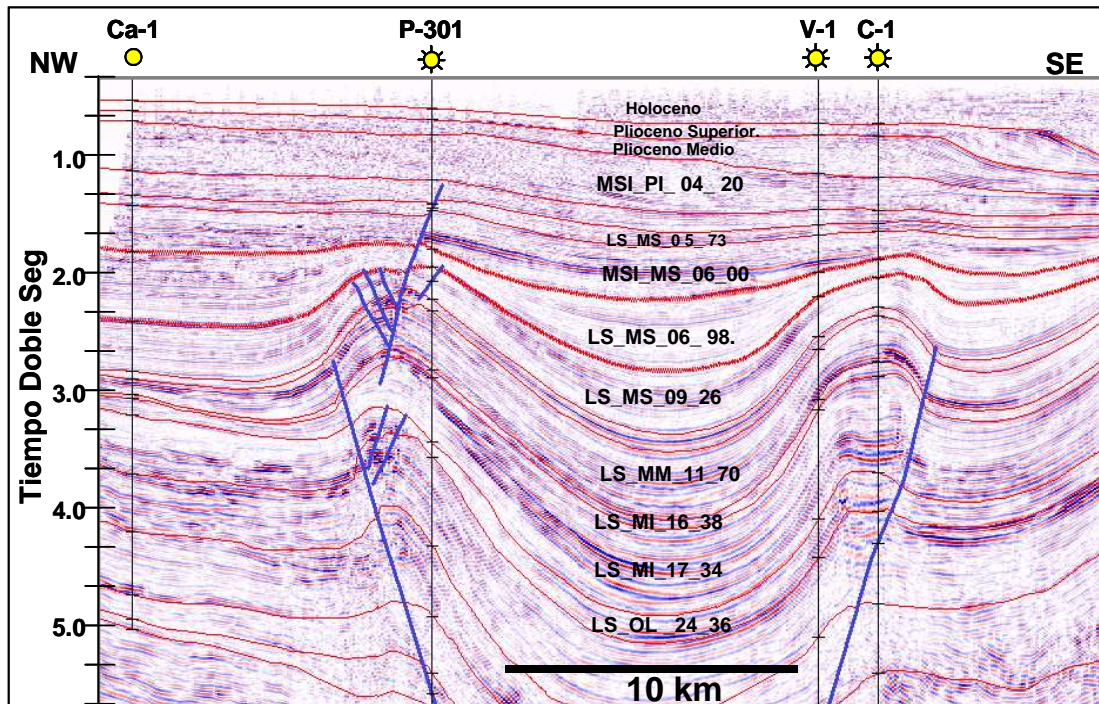


Figura II.6 Estratigrafía de la Cuenca Terciaria de Veracruz. (Reporte Interno PEMEX 2005)

El aumento de información sísmica y la perforación de un número mayor de pozos ha permitido extender los límites de secuencia así como las superficies de inundación (MSI) por gran parte de la Cuenca Terciaria de Veracruz. En la figura II.6 se observa una sección sísmica en sentido este oeste (sentido de las líneas).

La mayor importancia de esta identificación se manifiesta cuando se aprecia que todos los campos productores de la región -incluyendo a Cocuite y Playuela- se hallan ubicados en 4 secuencias principales productoras de gas y que se encuentran estratigráficamente ubicadas entre el Mioceno Medio y el Plioceno Inferior. En la figura II.7 se muestran las extensiones de las secuencias, cuya nomenclatura se describe a continuación: LS_MS_05_73 (LS: Límite de secuencia; MS Mioceno Superior; 05_73 equivalente a 5.73 millones de años), parte superior izquierda, LS_MS_06_98 (LS: Límite de secuencia; MS Mioceno Superior; 06_98 equivalente a 6.98 millones de años),

parte superior derecha, y LS_MS_09_26 (LS: Límite de secuencia; MS Mioceno Superior; 09_26 equivalente a 9.26 millones de años) en la parte inferior.

Gracias al análisis petrográfico de la mayoría de los pozos perforados en los últimos 5 años se han podido observar los patrones generales de porosidad y permeabilidad dominantes de las arenas productoras en cada una de las secuencias identificadas, lo que ha permitido generar modelos sedimentarios y de ambientes de depósito que complementan el uso de los atributos sísmicos.

En la figura II.8, en la parte superior, se observa que para pozos en la secuencia LS_MS_05_73 las porosidades son en promedio de 30 a 35% y las permeabilidades alcanzan valores mayores a 1.0 Darcy. En la parte central, se observa que para pozos en la secuencia LS_MS_06_98, las porosidades están en el rango 25-30% y que la permeabilidad tiene un promedio de 500 mD. En la parte inferior, se observa que para pozos de la secuencia LS_MS_09_26 se presentan porosidades entre 20-25% y permeabilidades del orden de 100 mD

Regionalmente, el Mioceno inferior se caracteriza por la formación y relleno de un complejo de canales en el talud y pie de talud, abanicos submarinos con buen desarrollo lateral e intermitentes depósitos de flujos de escombros. La mayoría de estos cuerpos están formados por areniscas de grano medio y grueso así como conglomerados. Estos clastos proceden de al menos dos fuentes de abastecimiento: una de carácter carbonatado y otra de carácter metamórfico.

Regionalmente, en el Mioceno medio, aun bajo condiciones transgresivas, los abanicos submarinos continúan desarrollándose mientras que los canales van disminuyendo su ancho pero incrementando su sinuosidad adquiriendo un carácter típicamente meándrico.

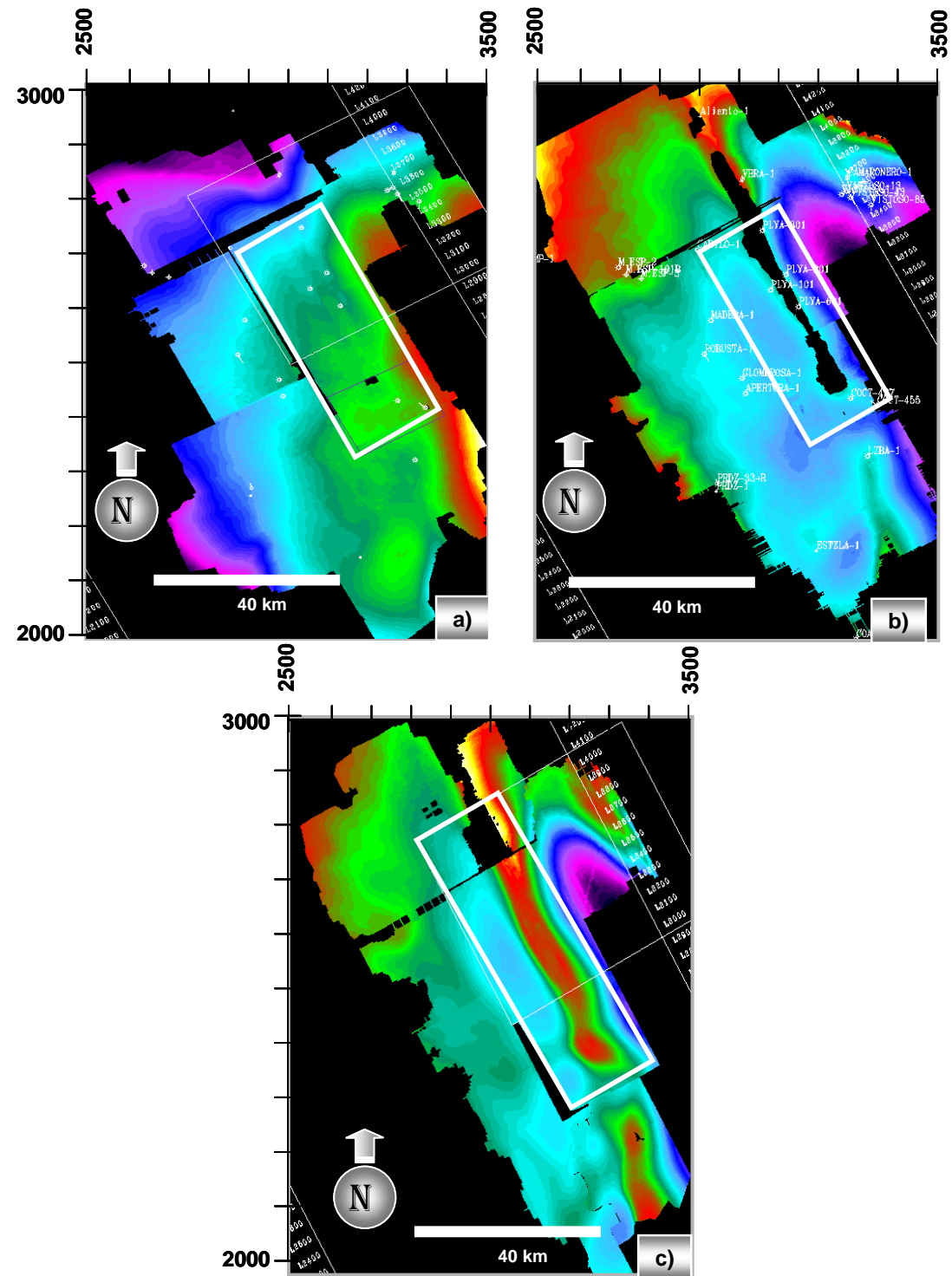


Figura II.7 Distribución de los principales límites de secuencia en el Mioceno Superior en la Cuenca Terciara de Veracruz. A) Secuencia 5.73 millones de años. B) Secuencia 6.98 millones de años. C) Secuencia 9.26 millones de años

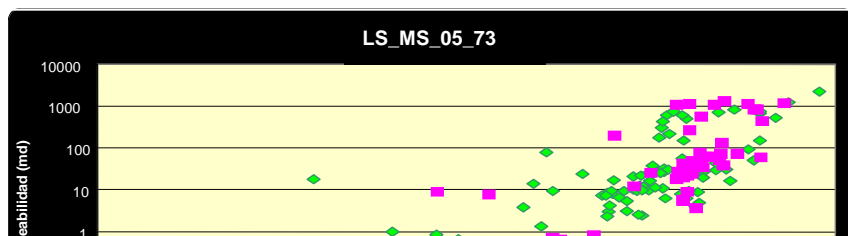


Figura II.8 Porosidades y Permeabilidades de arenas en el Mioceno Superior en la Cuenca Terciaria de Veracruz.. A) Secuencia 5.73 millones de años. B) Secuencia 6.98 millones de años. C) Secuencia 9.26 millones de años (Reporte Interno PEMEX 2005)

Para finales de Mioceno superior inicia un periodo regresivo regional, el cual se caracteriza por la formación una secuencia progradante que avanza de NW a SE. Esta secuencia se caracteriza por presentar facies de plataforma, que lateralmente pasan a una serie de canales meándricos.

La síntesis de la información estratigráfica se muestra en la figura II.9; nótese que el campo Cocuite tiene producción en cuatro secuencias, mientras que Playuela solamente en la secuencia LS_MS_06_98 que paradójicamente, es la de mayor producción diaria actualmente en toda la Cuenca Terciaria de Veracruz.

EDAD	DEPOSITO	UNIDAD	SISTEMA DE DEPOSITO	UNIDAD PRODUCTORA	
RECIENTE					
PLIOCENO	MSI_PI_04_20	PI-R-4	SECUENCIA PROGRAMANTE		
	MSI_PI_05_00	PI-5			
	LS_MS_05_73	MS-PI-5.7		CANALES MEANDRICOS	COCUITE y LIZAMBA
MIOCENO SUPERIOR	MSI_MS_06_00	MS-6	SECUENCIA PISO DE CUENCA	PISO DE CUENCA	
	LS_MS_06_98	MS-6.9		CANALES MEANDRICOS Y ABANICOS DE PISO DE CUENCA	PLAYUELA, VISTOSO APERTURA, LIZAMBA, COCUITE
	MSI_MS_07_08	MS-7		PISO DE CUENCA	
	LS_MS_09_26	MS-9		ABANICOS PISO DE CUENCA CON APORTE MULTIPLE	COCUITE = BREÑA, ARENA G. LIZAMBA = ARQUIMIA, KEPLER.
	MSI_MM_11_20	MS-11.2		PISO DE CUENCA	
	LS_MM_11_70	MM-11.7		ABANICOS DE PISO DE CUENCA REGIONALES. APORTE MULTIPLE	COCUITE, APERTURA, MADERA, ULOA, NOVILLERO
MIOCENO MEDIO	LS MI 16 38	MM-16		ULTIMA ETAPA DE RELLENO DE CAÑONES	

Figura II.9 Columna estratigráfica de la Cuenca Terciaria de Veracruz. (Reporte Interno PEMEX 2005)

Sistema Petrolero

El sistema petrolero se define como un sistema físico-químico dinámico de generación y concentración del petróleo que funciona en el espacio y en la escala del tiempo geológico. El sistema petrolero enfatiza la relación genética entre una roca generadora en particular y la resultante acumulación de

petróleo. Incluye todos aquellos elementos y procesos geológicos esenciales para un depósito de gas o aceite, Demaison *et al* 1988.

Para los campos Cocuite y Playuela los elementos del sistema petrolero se muestran en la figura II.10. Se mencionan algunas características importantes de los elementos de la Generación, de la formación de la Trampa, del Sello, etc.

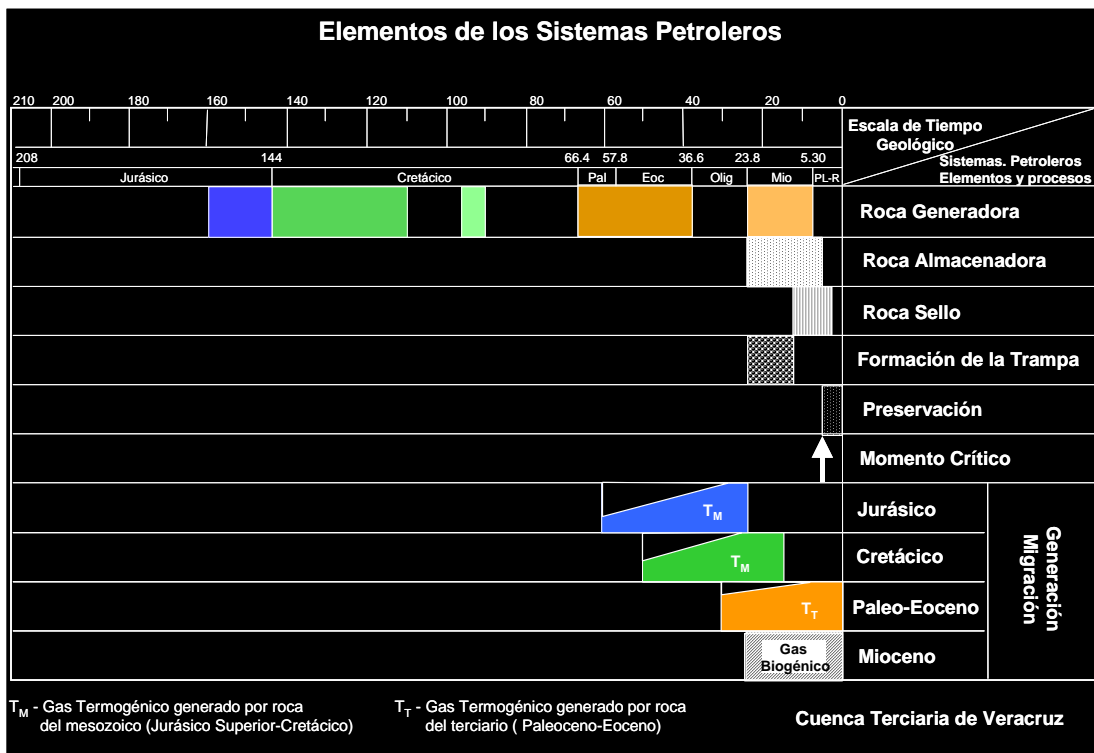


Figura II.10 Sistema Petrolera para la Cuenca Terciaria de Veracruz. (Vazquez E. 2005)

Se tiene principalmente gas Termogénico de origen Paleoceno_Eoceno para los yacimientos del Mioceno Medio, mientras que existe gas Biogénico para yacimientos más someros (comunicación personal Emilio Vázquez).

La formación de las trampas estructurales tuvo que ver con las deformaciones que se tuvieron en el área y como se mostró cesaron su desarrollo en el Mioceno superior (hace 7 millones de años). Para las trampas estratigráficas dependen de la ubicación dentro del modelo sedimentario aunque todas tienen

componente estructural, es decir, se busca la posición más elevada para alejarse de los posibles contactos o niveles regionales de agua.

Sísmicamente, se observan las extensiones de los cuerpos arenosos cubiertos por sellos regionales de lutitas, que dependiendo del espesor y posición estructural, funcionan como excelentes sellos.

CAPÍTULO III: ANOMALÍAS DE AMPLITUD POSTSTAK

III.1 Anomalías de Amplitudes RMS

De acuerdo con Brown (2001) existen varias maneras de realizar las extracciones de amplitudes a partir de los horizontes interpretados sobre la sísmica poststack, aplicándose en los campos Cocuite y Playuela, siendo las más usuales las siguientes:

- sobre un horizonte, figura III.1
- y en un intervalo comprendido en una ventana temporal, figura III.1
- entre dos horizontes, figura III.2

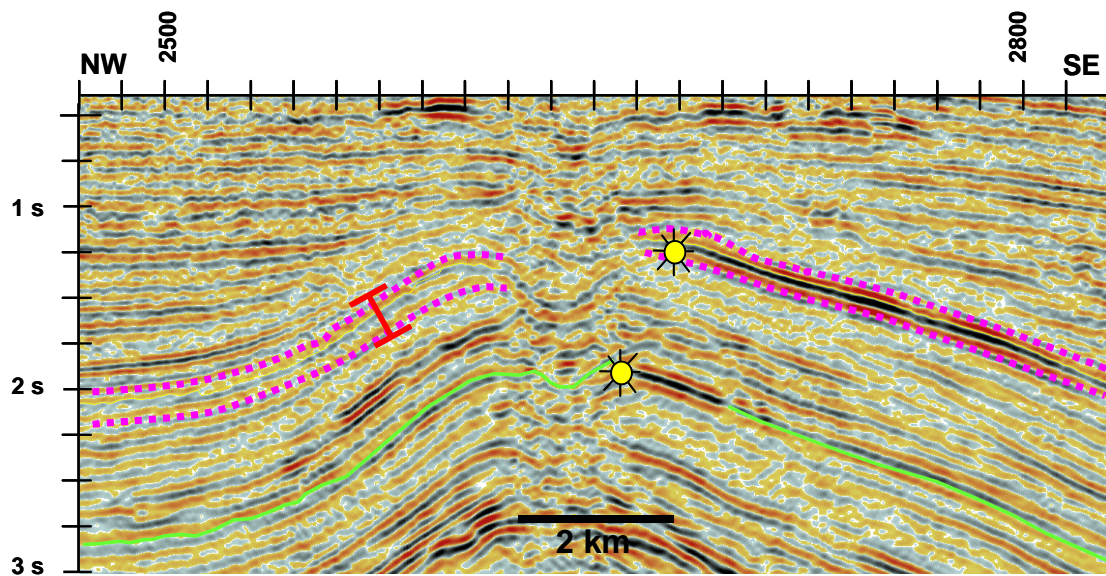


Figura III.1 Extracciones de amplitud sobre una ventana de extracción (parte superior) y sobre el horizonte (parte inferior). Eje vertical TTWT en segundos, y eje horizontal en líneas.

El Símbolo  denota nivel productor de gas.

En el caso a), la extracción se realiza exactamente sobre el horizonte tomando los valores correspondientes de amplitud en el mismo; para el caso b), la ventana sigue de manera paralela al horizonte que este siendo utilizado para la extracción, calculándose los valores RMS (*Root Mean Square*) correspondientes al ancho de la ventana; para el caso c) se tiene la extracción

entre horizontes que realiza el cálculo de amplitudes RMS entre los valores correspondientes a cada punto de los horizontes, figura III.2. La amplitud RMS se define como

$$A_{RMS} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n A_i^2}{n}}$$

(III.1)

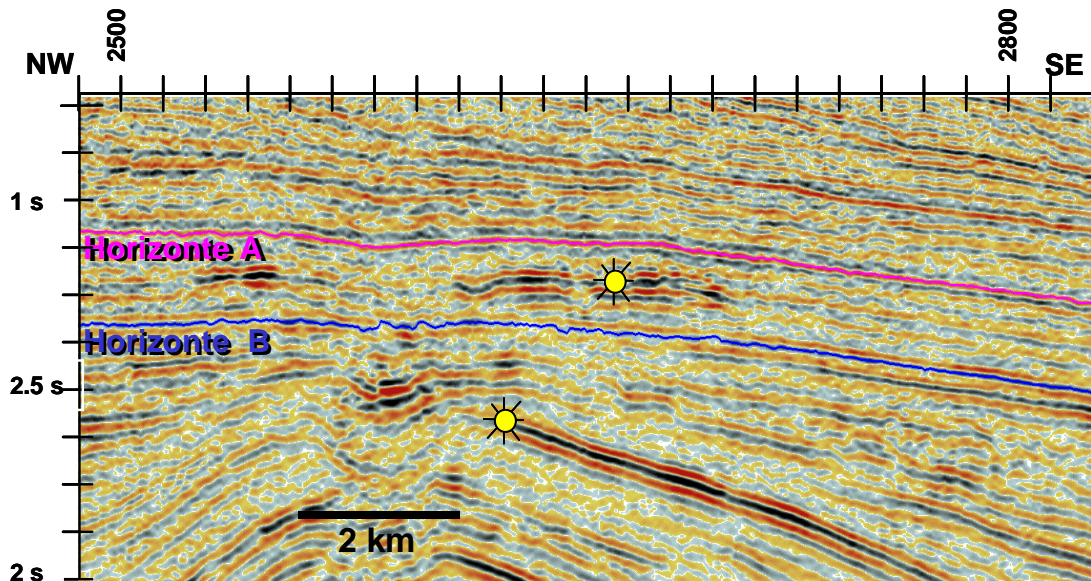


Figura III.2 Extracciones de amplitud entre horizontes. Esta extracción es usual cuando se tienen variaciones en el tamaño de los reflectores que imposibilita el uso de una temporal.ventana. Eje vertical TTWT en segundos, y eje horizontal en líneas.

Se recomienda su uso para enfatizar valores anómalos en un área respecto a valores regionales.

En las figuras anteriores se muestran los horizontes interpretados para los niveles productores del campo Cocuite y los tipos de extracciones realizadas.

Para el caso de extracciones con ventanas (Brown, 2001, p234) clasifica y propone 3 grandes clases: Promedio, Selección y de Distribución (se usan los nombres comerciales en inglés):

I) De Promedio: esta forma de extracción de amplitud considera valores con tendencias centrales, promediadas o porcentuales

- a) *Total absolute amplitud*
- b) *Total energy*
- c) *Average absolute*
- d) *Average energy*
- e) *Average reflection strength*
- f) *RMS amplitude*
- g) *Average peak amplitud*
- h) *Variance of amplitud*
- i) *Percent grather than*

Este tipo de extracción es que se recomienda para enfatizar anomalías de amplitud en la sísmica post-apilada

II) De Selección: Esta forma de extracción considera valores con características elegidas como son los máximos positivos o negativos, o incluso máximos absolutos.

- a) *Maximum amplitud*
- b) *Largest negative amplitud*
- c) *Maximum absolut amplitud*
- d) *Peak-trougt difference*

Este tipo de extracciones se recomienda cuando los valores analizados tienen el mismo signo, por ejemplo, en cubos de AVO de Producto IxG donde se intenta identificar anomalías tipo 3 que son positivas.

II) De Distribución

- a) *Energy half-time*
- b) *Slope Reflection strength*
- c) *Slope at half energy*
- d) *Ratio positive to negative*

El tipo de extracción con ventana que se realizó en este trabajo es el tipo Promedio, debido a que se ha observado que los valores promediados son muy sensibles a la geometría de los cuerpos y muestra además las zonas de anomalías dentro de los cuerpos delimitados (Caraveo *et al*/ 2000); de este tipo de extracción se ha utilizado la RMS como extracción primaria.

A continuación se muestran los análisis a nivel de mapa, es decir, la estadística que se halla inmersa en las grupos de puntos que forman las anomalías. Se analiza también, las secciones sísmicas donde apreciamos los espectros de Amplitud y Fase que identifican a las trazas sísmicas en el dominio de la frecuencia.

III.2 Análisis de la Anomalía de Amplitud RMS

Se propone una metodología para identificar el umbral de anomalía que se obtiene al extraer las amplitudes de los horizontes en tiempo.

La metodología propuesta incluye análisis estadístico (Rave), análisis de la sísmica (Seiswork) en el mapa de anomalías y en la sección sísmica. Estos procesos están desarrollados en la plataforma de Interpretación sísmica de *LandMark*.

Los horizontes interpretados se hallan en una profundidad somera a intermedia (1800 m a 2500 m), lo que nos presenta una serie de características sísmicas que de acuerdo a la metodología propuesta por Brown (*op cit*) esperaríamos los siguientes parámetros, enlistados en la tabla III.1 y tabla III.2, para tener una referencia de los valores de resolución y visibilidad sísmica que están implícitos en la interpretación.

Velocidad Promedio (m/s)	2000
Frecuencia dominante (Hz)	50
Longitud de onda (m)	40
Separabilidad (m)	10

Visibilidad (m)	2
-----------------	---

Tabla III.1 Limites típicos de separabilidad y visibilidad profundidad somera

Y para profundidades alrededor de 3000 m se tienen

Velocidad Promedio (m/s)	3300
Frecuencia dominante (Hz)	30
Longitud de onda (m)	110
Separabilidad (m)	27
Visibilidad (m)	6

Tabla III.2 Limites típicos de separabilidad y visibilidad profundidad intermedia

Estos parámetros nos sirven como guías para tener una idea cualitativa del comportamiento de las amplitudes en la profundidad. Esto es una simplificación que utilizamos para el presente análisis.

Es importante recordar que en la naturaleza sísmica de las señales existen límites físicos y técnicos que las limitan, como son el tiempo (muestreo y longitud de grabación), la amplitud, la frecuencia y la atenuación de la energía. Una forma de obtener información de la señal sísmica es usando los atributos sísmicos que son una forma complementaria de observar los contrastes generados por los cuerpos en el subsuelo.

El Atributo de la Amplitud Raíz Cuadrática Media (RMS) se define como la raíz cuadrada de la suma de la energía en el dominio del tiempo (cuadrado de la amplitud) en una ventana. Indica anomalías de amplitud aisladas o extremas. Se usa en las secciones sísmicas para delinear cambios litológicos tales como canales deltaicos y arenas gasíferas. *Taner et al (1979)* aplicaron los atributos sísmicos obtenidos de la traza compleja en la interpretación geológica.

Se utilizan en los horizontes interpretados en tiempo sobre la sísmica poststack, figura III.3. Se realizó la extracción de amplitud RMS en ventanas de longitud variable de acuerdo a los objetivos de cada horizonte. Para el área del campo Cocuite tenemos 4 yacimientos gasíferos (E, Breña, G y M) cuya posición estratigráfica se muestra en la figura III.4.

Nótese que para la secuencia LS_MS_05_73_Arena_E la deformación es inexistente mientras que para la más vieja, la secuencia LS_MM_11_70_Arena_M, se tiene una fuerte deformación estructural, figura III.4.

En la figura III.5 se muestra el mapa de anomalía de amplitud para el yacimiento de la arena E que corresponde a la secuencia LS_MS_05_73.

En las figuras III.6 y III.7 se muestran los mapas de anomalía de amplitud para los yacimientos de la arena G, secuencia LS_MS_09_26 y arena M, secuencia LS_MM_11_70 respectivamente.

En cada uno de los mapas anteriores los pozos productores están ubicados en las áreas de anomalías de amplitud intensas y su correlación con los registros de Rayos Gamma (RG) y de resistividad han sido un indicador de la presencia de gas por la experiencia en la cuenca terciaria. El mismo fenómeno se sucede en los yacimientos de la arena G y arena M. Normalmente, los valores de resistividad varían entre 4 Ohms-m a 40 Ohms-m.

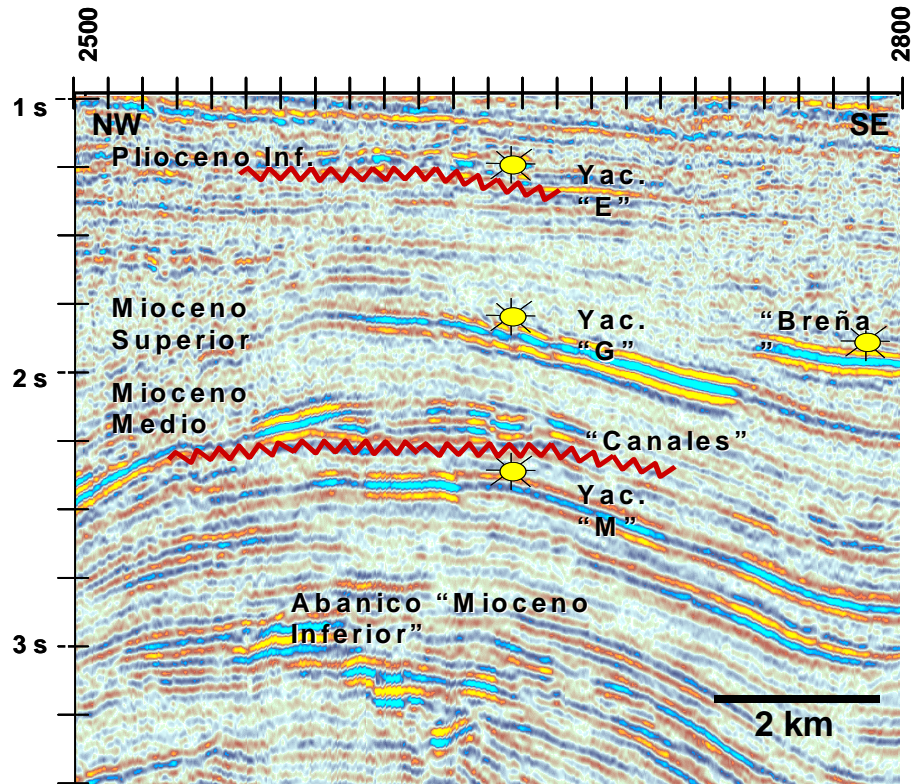


Figura III.3 Sección sísmica en tiempo en el cubo Cocuite. Nótese las anomalías de amplitud en cada uno de los yacimientos de gas marcados. Eje vertical TTWT en segundos, y eje horizontal en líneas.

