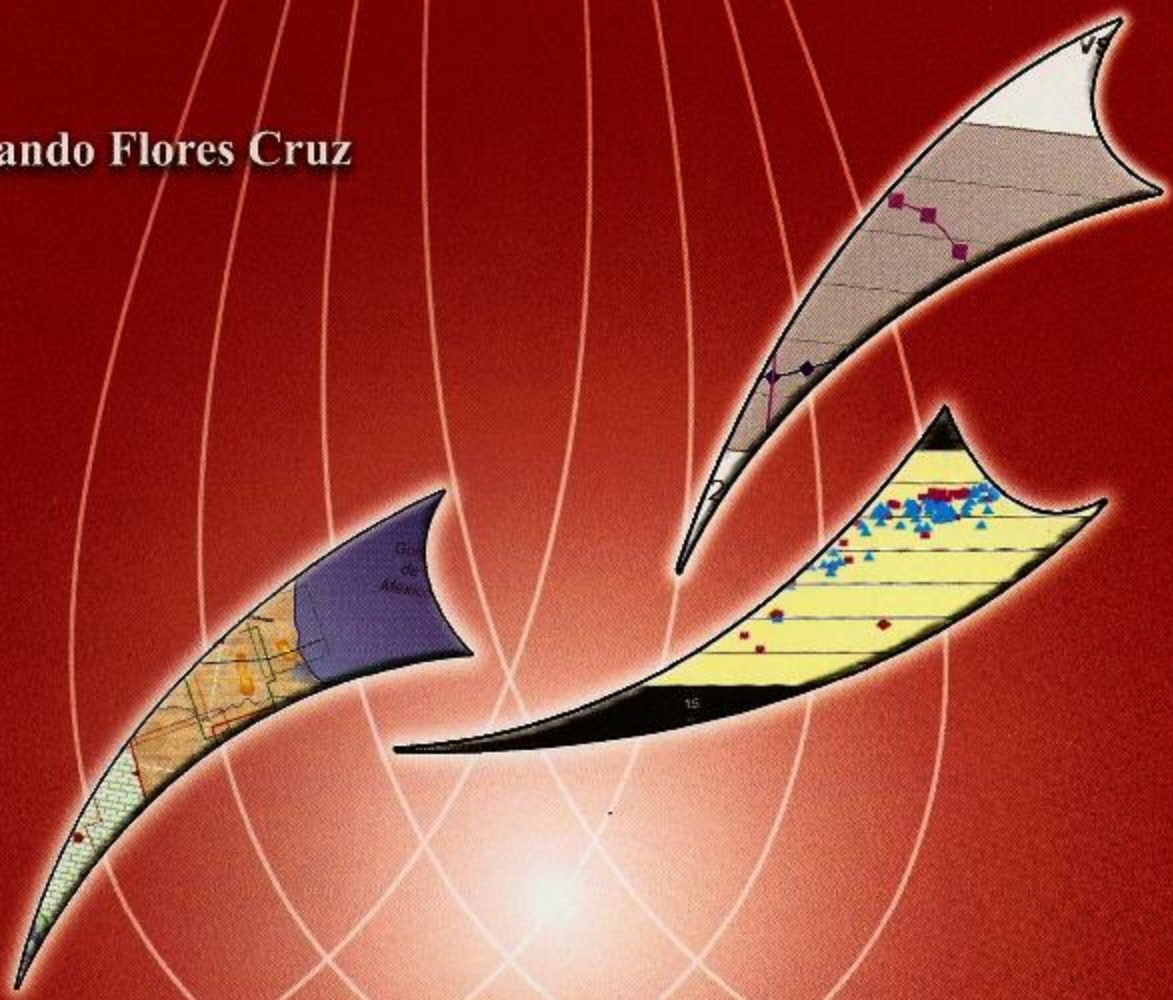
Asociación Mexicana de
Geofísicos de Exploración, A.C.

Boletín Técnico

" Análisis de amplitudes usando Descomposición Espectral y su aplicación para identificar arenas gasíferas del Mioceno Superior y Mioceno Medio en los campos Cocuite y Playuela, Veracruz "

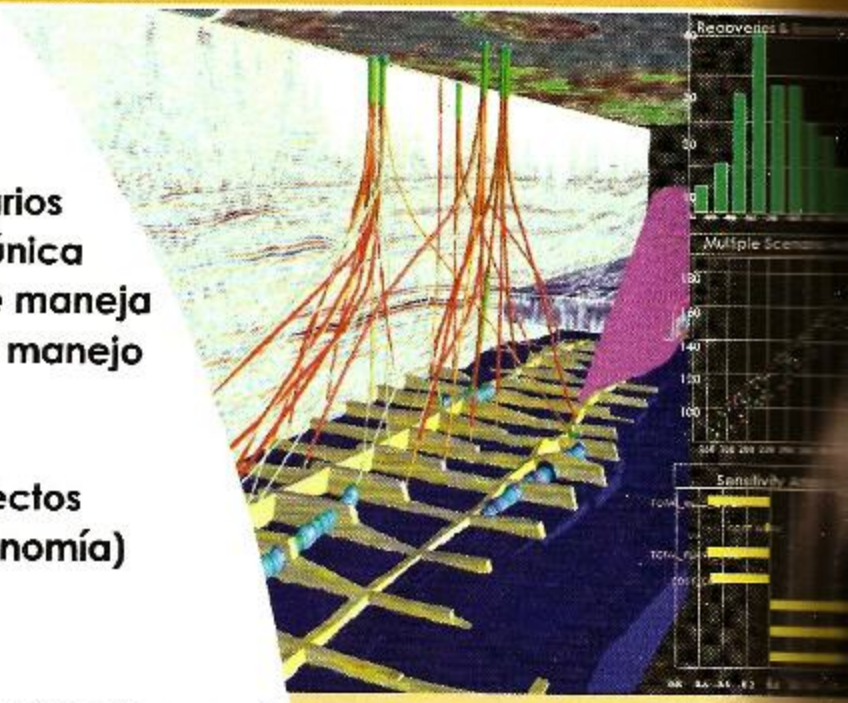
M. en I. Fernando Flores Cruz



Vol. 44 No. 4 Octubre - Diciembre 2004

DecisionSpace® Decision Management System (DMS)

Optimice el desempeño de sus activos con el análisis de decisiones riguroso



Mejore el desempeño de sus activos a través de la simulación y evaluación riguroso y continuo de múltiples escenarios y decisiones.DecisionSpace DMS es la única solución completamente integrada que maneja el riesgo por todo el flujo de trabajo del manejo del activo.

DMS integra activamente todos los aspectos del activo (superficie, subsuelo y la economía) de manera significativa.

DMS y DecisionSpace Nexos reducen significativamente el ciclo de tiempo de la toma de decisiones a través de simulación y optimización en forma rápida habilitada por cálculos computacionales paralelas.

Identificando los resultados probables, riesgos claves y seleccionando los escenarios óptimos de desarrollo basados en impulsores de negocio críticos, DMS permite la mejor decisión posible.

El diseño abierto y escalable de DMS permite la construcción de flujos de trabajo customizados y la integración de varias tecnologías.

Landmark

HALLIBURTON

Digital and Consulting Solutions

(Miembro de la FACCTIIEM , SEG , UMAI y ULG)

CONSEJO DIRECTIVO 2005-2007

M. en C. Rodolfo Marines Campos
Presidente
M. en I. Efraín Méndez Hernández
Vicepresidente
Ing. Carlos Flores Romero
Secretario
M. en C. Fernando Flores Cruz
Prosecretario
Ing. Patricia Oceguera Serrano
Tesorera
Ing. Rebeca Navaro Hernández
Protesorera
M. en C. Jorge Mendoza Amuchástegui
Editor
Dr. Oscar Campos Enríquez
Coeditor
Ing. Alberto Santana Fernández
Coordinador de Eventos Técnicos
Ing. José Rodolfo Rocaha Ruíz
Coordinador de Eventos Sociales
M. en A. Leopoldo E. Hernández Avila
Coordinador Fundación AMGE
Ing. Javier Núñez Ariza
Coordinador del Exterior
Ing. Jaime Guerra Ortíz
Coordinador de Jubilados
Ing. Jun José Bolaños Espinosa
Coordinador de la Gaceta
Ing. Agustín Ruíz Violante
Coordinador página Web

CONSEJO DE HONOR Y JUSTICIA
Dr. Guillermo A. Pérez Cruz Ing. César Navarro Tafolla
Ing. Jorge R. Vera Sánchez

PRESIDENTES DELEGACIONALES
Ing. Marco A. Gheno Juárez
Cd. Del Carmen,Camp.
Dr. Raúl Del Valle García
Cd. De México
Ing. José Gpe. González Zúñiga
Coatzacualcos, Ver.
Dr. Luis Canales
Houston, Tx.
Ing. Jesús Arredondo Fragoso
Morelia, Mich.
Ing. Julio Pérez Aldana
Poza Rica ,Ver.
Ing. Everardo Castro Medellín
Reynosa , Tamps.
Ing. José C. Cámara Alfaro
Tampico, Tamps.
M. en C. Marco Antonio Arreguín López
Veracruz , Ver.
Ing. Gerardo Clemente Martínez
Villahermosa , Tab.

Vocalias
M. en I. Alejandro Cerón Fernández
Instituto Mexicano del Petróleo
Dr. Jaime Urrutia Fucugauchi
Instituto de Geofísica
Ing. José Gpe. González Zúñiga
F.A.C.C.T.I.I.E.M.
M. en I. Hermes Aguirre Vargas
U. Latinoamericana de Geofísica
Dr. Salvador Alvarez Ballesteros
Unión Mexicana de Asoc. de Ingenieros
M. en I. Luis Mario Palacios Reyes
I.P.N.
M. en I. Ricardo Castrejón Pineda
U.N.A.M.
Ing. Juan Pasillas Ramírez
Instituto Tecnológico de Madero
Dr. Cosme Pola Zimuta
U.A.N.L. (campus Linares)
Dr. Juan García Absdelem
C.I.C.E.S.E.

Jalapa 92 planta baja Depto. I, Col. Roma, Del. Cuauhtémoc , C.P. 06700 , México, D.F., TEL. 55142530

rmarines@imp.mx emendezh@pep.pemex.com

Mensaje del Editor

Estimados Colegas:

Continuando con el orden de ideas expresadas en nuestro boletín anterior, referentes a la marcada tendencia en nuestro entorno profesional de extraer la mayor información posible del subsuelo a partir de las trazas sísmicas, en esta ocasión presentamos a ustedes la historia de un caso de aplicación de la técnica conocida como Descomposición Espectral para apoyar la identificación de arenas productoras de gas en los campos de Cocuite y Playuela, en el estado de Veracruz, y que sirvió de investigación base para que el autor desarrollara su tesis de Maestría. El artículo* nos lleva, detalladamente y de manera práctica, a través de todo el flujo de trabajo que es necesario realizar para obtener datos válidos para hacer inferencias acerca del contenido de hidrocarburos en las arenas de los Miocenos Medio y Superior en las áreas de interés, y podremos corroborar la premisa que está resultando decisiva para tener éxito en este tipo de estudios: integración y congruencia de información.

Espero encuentren útil e informativo el artículo, y reitero la invitación que les he hecho en pasados boletines para contribuir con sus artículos a esta publicación, pues es el mejor medio de dar a conocer entre nuestros asociados el trabajo que venimos desarrollando dentro de la Geofísica de Exploración de nuestro país.

Reciban un afectuoso saludo.

M. en C. Jorge A. Mendoza Amuchástegui
Editor

Jamendoz@imp.mx

*El responsable del contenido técnico es el autor del trabajo

"Análisis de amplitudes usando Descomposición Espectral y su aplicación para identificar arenas gasíferas del Mioceno Superior y Mioceno Medio en los campos Cocuite y Playuela, Veracruz"*

M. en I. Fernando Flores Cruz**

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 Poststak" que incluyen: 1).-Análisis clásicos como la Transformada de Fourier, para determinar los espectros de amplitud y fase 2).-Análisis estadístico de mapas de amplitud ,para identificar rangos de anomalía y 3).-La Descomposición Espectral basada en la Transformada Discreta de Fourier (DFT) que es la que se utiliza en un tipo de software utilizado y la basada en transformada de ondícula (WT) que es la que se utiliza en el otro.