Las producciones por secuencia se muestra en la tabla III.3, nótese como casi todas las secuencias han tenido una gran producción acumulada exceptuando a la secuencia LS_MS_06_98, donde solamente 2 pozos han sido productores, probablemente, la paleotopografía limitó los depósitos de arenas por lo que no existió roca almacén para este tiempo.

Secuencia	Producción Acumulada (bcf)
LS_MS_05_73 Arena E	33.7
LS_MS_06_98	1.5
LS_MS_09_26 Arena G y Breña	70.0
LS_MM_11_70 Arena M	65.0

Tabla III.3 Producción Acumulada Campo Cocuite. (Reporte Interno PEMEX 2005)

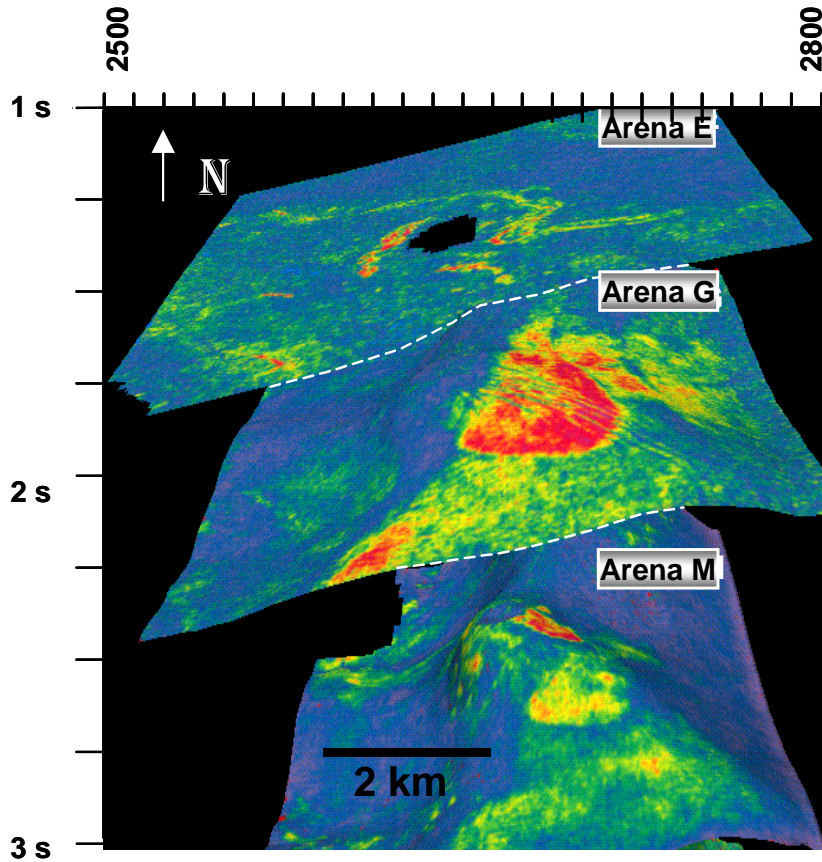


Figura III.4 Secuencias Productoras del Mioceno Superior y Medio del campo Cocuite, ubicadas entre los 1600 m y 2500 m. Eje vertical TTWT en segundos, y eje horizontal en lineas.
(Flores 2002)

Después de la calibración y éxito en los campos de Cocuite, se extendió esta metodología al cubo de Playuela. Nótese en la figura III.8 los mapas de anomalías de amplitud para la secuencia LS_MS_06_98 que tuvo varios cuerpos arenosos productores, con una producción acumulada de 14 bcf.

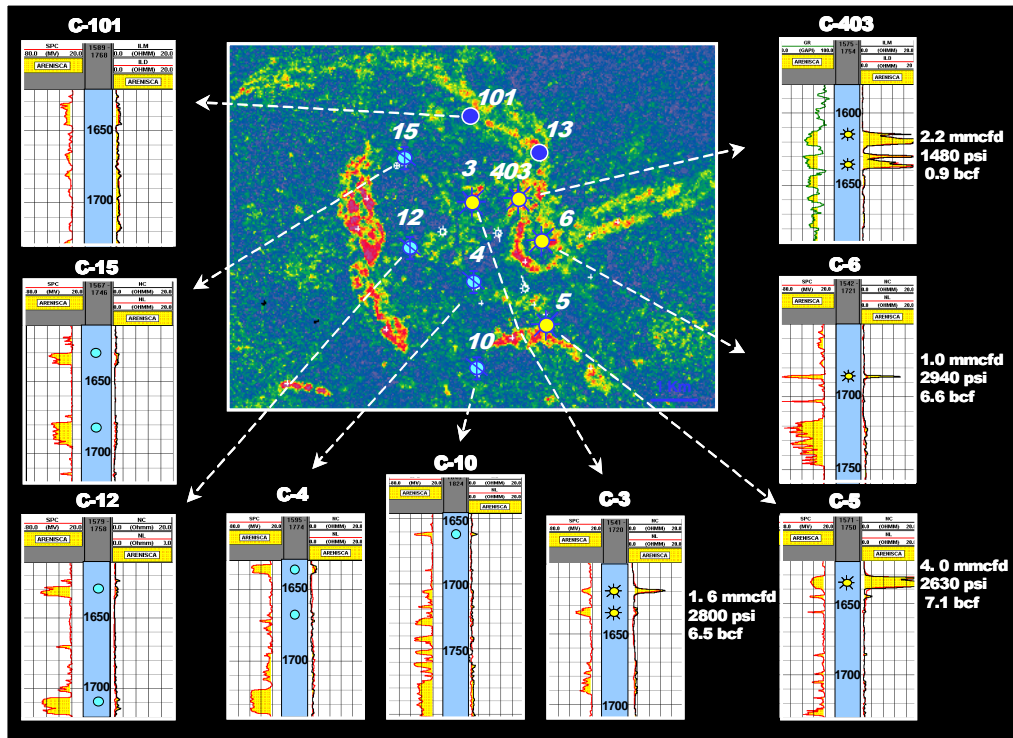


Figura III.5 Calibración de anomalías de amplitud y pozos productores para la secuencia de la Arena E. Nótese que los pozos dentro de las anomalías de amplitud tienen buena resistividad y los que están fuera tienen baja resistividad (Reporte Interno PEMEX 2003)

En el cubo de Playuela fue donde se encontró más problemas en la aplicación del método de anomalías de amplitud, porque se llegaron a encontrar anomalías que en lugar de tener gas, tuvieron agua, además de que varios pozos tuvieron una gran declinación, esta es una de las razones para analizar con más detalle las anomalías de amplitud.

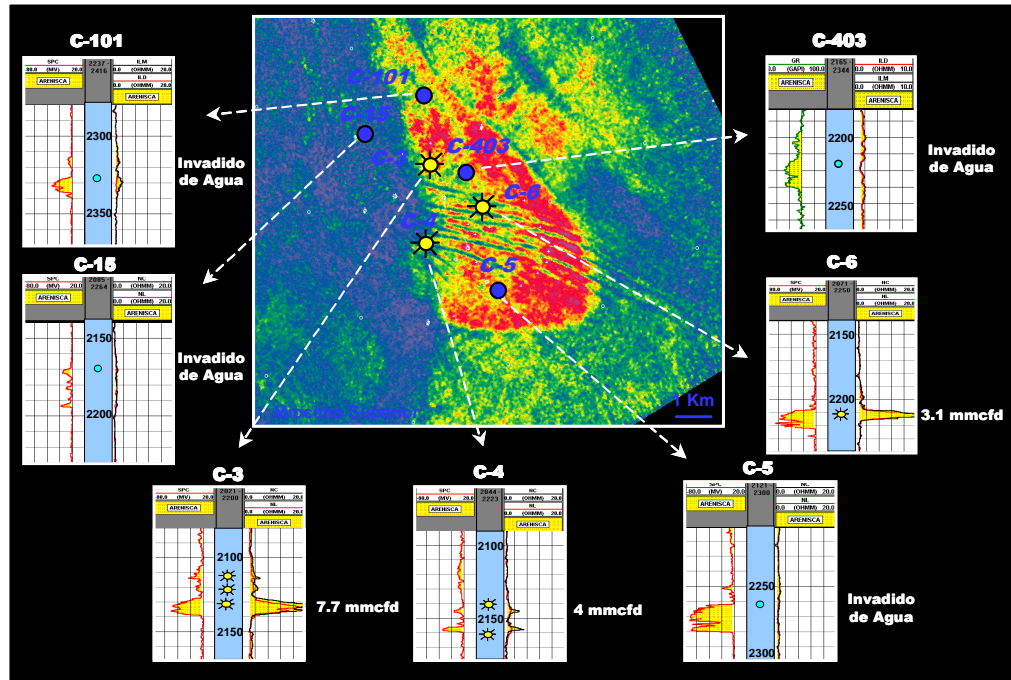


Figura III.6 Calibración de anomalías de amplitud y pozos productores Arena G. Nuevamente, como en el caso de la Arena E los pozos productores tienen buena resistividad. (Reporte Interno PEMEX 2003)

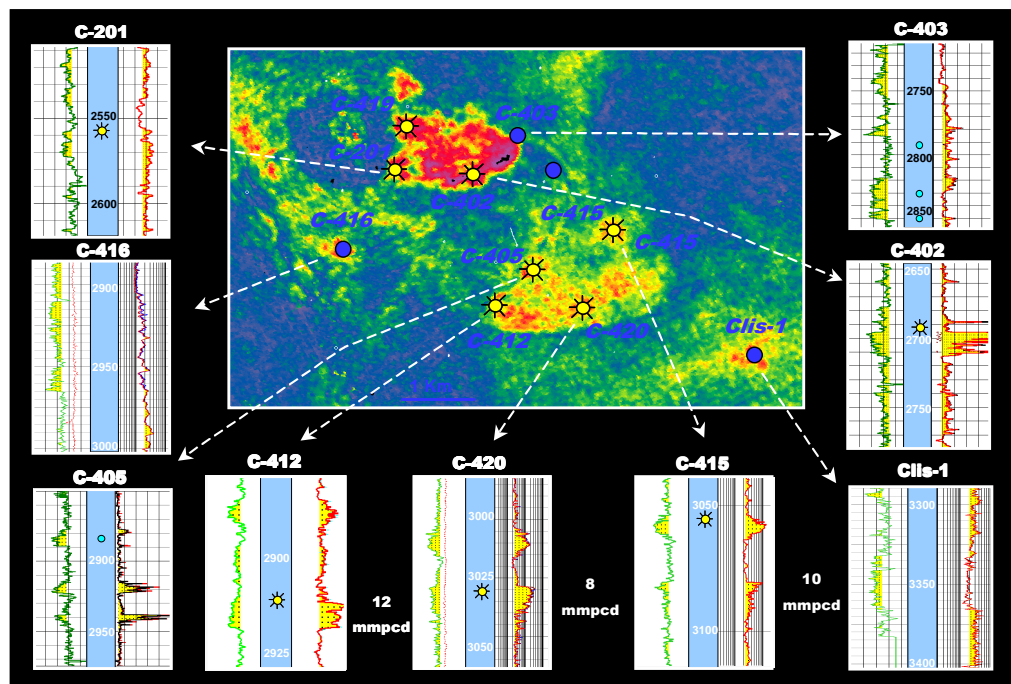


Figura III.7 Calibración de anomalías de amplitud y pozos productores Arena M. Igual, que en las secuencias del Mioceno Superior, en esta secuencia del Mioceno Medio, los pozos productores están ubicados dentro de la anomalía y con buena resistividad. (Reporte Interno PEMEX 2003)

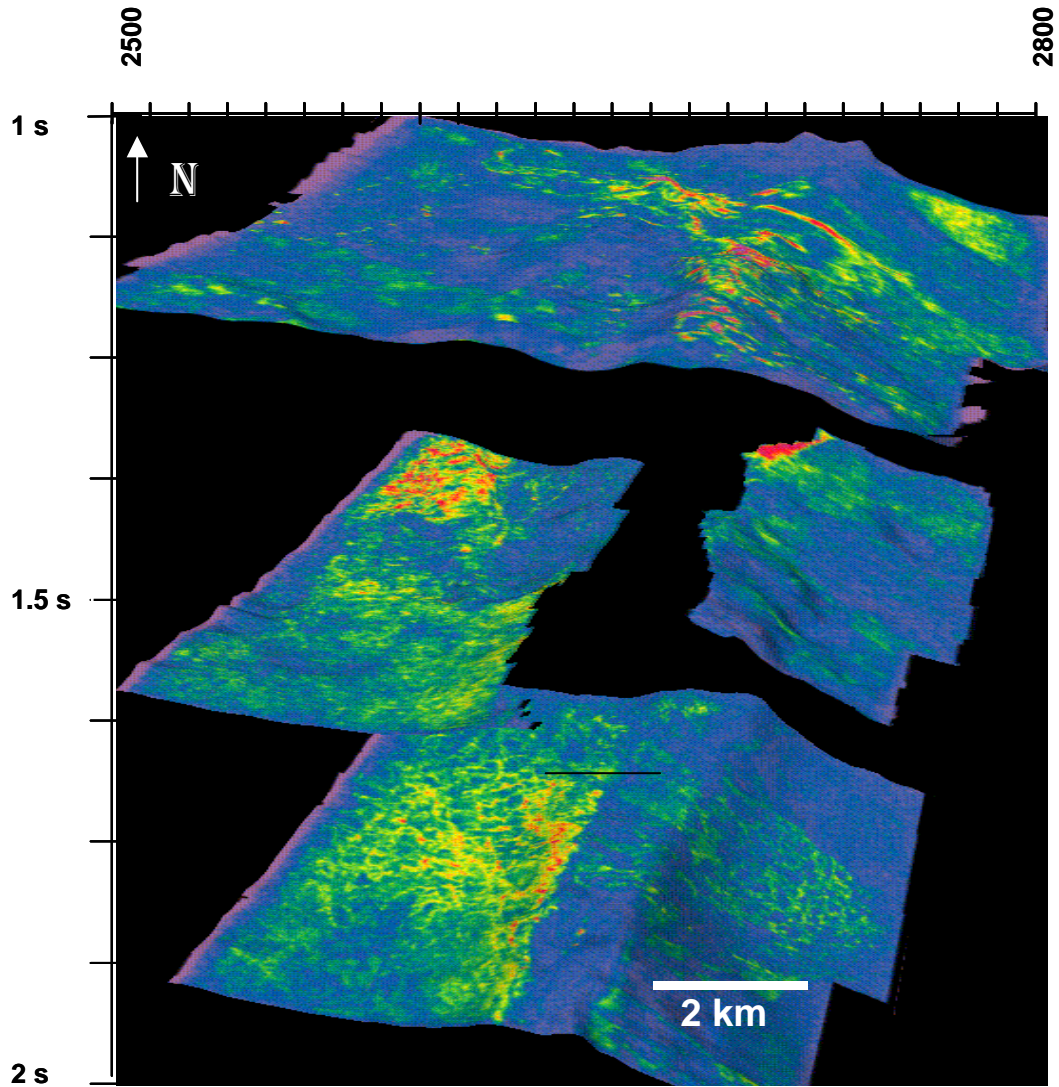


Figura III.8 Diferentes niveles productores en la secuencia LS_MS_06_98 en el cubo Playuela, Estas secuencias están ubicadas entre 1700 m y 2000 m. Eje vertical TTWT en segundos, y eje horizontal en líneas. (Flores 2003a)

III.3 Análisis Estadístico del Atributo de Anomalía de Amplitud RMS

Para el análisis estadístico de los mapas de anomalías de amplitud, se utilizó el programa RAVE, el cual realiza un conteo de las muestras para cada mapa analizado.

En la figura III.9 se muestran las mapas de Anomalía de Amplitud debajo las distribuciones para los niveles productores LS_MS_05_73_Arena_E y LS_MS_09_26_Arena_Breña. En la figura III.10 se muestran 2 niveles productores LS_MS_09_26_Arena_G y LS_MM_11_70_Arena_M.

Nótese que en todas las distribuciones se observan características que tienden a ser una distribución LogNormal, aunque los valores centrales están desplazados hacia las amplitudes bajas, que pudieran corresponder a ruido (información no útil o sin sentido geológico) o que pudieran estar relacionados con el mal seguimiento de los horizontes en las partes límites del cubo sísmico. Hacia la parte de la curva correspondiente a las altas amplitudes se tienen las muestras identificadas con zonas de amplitud anómalas dentro del cubo.

Esto se observa en las figuras III.11 para los niveles productores LS_MS_05_73_Arena_E y LS_MS_09_26_Arena_Breña, y en la figura III.12 para LS_MS_09_26_Arena_G y LS_MM_11_70_Arena_M.

Nótese como los pozos productores (en letras rojas) están ubicados en estas zonas anómalas mientras que los pozos improductivos (en letras azules) quedan fuera de estas anomalías. Este patrón ha sido observado consistentemente en pozos perforados en Cocuite y Playuela (en general en la Cuenca Terciaria de Veracruz en secuencias del Mioceno Medio al Plioceno Inferior).

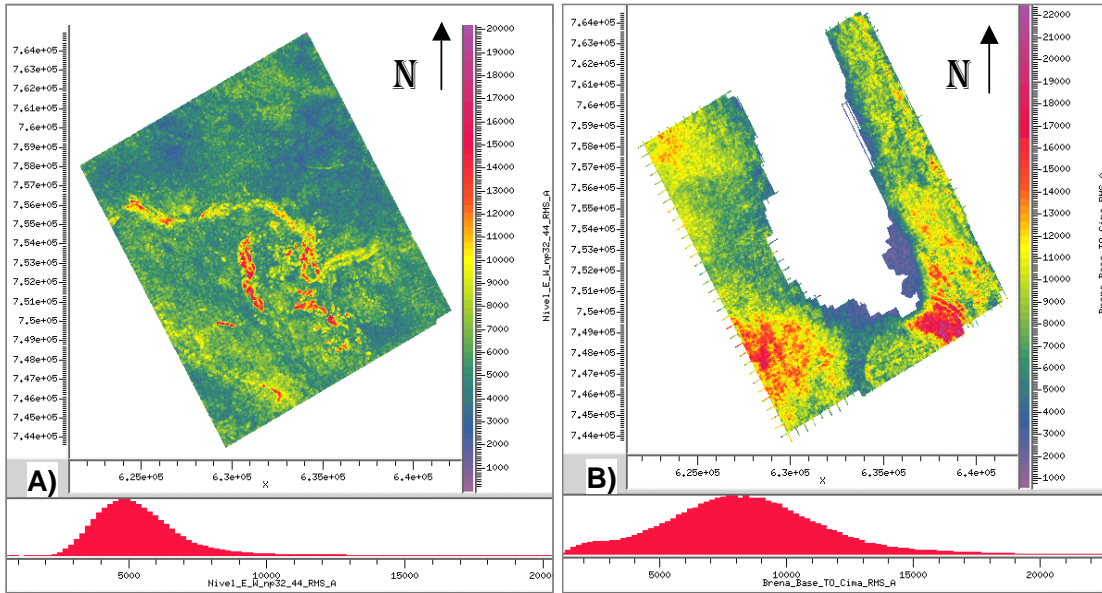


Fig. III.9 Anomalías de amplitud y distribución de los valores de anomalía RMS de los yacimientos productores del Mioceno Superior del campo Cocuite. A) Secuencia LS_MS_05_73_Arena_E. B) Secuencia LS_MS_05_73_Arena_Breña

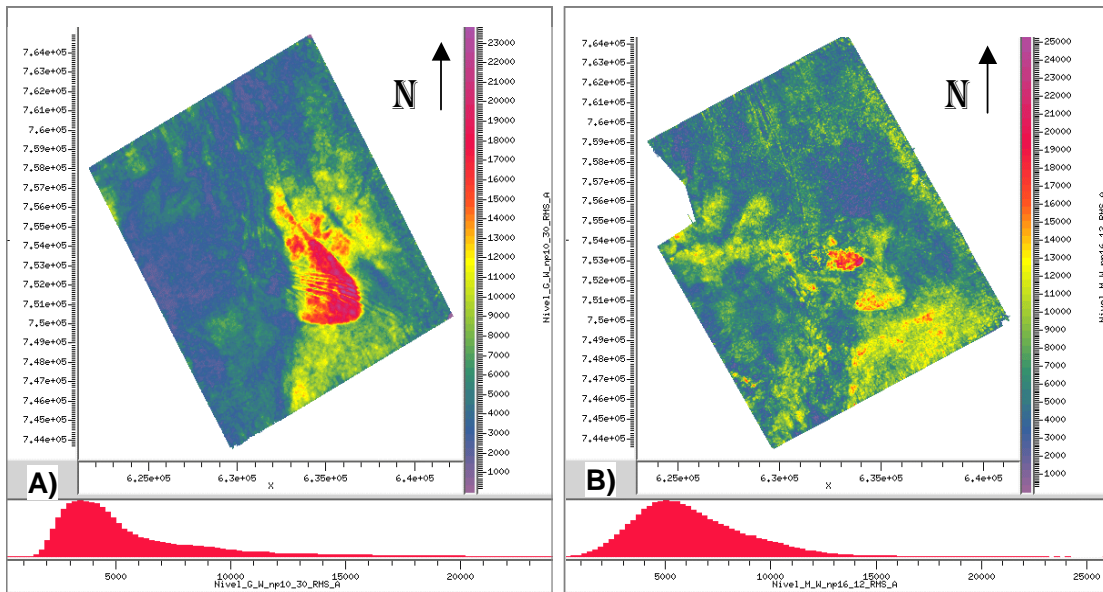


Fig. III.10 Anomalías de amplitud y distribución de los valores de anomalía RMS de los yacimientos productores del Mioceno Superior y Mioceno Medio del campo Cocuite. A) Secuencia LS_MS_09_26_Arena_G. B) Secuencia LS_MM_11_70_Arena_M.

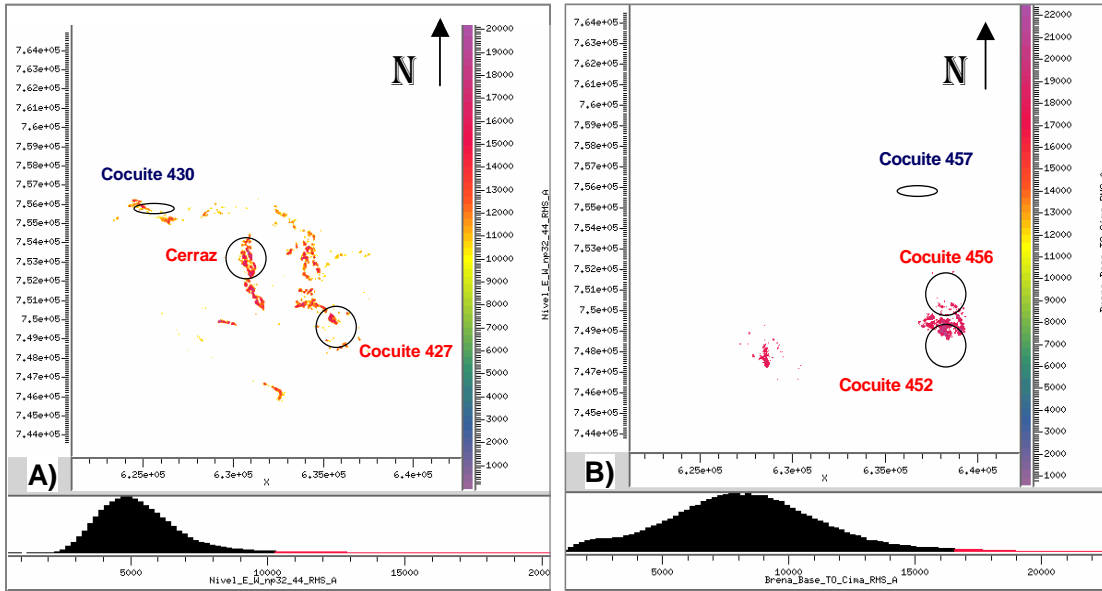


Fig. III.11 Umbral de Anomalia y distribución de algunos pozos productores e improductivos correspondientes a las secuencia LS_MS_05_73 y LS_MS_09_26_Breña. A) y B) Nótese como el umbral de anomalía marca las áreas donde están ubicados los pozos productores y sin anomalía donde está el improductivo.

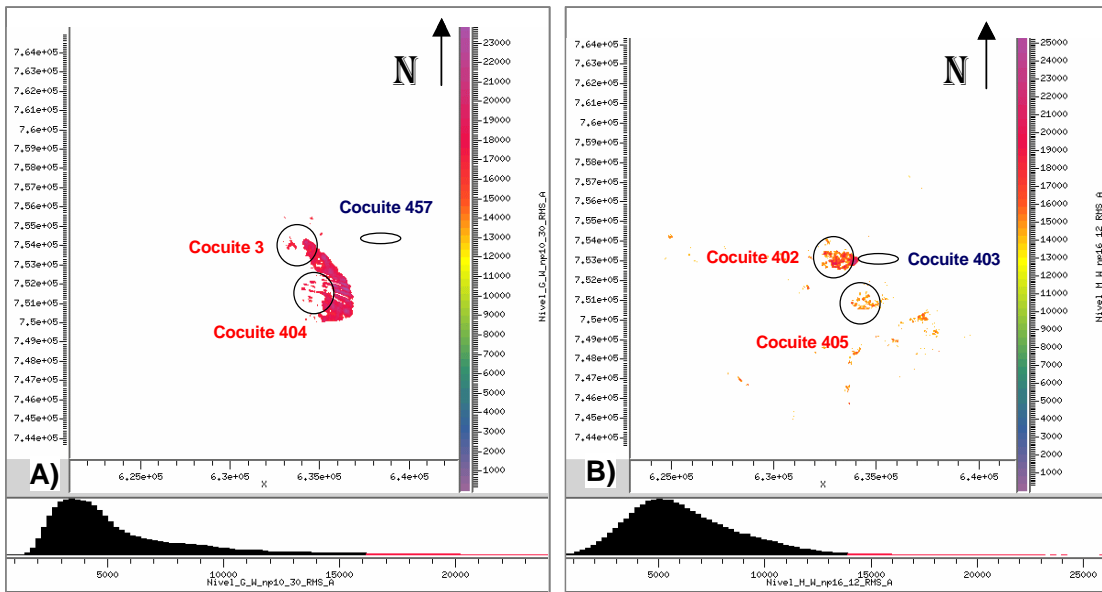


Figura III.12 Umbral de Anomalia y distribución de algunos pozos productores e improductivos correspondientes a las secuencias LS_MS_09_26 y LS_MM_11_70. A) y B) Nuevamente, el umbral de anomalía marca las áreas donde están los pozos productores y sin anomalía donde están los pozos improductivos.

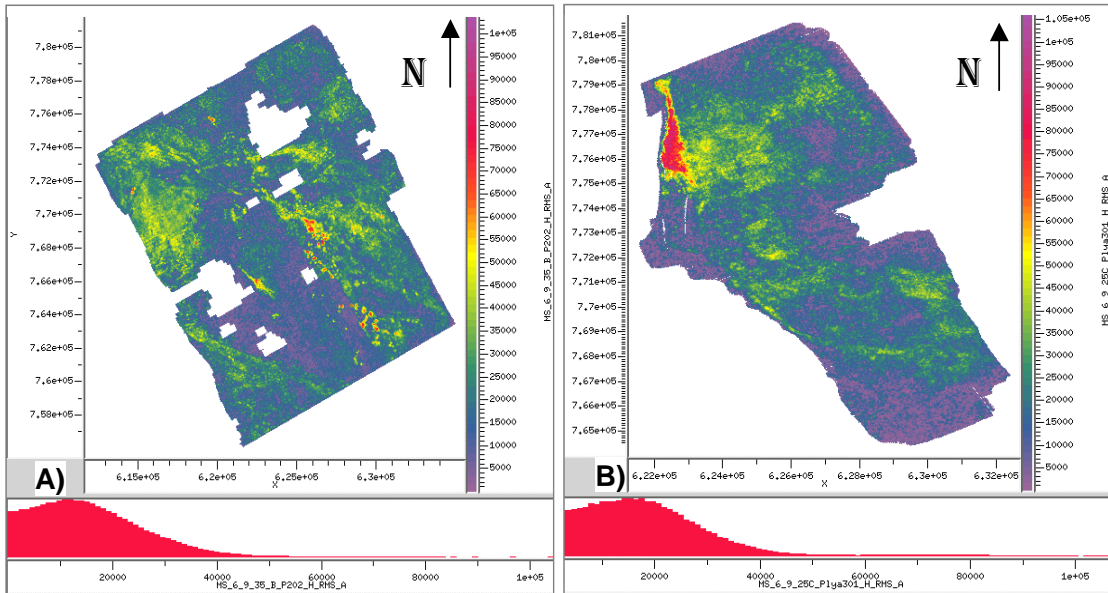


Figura III.13 Anomalías de amplitud y distribución de los valores de anomalía RMS de los yacimientos productores del Mioceno Superior del campo Playuela. A) Secuencia LS_MS_06_98_35C. B) Secuencia LS_MS_06_98_35M2

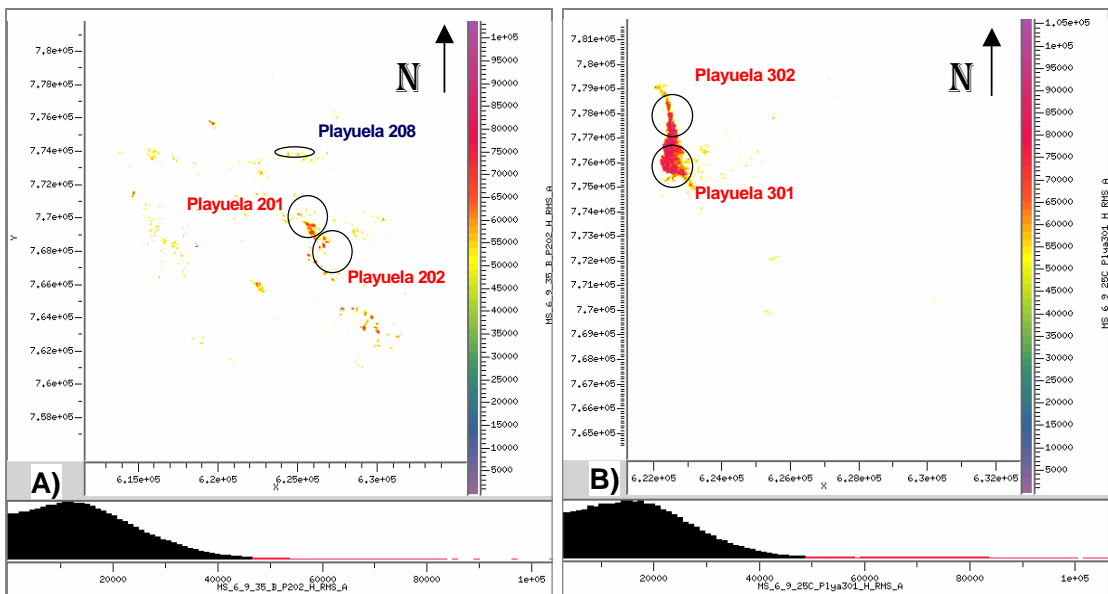


Figura III.14 Umbral de Anomalía y distribución de los pozos productores e improductivos correspondientes a la figura III.13. A) y B) Nuevamente, como en el caso del cubo Cocuite, el umbral de anomalía marca las áreas donde están ubicados los pozos productores y sin anomalía donde están los pozos improductivos.

Todas las consideraciones observadas en el Campo Cocuite tienen validez para los niveles productores en Playuela, véase los casos de las arenas LS_MS_06_98_35C y LS_MS_06_98_35M2, figuras III.13 y III.14.

Se propone identificar o separar las diferentes regiones o umbrales, figura III.15, que existen en las distribuciones de anomalía de amplitud RMS por 2 razones: la primera identificar cualitativamente zonas de mayor probabilidad de éxito de una manera consistente, ya que normalmente cada interprete ajusta su rango de despliegue y con ello su zona de interés pudiendo incorporar áreas de riesgo; y la segunda el de tener un parámetro consistente para la extensión areal de las anomalías mostradas en la figuras III.11, III.12 y III.14

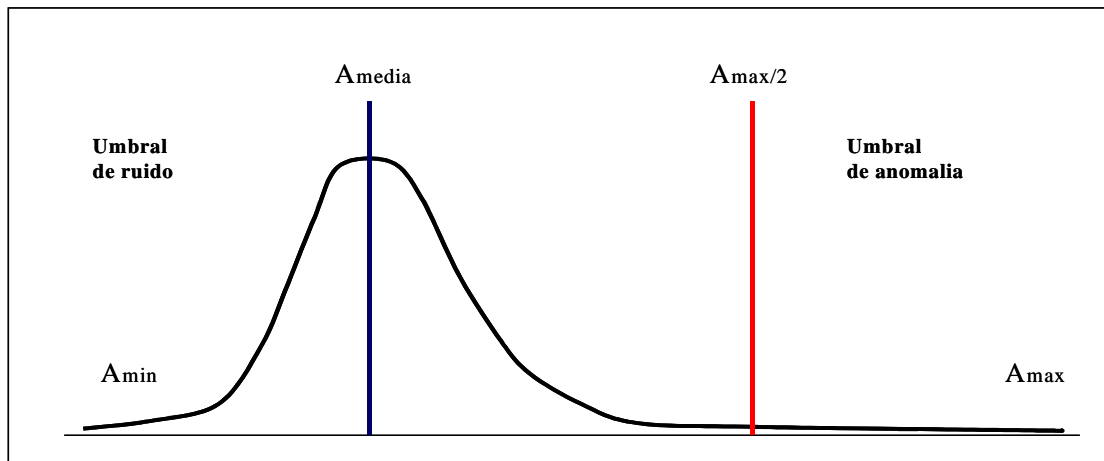


Figura III.15 Umbral de Anomalía y distribución de los pozos productores e improductivos correspondientes a la figura III.13

Esta consideración es de tipo heurístico pero esta basada en la idea de que la señal sísmica está compuesta por información y ruido. Esta afirmación en anomalías de amplitud RMS ha sido observada consistentemente en los niveles que han sido productores en el campo Cocuite y en el campo Playuela.

El umbral de ruido que proponemos se acota a los valores de

$$A_{min} < X < A_{mean}$$

El umbral de anomalía contiene a las muestras que contienen información que sobresale de su entorno, se propone que este acotado por

$$A_{max} / 2 < X < A_{max}$$

El límite superior A_{\max} se ajusta visualmente de acuerdo a la eliminación de valores que se presentan de manera discontinua en la parte final de la curva.

Existen distribuciones que poseen estas características encontradas en los ejemplos anteriores, una de ellas es la Distribución LogNormal, Megill (1990), figura III.16.

El nombre de esta curva es porque si el eje horizontal estuviera en escala logarítmica en lugar de lineal tendríamos la curva característica de una curva normal, es decir, una campana centrada en la media.

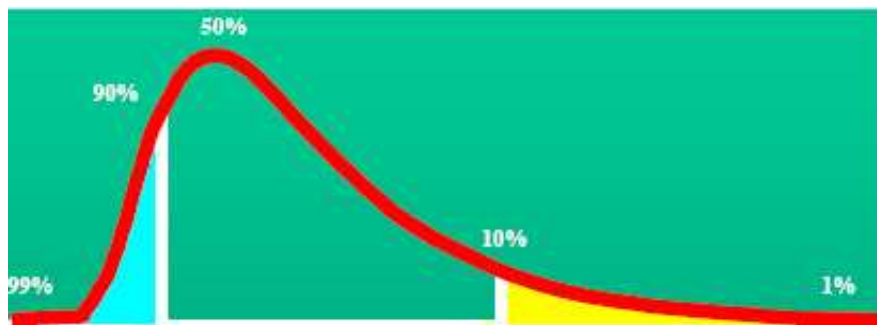


Figura III.16 Distribución LogNormal de mapas de anomalía sísmica RMS.

De acuerdo a esta distribución nuestros intervalos propuestos tendrían un equivalente probabilístico de la siguiente forma

$A_{\min} < X < A_{\text{mean}}$: corresponde a $\sim 50\%$

$A_{\max}/2 < X < A_{\max}$: corresponde a $\sim 10\%$

III. 4 Análisis de Amplitudes sísmicas

El análisis espectral es útil para identificar características sísmicas en función de la amplitud, frecuencia o fase. Estas características en el dominio de la frecuencia, muestran patrones que pueden ayudar a una mejor interpretación.

Para los casos de Cocuite y Playuela sus parámetros de adquisición fueron los mismos, tabla II.1, la polaridad de los datos fue la Polaridad Europea, que de acuerdo a la SEG, para un coeficiente de reflexión negativa se tiene una impedancia positiva, y para reflexión positiva se tiene una impedancia negativa, por lo que, una arena de baja impedancia debida al efecto de gas, tendrá una cima positiva (*positive peak*).

A continuación se muestran los espectros de amplitud y fase de los niveles productores de Cocuite y Playuela, en la figura III.17. Se denota que para cada nivel productor se incluyen pozos productores (línea de pozo en color rojo) y pozos improductivos (línea de pozo en color azul). Estos espectros de amplitud y fase son obtenidos a partir de la FFT (*Fast Fourier Transform*) que es el operador que normalmente se utiliza para visualizar la señal sísmica en el dominio de la frecuencia.

En la Figura III.18 se muestra la ubicación y orientación de cada una de las secciones sísmicas mostradas en la figura III.17.

A este nivel de análisis, los espectros muestran valores globales debido al tamaño de la ventana temporal y a la longitud espacial de la sección sísmica

Cuando se extraen los espectros alrededor de cada uno de los pozos productores, empiezan a surgir patrones en las frecuencias dominantes y las fases asociadas.

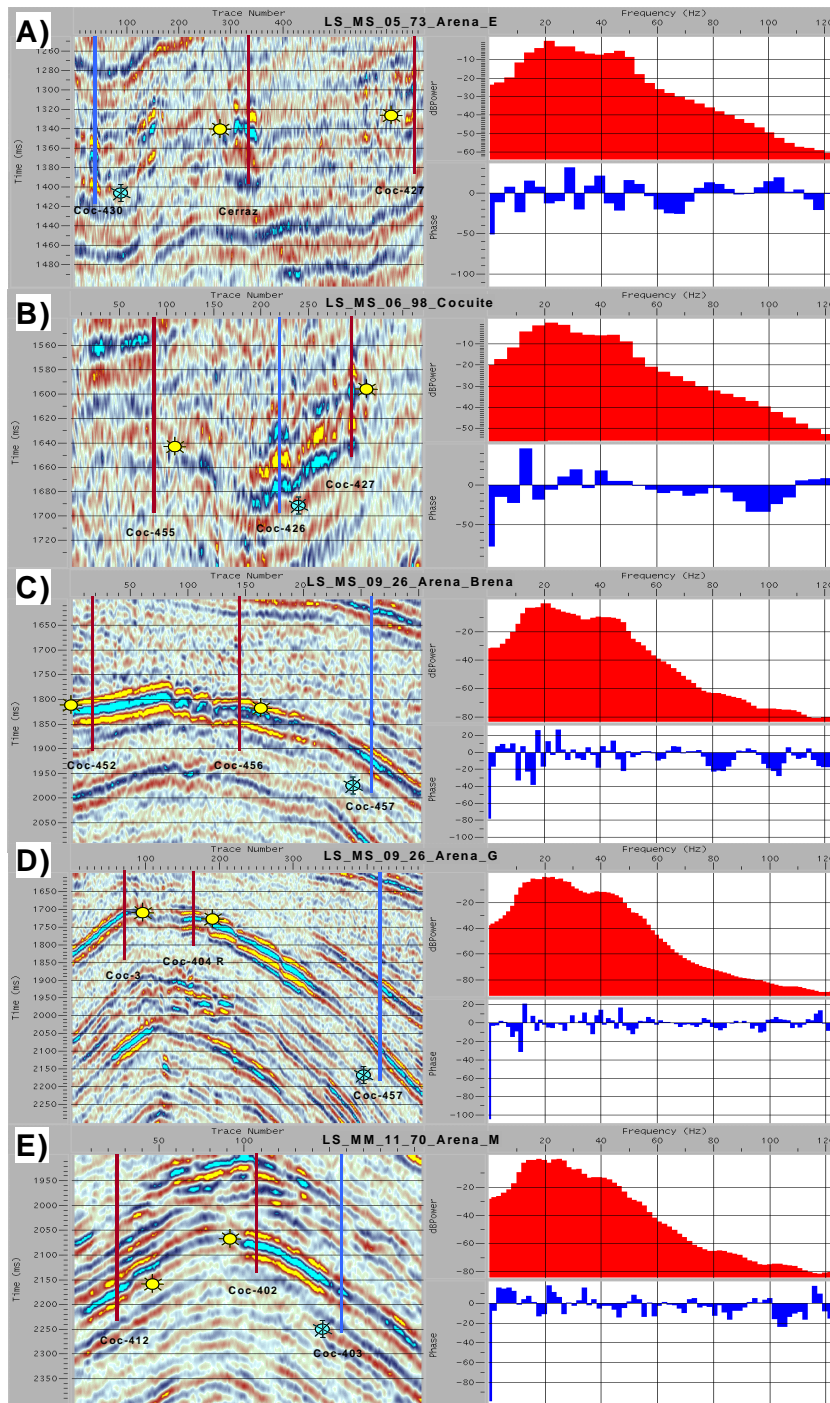


Figura III.17 Secciones sísmicas de los diferentes niveles productores en el campo Cocuite y sus respectivos Espectros de Amplitud y Fase. Cada uno tiene la correlación entre dos pozos productores –línea roja- y un pozo improductivo –línea azul-. Secuencias: A) LS_MS_05_73_Arena_E. B) LS_MS_06_98. C) LS_MS_09_26_Arena_Breña. D) LS_MS_09_26_Arena_G. E) LS_MM_11_70_Arena_M.

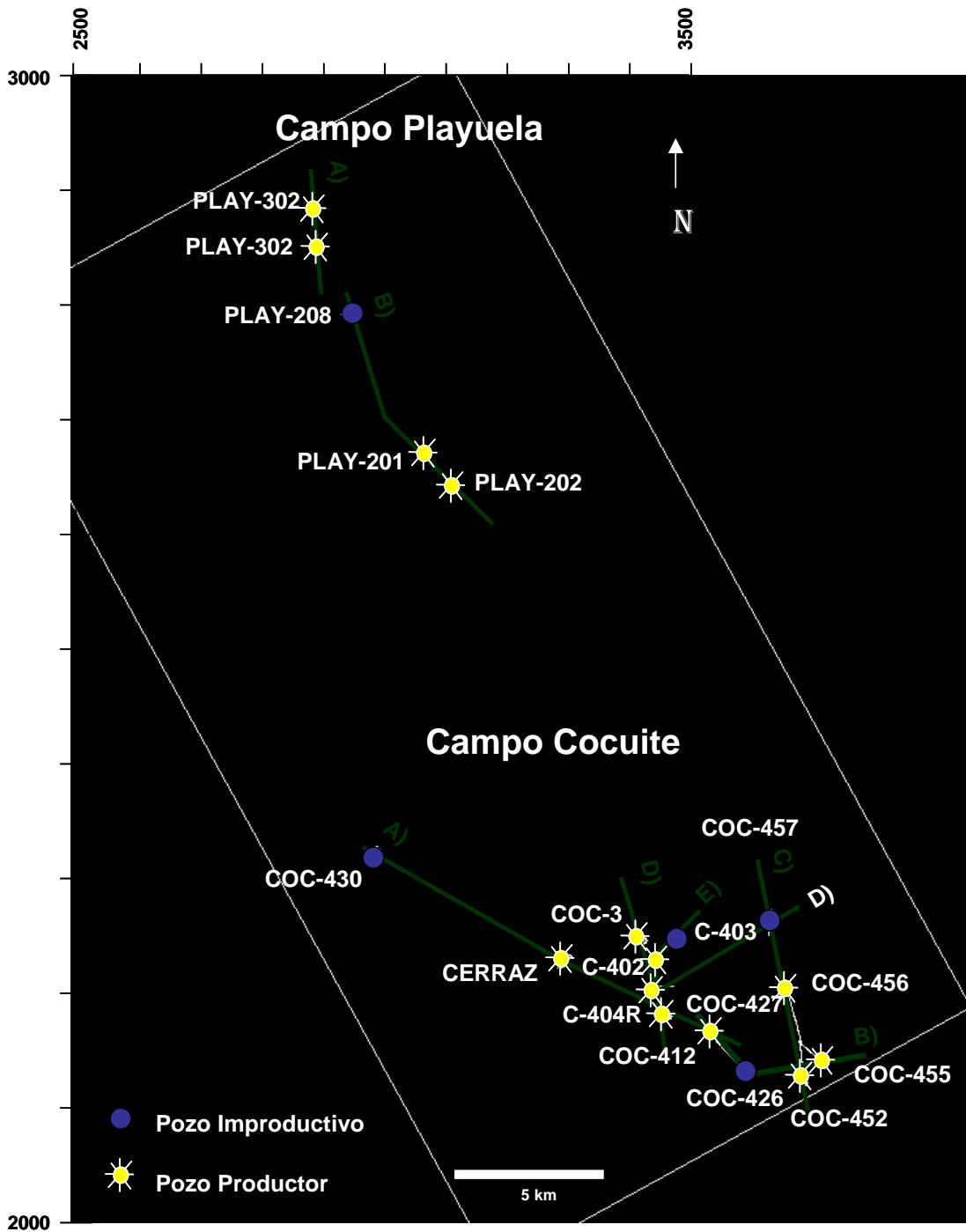


Figura III.18 Ubicación y orientación de las secciones de las Secuencias: A) LS_MS_05_73_Arena_E. B) LS_MS_06_98. C) LS_MS_09_26_Arena_Breña. D) LS_MS_09_26_Arena_G. E) LS_MM_11_7_Arena_M

Esto significa que al usar ventanas pequeñas alrededor de las zonas de interés, la señal sísmica no es estacionaria en el tiempo, es decir, sus

contenidos de frecuencia y fase sí cambian en el tiempo, y que el efecto del gas puede modificar estos parámetros.

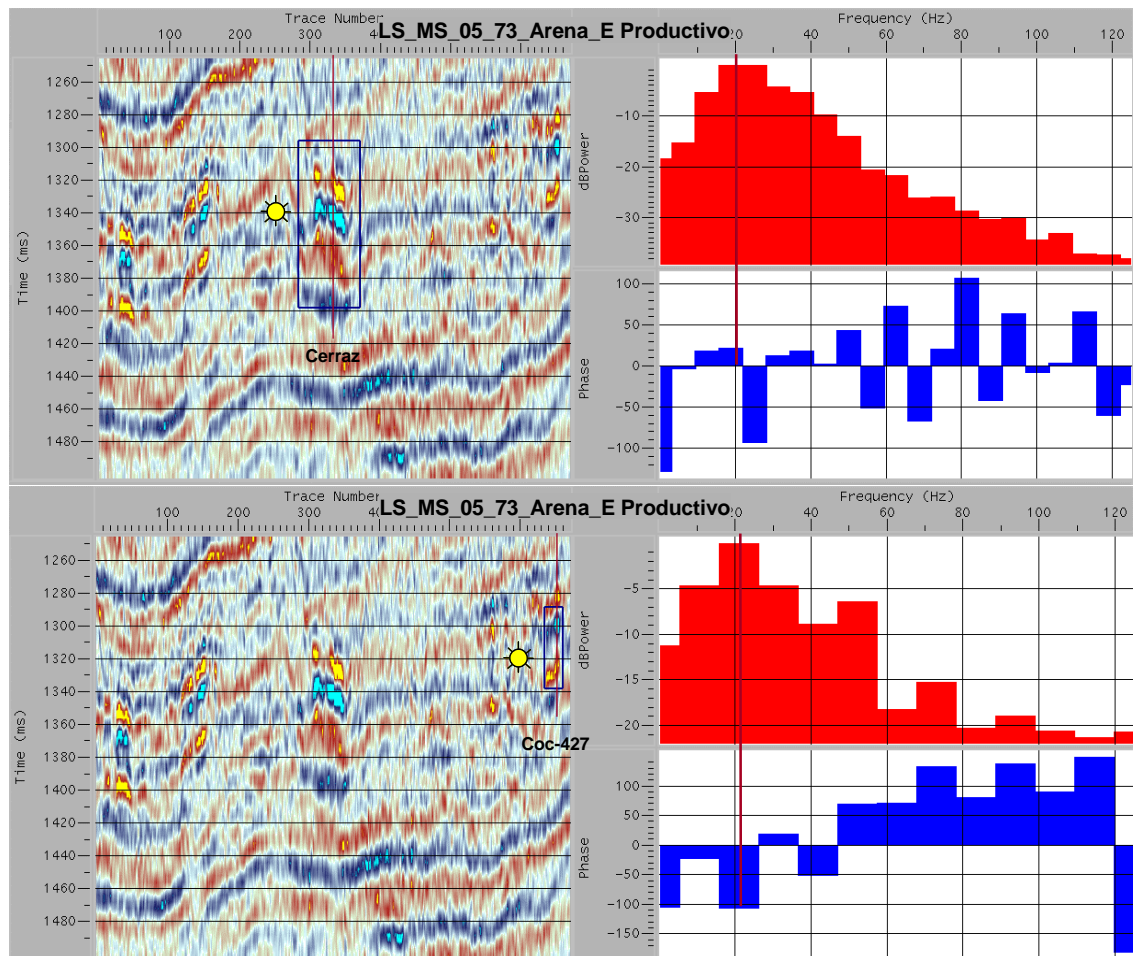


Figura III.19 Secciones sísmicas en el campo Cocuite en el nivel productor LS_MS_05_73_Arena_E. Los Espectros de Amplitud y Fase son calculados usando una ventana pequeña (STFT) alrededor del cuerpo productor.

Este tipo de análisis usando ventanas cortas se le conoce en la literatura como *Short Time Fourier Transform* (STFT). Para estos ejemplos solamente se realizaron análisis visuales pero para un mayor entendimiento consúltese a Acuña (2002).

En la figura III.19 se observa que los pozos productores tienen una frecuencia dominante similar y ambos presentan fases negativas que estarían de acuerdo con la respuesta esperada con una arena gasífera de baja impedancia con

polaridad americana. Esto pudiera ser un patrón característico de arenas con gas con contraste fuerte de impedancias con su entorno.

Para el caso de un pozo improductivo se tiene también una frecuencia similar pero su fase es muy cercana a cero, como se observa en la figura III.20. Esta característica de una fase cercana a cero pudiera comprenderse como la no existencia de contraste de impedancias entre los cuerpos encapsulantes y el cuerpo de arena con agua.

Para la secuencia LS_MS_06_98, que no ha acumulado tanta producción como las otras, se observa que para los pozos productores, la relación de la frecuencia dominante con la fase, se tiene una fase positiva, es decir, polaridad positiva que esta en correspondencia con la Polaridad Europea, figura III.21.

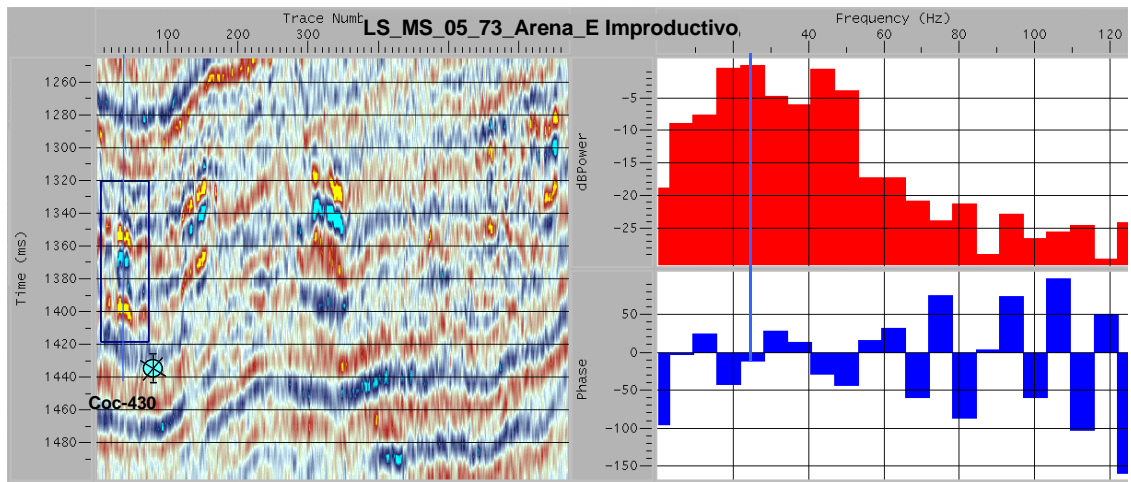


Figura III.20 Sección sísmica de un pozo improductivo en la secuencia LS_MS_05_73_Arena_E y sus Espectros de Amplitud y Fase

Para el caso improductivo en esta misma secuencia, se tiene una fase negativa, es decir, polaridad negativa que esta en concordancia con la respuesta de una arena con agua en la polaridad europea, figura III.22.

Para las siguientes secuencias LS_MS_09_26_Breña, figura III.23, LS_MS_09_26_Arena_G, figura III.24 y LS_MM_11_70_Arena_M, figura III.25

se observa que para los pozos productores, en la frecuencia dominante se tiene nuevamente una fase positiva, es decir, polaridad positiva que esta en correspondencia con la Polaridad Europea.

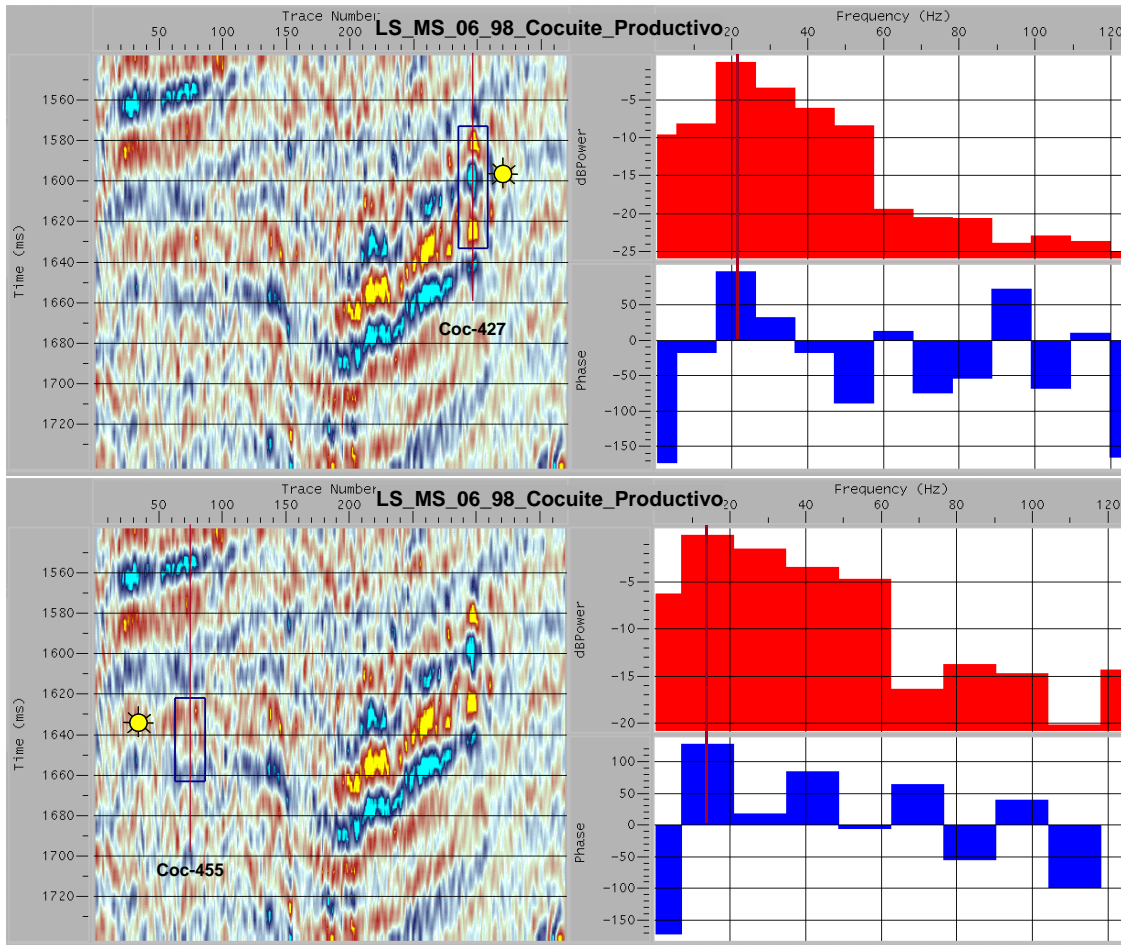


Figura III.21 Secciones sísmicas del nivel productor LS_MS_06_98 y Espectros de Amplitud y Fase para pozos productores

Para todos los casos relacionados con pozos improductivos se tiene una fase negativa, es decir, polaridad negativa que esta en concordancia con la respuesta de una arena con agua en la polaridad europea. Esto se observa en las figura III.26 para la secuencia LS_MS_09_26_Breña, en figura III.27 para la secuencia LS_MS_09_26, y, en la figura III.28 para la secuencia LS_MM_11_70.

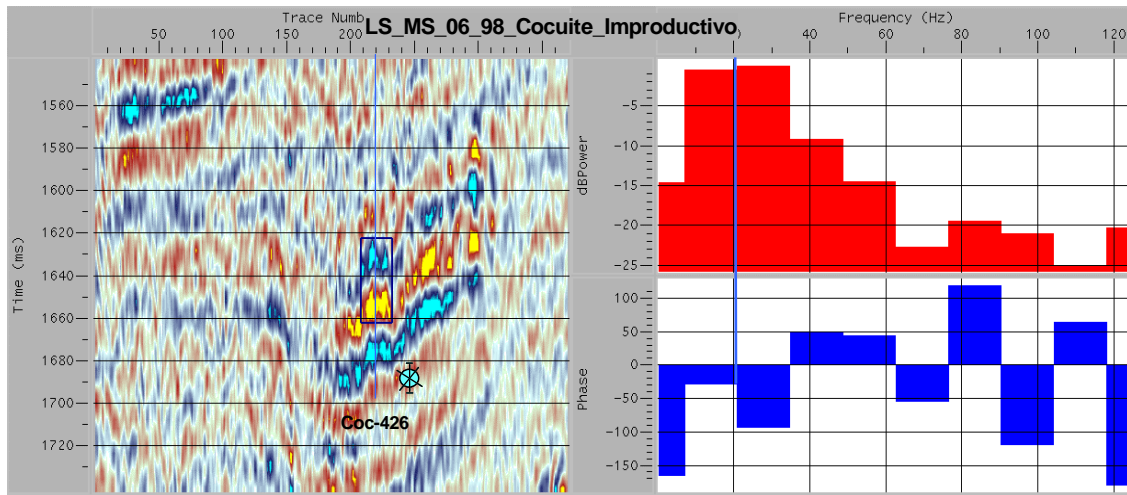


Figura III.22 Sección sísmica de un pozo improductivo en la secuencia LS_MS_06_98 y sus Espectros de Amplitud y Fase

Esta disposición de reflectividad positiva para la entrada (cima) de un cuerpo arenoso y su correspondiente reflectividad negativa para la salida (base) es la firma sísmica (Brown, p180-182) que buscamos durante el proceso de interpretación de yacimientos de gas. Si se invierte las reflectividades se ha tenido la experiencia de pozos que han resultado invadidos de agua salada.