---

*Tesis de Maestría con Mención Honorífica, presentada en la Facultad de Ingeniería de la UNAM en octubre de 2005, Tutor Dr. Martín Cárdenas Soto.

**Coordinación de Prospectos y Caracterización Inicial del Activo Integral Veracruz de la Subdirección de la Región Norte de PEP, Tel. MicroPemex (821) 22413

INTRODUCCION

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 ayuda 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 almacen (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.

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. Se propone una aproximación cuantitativa que son los espectros de amplitud obtenidos de la descomposición espectral para reducir las incertidumbres en el proceso de generación de nuevos prospectos de gas.

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.

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.

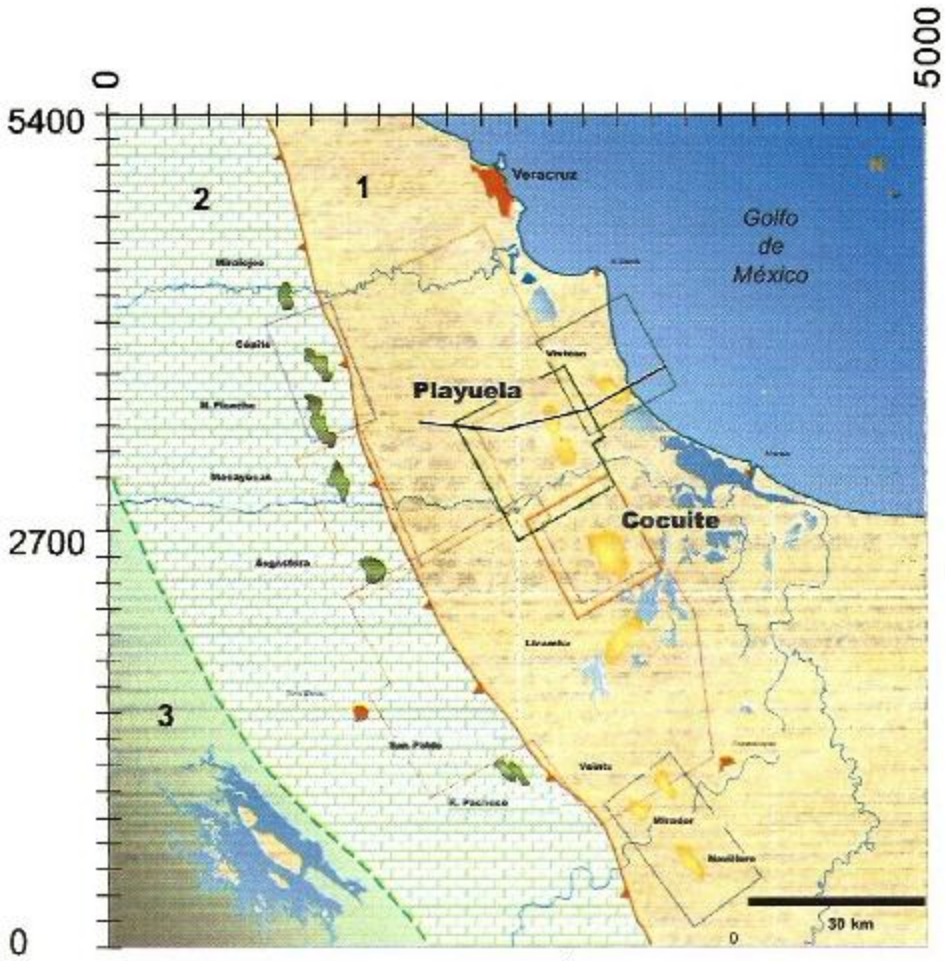


Figura II.1 Ubicación de los campos Cocuite y Playuela en la Cuenca Terciaria de Veracruz (1), Plataforma de Córdoba (2) y Sierra de Zongolíca (3). Eje Horizontal trazas, eje vertical líneas

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 II.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 120 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 geóponos	lineal
Distancia entre geóponos	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 Km2
Área de perforación	237.26 Km2
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
LS_MM_11_70	84.2

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

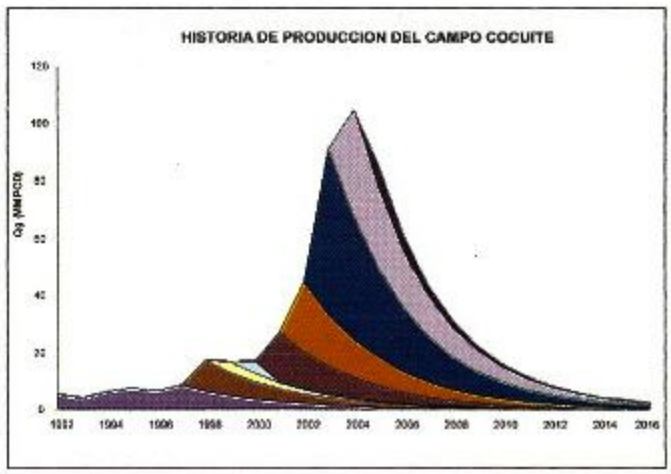


Figura II.2 Historia de producción campo Cocuite(Reporte Interno PEMEX, 2003)

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 busqueda de objetivos petroléros económicamente rentables.

Para el caso de la exploración sísmica 3D los constrastes 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.

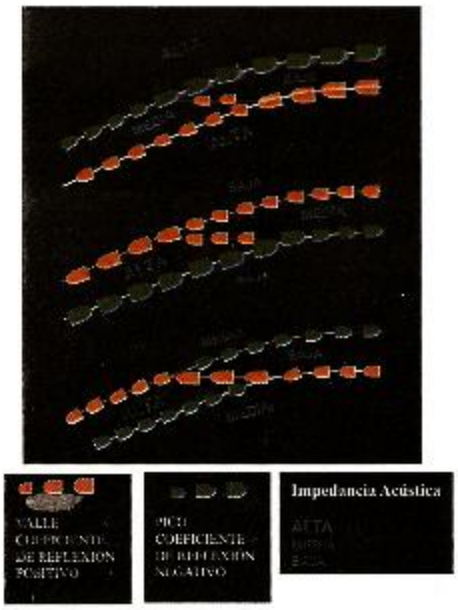


Figura II.3 Respuestas sísmicas en función de contrastes de impedancia

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.

Antecedentes Geológicos

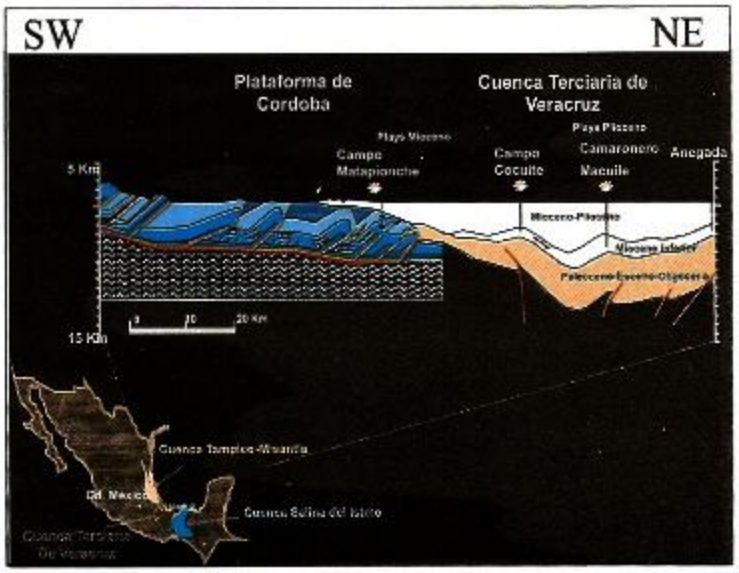


Figura II.4 Marco Geológico de la Cuenca Terciaria de Veracruz (Reporte Interno PEMEX, 2005)

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.

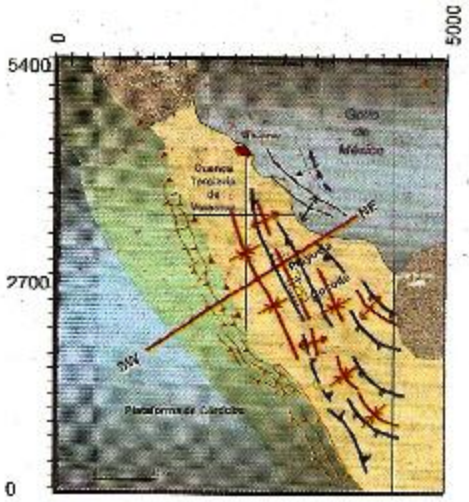


Figura II.5 Marco Geológico de la Cuenca Terciaria de Veracruz, vista horizontal.. Se observa la ubicación de la sección sísmica, el Trend Estructural Novillero-Víbora-Chachalacas, donde se ubican los campos de Cocuite y Playuela. Eje Horizontal trazas, eje vertical líneas Espinoza *et al* 2005

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.

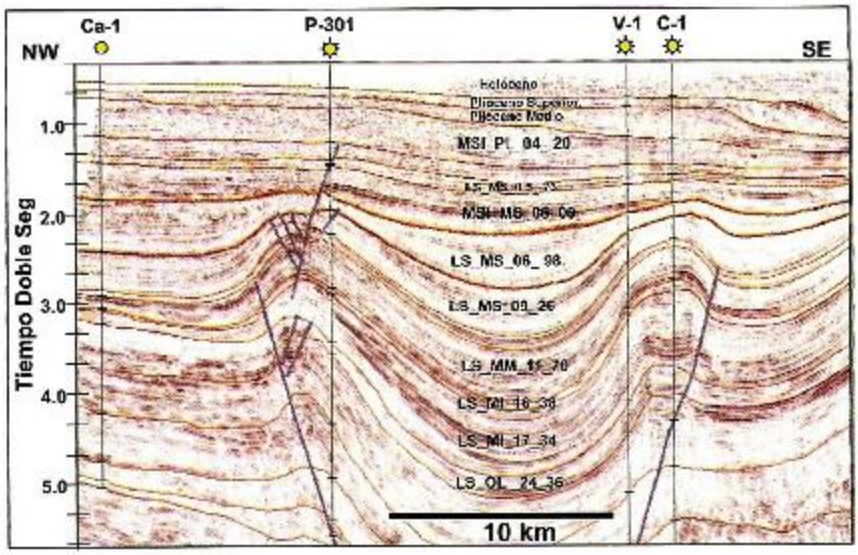


Figura II.6 Estratigrafía de la Cuenca Terciaria de Veracruz. (Reporte Interno PEMEX, 2005)

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 a oeste (sentido de las líneas).

La mayor importancia de está 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.

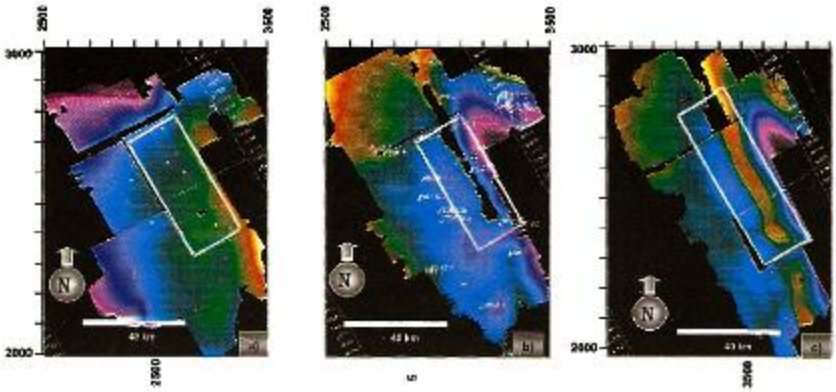


Figura II.7 Distribución de los principales límites de secuencia en el Mioceno Superior en la Cuenca Terciara de Veracruz. A) Secuencia 5.73 millones de años. B) Secuencia 6.98 millones de años. C) Secuencia 9.26 millones de años

Gracias al análisis petrográfico de la mayoría de los pozos perforados en la Cuenca Terciaria de Veracruz, 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 sismicos.