Los éxitos exploratorios y de desarrollo se pueden extender al cubo de Playuela donde también se tiene la conversión de Polaridad Europea, se tienen los mismos ambientes de depósito, por lo que las experiencias en el atributo de amplitud son aplicables además del análisis del Espectro de Amplitud y Fase.

En la figura III.29 se muestran secciones que unen pozos perforados en el cubo de Playuela en la secuencia LS_MS_06_98 en dos arenas identificadas, la LS_MS_06_98_35M2 y LS_MS_06_98_35C. De Nuevo, solamente se observan frecuencia dominante y el Espectro de fase no discrimina alguna característica relevante.

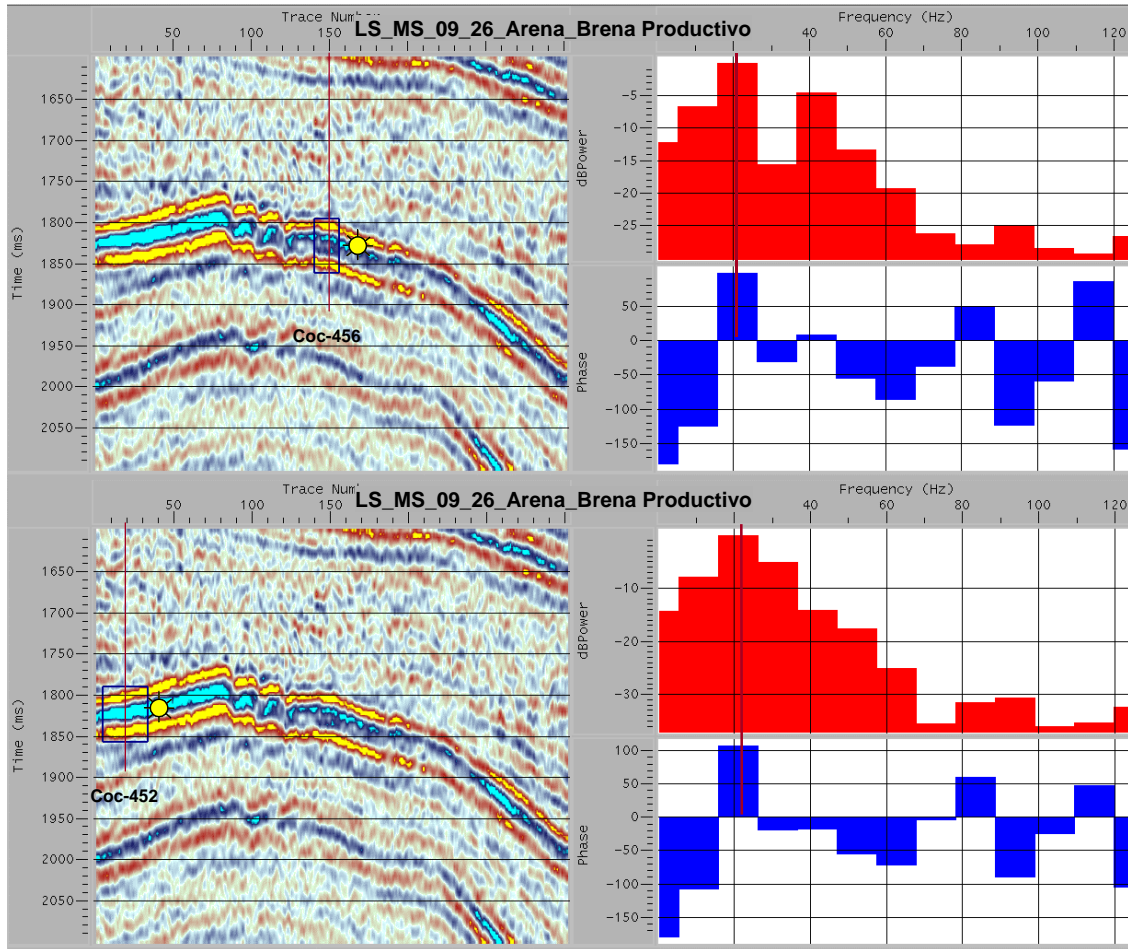


Figura III.23 Secciones sísmicas del nivel productor LS_MS_09_26_Breña en el campo Cocuite y sus Espectros de Amplitud y Fase

Estas características son consistentes con lo que se observó en los yacimientos del campo Cocuite, ya que ambos están en polaridad europea.

En la figura III.30 se muestran los espectros para 2 pozos productores en la secuencia LS_MS_06_98_35M2 y nuevamente se observan la consistencia de la polaridad positiva para la cima de un cuerpo arenoso de baja impedancia acústica.

En la figura III.31 se observan la misma respuesta para 2 pozos de la secuencia LS_MS_06_98_35C que son productores en arenas de baja impedancia.

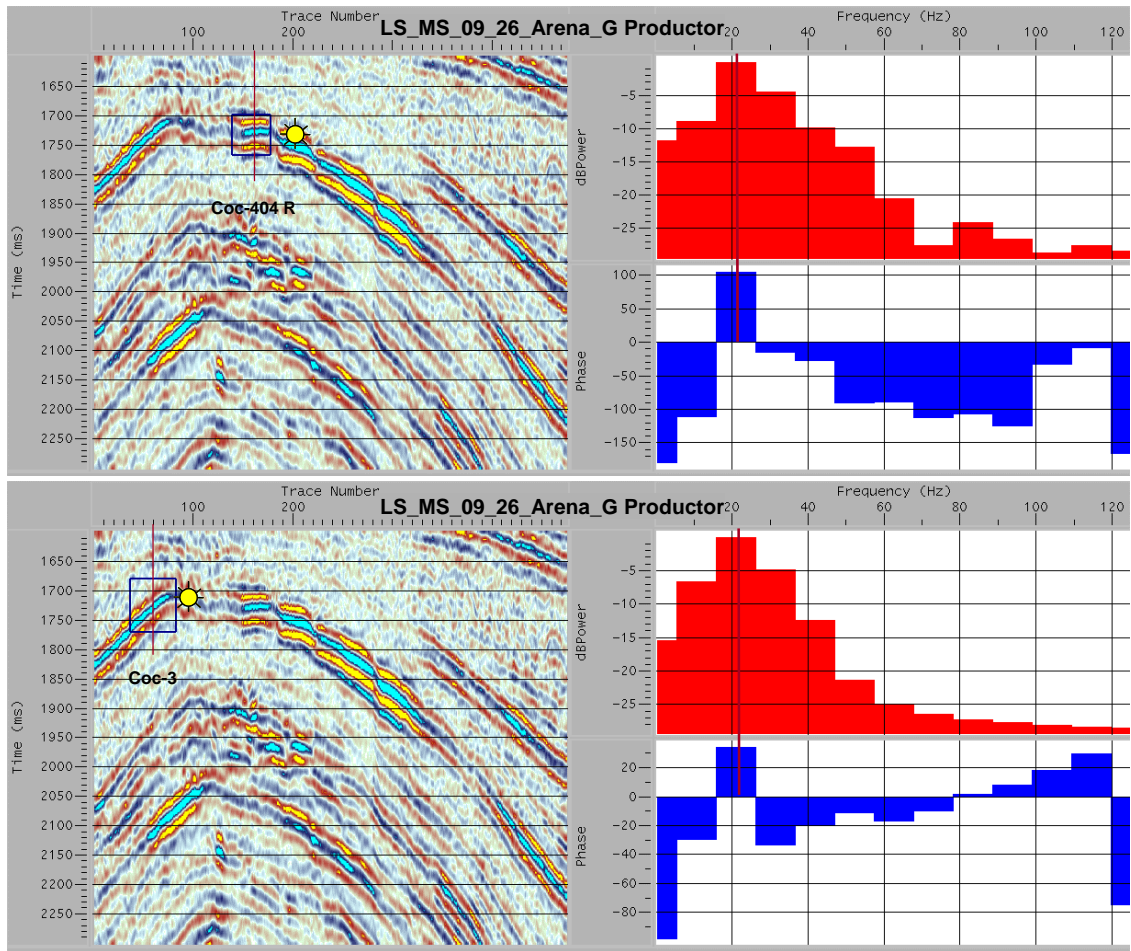
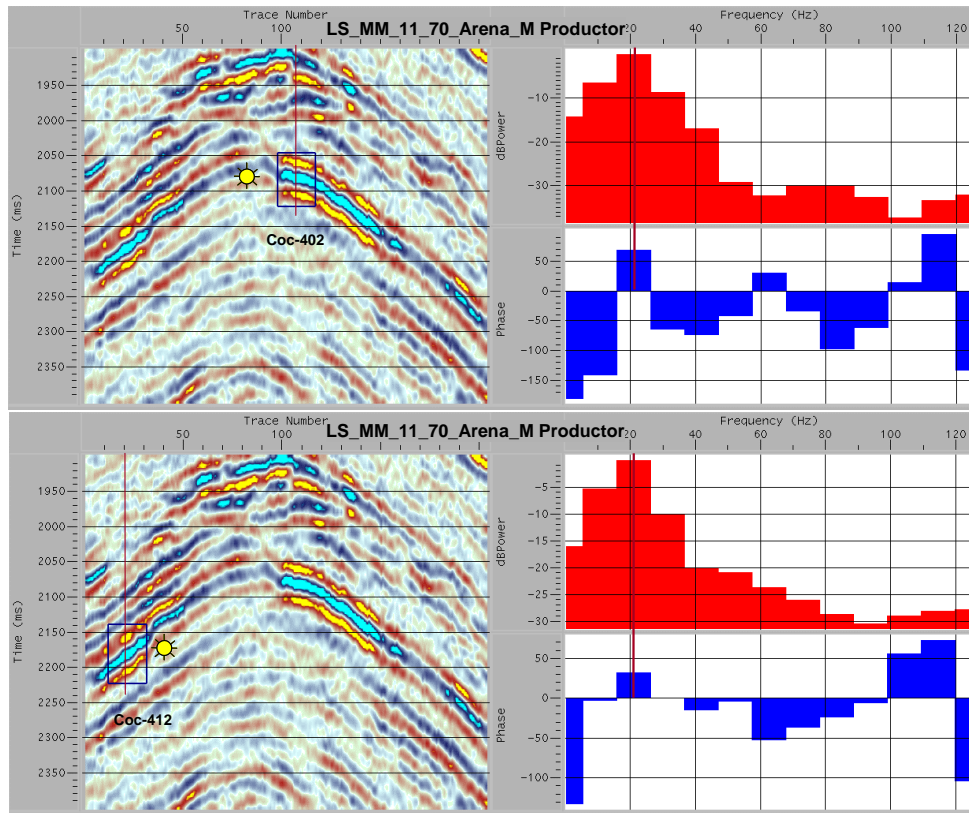


Figura III.24 Secciones sísmicas del nivel productor LS_MS_09_26_Arena_G en el campo Cocuite y sus Espectros de Amplitud y Fase

En la figura III.32 se muestra el caso del pozo improductivo y en su espectro de fase nota que la polaridad es como en los casos de pozos invadidos en el campo Cocuite, la polaridad es negativa correspondiente a una arena de impedancia media a alta.

Figura III.25 Secciones sísmicas del nivel productor LS_MM_11_70_Arena_M en el campo Cocuite y sus Espectros de Amplitud y Fase



Las diferentes formas de analizar las amplitudes abarcando los espectros de amplitud y fase, las extracciones de amplitud RMS (como conjunto de muestras con diferentes valores de amplitud) desplegados como mapas de anomalía y sus correspondientes distribuciones, dan una visión complementaria a los modelos depositacionales que han sido interpretados en la Cuenca Terciaria de Veracruz y que se apoyan grandemente en los mapas de anomalías de amplitud.

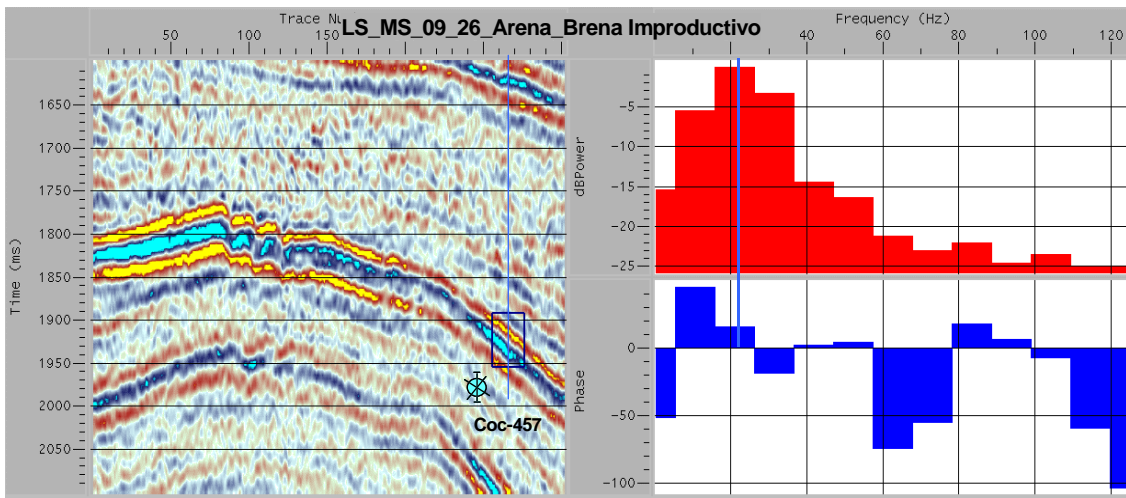


Figura III.26 Sección sísmica de un pozo improductivo en la secuencia LS_MS_09_26_Breña y sus Espectros de Amplitud y Fase.

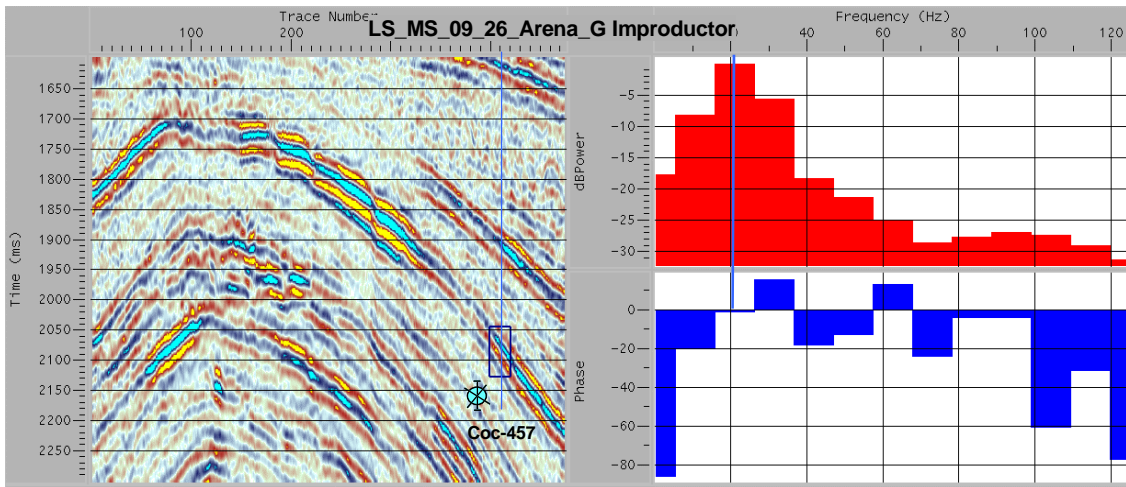


Figura III.27 Sección sísmica de un pozo improductivo en la secuencia LS_MS_09_26_Arena_G y sus Espectros de Amplitud y Fase.

Esta visión complementaria aún es insuficiente para poder discriminar de una manera consistente arenas con gas de arenas con agua porque la combinación de contraste de impedancias es lo que provocan las amplitudes anómalas.

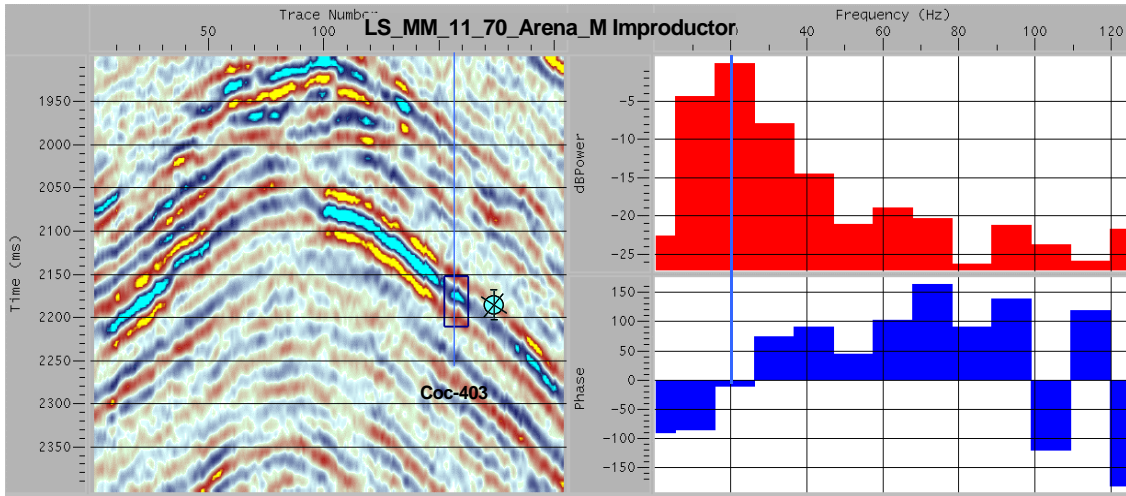
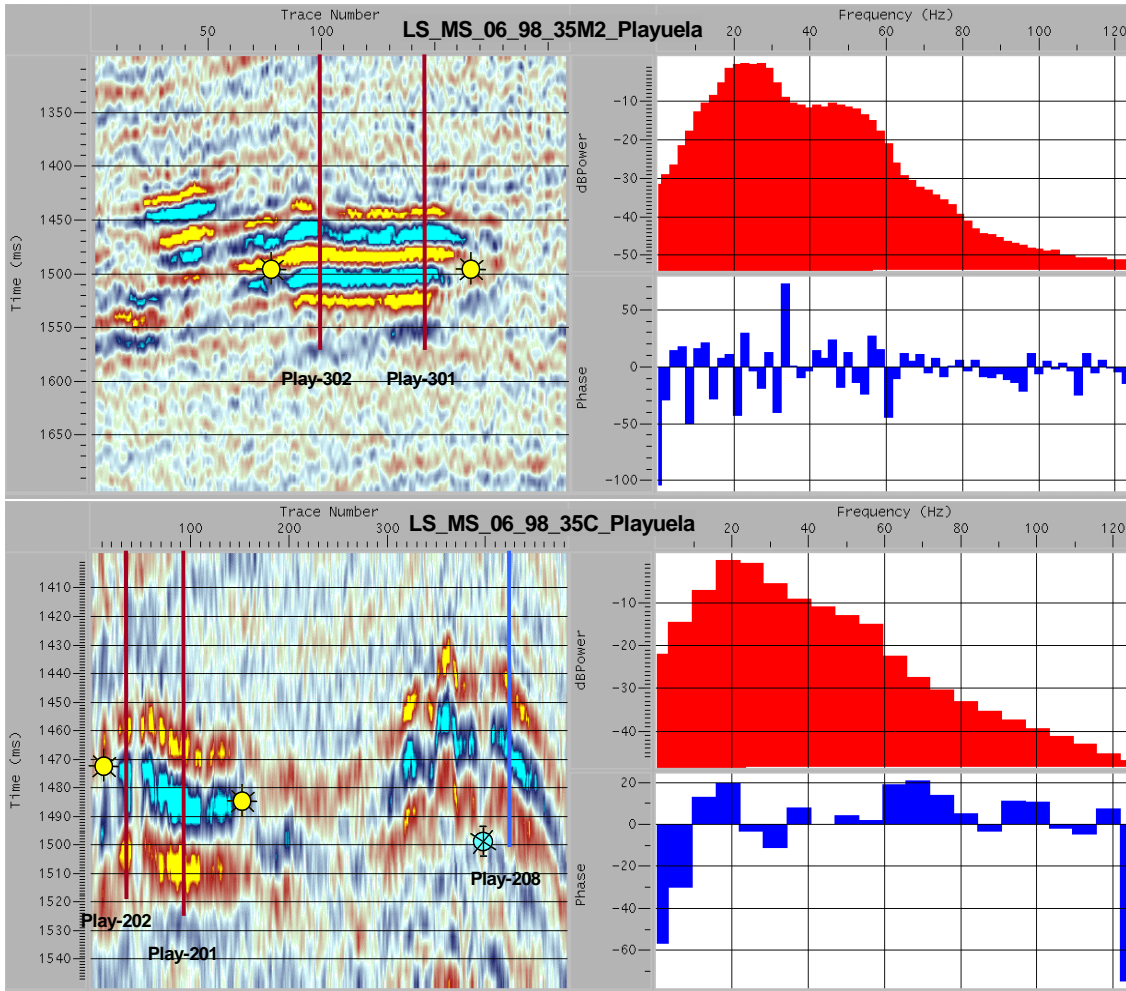


Figura III.28 Sección sísmica de un pozo improductivo en la secuencia LS_MS_11_70_Arena_M y sus Espectros de Amplitud y Fase con la ubicación de la Frecuencia Dominante y Polaridad



III.29 Secciones sísmicas de los diferentes niveles productores en el campo Playuela

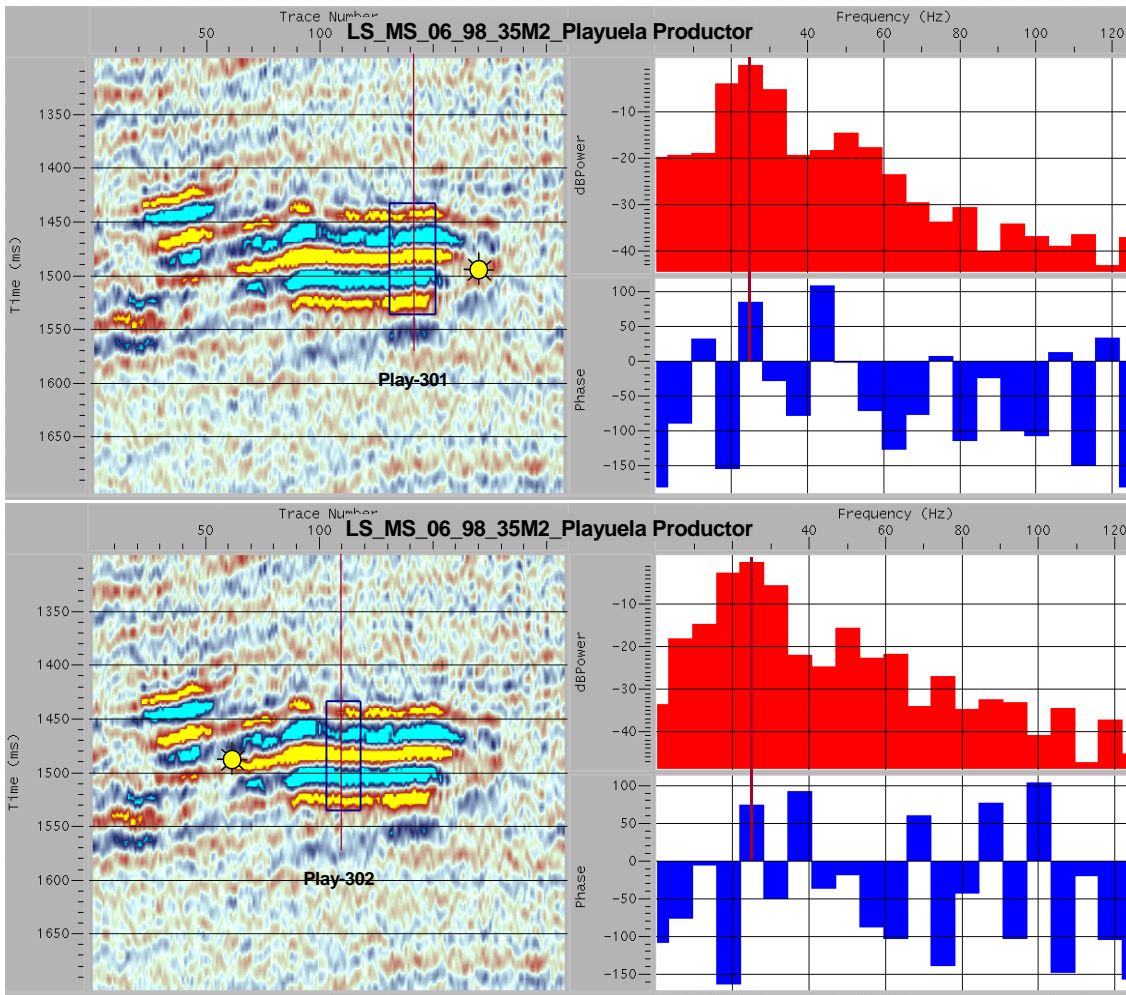


Figura III.30 Secciones sísmicas del nivel productor en la secuencia LS_MS_06_98_35M2 en el campo Playuela y sus Espectros de Amplitud y Fase

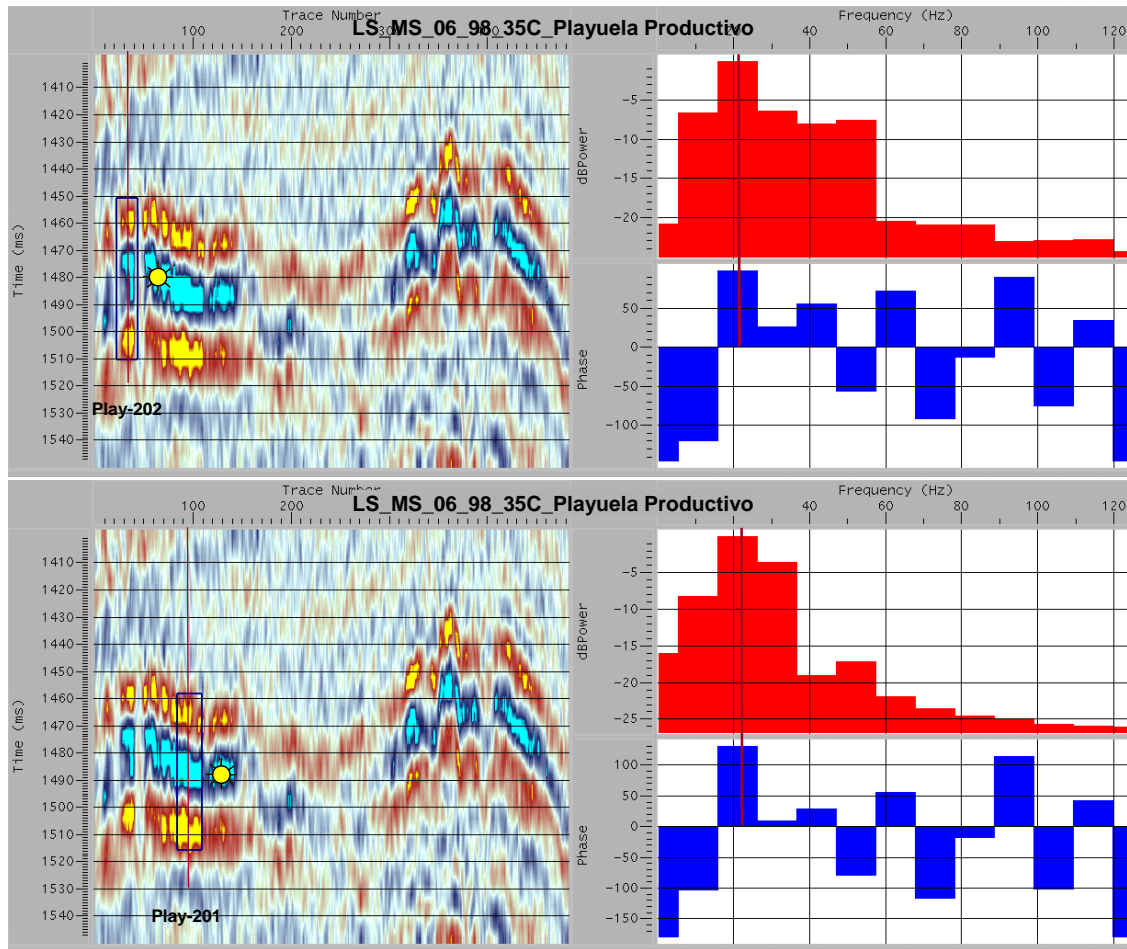


Figura III.31 Secciones sísmicas del nivel productor en la secuencia LS_MS_06_98_35C en el campo Playuela y sus Espectros de Amplitud y Fase

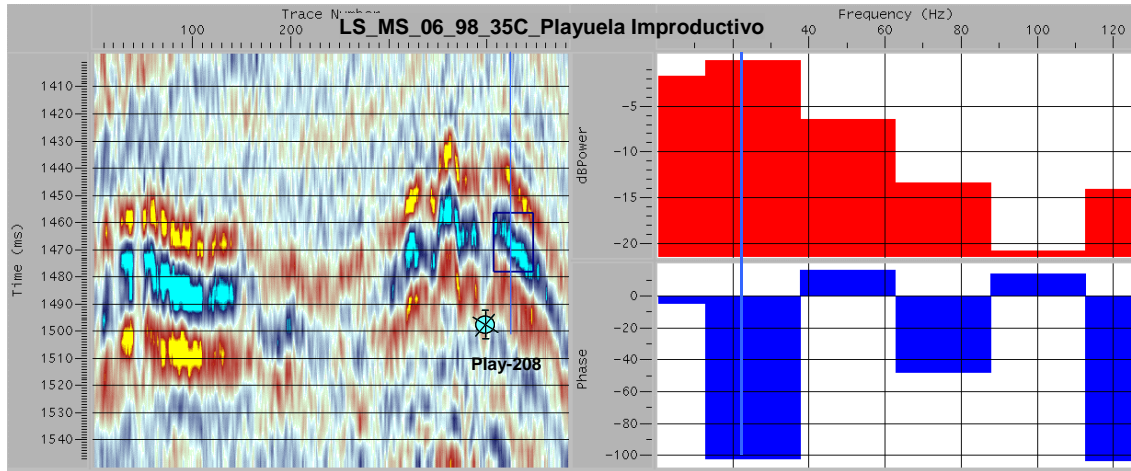


Figura III.32 Sección sísmica de un pozo improductivo en la secuencia LS_MS_06_98_35C en el campo Playuela y sus Espectros de Amplitud y Fase

CAPÍTULO IV: DESCOMPOSICIÓN ESPECTRAL

Por definición, la Descomposición Espectral es la separación de una serie de tiempo (traza sísmica) en sus componentes de Espectro de Amplitud y de Fase usando un operador, figura IV.1, que puede ser la FFT.

Partyka, *et al*, 1999, muestran la utilidad de usar la descomposición espectral para mapear características sísmicas a partir de la amplitud, frecuencia o fase, mostrando una metodología en función de los cambios de frecuencia.

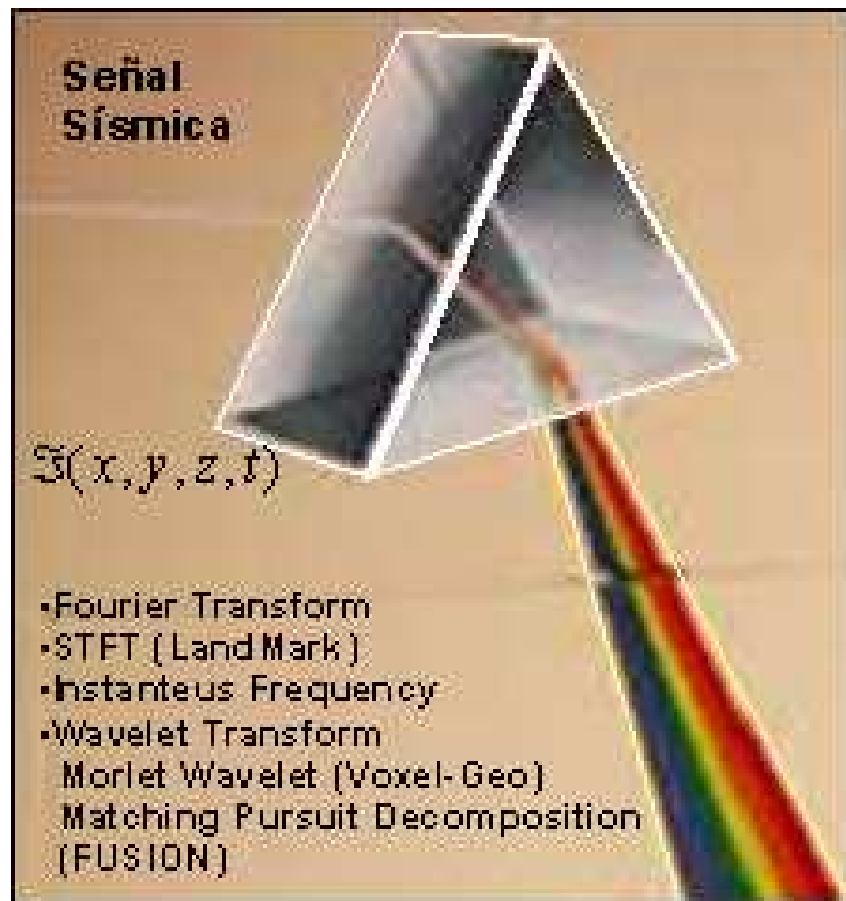


Figura IV.1 Descomposición Espectral (Flores, F. 2005)

Los Espectros de Frecuencia son usados para caracterizar el espectro de amplitud y analizar las frecuencias pico, ya que estas se usan para detectar absorción de frecuencias debido a la presencia de fracturas o gas.

Se sabe que la frecuencia dominante de la ondícula sísmica es muy estable espacialmente, y los cambios estarán ocasionados principalmente por litología y fluidos (Brown, 2001)

De acuerdo a Sinha (2003), la descomposición Tiempo-Frecuencia puede proporcionar un espectro de mejor resolución en frecuencias para analizar los datos sísmicos. Es importante recordar que el efecto de gas se aprecia mejor en bajas frecuencias y para estratos delgados se necesitan más altas frecuencias. En su artículo Sinha, muestra una metodología basado en el uso de ondículas y ventanas que ayudan a mejorar métodos anteriores de FFT y DFT, y donde la longitud de ventana es una limitante para el efecto de borde.

De acuerdo con Castagna (2003), los espectros de frecuencia que utilizan los métodos basados en FFT (Fast Fourier Transform) y DFT (Discrete Fourier Transform), presentan limitantes como son resolución vertical por el uso de ventanas, su espectro de energía se distribuye también de acuerdo al ancho de la ventana distribuido en tiempo, y la imagen así obtenida es más difusa, figura IV.2.

Si se toman pocas muestras el espectro se convuelve con la función de transferencia de la ventana, y la ubicación en frecuencia se pierde. En este mismo artículo Castagna propone un método basado en transformada de ondícula llamado ISA (Instantaneous Spectral Analysis) para producir, dada una traza de forma compleja, varias ondículas con espectros de amplitudes conocidos, figura IV.2, y con esto reconstruir la traza original.

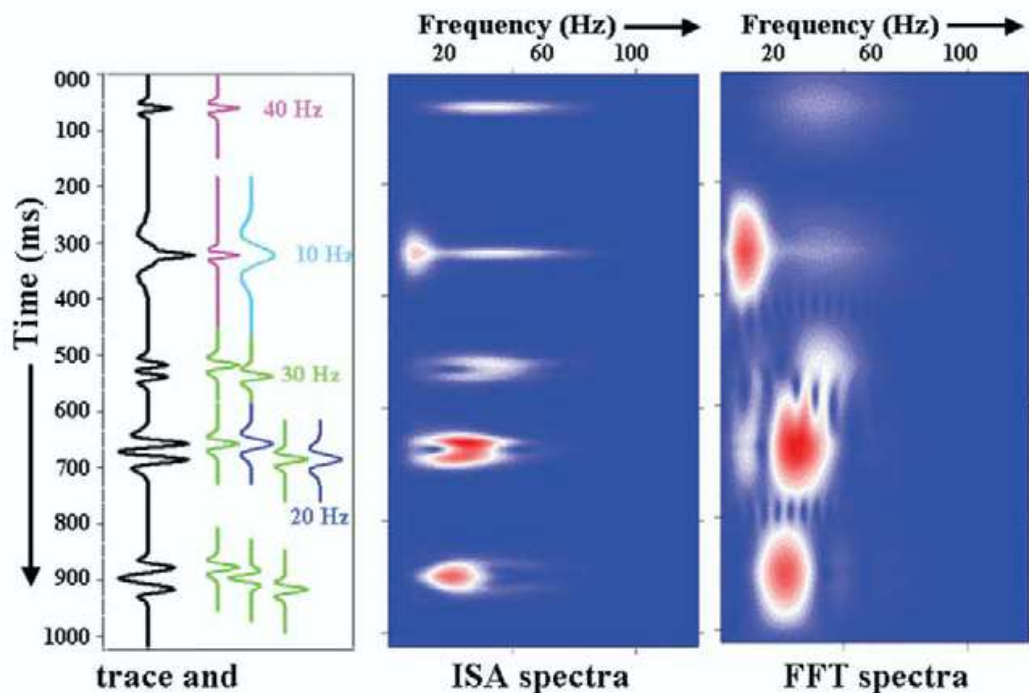


Figura IV.2 Comparación entre la descomposición Espectral basada en FFT e ISA (Fusion 2005)

Las principales ventajas que aporta está en los rangos de frecuencia que son más estables y conlleva un contenido mayor y evita todas los fenómenos como son Gibbs y *aliasing* propios de la FFT. En México existen 2 trabajos de Descomposición Espectral usando este método, veáse, Mendez *et al* (2003)

Para el presente análisis se hace uso de la herramienta GeoProbe que es una herramienta de visualización que contiene un módulo de Descomposición Espectral (SpecDecon) basado en DFT. A pesar de los límites inherentes del proceso, se muestran ejemplos para aprovechar ventajas para discriminar horizontes con efectos de gas de los horizontes litológicos y de agua. Se presentan los espectros de amplitud para los casos de análisis. Para mayor conocimiento en los fundamentos físicos y matemáticos en los que se basa la herramienta, véase el Apéndice 2 basado en el artículo de Acuña (2002) y que es un panorama de los diferentes tipos de descomposición espectral y sus limitantes intrínsecas.

Se muestran también los mapas de anomalía de amplitud a diferentes frecuencias y donde se pueden apreciar mejor las “frecuencias de iluminación” para los pozos productores.

De acuerdo a Castagna (Fusion, reporte interno para PEMEX, 2005), las frecuencias pico de los objetivos con gas son mayores que las frecuencias pico de objetivos litológicos. Otra característica es el ancho de banda de los espectros de amplitud de los objetivos con gas son mayores que los litológicos. Estas consideraciones son determinadas usando ISA, y la consideraremos como la hipótesis guía para el caso de Descomposición Espectral basada en DFT.

Finalmente se presenta un ejemplo con el uso de la transformada de ondícula ISA aplicada en la Cuenca Terciaria de Veracruz.

IV.1 Espectros de Amplitud: Análisis frecuencial

La metodología es usar los horizontes identificados para las secuencias productoras en Cocuite y Playuela y exportarlos al ambiente interactivo GeoProbe para convertirlos en superficies, también se incorporan horizontes que no han tenido éxito exploratorio y que solamente presentan respuesta litológica para que, de manera individual, obtener sus Descomposición Espectral y poder comparar entre ellos. En este proceso se calculan los Espectros de Amplitud, que se obtienen a partir del cálculo de la amplitud-pico en la correspondiente frecuencia-pico.

Se tuvo la oportunidad de realizar el análisis en 2 cubos. En el original que llamaremos Cocuite, y otro denominado MegaCubo que es la unión de la mayoría de los cubos de la Cuenca Terciaria.

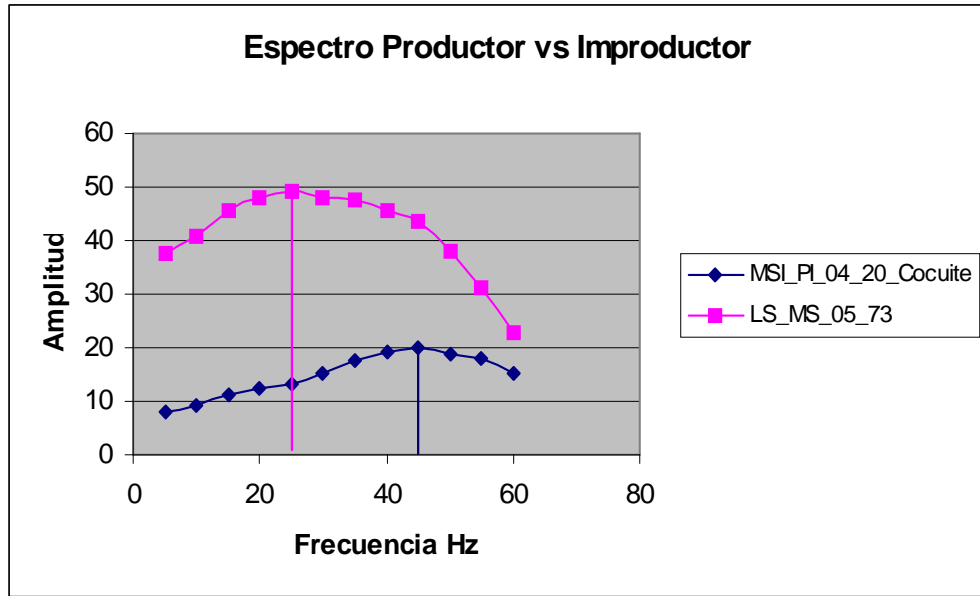


Figura IV.3 Comparación entre las secuencias LS_MS_05_73_Arena_E (productora) y MSI_PI_04_20

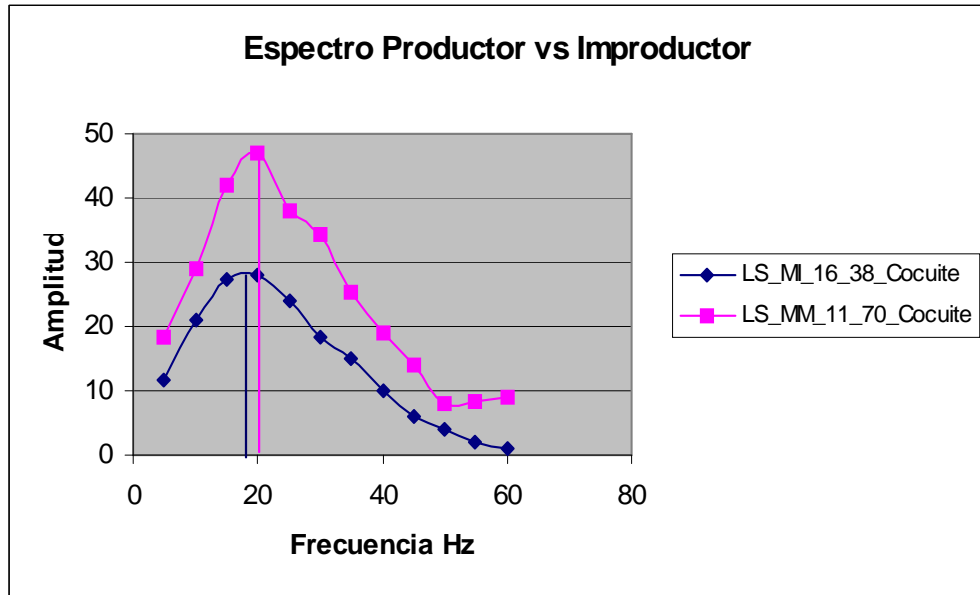


Figura IV.4 Comparación entre las secuencias LS_MM_11_70_Arena_M (productora) y LS_MI_16_38

Para la unión de los cubos se realizó un proceso a nivel preapilado para tener un control de las variaciones laterales de la sísmica, pero en algunos casos era necesario ecualizar las amplitudes entre cubos diferentes y este efecto provocó

amplificaciones en ciertas áreas y atenuaciones de la señal en otras, Coordinación de Estrategias de Exploración, Centro Nacional de Procesado Sismológico (2004).

En las figuras IV.3 y IV.4 se muestran la comparación de los espectros obtenidos en el cubo Cocuite las secuencias productoras LS_MS_05_73 y LS_MM_11_70 con niveles litológicos (MSI_PI_04_20) o invadidos de agua (LS_MI_16_38), respectivamente.

En el caso de la figura IV.3 observamos que la frecuencia pico del nivel litológico está desplazada hacia las altas frecuencias. Esta frecuencia pico es mayor que la frecuencia pico del nivel productor, lo cual no está de acuerdo con la hipótesis inicial.

La principal razón de esta inconsistencia es de que de que existen atenuaciones de altas frecuencias por atenuación con la profundidad, por lo que el horizonte MSI_PI_04_20 al ser más joven estratigráficamente, y estructuralmente más somero que el LS_MS_05_73, se tiene esta respuesta.

Para una mejor comprensión veáse la figura IV.5 donde se muestra un ejemplo de un horizonte con variaciones estructurales y cuyo Espectro de Amplitud calculado de todo el horizonte muestra 2 picos que corresponden a dos frecuencias dominantes.

Al separar al horizonte en dos, un horizonte somero y otro profundo, se observa que el horizonte somero tiene una frecuencia pico en el rango de las frecuencias altas (línea azul gruesa), mientras que el profundo tiene una frecuencia pico hacia las bajas frecuencias (línea azul delgada), por lo que suponemos que las variaciones de frecuencia si son debidas a variaciones fuertes en profundidad

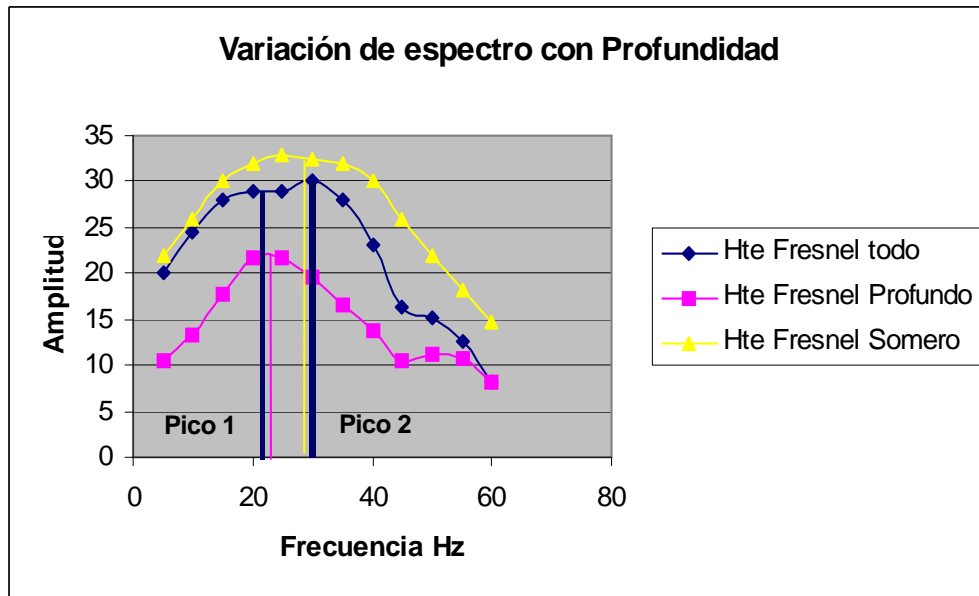


Figura IV.5 Variación de amplitud y frecuencia con la profundidad

En las figuras IV.6 y IV.7 se muestran comparaciones de Espectros de Amplitud calculados desde el MegaCubo y nuevamente, se observan que las frecuencias pico de los niveles con gas (color rosa) son mayores que los niveles litológicos o invadidos de agua (color azul). Las comparaciones son entre niveles de profundidad similar para que las comparaciones no estén influenciadas grandemente por la pérdida de frecuencias.

De igual forma, en la figura IV.8 se muestran las comparaciones entre el mismo nivel estratigráfico y sus respectivos Espectros de Amplitud obtenidos de los diferentes cubos.

Nótese las variaciones de las frecuencias picos en el nivel LS_MS_05_73_Arena_E (más somero), donde el MegaCubo tiene menor frecuencia que el cubo Cocuite Original.

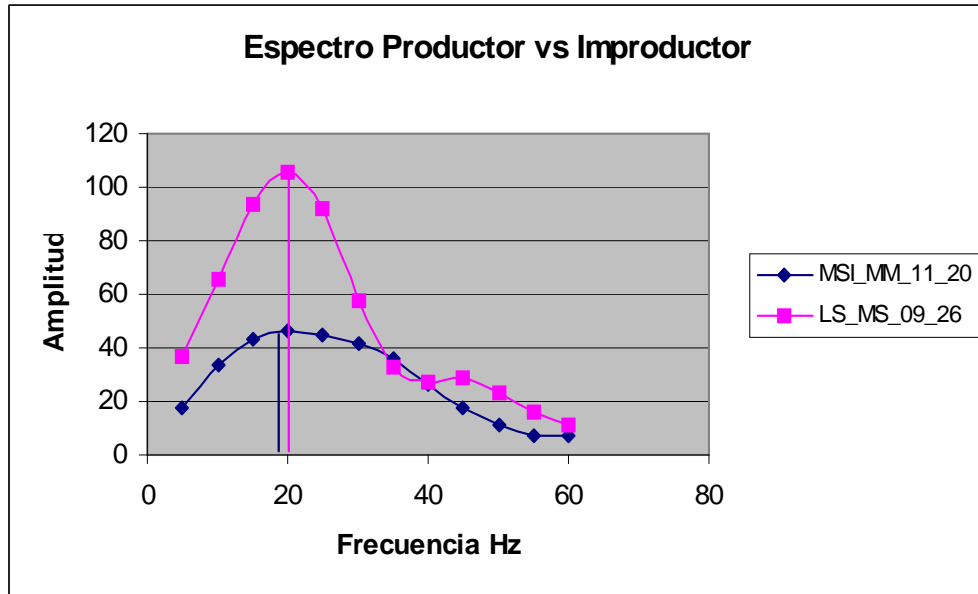


Figura IV.6 Comparación entre las secuencias LS_MS_09_26_Arena_G (productora) y MSI_MM_11_20

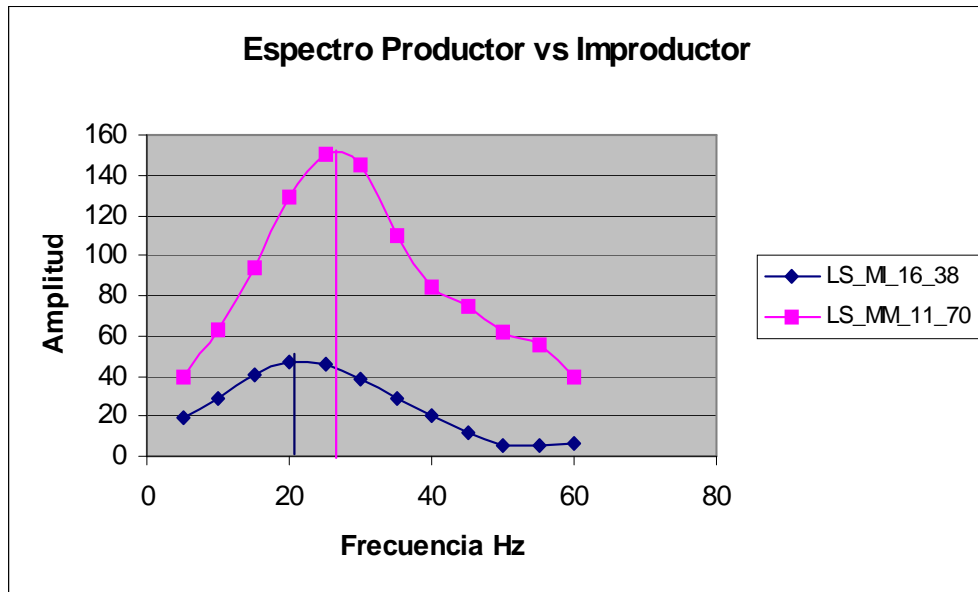


Figura IV.7 Comparación entre las secuencias LS_MS_11_70_Arena_M (productora) y LS_MI_16_38

Para los niveles LS_MS_09_26_Breña y LS_MS_09_26_Arena_G son muy similares las frecuencias picos obtenidos de ambos cubos.

Para mayores profundidades, comparamos el nivel LS_MM_11_70_Arena_M y se nota que es ahora que el MegaCubo tiene un mejor contenido de frecuencias. En todos los casos, las amplitudes del MegaCubo son mayores que las del cubo original Cocuite.

Como una conclusión parcial se observa que los espectros obtenidos de la Descomposición Espectral de *Landmark* son consistentes en mostrar variaciones de frecuencia dominante mayor, en niveles de profundidades similares, en los que tienen gas de los que no lo tienen. Además, el efecto de la profundidad atenúa las altas frecuencias como era de esperar.

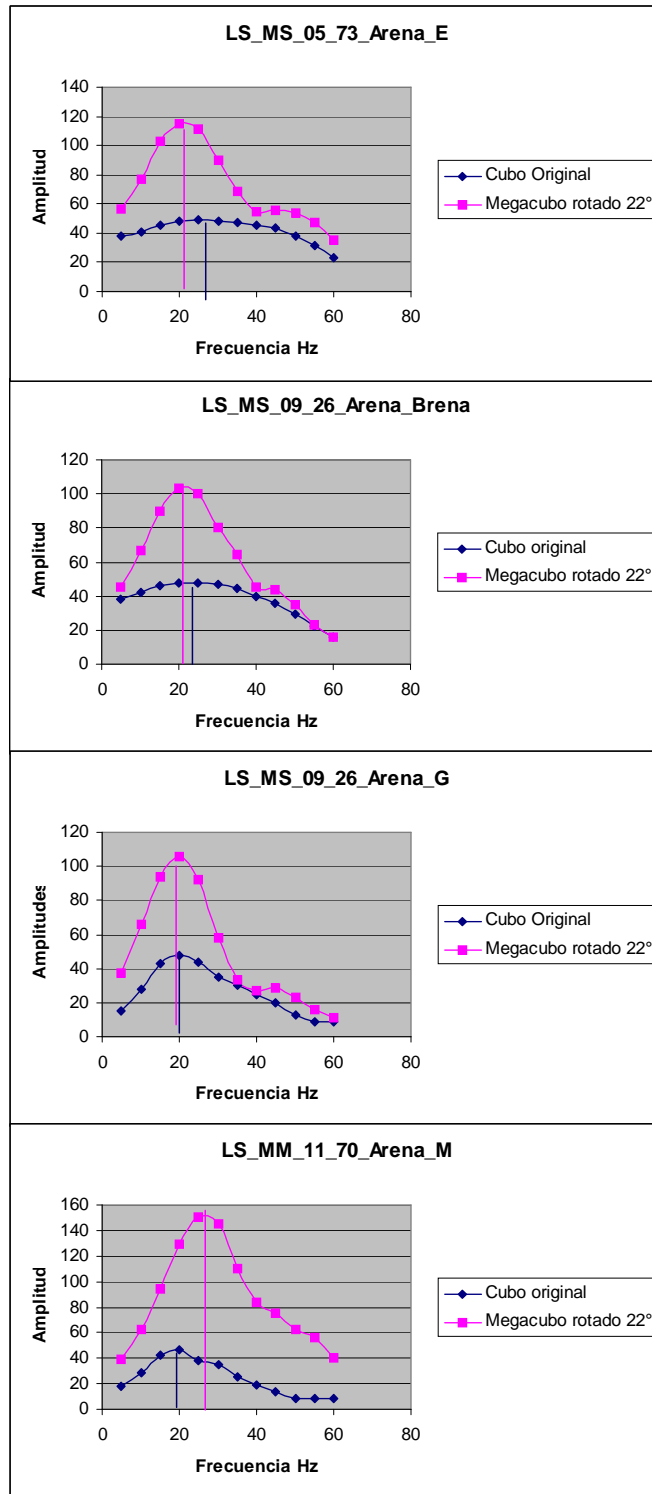


Figura IV.8 Comparación de Espectros de Amplitud obtenidos del cubo Cocuite (azul) y el MegaCubo (rosa)

IV.2 Mapas de Amplitud: Análisis Frecuencial basado en DFT

Comparemos ahora las variaciones de amplitud para varias frecuencias para diferentes niveles productores en el campo Cocuite y Playuela, aplicando nuevamente la Descomposición Espectral DFT de *Landmark*.

Para el Nivel LS_MS_05_73_Arena_E, figura IV.9, se observa lo siguiente: se tiene un contenido de bajas frecuencias a 15 Hz, con amplitud fuerte alrededor de cada uno de los pozos en análisis, el Cocuite 427, Cerraz-1, ambos productores, indicados con circunferencias rojas, y el Cocuite 430, invadido de agua salada e indicado con elipse azul.