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, es decir, en la Cuenca Terciaria de Veracruz, 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 intermites 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.

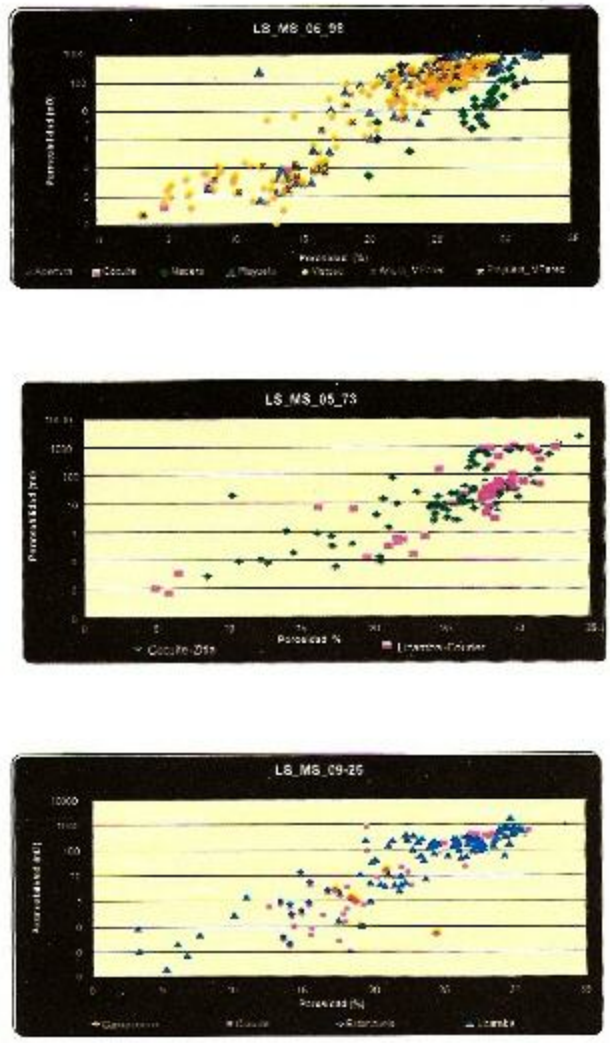


Figura II.8 Porosidades y Permeabilidades de arenas en el Mioceno Superior en la Cuenca Terciaria de Veracruz.. A) Secuencia 5.73 millones de años. B) Secuencia 6.98 millones de añosC) Secuencia 9.26 millones de años (Reporte Interno PEMEX, 2005)

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, es decir, al existir cambios hacia facies ubicadas en el talud o cuenca, los depósitos tienden a ser de flujos erráticos.

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 es la secuencia productora, y que paradójicamente, es la de mayor producción diaria actualmente en toda la Cuenca Terciaria de Veracruz.

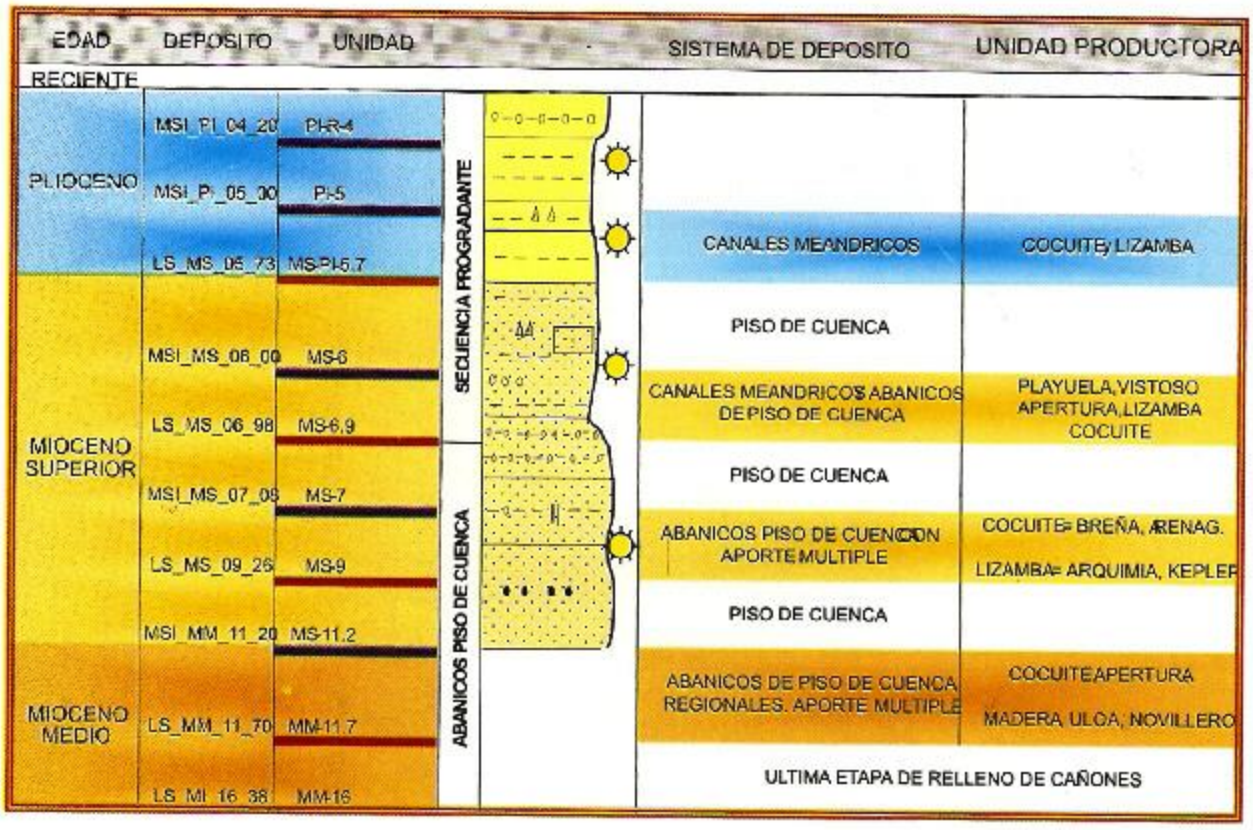


Figura II.9 Columna estratigráfica de la Cuenca Terciaria de Veracruz. (Reporte Interno PEMEX, 2005)

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.

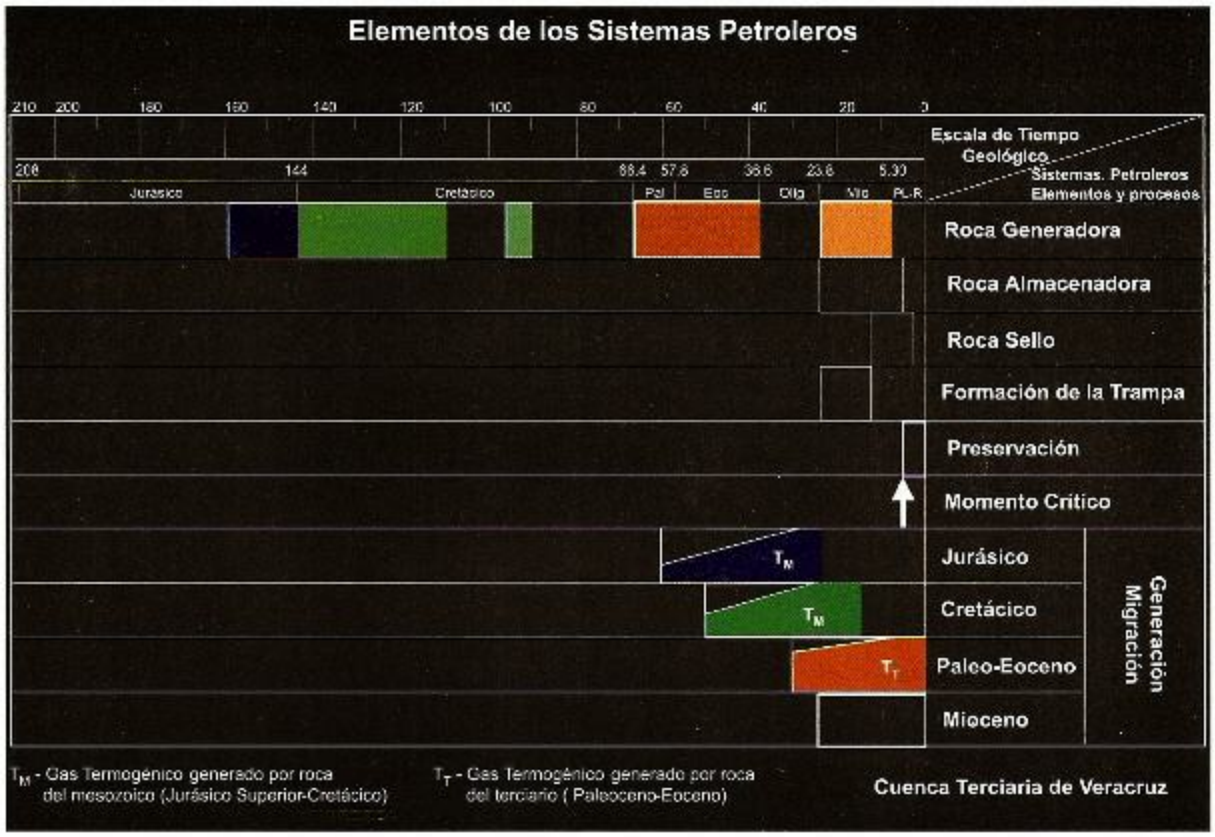


Figura II.10 Sistema Petrolera para la Cuenca Terciaria de Veracruz. (Vazquez E, 2005)

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.

ANOMALÍAS DE AMPLITUD POSTSTAK

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:

a) sobre un horizonte, figura III.1
B) y en un intervalo comprendido en una ventana temporal, figura III.1
c) entre dos horizontes, figura III.2

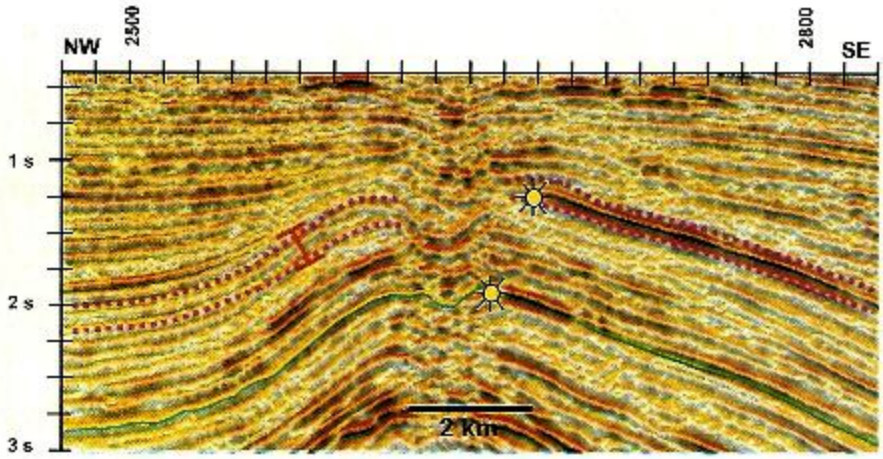


Figura III.1 Extracciones de amplitud sobre una ventana de extracción (parte superior) y sobre el horizonte (parte inferior). Eje vertical TTWT en segundos, y eje horizontal en lineas.