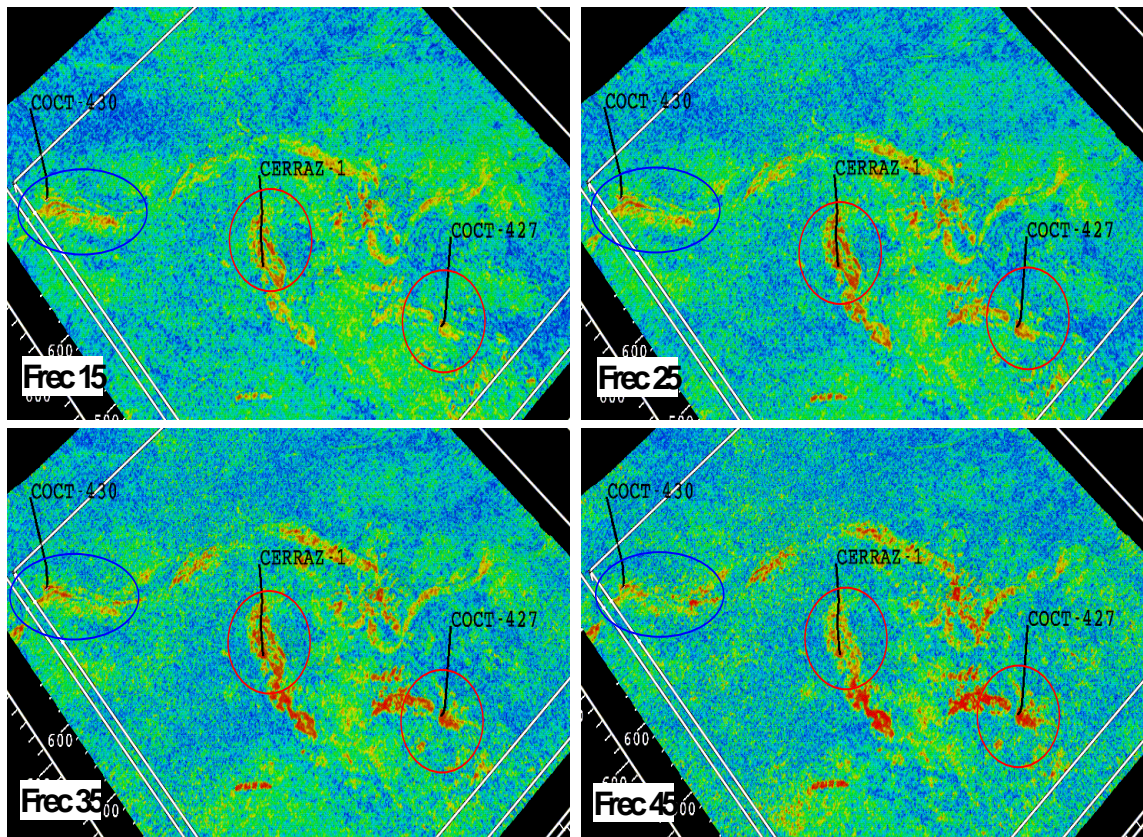


Figura IV.9 Variaciones de Amplitudes con la frecuencia para el nivel LS_MS_05_73_Arena_E. Círculos rojos en pozos productores, elipse azul en el pozo improductivo

Para la frecuencia de análisis de 25 Hz se observa incremento de amplitud en los pozos productores, y el improductivo se mantiene constante. Para la frecuencia 35 Hz las características son similares.

Para la frecuencia 45 HZ solamente los pozos productores continúan con amplitud fuerte y para el improductivo ya disminuyó su respuesta. Estas características cualitativas respecto a la respuesta de los cuerpos de arena con gas, se espera sean contrastantes respecto de las respuesta de arenas con agua, aunque estas logren presentar anomalías de amplitud.

Para el Nivel LS_MS_09_26_Arena_G, figura IV.10, se observa lo siguiente:

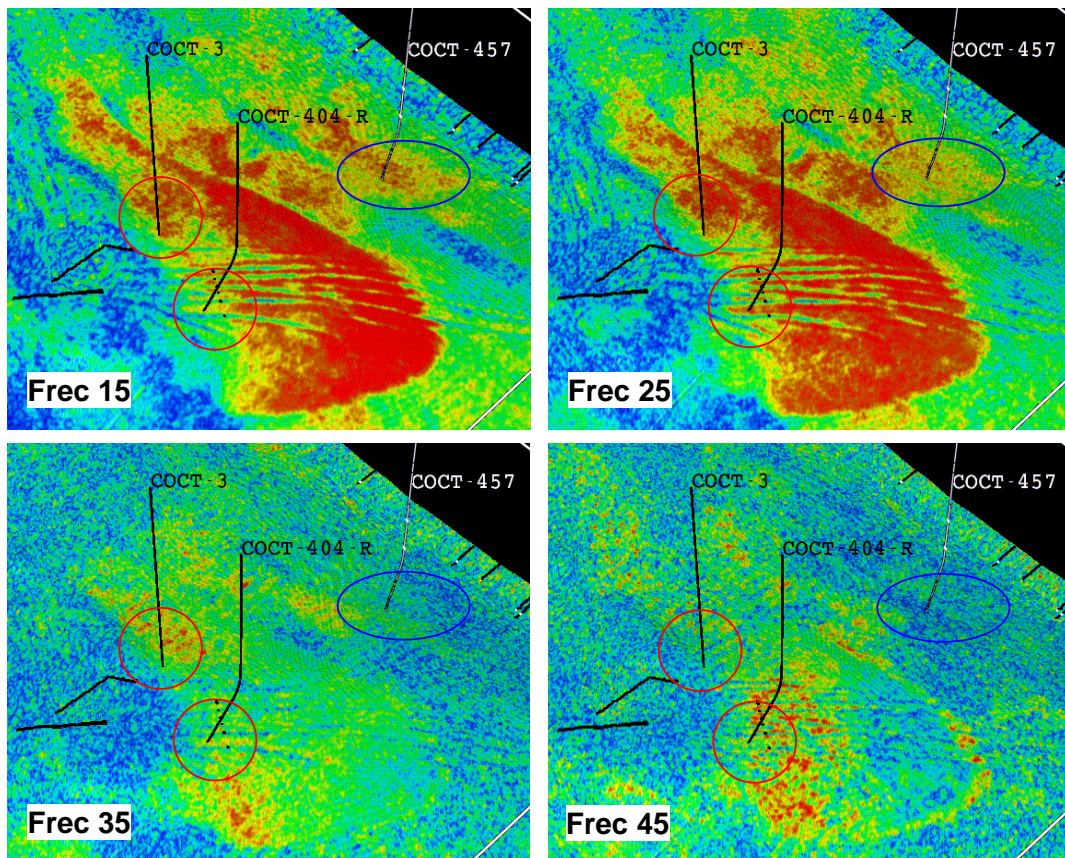


Figura IV.10 Variaciones de Amplitudes con la frecuencia para el nivel LS_MS_09_26_Arena_G. Círculos rojos en pozos productores, elipse azul en el pozo improductivo

Se tiene un contenido de bajas frecuencias (15 Hz) alrededor de cada uno de los pozos en análisis, siendo mayor en los productores. El Cocuite 3, Cocuite-

404R, ambos productores indicados con circunferencias rojas, y el Cocuite 457, invadido de agua salada e indicado con elipse azul.

Para la frecuencia 25 Hz se observa incremento de amplitud significativo en los pozos productores, y el improductivo se incrementa un poco. Para la frecuencia 35 Hz las características son más discriminatorias observándose solamente altas amplitudes en los pozos productores. Para la frecuencia 45 Hz solamente los pozos productores continúan con amplitudes medias y para el improductivo su respuesta es nula.

Para el Nivel LS_MS_11_70_Arena_M, figura IV.11, se observa lo siguiente:

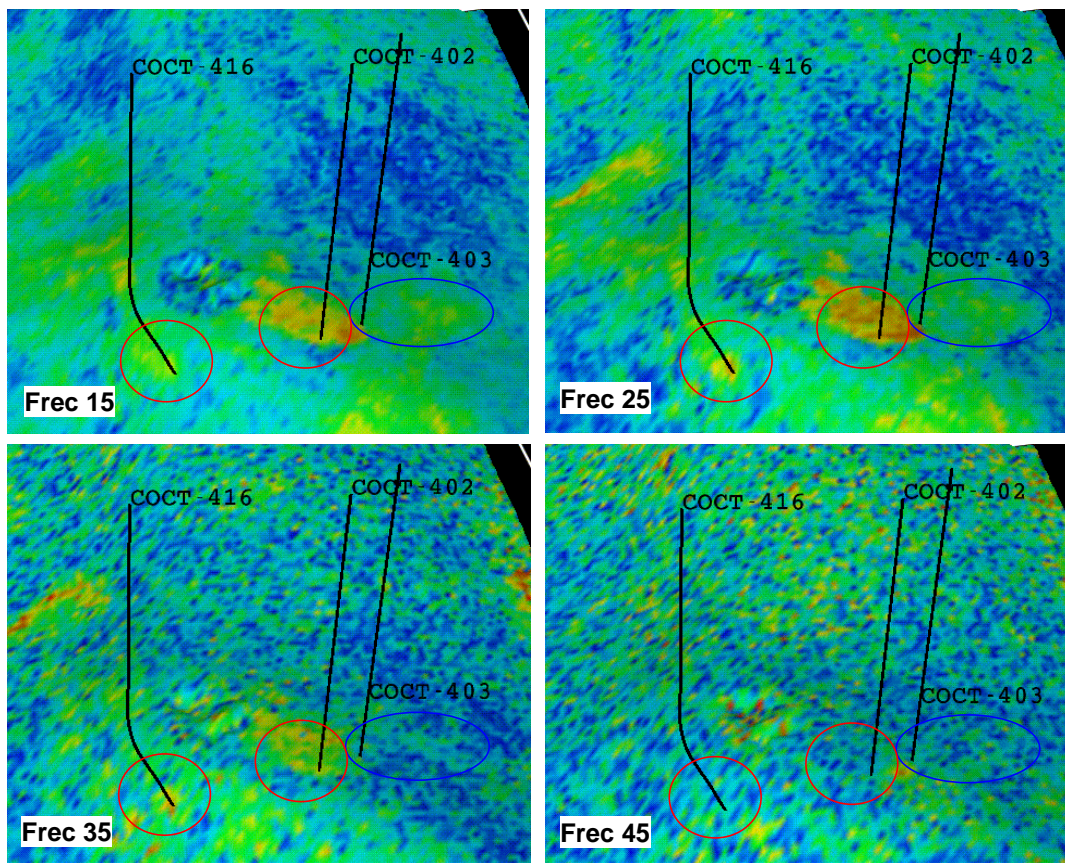


Figura IV.11 Variaciones de Amplitudes con la frecuencia para el nivel LS_MM_11_70_Arena_M. Círculos rojos en pozos productores, elipse azul en el pozo improductivo

Se tiene un contenido de bajas frecuencias (15 Hz) alrededor de cada uno de los pozos en análisis, siendo mayor en el productor en la cima, Cocuite 402, menor en Cocuite-416 –productor-, ambos productores indicados con circunferencias rojas, y el Cocuite 403, invadido de agua salada e indicado con elipse azul.

Para la frecuencia 25 Hz se observa incremento de amplitud significativo en los pozos productores, y el improductivo se mantiene constante.

Para la frecuencia 35 Hz se observan solamente amplitudes medias en los pozos productores, y nulas en el improductivo. Para la frecuencia 45 HZ el contenido de amplitudes es bajo en general.

De acuerdo a las premisas originales, características similares deben ser esperadas en el cubo de Playuela, por lo que se extiende el análisis al horizonte del Nivel LS_MS_06_98_35M2, donde se observó lo siguiente:

Se tiene un contenido de bajas frecuencias (15 Hz) con amplitud fuerte alrededor de cada uno de los pozos en análisis, el Playuela 201 y el Playuela 202, ambos productores indicados con circunferencias rojas. Se analiza el pozo improductivo Playuela 208 (círculo azul) que muestra también fuertes amplitudes.

Para la frecuencia 25 Hz se observa que el nivel de amplitudes en los pozos productores son similares, mientras que en el improductivo decrece ligeramente respecto a su amplitud de 15 Hz.

Para la frecuencia 35 Hz se observa una disminución general de amplitudes en todas las regiones del mapa, estas características son más contrastantes en la zona del pozo improductivo.

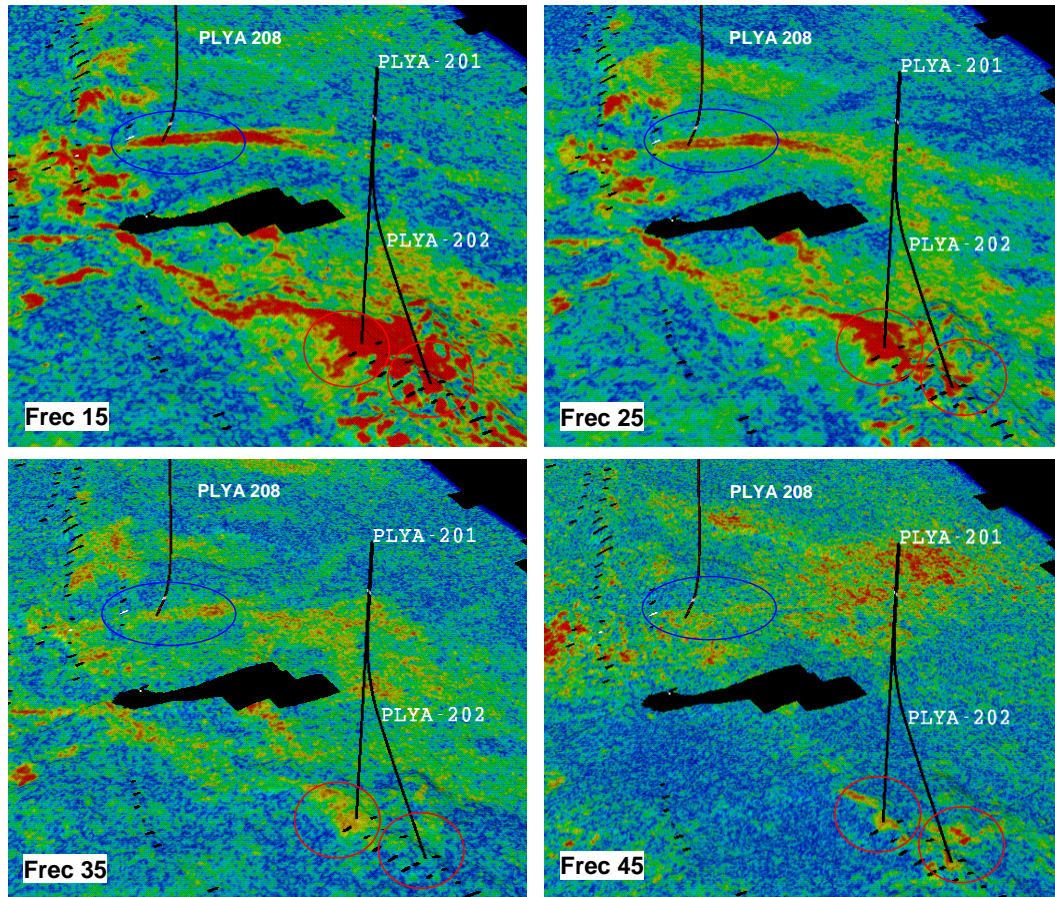


Figura IV.12 Variaciones de Amplitudes con la frecuencia para el nivel LS_MS_06_98_35M2. Círculos rojos en pozos productores, elipse azul en el pozo improductivo

Para la frecuencia 45 HZ solamente los pozos productores continúan con amplitud regular, mostrando características geológicas; mientras que para el improductivo ya disminuyo su respuesta, volviéndose una nube de puntos sin sentido geológico.

Una forma de cuantificar estos cambios de amplitud a diferentes frecuencias es analizar los espectros que con estos valores frecuencia-amplitud se pueden realizar.

Mientras que la Descomposición Espectral del software *Landmark* solamente lo permite realizar a nivel de horizonte sin poderlo revisar puntualmente.

Para realizar análisis más puntuales, la compañía Fusion realizó la Descomposición Espectral basado en Transformada de Ondícula del tipo

Pursuit Machting Decomposition, proporcionando a PEMEX 12 cubos a diferentes frecuencias con los que si se pueden realizar análisis puntuales. En el apéndice 3 se mostrara un análisis de estos espectros en otra zona fuera del área de análisis.

Durante el periodo 2004-2005 se realizó un trabajo de descomposición espectral basado en ISA (Fusion, reporte interno 2005), cuyos espectros de frecuencia dominante se muestran en la figura IV.12. Lo relevante es que en los espectros mostrados para pozos y localizaciones muestran tendencias de frecuencias-pico mayores en pozos productores respecto a pozos improductivos y que esto pudiera ser una guía complementaria al de las anomalías de amplitud.

Es importante mencionar que durante la realización del trabajo (2005) se estaban perforando los pozos Zarin (improductivo) y Espejo (productor), ambos de la misma secuencia LS_MS_05_73, y que las frecuencias picos de ambos están bien diferenciados, ya que la frecuencia-pico del pozo Zarin es alrededor de 20 Hz, mientras que el pozo Espejo es mayor a 30 Hz..

Adicionalmente, a la variación de la frecuencia dominante para casos de gas y agua, también se tienen variaciones en amplitud, que dependiendo en que caso (de gas o de agua) se encuentre pudiera proporcionar información, tal vez, de la saturación del cuerpo, etc.

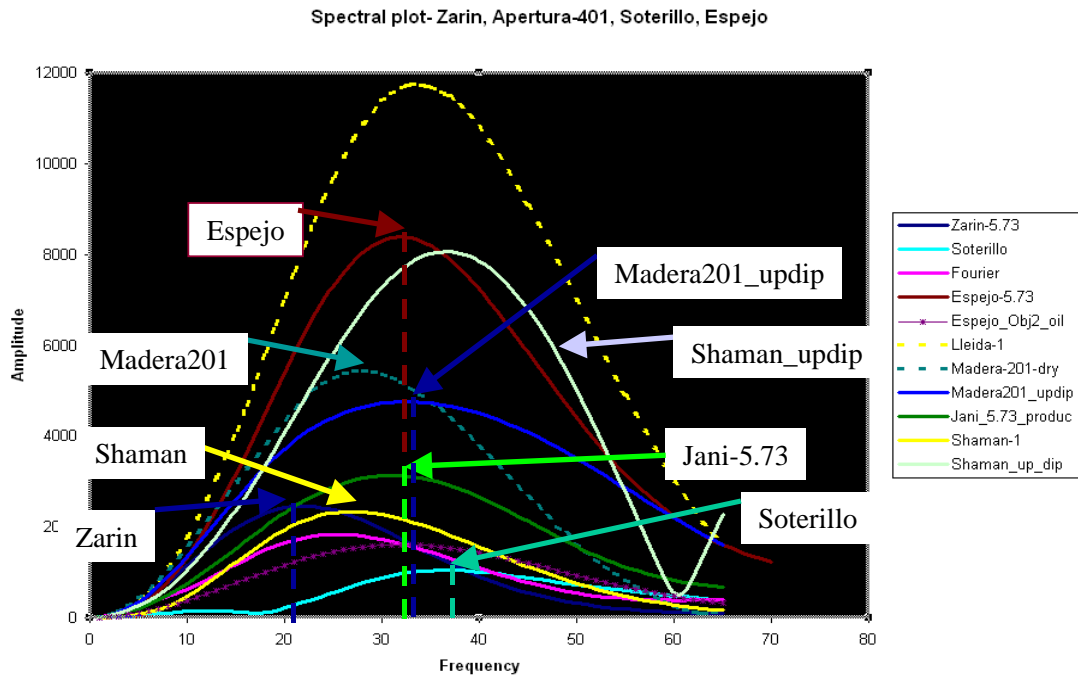


Figura IV.12 Espectros de amplitud usando ISA para pozos y localizaciones en la Cuenca Terciaria de Veracruz

En general, comparando ambos métodos, se pueden hablar de ventajas del análisis DFT en cuanto a que se pueden obtener resultados inmediatos y tendencias generales de las variaciones de amplitudes con la frecuencia. Mientras que ISA proporciona resultados de mayor detalle pero el proceso es más lento.

Capítulo V: Conclusiones, Contribuciones y Recomendaciones

V.1 Conclusiones

El uso de la anomalía de amplitud evaluada con imágenes sísmicas como guía exploratoria y de desarrollo de campos gasíferos ha sido exitosa en la Cuenca Terciaria de Veracruz debido a una serie de factores

- Las arenas que forman los yacimientos tienen buenas porosidades y permeabilidades
- Los parámetros de adquisición que se utilizaron son adecuados para las profundidades de los principales yacimientos
- Las anomalías RMS ayudan a incrementar los contrastes entre las amplitudes de los cuerpos, porque incrementan los mayores valores y atenúa los valores pequeños

El análisis estadístico de los mapas de anomalías de amplitud son distribuciones estadísticas del tipo LogNormal.

El análisis de las anomalías en las amplitudes como guía de exploración y desarrollo deben complementarse con los análisis espectrales del tipo FFT en donde se definan las fases (polaridad) y frecuencia dominante de cada nuevo prospecto, para que sean la “firma sísmica” adecuada, ya que en todos los casos de firma invertida, han sido pozos improductivos.

Para los casos de firma adecuada y malos resultados, el uso de la Descomposición Espectral basado en Transformada de Ondícula puede ayudar a identificar patrones que no son apreciables con el atributo de Amplitud

La Descomposición Espectral permite identificar para frecuencias específicas el comportamiento en amplitudes de los nuevos prospectos ayudando a diferenciar anomalías de amplitud generadas por el contenido de gas de aquellas producidas solamente por el efecto litológico.

IV.2 Contribuciones

La principal contribución es de sistematizar el uso de las anomalías de amplitud RMS, porque su uso se basó en valoraciones cualitativas, que variaban de un interprete a otro, de un nivel estratigráfico a otro, variaba inclusive por el tamaño de la ventana utilizada para la extracción de la anomalía de amplitud, etc.

Al proponer límites que dependen de los datos de amplitud y cuya forma LogNormal es consistente para todos los niveles gasíferos analizados, ayuda a tener una guía cuantitativa.

Al proponer analizar los espectros de amplitud y fase de manera regional en todo el horizonte para luego utilizando ventanas pequeñas alrededor del objetivo, obtener patrones en el espectro de fase que son consistentes con los pozos analizados.

Al realizar descomposición espectral basado en la FFT y analizar los espectros generados para diferentes niveles gasíferos y compararlos con otros improductivos, también es una ventaja porque ofrece la posibilidad de separar anomalías de amplitud de las anomalías generadas por efectos litológicos o de agua.

En el Apéndice tres la principal contribución es el de proponer una metodología de análisis espectral que incluya a la Descomposición Espectral basada en Transformada de Ondícula para tratar de reducir el riesgo exploratorio basado únicamente en el uso de Amplitudes y complementarlo con el de las Frecuencias Dominantes.

Se definieron contornos de Frecuencia Dominante que se empalman sobre las anomalías de amplitud sísmica, lo que nos ayuda a separar zonas o familias de similares frecuencias, inclusive en áreas donde no existen anomalías.

Dichos contornos de Frecuencia Dominante se les nombre *Forecast Frequency Contours* (FFC)

IV.3 Recomendaciones

Se recomienda el uso de la Descomposición Espectral a profundidades mayores, a las que se han analizado ahora, ya que las anomalías de amplitud pierden su validez porque los cuerpos se vuelven más compactos y el efecto de gas atenúa las amplitudes, y la guía de los *Brigth Spot* pierde sentido por no existir amplitudes fuertes, y las anomalías grandes que llegasen existir pudieran ser efectos de agua o litológicos, por lo que el análisis a frecuencias puede ayudar a identificar estos nuevos prospectos de gas.

La descomposición basada en la DFT ayuda a tener una visión rápida y en el análisis que se realizó fue consistente para diferenciar efectos de gas y agua. Además es la herramienta a la cual se tiene acceso inmediato y sin costo extra.

La incorporación de nuevas técnicas de Descomposición Espectral, en particular, la descomposición ISA mostró que ésta es más robusta que la DFT pero permite el análisis puntual en pozos productores e improductivos, o en otros puntos de interés, y ofrece una gama mayor de análisis más allá de los despliegues visuales como sucede en el software de *Landmark*.

La principal limitante en el uso de esta técnica de descomposición de ondícula radica en no tener el *software* para realizar análisis fuera de las zonas entregadas por las compañías bajo contrato.

Referencias

Acuña, Catalina (2002) Time Frequency analysis as a tool for seismic interpretation and reservoir characterization, Tulsa.

Bolli H, Saunders J *et al* (1985) Plankton Stratigraphy Vol 1 Cambridge University Press, pp 573.

Brown, A (2001) Interpretation of 3D seismic data, AAPG Memoir 42, SEG Investigations in Geophysics, no 9, pp 514.

Caraveo, C, Rivera, S, Arreguin, M, Soto, A, Grimaldo, F, Martinez, M (2000) Accurate seismic amplitude extraction to successfully delineate subtle stratigraphic gas traps of Veracruz Basin

Castagna, J, Sun Shengjie, Siegfried R, (2003). Instantaneous spectral analysis: Detection of low-frequency shadows associated with hydrocarbons. U.S. THE Leading Edge pp 120-127

Coordinación de Estrategias de Exploración, Centro Nacional de Procesado Sísmico (2004). Informe Preliminar de Procesamiento de Datos Sísmicos Del Estudio MEGACUBO VERACRUZ 3D (Unión de los cubos Zafiro-Perdiz 3D, Cocuite_Lizamba-Chalpa 3D, Novillero-Veinte-Mirador 3D, Playuela 3D, Aliento-Mata-Espina 3D y Cosomapa 3D) Centro de Procesamiento Dedicado Poza Rica de Hidalgo. Veracruz, Noviembre 2004

Demaison *et al* (1988) Source to Reservoir Process AAPG Memoir 60.

Espinoza, M, Toriz, J (2005) Estilos Estructurales en la Región de Veracruz, Revista de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, Núm 4, mayo-julio 2005, pp 3-20.

Flores, F (2002) City Forum LandMark, Veracruz, México, Agosto 2002

Flores, F (2003) Metodología propuesta para interpretar anomalías en la sísmica poststack y AVO, Boletín de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, vol 43, no1, Enero-Marzo 2003, pp 53-59.

Flores, F (2003a) Primer Congreso Internacional de las Geociencias, Cancún, México, Noviembre 2003

Flores, F (2005) Segundo Congreso Internacional de las Geociencias, Merida, Yucatán, Septiembre 2005

Fusion Petroleum Services de Mexico, (2005) Análisis de Amplitudes Sísmicas e Indicadores de Hidrocarburos en la Cuenca de Veracruz. Reporte Interno.

Grupo Paleontológico Activo Integral Veracruz, (2005) Reporte Interno.
Hardenbol J et al (1993) Cenozoic Sequence Chronostratigraphy, Mesozoic and Cenozoic Sequence Stratigraphy of European Basins, SEPM Special Publication 60.

Megill, R. E. Lognormal Charts are valuable tools, (1990). Explorer Review

Méndez E, Burnett M, Castagna J *et al* , (2003) Application of spectral decomposition to gas basins in Mexico Leading Edge pp 1130-1134

Partyka, G. A., Gridley, J. A., and Lopez, J. A., 1999, Interpretational aspects of spectral decomposition in reservoir characterization: The Leading Edge, 18, 353–360.

Reporte Interno PEMEX (2003)

Reporte Interno PEMEX (2005)

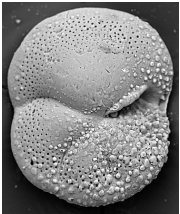
Sinha K, Routh P, Anno Castagna J 2003 P Time-Frequency Attribute of Seismic Data using Continuous Wavelet Transform. SEG International Exposition and Seventy-Third Annual Meeting

Taner, M. T., Koehler, F., and Sheriff, R. E., 1979, Complex seismic trace analysis: Geophysics, 44, 1041–1063.

Vázquez, E. (2005) Caracterización Genética de los gases naturales y su distribución en la Cuenca Terciaria de Veracruz. Jornadas Técnicas AMGP Veracruz.

Apéndice 1 Paleontología

Durante los últimos años ha aumentado el número de pozos perforados de los cuales se les han realizado análisis bioestratigráfico que ha permitido definir temporalmente las principales secuencias en el área de la Cuenca Terciaria.



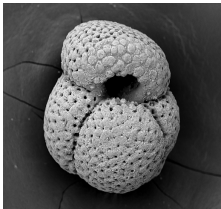
Globorotalia margaritae
3.58 m.a.

Superfamilia: Globorotaliacea
Tamaño: 315 x 278 μ
Localidad del espécimen ilustrado: Pozo Chalpa-1
(muestra de canal a 500 mts)
Distribución Estratigráfica: Zona N18 - N19
Plioceno Inferior



Globorotaloides variabilis
5.3 m.a.

Superfamilia: Globorotaliacea
Tamaño: 508 x 483 μ
Localidad del espécimen ilustrado:
Pozo Antón Lizardo-1 (N-1: 980 - 989 mts)
Distribución Estratigráfica: Zona N8 - N17
Mioceno Inferior - Mioceno Superior



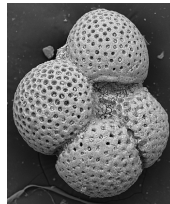
Globigerinoides obliquus obliquus
3.58 m.a.

Superfamilia: Globorotaliacea
Localidad del espécimen ilustrado: Bagre 1A, Faja
de oro Marina
(Distribución Estratigráfica: Zona N8 - N19
Mioceno Inferior – Plioceno Inferior



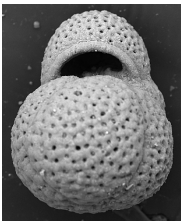
Sphaeroidinellopsis disjuncta
5.3 m.a.

Superfamilia: Globigerinacea
Tamaño: 400 x 352 μ
Localidad del espécimen ilustrado:
Pozo Antón Lizardo-1 (N-1: 980 - 989 mts)
Distribución Estratigráfica: Zona N9 - N17
Mioceno Medio - Mioceno Superior



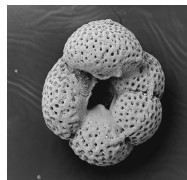
Sphaeroidinellopsis multiloba
6.0 m.a.

Superfamilia: Globigerinacea
Tamaño: 451 x 463 μ
Localidad del espécimen ilustrado:
Pozo Antón Lizardo-1 (N-1: 980 - 989 mts)
Distribución Estratigráfica: Zona N12 - N16
Mioceno Medio - Mioceno Superior



Globigerina nepenthes
3.7 m.a.

Superfamilia: Globigerinacea
Tamaño: 295 x 247 μ
Localidad del espécimen ilustrado:
Pozo Antón Lizardo-1 (N-1: 980 - 989 mts)
Distribución Estratigráfica: Zona N14 - N19
Mioceno Medio Tardío - Plioceno Medio



Globoquadrina altispira globosa
6.0 m.a.

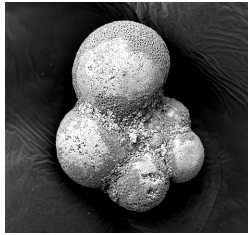
Localidad del espécimen ilustrado: Pozo Estanzuela-1
Distribución Estratigráfica: Zona N12 - N16
Mioceno Medio - Mioceno Superior



Glodorotalia juanai
6.0 m.a.