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. Para este análisis la amplitud RMS se define como:

$$A_{RMS} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} A_i^2}{n}} \qquad \text{(III.1)}$$

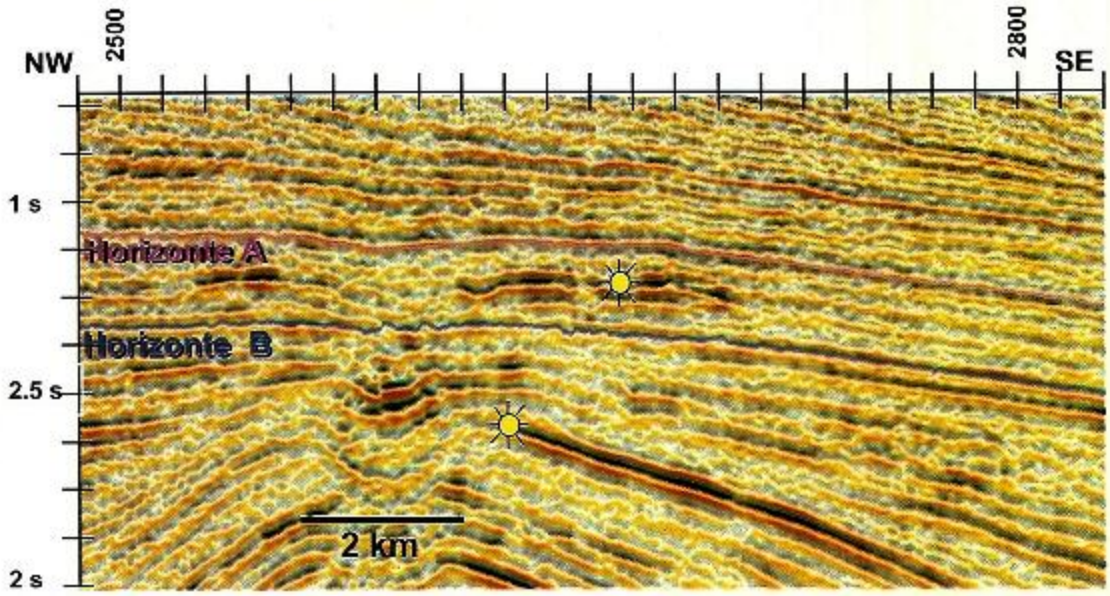


Figura III.2 Extracciones de amplitud entre horizontes. Esta extracción es usual cuando se tienen variaciones en el tamaño de los reflectores que imposibilita el uso de una temporal.ventana. Eje vertical TTWT en segundos, y eje horizontal en líneas.

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 de las principales Plataformas de Interpretación):

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.

III). 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 elste 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.

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 .

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 manera de obtener información adicional 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 deltaícos y arenas gasíferas. Taner *et al* (1979) aplicarón los atributos sísmicos obtenidos de la traza compleja en la interpretación geológica.

Se utilizan en los horizontes interpretados en tiempo sobre la sismica 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.

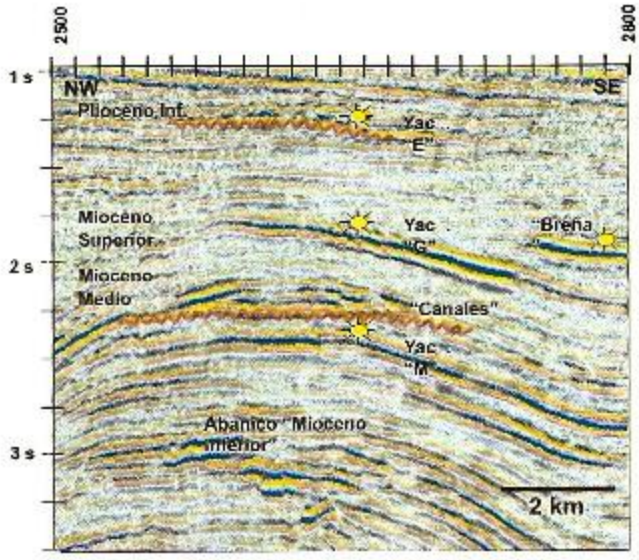


Figura III.3 Sección sismica en tiempo en el cubo Cocuite. Nótese las anomalías de amplitud en cada uno de los yacimientos de gas marcados. Eje vertical TTWT en segundos, y eje horizontal en lineas.

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 almacen 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)

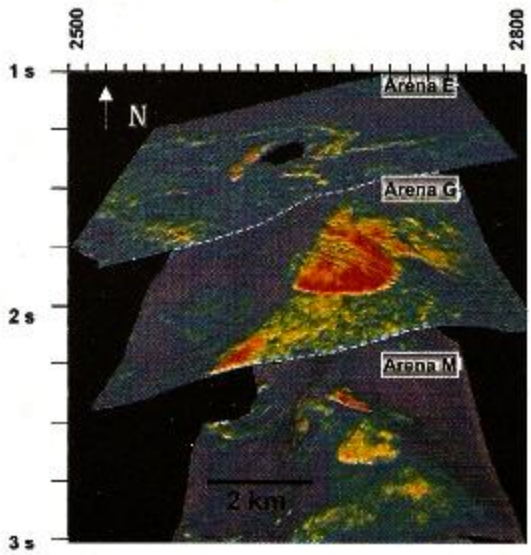


Figura III.4 Secuencias Productoras del Mioceno Superior y Medio del campo Cocuite, ubicadas entre los 1600 m y 2500 m. Eje vertical TTWT en segundos, y eje horizontal en lineas. (Flores, 2002)

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.

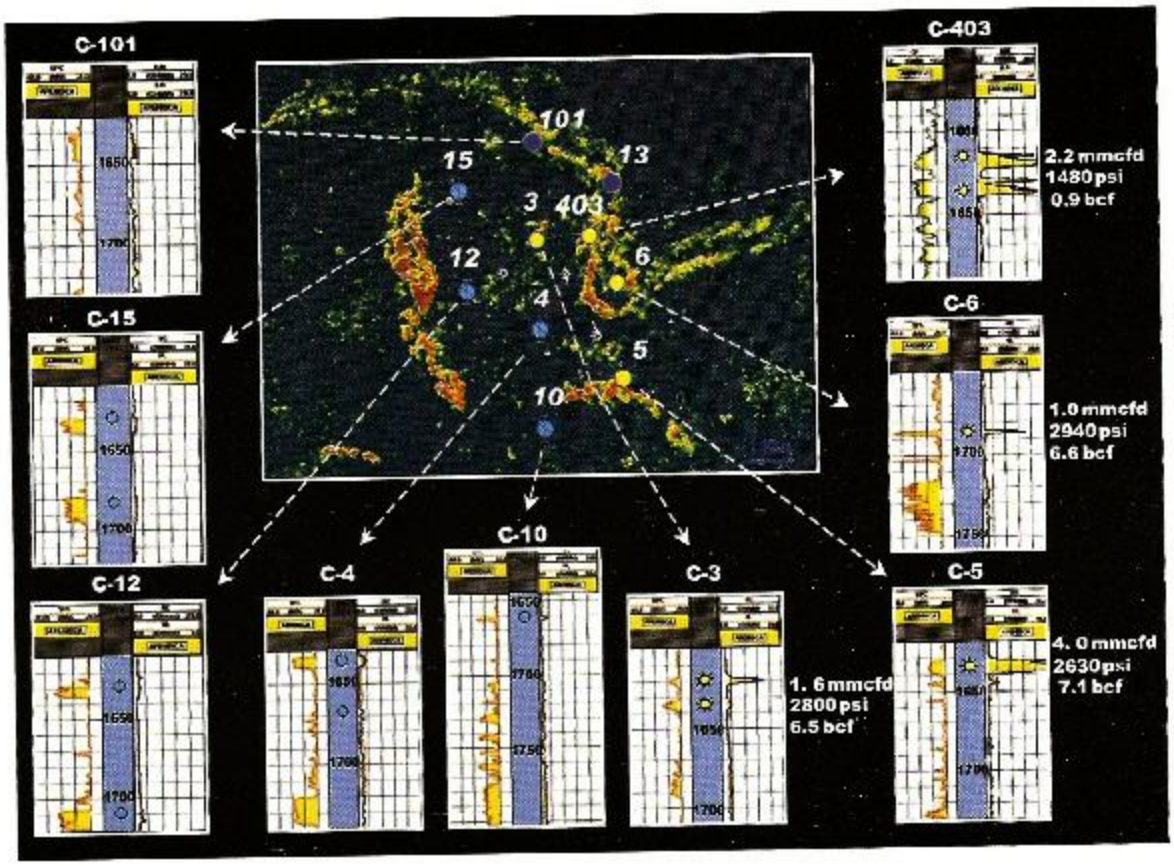


Figura III.5 Calibración de anomalías de amplitud y pozos productores para la secuencia de la Arena E. Nótese que los pozos dentro de las anomalías de amplitud tienen buena resistividad y los que están fuera tienen baja resistividad (Reporte Interno PEMEX, 2003)

En 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, es fue debido, probablemente, al efecto de la porosidad que con agua, pueden provocar cambios de impedancia con el medio que los encapsula. Además de que varios pozos tuvieron una gran declinación, esta es una de las razones para analizar con más detalle las anomalías de amplitud.

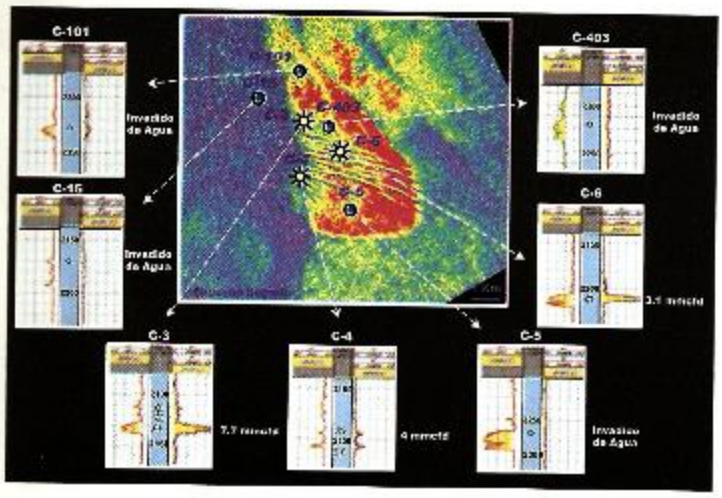
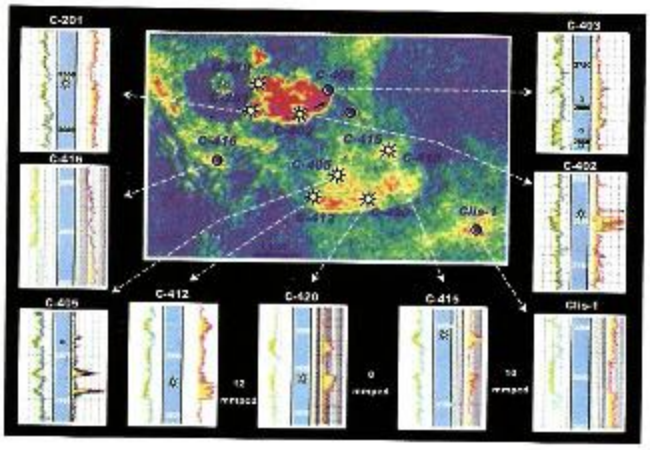


Figura III.6 Calibración de anomalías de amplitud y pozos productores Arena G. Nuevamente, como en el caso de la Arena E los pozos productores tienen buena resitividad. (Reporte Interno PEMEX, 2003)

Figura III.7 Calibración de anomalías de amplitud y pozos productores Arena M. Igual, que ne 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)



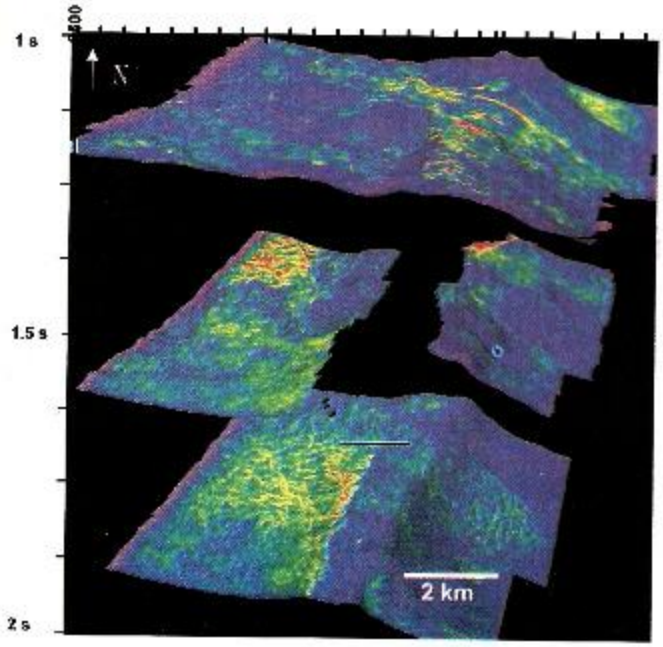


Figura III.8 Diferentes niveles productores en la secuencia LS_MS_06_98 en el cubo Playuela, Estas secuencias están ubicadas entre 1700 m y 2000 m. Eje vertical TTWT en segundos, y eje horizontal en lineas. (Flores 2003a)

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 al 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 limites 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).

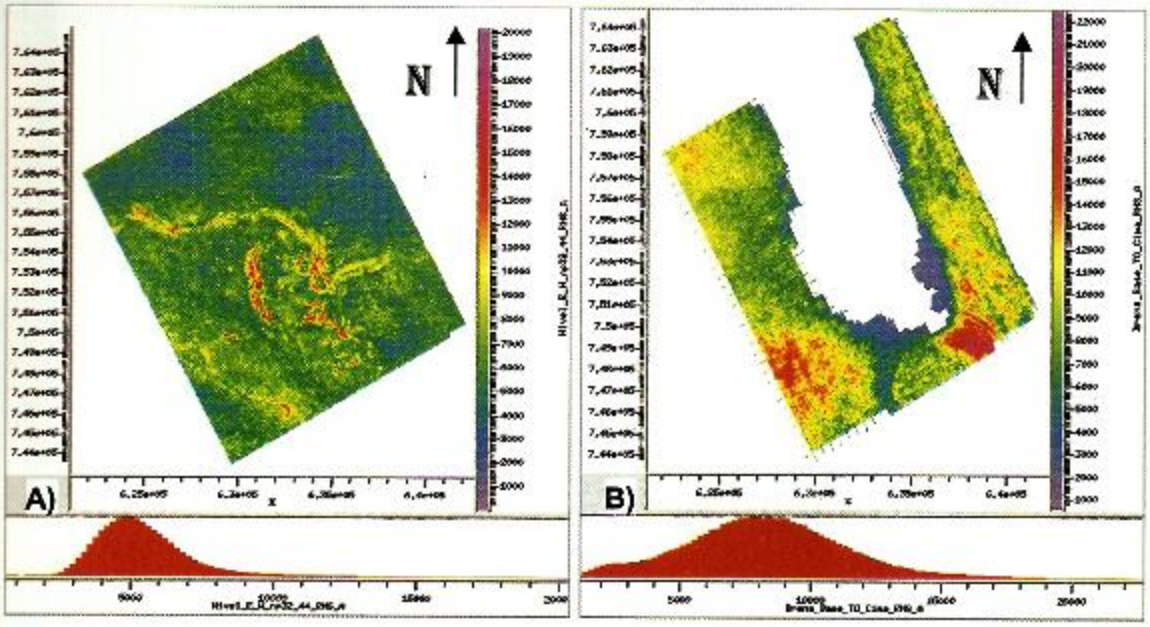


Fig. III.9 Anomalías de amplitud y distribución de los valores de anomalía RMS de los yacimientos productores del Mioceno Superior del campo Cocuite. A) Secuencia LS_MS_05_73_Arena_E. B)

Secuencia LS_MS_05_73_Arena_Breña

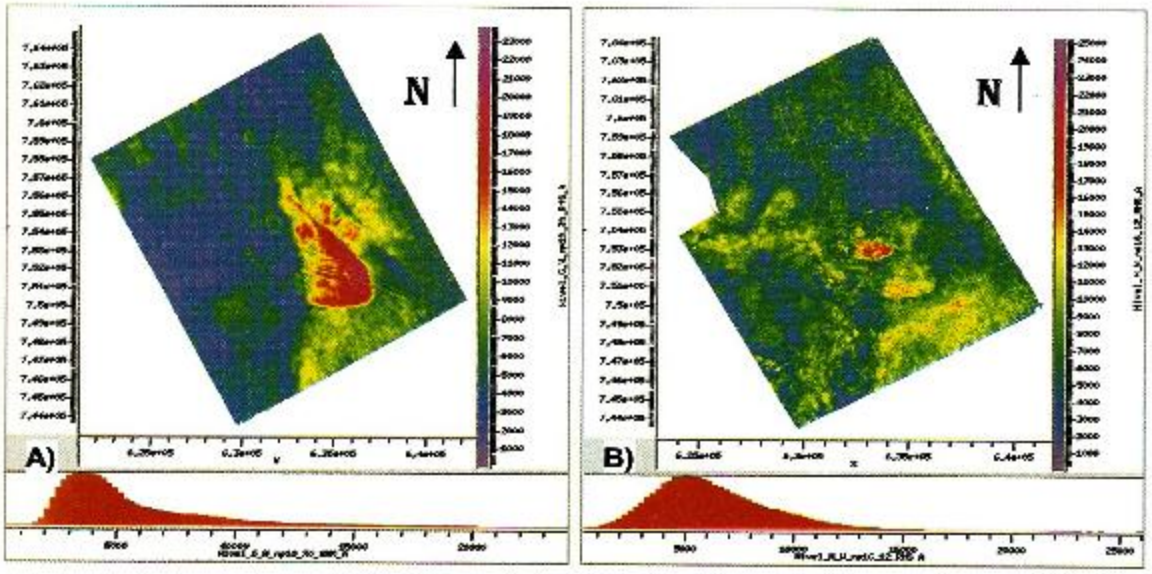


Fig. III.10 Anomalías de amplitud y distribución de los valores de anomalía RMS de los yacimientos productores del Mioceno Superior y Mioceno Medio del campo Cocuite. A) Secuencia LS_MS_09_26_Arena_G. B) Secuencia LS_MM_11_70_Arena_M.

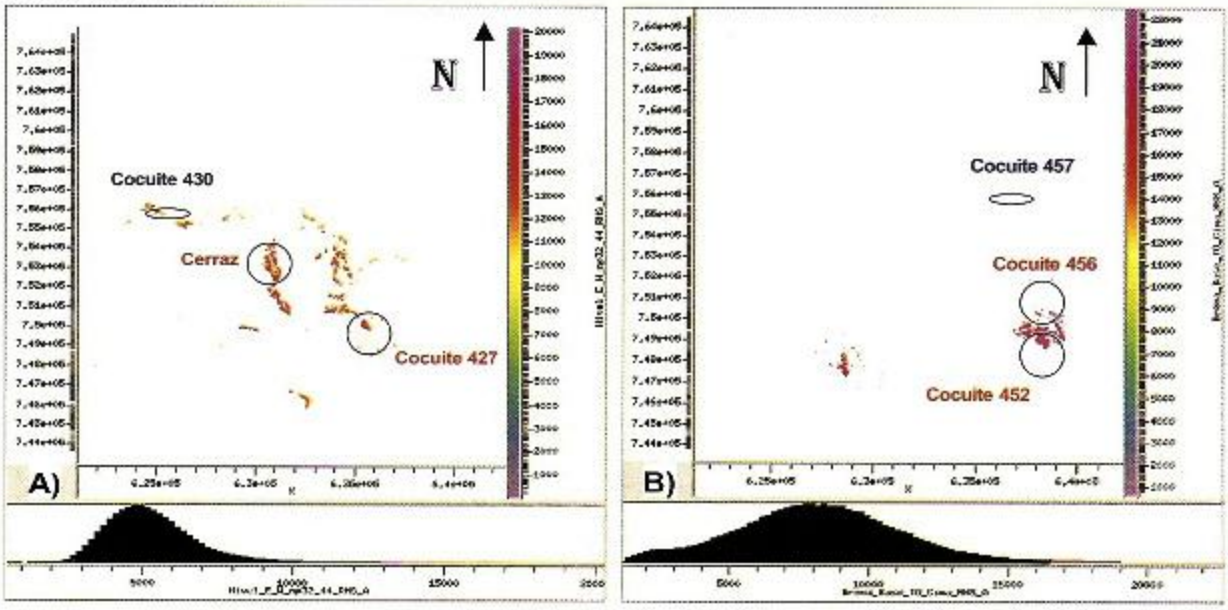


Fig. III.11 Umbral de Anomalía y distribución de algunos pozos productores e improductivos correspondientes a las secuencia LS_MS_05_73 y LS_MS_09_26_Breña. A) y B) Nótese como el umbral de anomalía marca las áreas donde están ubicados los pozos productores y sin anomalía donde está el improductivo.

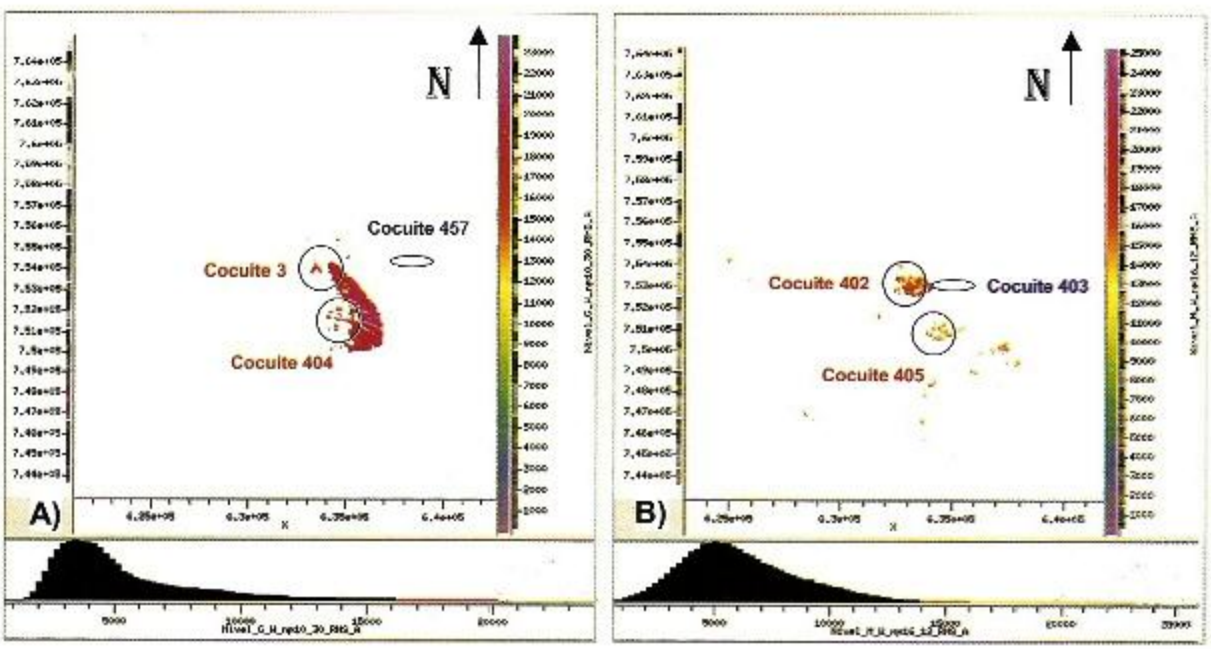


Figura III.12 Umbral de Anomalía y distribución de algunos pozos productores e improductivos correspondientes a las secuencias LS_MS_09_26 y LS_MM_11_70. A) y B) Nuevamente, el umbral de anomalía marca las áreas donde están los pozos productores y sin anomalía donde están los pozos improductivos.