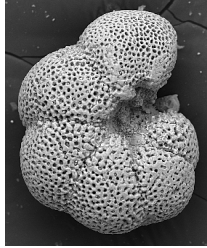
Superfamilia: Globorotaliacea
Distribución Estratigráfica: Zona N16
Mioceno Superior
*Especie rara vez identificada en la cuenca de Veracruz

Figura A1.1 Organismos característicos del Mioceno Superior y Plioceno Inferior y Medio



Globorotalia obesa
11.2 m.a.

Superfamilia: Globorotaliacea
Localidad del espécimen ilustrado: Kukulcan-1
Campeche, Marino
Distribución Estratigráfica: N5 - N15
Mioceno Inferior - Mioceno Medio Tardío
*No identificada en la cuenca de Veracruz



Globorotalia mayeri
11.4 m.a.

Superfamilia: Globorotaliacea
Tamaño: 434 x 355 μ
Localidad del espécimen ilustrado: Pozo Víbora-1
(N-2: 2388.7 - 2391.4 mts)
Distribución Estratigráfica: P22 N3 - N14
Oligoceno Superior - Mioceno Medio Tardío
*Especie rara y escasa en la cuenca de Veracruz

Figura A1.2 Organismos característicos del Mioceno Medio

El grupo de Paleontología ha realizado una tarea ardua para identificar las principales organismos que ayudan a datar una muestra. A continuación se expone un resumen de las principales características encontradas para las diferentes secuencias estratigráficas, figuras A1.1 y A1.2. En cada figura se dan datos detallados de los organismos analizados.

La cima de Plioceno Inferior se data con la primera aparición de los fósiles índices *Globorotalia margaritae* y *Globigerinoides obliquus obliquus* con una edad de 3.4 m.a. Al calibrarlos con la tabla de Hardenbol (1993), se ha definido la Superficie de Máxima Inundación MS_PL_4.20. Esta superficie coincide con un pico de abundancia observado en pozos de toda la cuenca.

La MSI_MS_05.00 esta apoyada con un evento registrado en la tabla de Hardenbol (1993), correlacionado en los pozos de los campos Cocuite y Playuela. La cima de Mioceno Superior se dató con la primera aparición de los fósiles índices *Sphaeroidinellopsis disjuncta* y *Globorotaloides variabilis* con una edad de

5.3 m.a., sin embargo al calibrarlo con la tabla de Hardenbol, (1993) se definió el Límite de Secuencia LS-MS- 5.73. Este límite de secuencia fue marcado en la base de los cuerpos arenosos.

La Máxima Superficie de Inundación MSI-MS-06-0 tiene como soporte la aparición de la especie *Sphaeroidienellopsis multiloba*. La Gr. Juanai, no ha sido encontrada en toda la cuenca. Esta superficie coincide con un pico de abundancia presente en toda la cuenca como un horizonte arcilloso. Sismicamente es un reflector continuo regionalmente.

El Límite de Secuencia LS-MS-06-98 está apoyado con un evento registrado en la tabla de Hardenbol (1993). Este límite de secuencia se caracteriza por la presencia de cuerpos arenosos en la parte norte de la cuenca.

La máxima Superficie de Inundación MSI-MS-07-08 está apoyada con la primera aparición de Nanoplancton calcáreo *Discoaster berggrenii* y *Discoaster neorectus* (7.2 m.a.) , presentes en los pozos Shirio-1, Cocuite-10, Cocuite-405, Playuela-1.

El Límite de Secuencia LS-MS-09-26 se ha definido con la primera aparición de *Discoaster hamatus* con edad de 9.4 m.a. y se ha ajustado con la tabla de eventos de Hardenbol, (1993). Este evento marca el fin de los abanicos de piso de cuenca con distribución regional dentro de la cuenca.

Para la definición de la Máxima Superficie de Inundación MSI-MM-11-20 se contó con la presencia del fósil *Globorotalia mayeri* de 11.4 m.a., ya que hasta el momento no se ha encontrado a la *Globorotalia obesa* de 11.2 m.a.

Apéndice 2 Fundamentos Teóricos de la Descomposición Espectral

De los atributos sísmicos existentes, los de amplitud, fase y frecuencia son los más comunes, y de estos, el de frecuencia es el menos usado por que no ha sido plenamente demostrado su aplicación, y esto es debido a los métodos tradicionalmente usados.

El análisis de frecuencia ha estado acotado al espectro de frecuencias y a la frecuencia instantánea que directamente no han sido asociados con hidrocarburos.

En años recientes se han desarrollado nuevas aproximaciones como son los métodos de transformada de ondícula para obtener una efectiva transformación tiempo-frecuencia. Esto pudiera ayudar mucho a identificar patrones geológicos, efecto de *tunning* o enfocamiento y, obviamente, el efecto de los hidrocarburos. Se puede dividir el análisis de frecuencia en tres grandes grupos:

a) Análisis del espectro de frecuencia

La descomposición espectral es la separación de una serie de tiempo en sus componentes de amplitud y fase utilizando la transformada de Fourier. Matemáticamente se define

$$x(f) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t) \cdot e^{-2\pi i f t} dt \quad (1)$$

donde $x(t)$ es la serie de tiempo, $x(f)$ es la respuesta en frecuencia y t es el tiempo. Algunos de los parámetros obtenidos son valores promedios y son:

Zero-crossing frequency: es el número de cruces por cero que ocurren en la traza sísmica dividida por la mitad de la longitud de la traza, y es función del espectro de amplitud y del de fase.

Dominant Frequency: es el valor de mayor ocurrencia en algún intervalo, depende del espectro de fase y tiende a ser mayor que el zero crossing frequency

Center Frequency: es el promedio del espectro de potencia

Spectral Bandwidth: es la desviación estándar respecto a la frecuencia central.

Algunas aplicaciones del uso del espectro de frecuencia son:

- Efectos de retraso que corresponden a frecuencias específicas y su relación con deflexiones aparentes de los reflectores
- Monitoreo sísmico de la recuperación termal

Short Time Fourier Transform (STFT)

La *STFT* es una representación 2D de la frecuencia vs. el tiempo, y consiste en ventanas móviles en el dominio del tiempo que son usadas para calcular el espectro de Fourier de un sismograma no estacionario. Se asume que esta señal es estacionaria en cada una de las ventanas de análisis. Las ventanas son elegidas de tan manera para calcular el espectro de frecuencia en un periodo de tiempo específico. Matemáticamente, la *STFT* en el tiempo τ y la frecuencia ω es

$$STFT_{\tau,\omega} = \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \cdot g(t - \tau) \cdot e^{-i\omega t} dt \quad (2)$$

donde $f(t)$ es el sismograma en el dominio del tiempo, $g(f)$ es la función *sampling* o muestreadora o ventana, $e^{-i\omega t}$ es el Kernel de la transformada de Fourier

Una de las aplicaciones es una el mapeo de discontinuidades geológicas de pequeño espesor usando conjuntamente la *STFT* y el espectro de fase. El concepto es de que la reflexión dentro de la capa delgada tiene una expresión

característica en el dominio de la frecuencia que es indicada en el tiempo por el ancho de la capa.

La ventana corta y las frecuencias definidas permiten localizar la respuesta sísmica y el espectro del tuning y poder analizarla con la ventaja de que este método simula sísmica no estacionaria. Esto nos permite analizar diferentes mapas a frecuencias específicas en zonas de interés. Este es el fundamento en que se basa el algoritmo de descomposición espectral de LandMark

b) Análisis de frecuencia instantánea

Los atributos sísmicos (todos son escalares) fueron definidos en los 70's y es de convertir la señal sísmica real en una compleja usando la transformada de Hilbert. La frecuencia instantánea es la derivada temporal de la fase instantánea, y al tener mucha variación se asume que es debida al efecto estratigráfico.

Existen aplicaciones conjuntas de frecuencia instantánea con la frecuencia espectral y que proporciona un mayor enfocamiento de la señal frecuencia-tiempo. Se sabe que mientras la frecuencia espectral es precisa en frecuencias pero ambigua en tiempo; mientras que la frecuencia instantánea es precisa en tiempo pero ambigua en frecuencia. Una aplicación es la que cuantifica la atenuación en función de la frecuencia, conocidas como sombras de atenuación, y es sabido, que los hidrocarburos muestran este efecto en la naturaleza.

c) Análisis Tiempo-Frecuencia

Existe un gran desarrollo de este tipo de análisis en los últimos años. A diferencia de los métodos anteriores, aquí se proponen métodos no comunes de descomposición: uno basado en la distribución de Wigner y otro basado en transformada de ondícula. Aunque existen ejemplos de aplicación son de un resultado ambiguo y solamente, la metodología desarrollada por Castagna a mostrada ser una guía en la búsqueda de hidrocarburos.

La distribución de Wigner es un método de análisis de señales que enfatiza la resolución espectrográfica pero que puede introducir efectos no lineales. La Distribución de Wigner es un espectro de potencia local que es obtenido usando la transformada de Fourier de una función local de autocorrelación.

El método de reasignación es otro método basado en la convolución no lineal, es decir, la convolución no está localizada en el centro del kernel de convolución, reasignándose al centro de masa de la función dentro del kernel.

La Transformada de ondícula examina la distribución de frecuencias de una serie de tiempo no estacionaria usando un conjunto de ventanas que se compactan a un tiempo. Aquí se incluyen transformadas en serie de expansión de ondículas, de transformada de ondícula continua, transformada de ondícula discreta, y la transformada de ondícula empaquetada.

Una de estas transformadas continua es la denominada transformada de ondícula de Morlet que ha sido aplicada en ejemplos de filtros y recientemente en interpretación de gas. Se define la ondícula de Morlet

$$\Psi(t) = \frac{\beta^{1/2}}{\pi^{1/2}} e^{i\omega t} e^{-\beta^2 t^2 / 2} \quad (3)$$

Existen autores que exponen una gran ventaja al hacer uso de las transformadas de ondícula en la interpretación:

- Rangos geológicos contienen frecuencias específicas
- Ciclicidad sedimentaria puede ser analizada a lo largo de una sección sísmica cuando se ha eliminado el ruido aleatorio
- Límites geológicos: permite delinear discontinuidades sedimentarias

Otra transformada de ondícula es la *Matching Pursuit Decomposition* (MPD) que tiene buena resolución temporal para altas frecuencias y buena resolución de frecuencia para bajas frecuencias, por lo que su rango de aplicación es intermedia

entre 10 y 70 Hz. La MPC esta definida como un conjunto de funciones bases y que son generadas por escalamientos, traslaciones y modulaciones de una función temporal

$$\Psi(s, \xi, \tau) = \frac{1}{s^{1/2}} \Psi\left(\frac{t-\tau}{s}\right) e^{i\xi t} \quad (4)$$

Las funciones bases son llamadas átomos tiempo-frecuencia. Si la función es gaussiana estos átomos se denominan átomos de Gabor. Estos átomos son combinaciones de todas los posibles tamaño de ventana en tiempo y frecuencia. Hasta que estos átomos sean definidos, se puede encontrar el mejor ajuste proyectando estos átomos a la señal para calcular el máximo, este proceso continua hasta que la diferencia entre la señal y los átomos este por debajo de un valor definido. Castagna proporciono información acerca del proceso de descomposición espectral propuesto (2002). Considere un conjunto de ondículas $w_i(t)$, con espectros de frecuencia $w_i(f)$, y envolventes $E_i(t)$ definidas por

$$E_i(t) = \sqrt{(w_i(t))^2 + H(w_i(t))^2} \quad (5)$$

donde H es el operador de la transformada de Hilbert. Se asume estacionalidad de las ondículas en las ventanas de análisis además de estar en fase cero, se tiene $w(t, f)$

$$w(t, f) = E_i(t) * w_i(f) \quad (6)$$

Una traza la consideramos la suma de ondículas $w_i(t)$ con su retraso en tiempo τ_i

$$s(t) = \sum_{i=1, n} \delta(t - \tau_i) * w_i(t) \quad (7)$$

donde n es el número de ondículas. El espectro tiempo-frecuencia del sismograma está definido

$$s(t, f) = \sum_{i=1, n} \delta(t - \tau_i) * w_i(t, f) \quad (8)$$

Apéndice 3 Aplicaciones recientes

El uso de esta técnica en esta área ha mostrado que la anomalía de amplitud por sí sola está limitada en su aplicación, ya que se tienen diferentes ejemplos de cómo poder realizar una reducción en el riesgo exploratorio para definir nuevos prospectos.

En el área nor-oeste del área de Cocuite y Playuela tenemos un área de adquisición sísmica reciente y con un gran potencial exploratorio. Se muestran análisis de amplitudes y descomposición espectral basado en ISA para la correlación entre un pozo productor y una localización, y tres posibles interpretaciones.

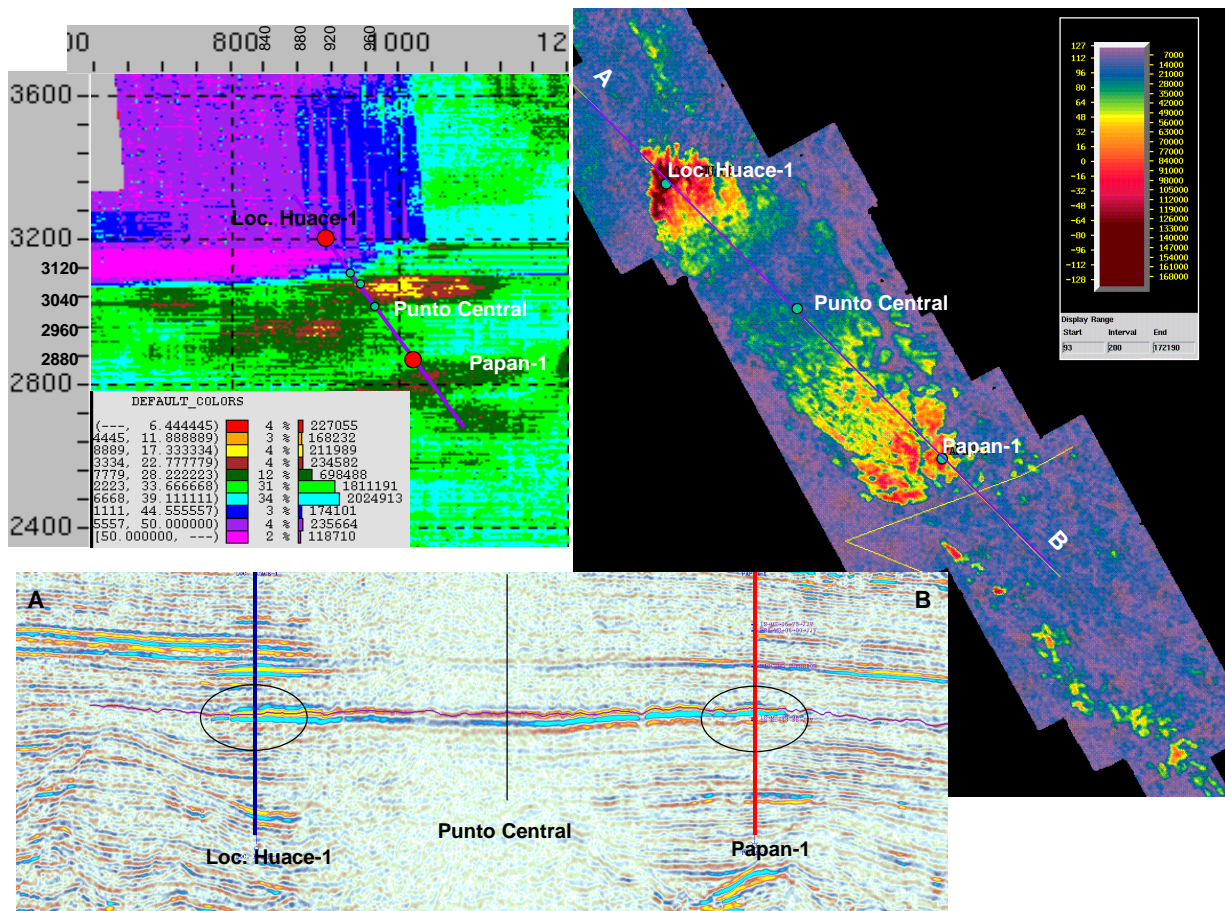


Figura A3.1 Características sísmicas del pozo Papan-1 y Loc. Huace-1

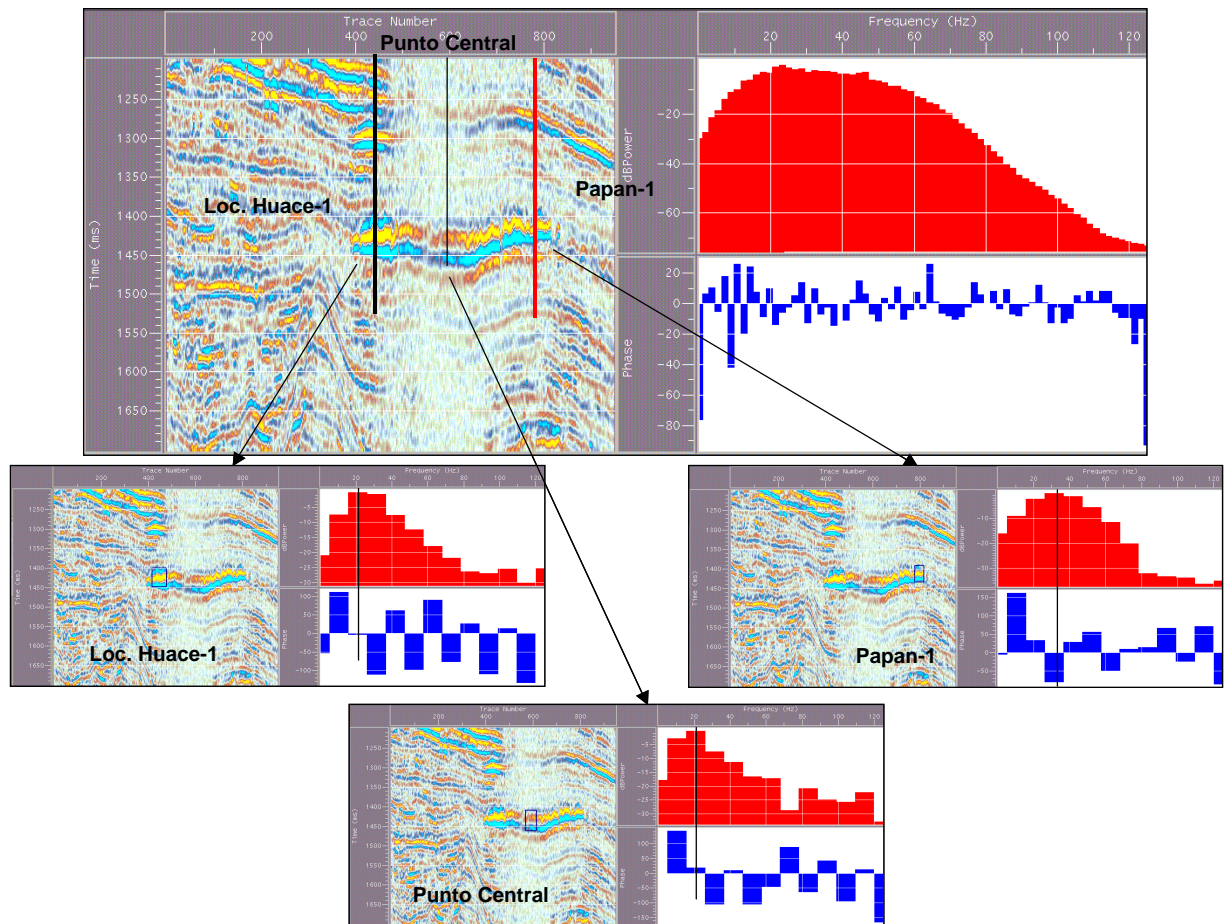


Figura A3.2 Espectros de amplitud y fase del pozo Papan-1, Loc. Huace-1 y punto central

En la figura A3.1, parte superior derecha, se observan el mapa de anomalía de amplitud RMS notándose altas amplitudes entorno del pozo productor de gas seco, Papan-1 y la localización a perforar, Loc. Huace-1, mientras que en la parte central se tiene una zona de baja amplitud. En la parte inferior, se observa en la sección sísmica que uno ambos puntos el mismo comportamiento anómalo en el pozo Papan-1 y Loc. Huace-1.

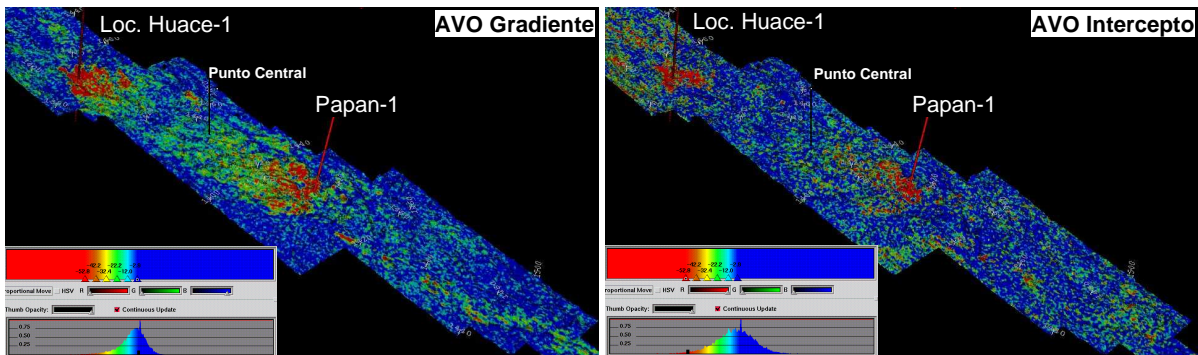
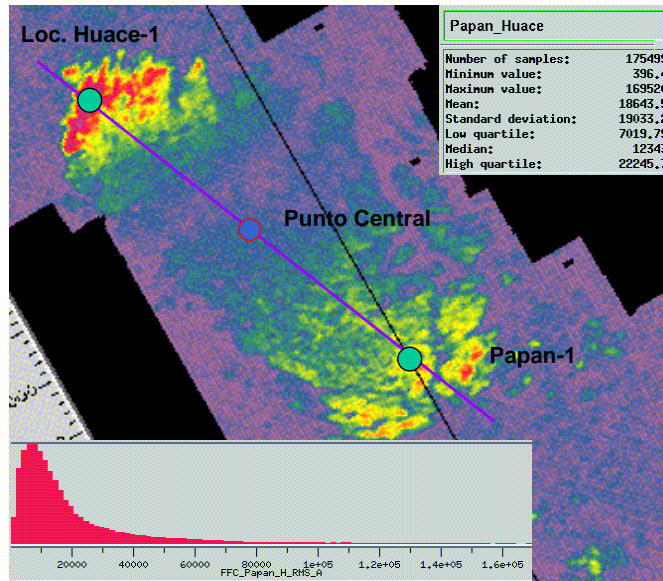


Figura A3.3 Anomalías de Amplitud RMS, AVO Gradiente e Intercepto y sus correspondientes Distribuciones Estadísticas

En la figura A3.1, en la parte inferior, se observa en el mapa de apilamientos que Loc. Huace-1 tiene muy buena cobertura con un apilamiento mayor a 50, mientras que para Papan-1 el apilamiento es regular con 30 fold, para la parte central se tiene la menor cobertura con un apilamiento menor a 15 fold. Esta información es importante para tratar de comprobar si existe conexión entre las anomalías del pozo Papan-1 y Loc. Huace-1, y podemos inferir que las amplitudes están siendo controladas por el apilamiento.

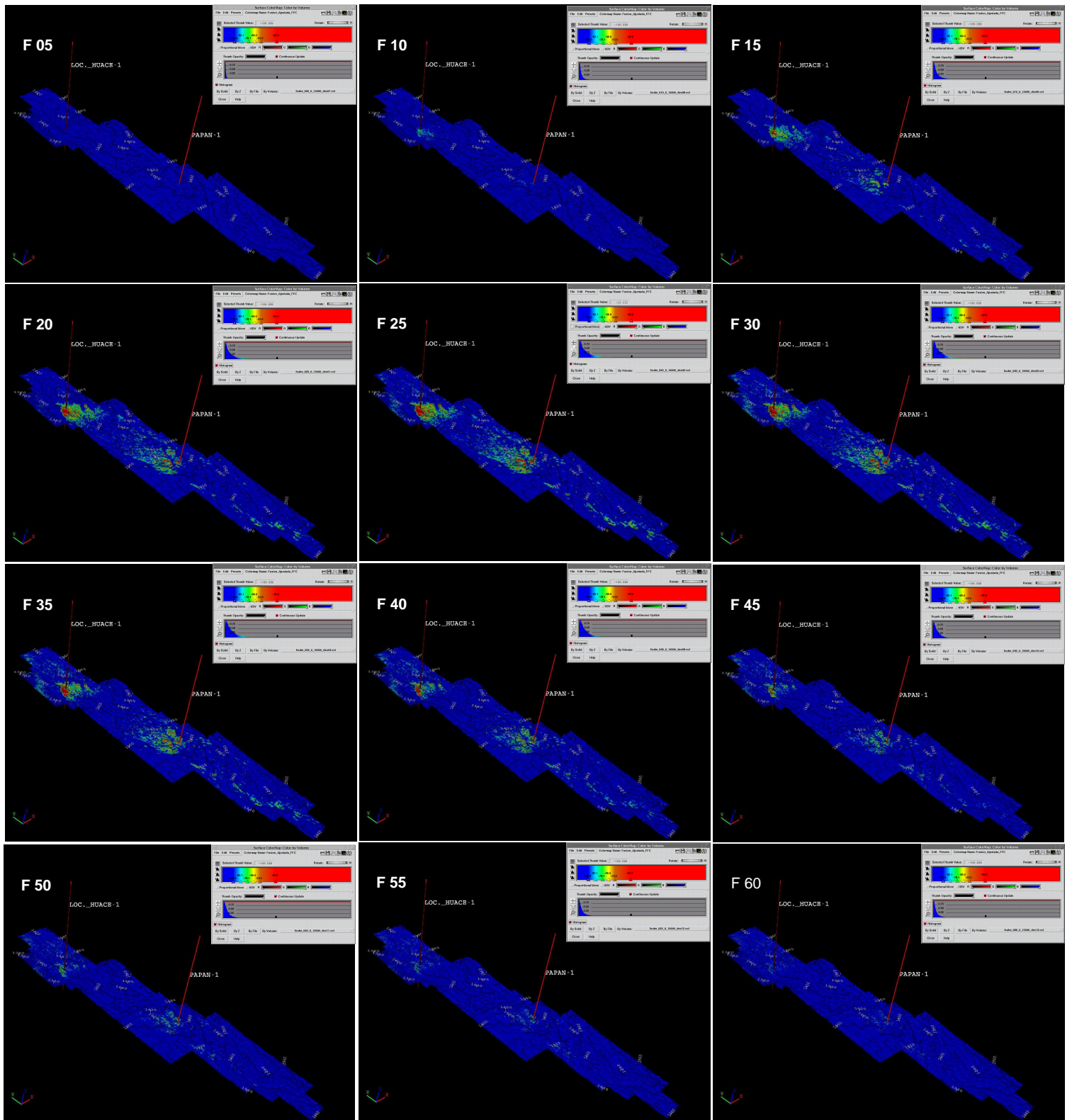


Figura A3.4 Mapas de amplitud pico para diferentes frecuencias y sus correspondientes Distribuciones Estadísticas

En la figura A3.2 se observan los espectros de amplitud y fase obtenidos de la sísmica Post-Apilada, y se observa que la respuesta para el pozo Papan-1 es diferente a los otros dos puntos de análisis, donde las diferencias más visibles son en la frecuencia dominante con un ancho de banda mayor, y en la polaridad de esta frecuencia. Esto esta acorde con la respuesta que se esperaría de un cuerpo de arena con gas y procesada con polaridad americana

En la figura A3.3 se observan tres atributos diferentes y sus correspondientes distribuciones estadísticas. Mientras que para el atributo de amplitud se tiene una distribución LogNormal, los atributos AVO Gradiente e Intercepto tienen distribuciones Normales, con todas sus características estadísticas. Todos los atributos conservan la discontinuidad central.

En la figura A3.4 se tienen los mapas de amplitudes pico para cada una de las frecuencias pico de análisis (5-60 Hz), notándose los cambios de amplitud para cada una de las frecuencias y no observándose cambios bruscos entre el pozo Papan-1 y Loc. Huace-1

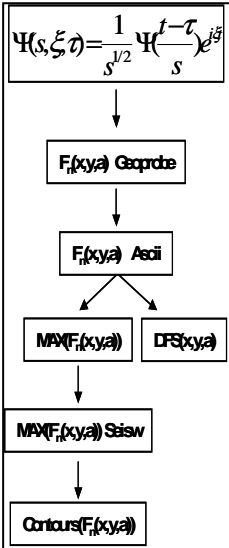


Figura A3.5 Diagrama de flujo de los procesos realizados en el Análisis propuesto de Descomposición Espectral.

Aquí es donde termina los análisis clásicos de Descomposición Espectral, donde se analizan las variaciones de las amplitudes en función de la frecuencia, a nivel cualitativo. En la figura A3.5 se muestra el diagrama de flujo del proceso que proponemos para analizar de manera cuantitativa los cambios de amplitud con la frecuencia, y de manera resumida se efectúa lo siguiente:

1.- Usando la superficie se extraen las amplitudes en cada uno de los cubos de frecuencia, generándose 12 superficies.

2.- Cada una de las superficies es exportada en formato ASCII para analizarse en la PC y se utiliza un programa para extraer para cada punto de las superficies los valores de frecuencia dominante y poder realizar 2 posibles procesos:

3.- Usando mi programa en Fortran se obtienen

- a) Los espectros de frecuencia dominante graficándose en Excel, y/o
- b) El máximo para tener en cada punto la frecuencia dominante mayor.