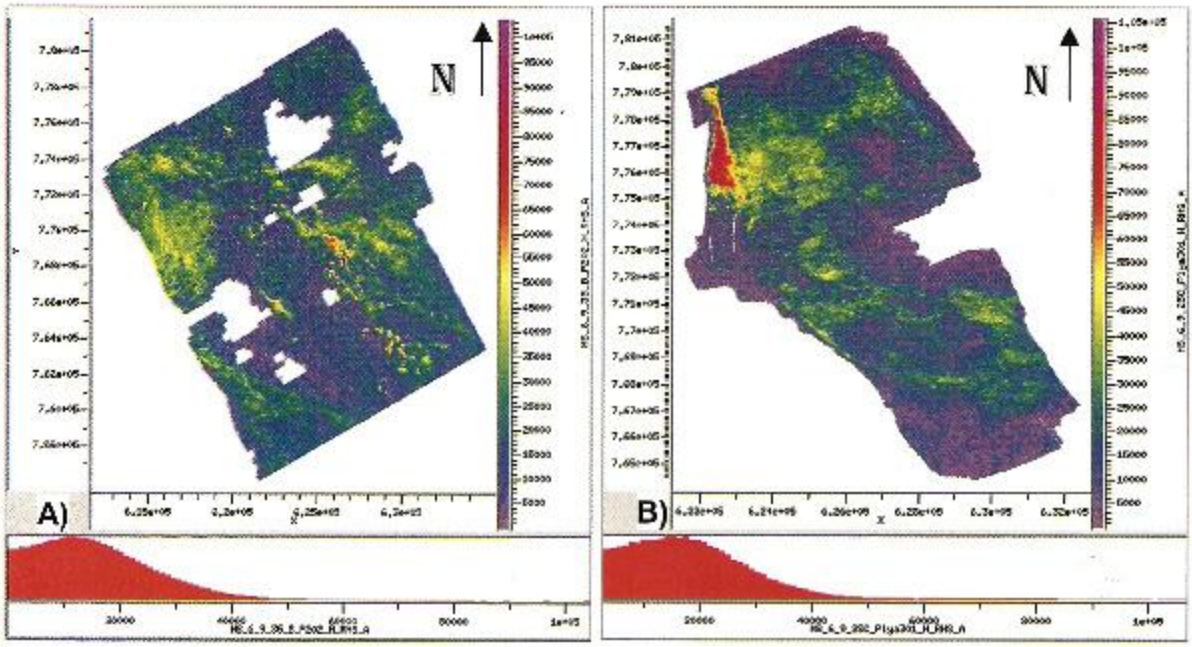


Figura III.13 Anomalías de amplitud y distribución de los valores de anomalía RMS de los yacimientos productores del Mioceno Superior del campo Playuela. A) Secuencia LS_MS_06_98_35C. B) Secuencia LS_MS_06_98_35M2

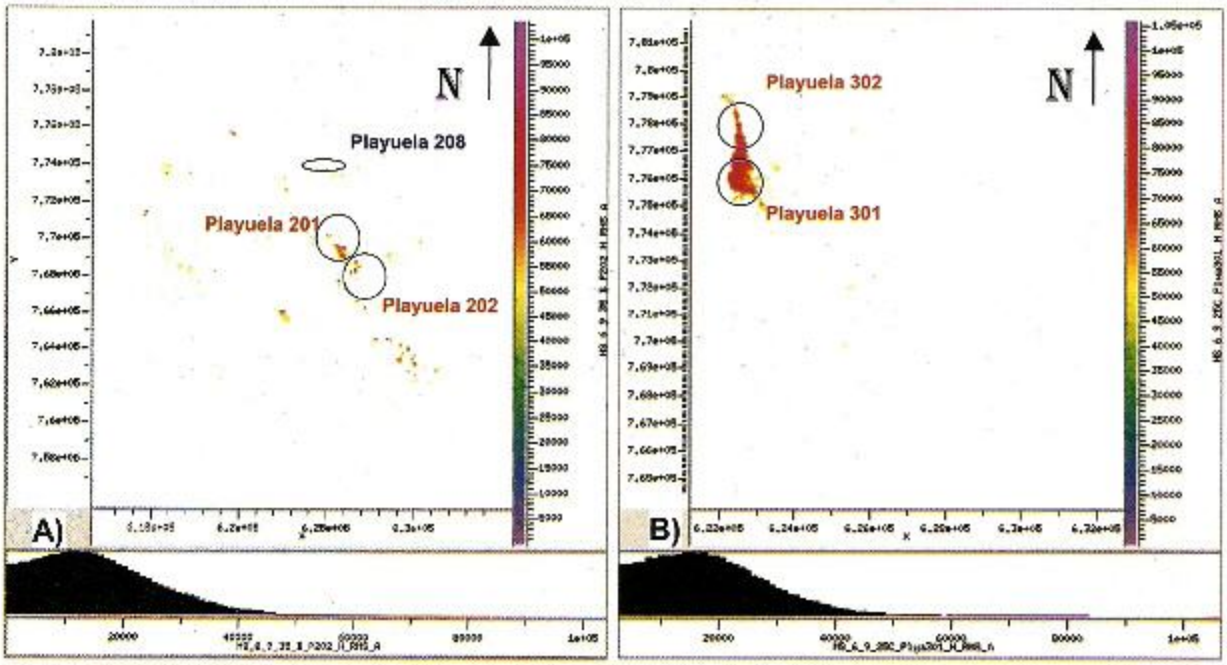


Figura III.14 Umbral de Anomalía y distribución de los pozos productores e improductivos correspondientes a la figura III.13. A) y B) Nuevamente, como en el caso del cubo Cocuite, el umbral de anomalía marca las áreas donde están ubicados los pozos productores y sin anomalía donde están los pozos improductivos.

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

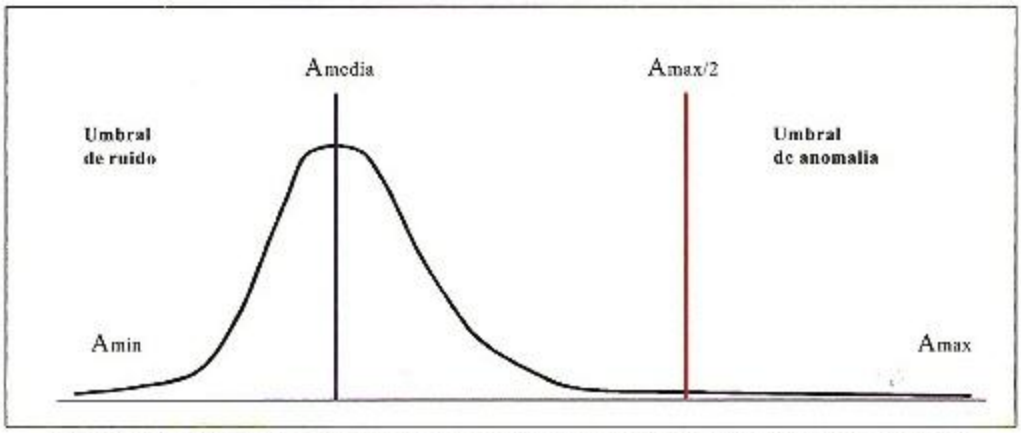


Figura III.15 Umbral de Anomalia y distribución de los pozos productores e improductivos correspondientes a la figura III.13

Esta consideración es de tipo heurìstico 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 limite 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.

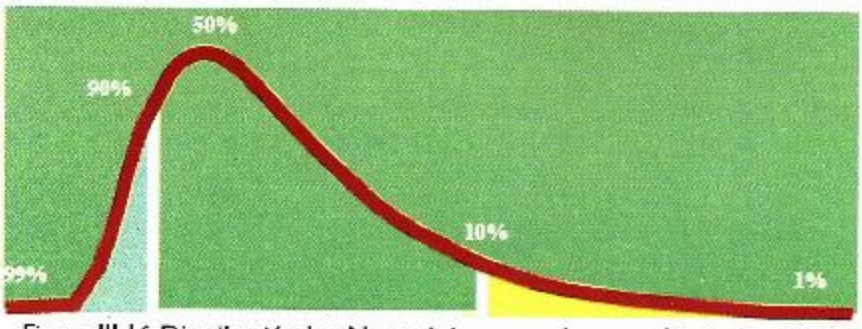


Figura III.16 Distribución LogNormal de mapas de anomalía sísmica RMS.

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

$A_{min} < X < A_{mean}$: corresponde a ~ 50%

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

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 un coeficiente de reflexión positivo 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.

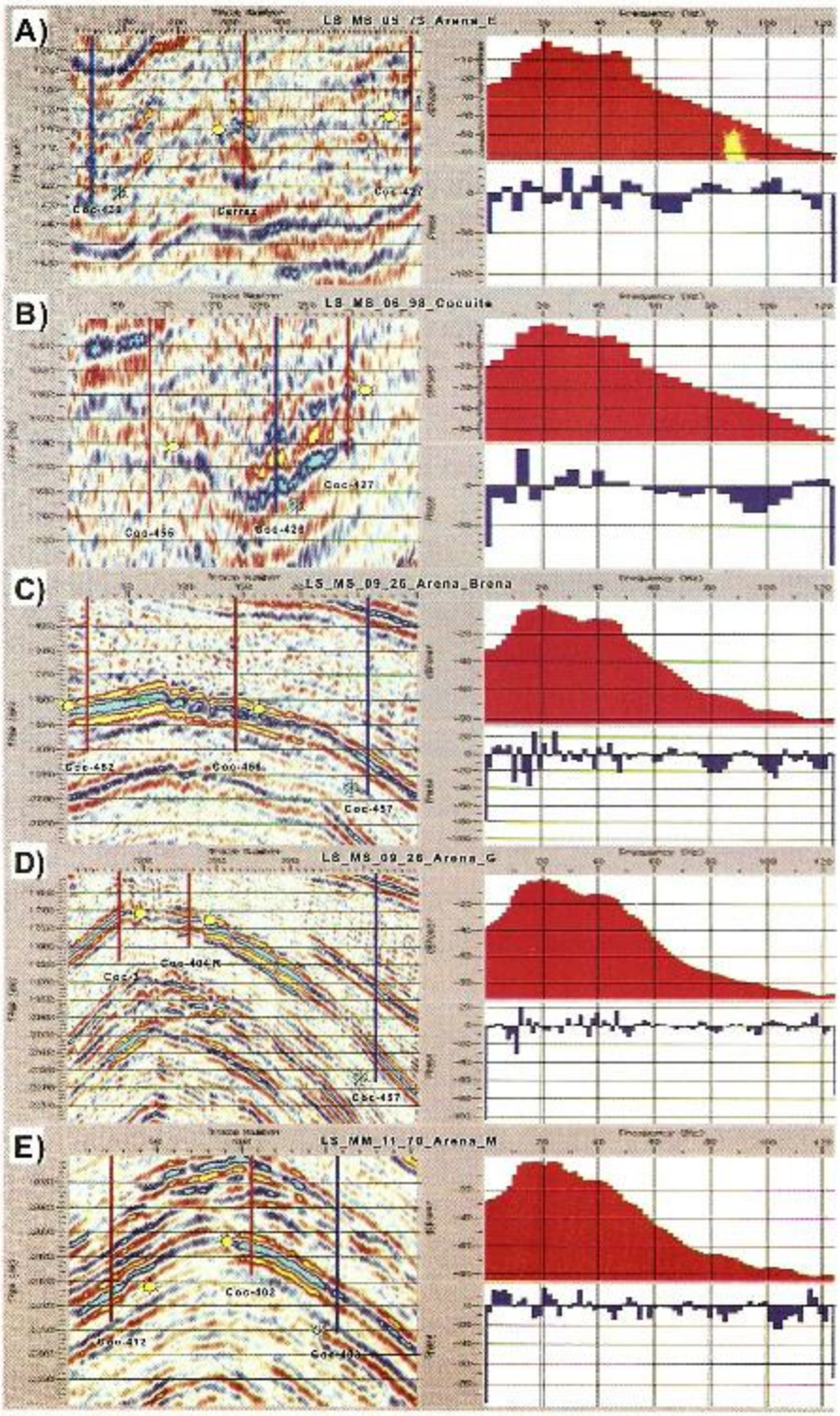


Figura III.17 Secciones sísmicas de los diferentes niveles productores en el campo Cocuite y sus respectivos Espectros de Amplitud y Fase. Cada uno tiene la correlación entre dos pozos productores –línea roja- y un pozo improductivo –línea azul-. Secuencias: A) LS_MS_05_73_Arena_E. B) LS_MS_06_98. C) LS_MS_09_26_Arena_Breña. D) LS_MS_09_26_Arena_G. E) LS_MM_11_7_ Arena_M.

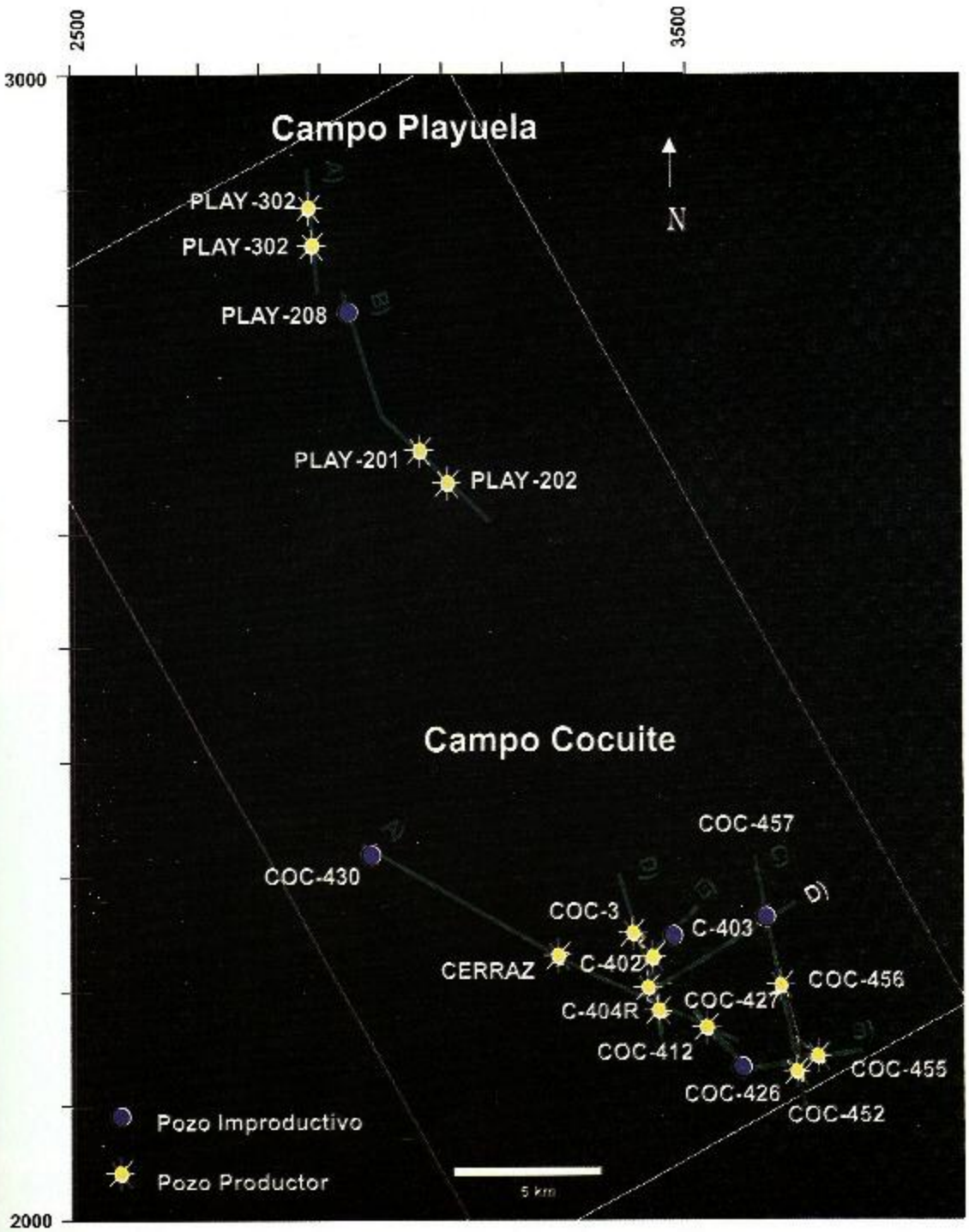


Figura III.18 Ubicación y orientación de las secciones de las Secuencias: A) LS_MS_05_73_Arena_E. B) LS_MS_06_98. C) LS_MS_09_26_Arena_Breña. D) LS_MS_09_26_Arena_G. E) LS_MM_11_7_Arena_M

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

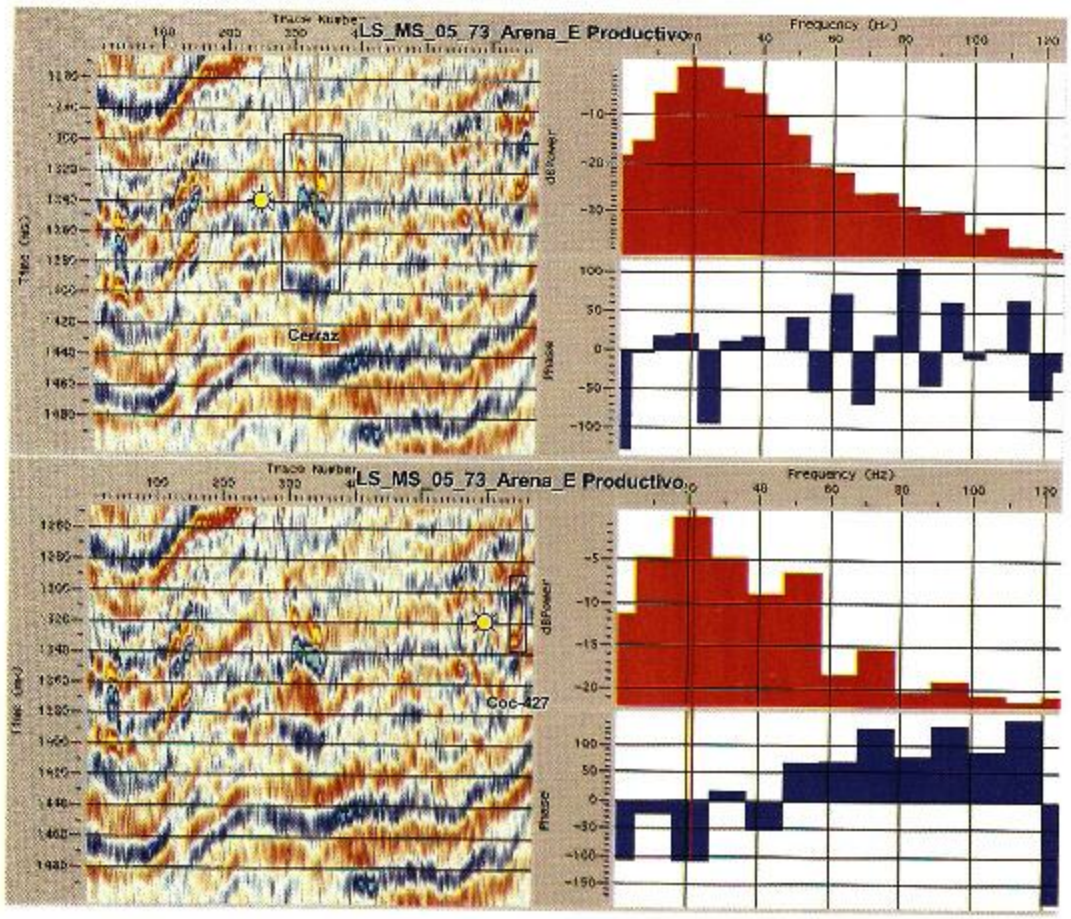


Figura III.19 Secciones sísmicas en el campo Cocuite en el nivel productor LS_MS_05_73_Arena_E. Los Espectros de Amplitud y Fase son calculados usando una ventana pequeña (STFT) alrededor del cuerpo productor.

Este tipo de análisis usando ventanas cortas se le conoce en la literatura como *Short Time Fourier Transform* (STFT). Para estos ejemplos solamente se realizaran 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.

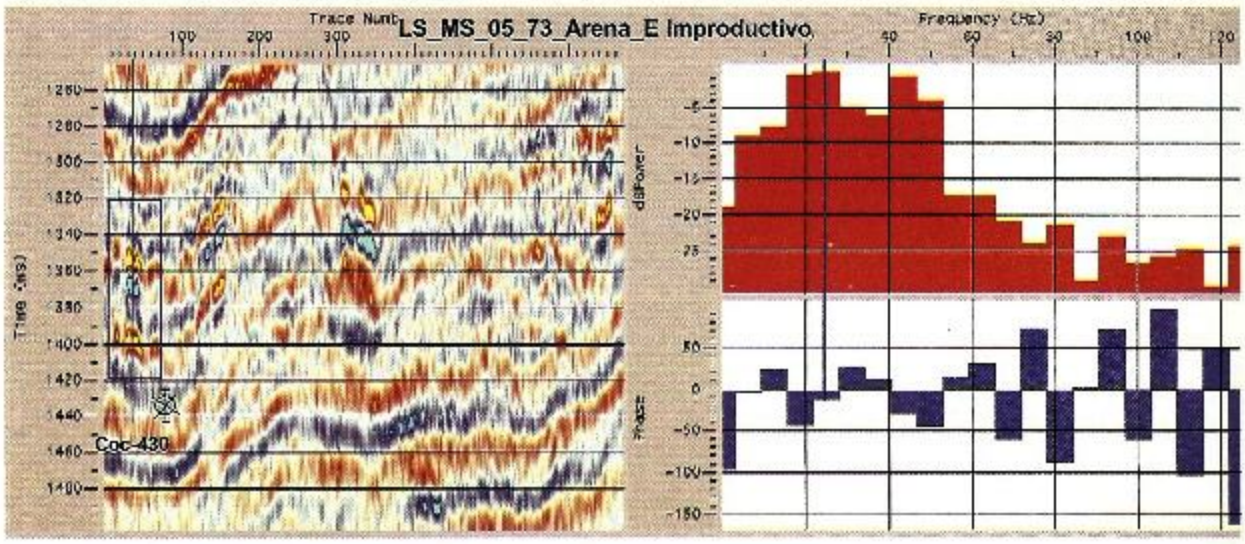


Figura III.20 Sección sísmica de un pozo improductivo en la secuencia LS_MS_05_73_Arena_E y sus Espectros de Amplitud y Fase

Para el caso de un pozo 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.

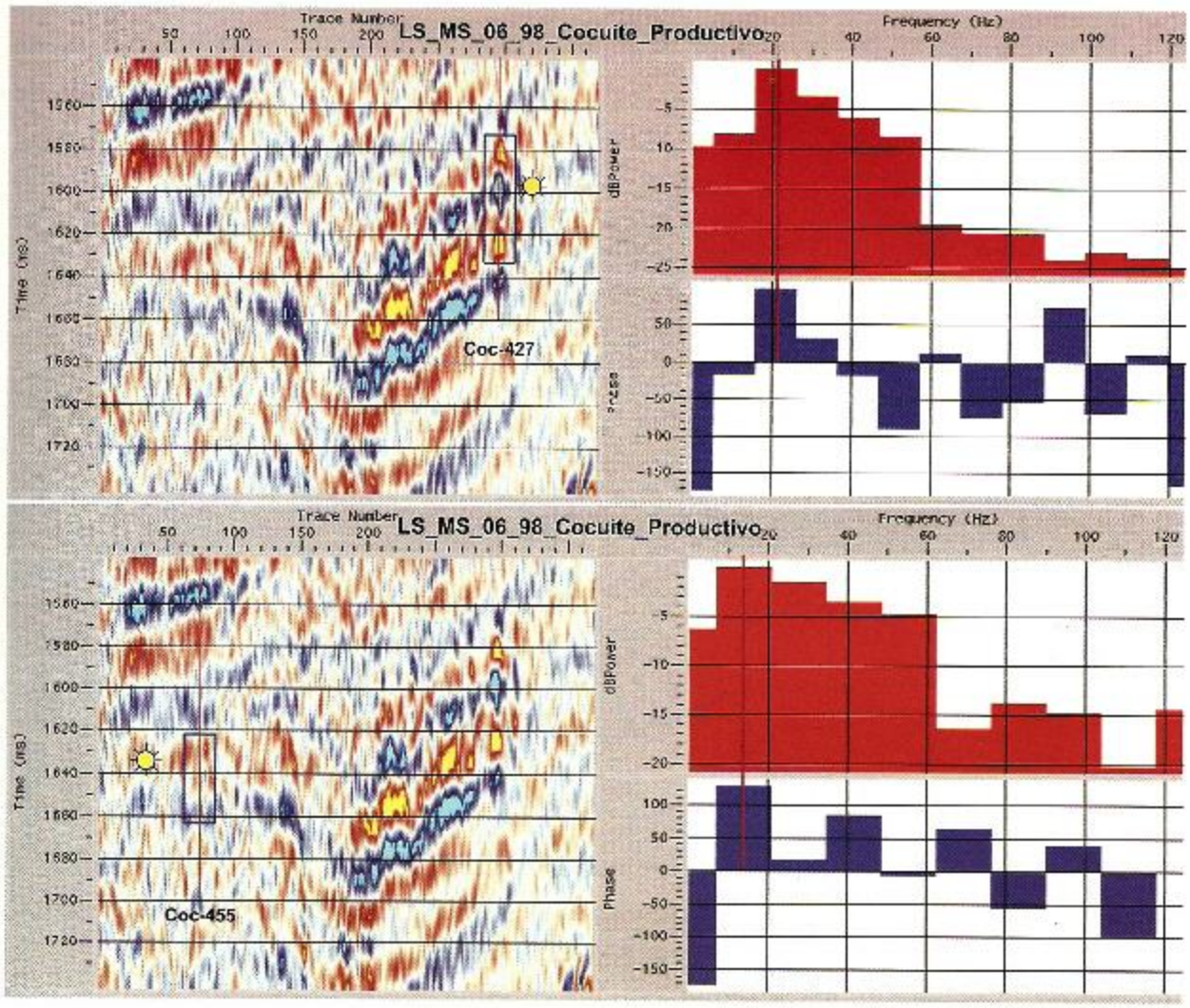


Figura III.21 Secciones sísmicas del nivel productor LS_MS_06_98 y Espectros de Amplitud y Fase para pozos productores

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.