4.- Se exporta el archivo ASCII de máximos a la Estación de Trabajo y se generan los contornos de frecuencia dominante llamados *Forecast Frequency Contours* (FFC) para identificar anomalías de amplitud con mismas características de frecuencia dominante.

5.- Esta característica de Frecuencia Dominante se ha aplicado para extender el proceso exploratorio en zonas donde no existe anomalía de amplitud.

Por ejemplo, En la figura A3.6 se grafican los espectros de Amplitud-pico vs. Frecuencia-pico, calculados con el programa, y es donde se observan cambios muy importantes entre el pozo Papan-1 y Loc. Huace-1 y otros puntos de interés. El cambio más importante se da en las frecuencias-pico dominantes de Papan-1 que es del orden de 35 Hz, mientras que para Loc. Huace-1 es del orden de 20 Hz.

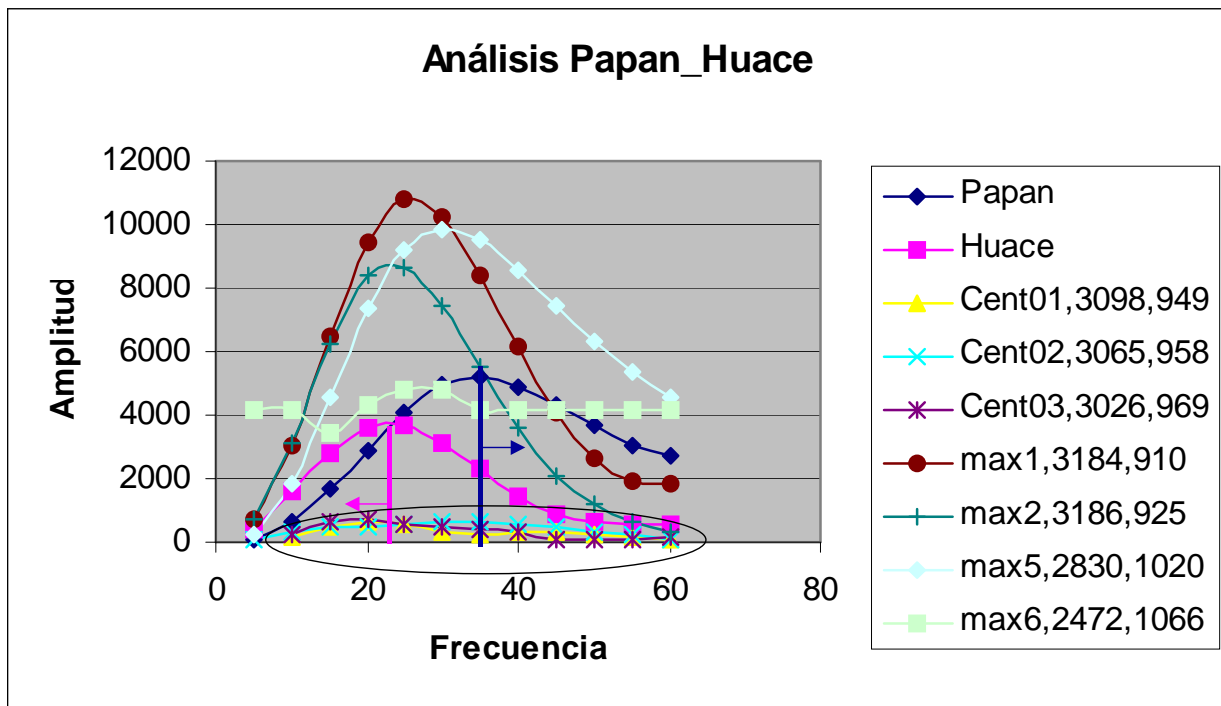


Figura A3.6 Espectros de amplitud pico y frecuencia pico para el pozo Papan-1, Loc. Huace-1 y otros puntos de interés

Nótese como por primera vez las amplitudes de Papan-1 son mayores que las de Loc. Huace-1, ya que en valor absoluto, en el mapa de amplitudes RMS, Loc. Huace 1 es mayor que Papan-1, lo que pudiera indicar que el efecto de gas es más importante que el apilamiento para las amplitudes.

Obsérvese como en el área definida por la elipse están acotados los espectros obtenidos de puntos centrales entre el pozo Papan-1 y la Loc. Huace-1. Como era de esperar las amplitudes son muy bajas. Pero quedaría la incertidumbre de saber cuál es la verdadera respuesta en esta área de poco apilamiento, por lo que se propone realizar un escalamiento lineal de cada uno de los espectros calculados.

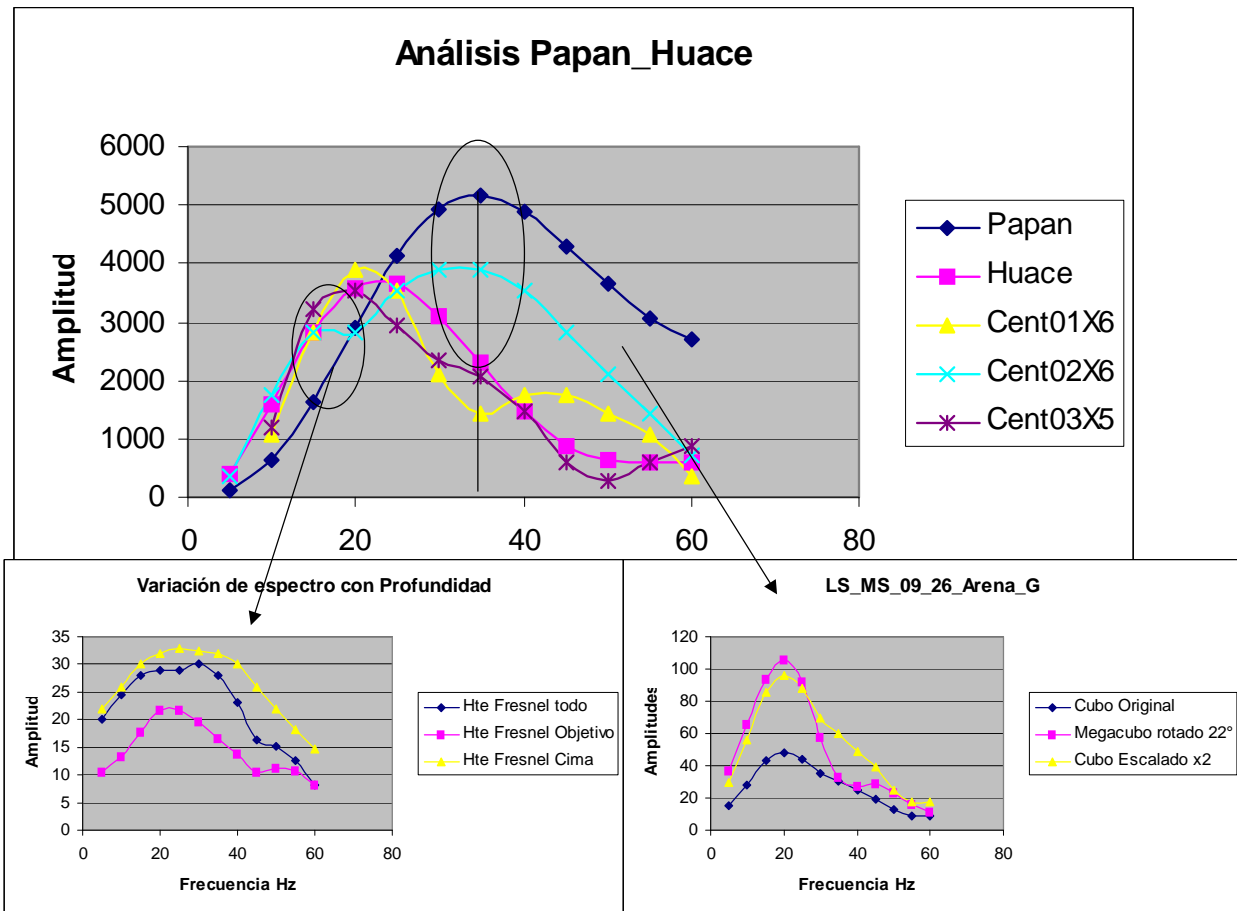


Figura A3.7 Espectros de amplitud pico y frecuencia pico para el pozo Papan-1, Loc. Huace-1 y otros puntos de interés. Hipótesis 1

En la figura A3.7, en la parte superior, se muestran nuevamente los espectros del pozo Papan-1 y Loc. Huace-1 y los espectros de puntos centrales escalados por un factor de 5. Las premisas en la cual se basa este escalamiento viene del análisis realizado entre las diferencias que se encontraron entre espectros calculados en un cubo sísmico original y los espectros calculados desde el Megacubo.

Obsérvese como para uno de ellos se tiene una carácter intermedio entre las características del pozo Papan-1 y Loc. Huace-1. Este espectro (color amarillo) esta formada por 2 posibles partes: un espectro en bajas frecuencias que pudiera

tener la forma del espectro de Loc. Huace-1, y otro espectro hacia altas frecuencias que tiende a tener la forma del pozo Papan-1. Para poder responder comprender los elementos que pudieran condicionar la forma de este espectro analícese lo siguiente.

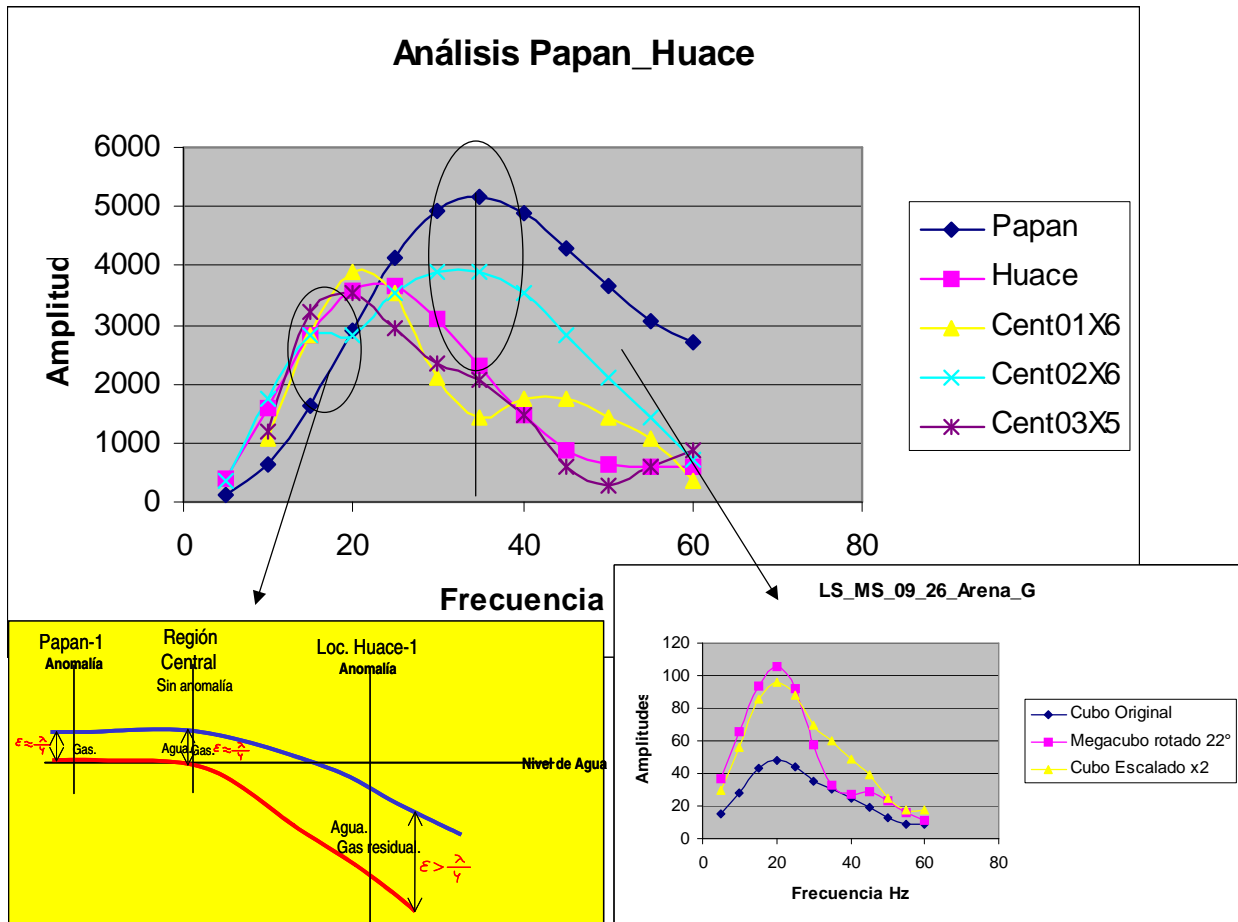


Figura A3.8 Espectros de amplitud pico y frecuencia pico para el pozo Papan –1, Loc. Huace 1 y otros puntos de interés. Hipótesis 2.

En la figura A3.7, en la parte inferior derecha, se observa la aplicación de este escalamiento para un horizonte del Mioceno Superior y donde se puede observar que el espectro calculado para el Megacubo son mayores las amplitudes que para el cubo original.

Pero cuando se escala el espectro por un factor, la forma alrededor de la frecuencia dominante es muy cercana, lo cual puede ser debido a que durante el reproceso de unión de todos los cubos hubo que igualar de manera promedio las amplitudes, filtrando espacial y temporalmente para una mejor continuidad, etc, y

esta es la razón por lo que la respuesta sísmica sufre variaciones en amplitudes respecto a la sísmica del Megacubo, y nos muestra que existe la posibilidad de realizar escalamientos para poder evidenciar características que están atenuadas.

Con este antecedente, también pudiera ser que el apilamiento afecte a las amplitudes y que también pudiese equipararse después de realizar un escalamiento adecuado, lo cual soporta la aplicación para los espectros en cuestión.

Respecto a la forma bimodal que presenta el espectro central (color amarillo) en el espectro pudiese existir 2 posibles respuestas. La primera se fundamenta en que las variaciones de profundidad pudieran traslapar la respuesta espectral de la zona más somera (mayor contenido de frecuencia y mayor frecuencia pico) y la respuesta espectral de la zona más profunda (menor contenido de frecuencia y menor frecuencia pico)

En la figura A3.7, en la parte inferior izquierda, se muestran los espectros de un horizonte productor con variaciones en profundidad de hasta 400 m entre la parte somera y profunda, cuyo espectro se muestra en color azul y su forma característica muestra 2 modas de frecuencia pico. Se separó este horizonte en 2 partes, uno para la parte somera cuyo espectro se muestra en color amarillo; para la parte profunda se obtuvo su espectro (color rosa).

De la comparación entre ambos espectros se observa lo siguiente: el espectro de la parte somera muestra un mayor contenido de frecuencia y amplitud y la frecuencia-pico dominante es muy cercana a la frecuencia-pico dominante del horizonte completo, mientras que para la parte profunda el espectro tiene menor contenido de frecuencia y amplitud y su frecuencia-pico dominante es muy cercana a la frecuencia-pico del espectro del horizonte completo.

De lo observado podemos concluir que la profundidad es la responsable de tener más de una frecuencia dominante en un espectro. ¿Es esto lo que condiciona el espectro central en el análisis Papan-1 y Loc. Huace-1? Para este caso la variación es muy pequeña del orden de 60 m por lo que esta primera hipótesis para entender la forma de este espectro no es aplicable en este caso.

Una segunda hipótesis es la siguiente: en la figura A3.8, se muestra nuevamente la respuesta de los espectros de Papan-1, Loc. Huace-1 y puntos centrales, y en la parte inferior izquierda se muestra un modelo para poder responder a las características del espectro central (color amarillo).

Este modelo tiene una premisas iniciales: el efecto de gas produce un corrimiento de la frecuencia-pico dominante hacia altas frecuencias. El efecto del espesor delgado crean interferencias entre la cima y base generando altas frecuencias que también se reflejan con un contenido mayor de altas frecuencias.

Para el caso del pozo Papan-1 productor de gas se tiene un espectro que tiene una frecuencia-pico dominante del orden de 40 Hz y que pudiera estar producido por el contenido del gas y un espesor pequeño. Además la amplitud es mayor independientemente de un menor apilamiento (figura A3.1)

Para el caso de Loc. Huace-1 que esta echado abajo respecto a Papan-1, su espectro muestra una frecuencia-pico dominante del orden de 20 Hz y una amplitud regular, en contradicción con el mejor apilamiento que se tuvo (figura A3.1). Una posible explicación adicional al apilamiento se da si se tiene un espesor mayor con buena porosidad invadido de agua salada y gas en disolución lo que provoca que se tenga un espectro en torno de las frecuencias bajas.

Para los puntos centrales entre Papan-1 (productor) y Loc. Huace-1 (hipótesis de invadido de agua) pudiera existir una posición que estuviera en el límite gas-agua con un espesor delgado, por lo que el espectro tendría características de las

respuestas de un espectro productor y un espectro de agua salada, y esta forma sería la que tiene este espectro con 2 modas de frecuencia-pico dominantes, una para el efecto de agua y otra para el efecto de gas.

Existe una tercera hipótesis que implica que ambas anomalías responden al efecto de gas, variando solamente en el espesor neto impregnado, por lo que se propuso extraer para cada punto dentro del mapa de amplitudes, figura A3.9. Note la ventaja de analizar cuantitativamente las variaciones de los espectros entre espectros conocidos (Papan-1 y Loc. Huace-1) con otros puntos.

Para tener una manera más óptima de analizar zonas mayores, se propone de cada espectro obtener la frecuencia dominante, y con este tener 3 coordenadas, 2 espaciales y el valor de frecuencia dominante con lo que se podrían construir los contornos de isofrecuencias dominantes.

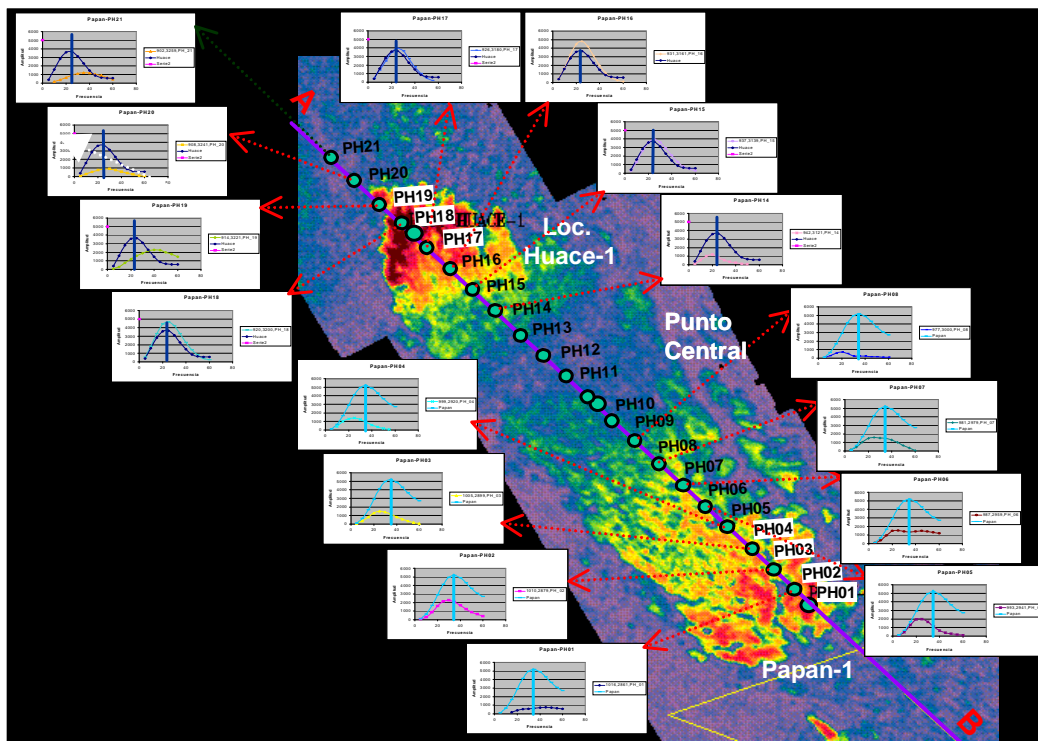


Figura A3.9 Comparación de los Espectros de Amplitud pico y Frecuencia pico entre el pozo Papan-1 y puntos cercanos. Mismo análisis para Loc. Huace-1 y puntos cercanos. Note la gran variabilidad en el caso de Papan-1 y el gran parecido en el caso Loc. Huace-1

Con las frecuencias dominantes se espera obtener familias de anomalías que respondan a una característica frecuencial específica y que éstas estén puedan ser separadas rápidamente, figura A3.10.

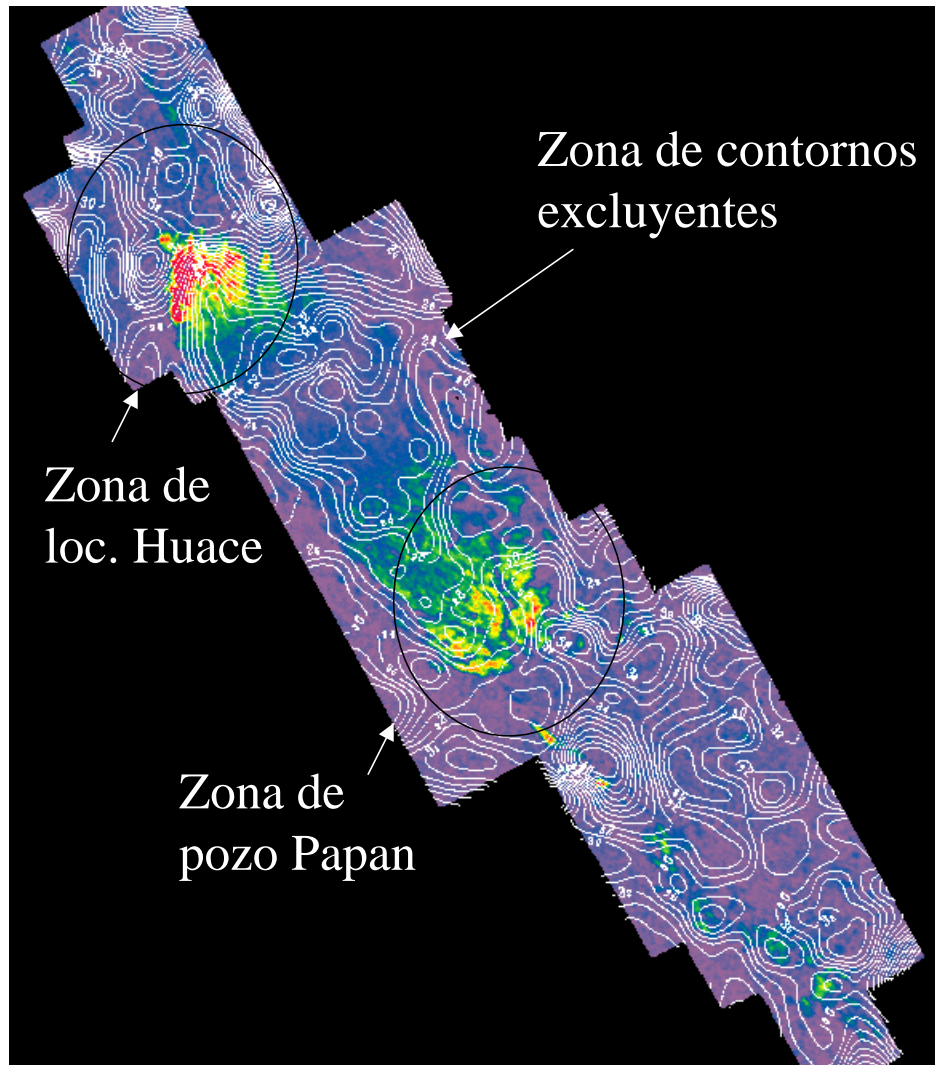


Figura A3.10 Contornos de frecuencia dominante en el nivel Papan_Huace

En la figura A3.10 se sobrepone al mapa de anomalía RMS del nivel Papan_Huace los contornos de frecuencia dominante y se observa que en la parte donde no hay anomalía entre Papan y Huace se tienden a tener bajas frecuencias y que se cierran, lo que podría indicar que los efectos de amplitud pudiesen ser producidos por gas (verificado en Papan) y que cada uno tuviese su

comportamiento específico de frecuencia dominante. En la figura A3.11 se tiene mayor detalle.

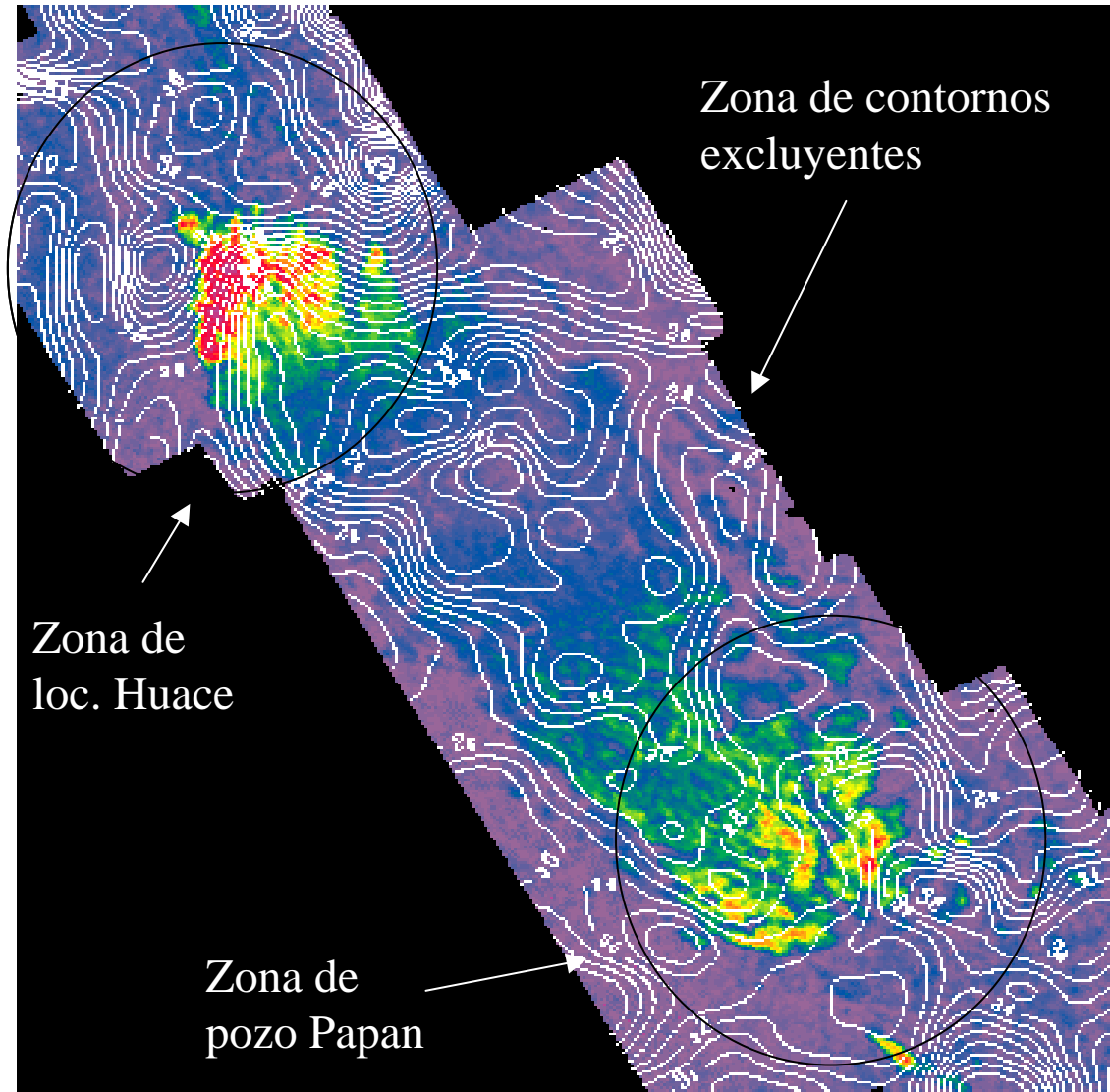


Figura A3.10 Vista ampliada de las zonas Papan, Huace y zona sin anomalía de amplitud

A este proceso se le llamo FFC (*Forecast Frequency Contours*) y es un análisis que no existe en el software de *Landmark* y otros, y que ha sido verificado con otros yacimientos de gas dentro de la Cuenca Terciaria de Veracruz.

Esta Metodología ha sido empleada como guía por los interpretes del departamento de Generación de Prospectos del Activo Integral Veracruz, donde

se han analizado diferentes niveles estratigráficos en la Cuenca Terciaria de Veracruz. Los resultados se presentaron en una sesión interna de interpretes.

Se han presentado resultado en los siguientes eventos:

II Congreso Internacional de las Geociencias para la Industria Petrolera, en Mérida, Yucatán, en la sesión Poster "Descomposición Espectral de Datos Sísmicos en Objetivos Arenosos de la Cuenca Terciaria de Veracruz, México"

Jornadas Locales de la AIPM Delegación Veracruz "Análisis y Aplicación de la Descomposición Espectral de datos sísmicos en Secuencias Turbidíticas de la Cuenca Terciaria de Veracruz "

Jornadas Nacionales de la AMGP Delegación Reynosa "Análisis y Aplicación de la Descomposición Espectral de datos sísmicos en Secuencias Turbidíticas de la Cuenca Terciaria de Veracruz "

Preparación del artículo *Spectral Decomposition from seismic data on Tertiary sandy targets, Veracruz Basin, Mexico* para el *Leading Edge* con los coautores Efraín Méndez Pineda y John Castagna.