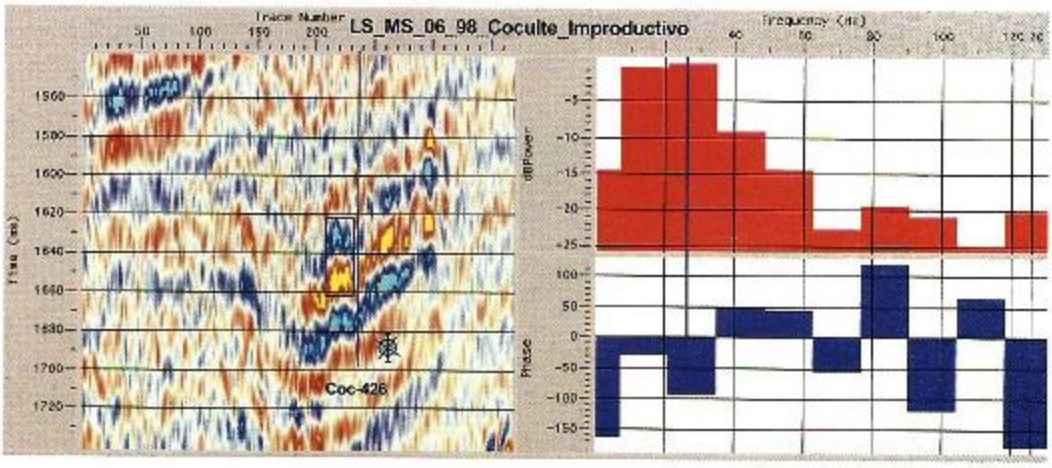


Figura III.22 Sección sísmica de un pozo improductivo en la secuencia LS_MS_06_98 y sus Espectros de Amplitud y Fase

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, *op cit.* 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 convensión 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

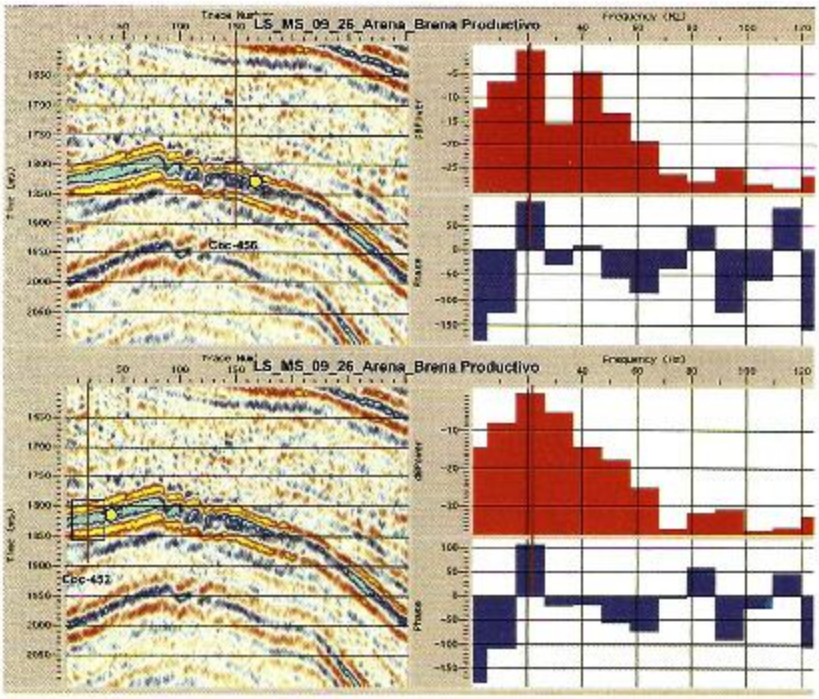


Figura III.23 Secciones sísmicas del nivel productor LS_MS_09_26_Breña en el campo Cocuite y sus Espectros de Amplitud y Fase

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..

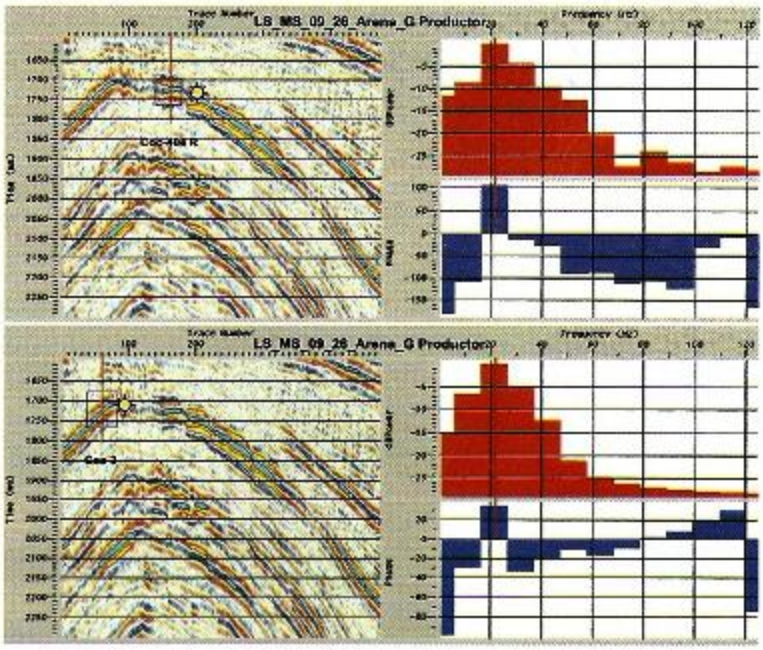


Figura III.24 Secciones sísmicas del nivel productor LS_MS_09_26_Arena_G en el campo Cocuite y sus Espectros de Amplitud y Fase

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.

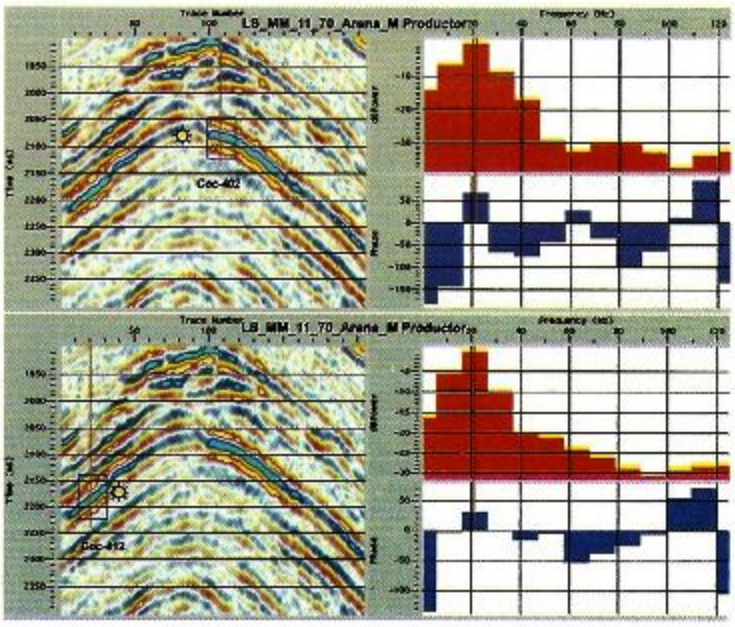


Figura III.25 Secciones sísmicas del nivel productor LS_MM_11_70_Arena_M en el campo Cocuite y sus Espectros de Amplitud y Fase

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

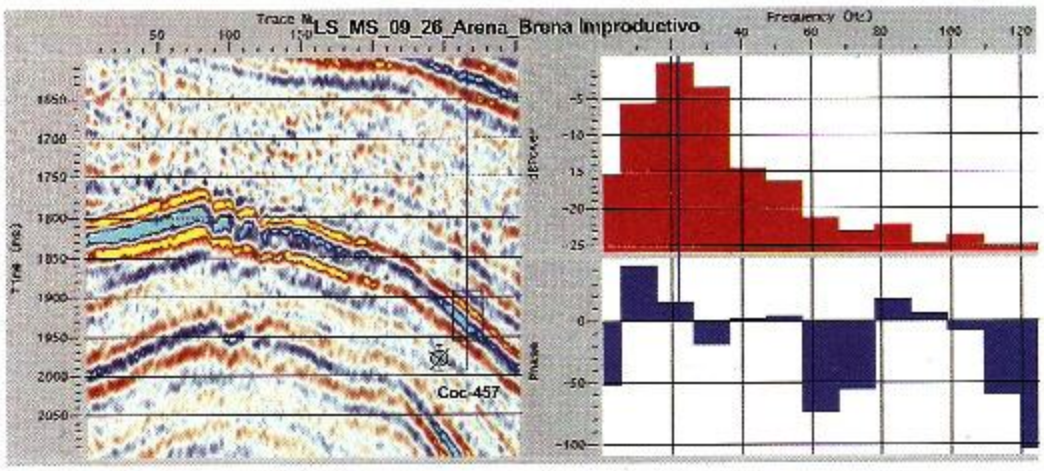


Figura III.26 Sección sísmica de un pozo improductiv o en la secuencia LS_MS_09_26_Breña y sus Espectros de Amplitud y Fase.

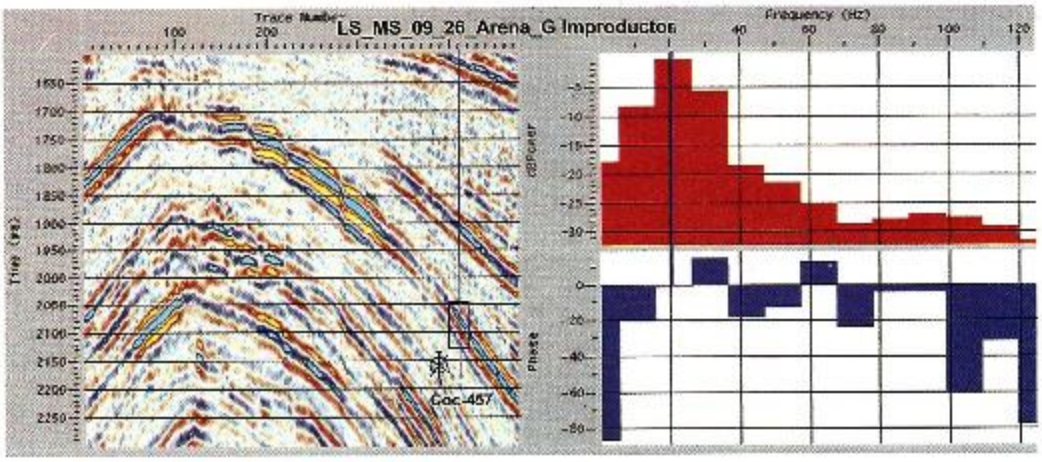


Figura III.27 Sección sísmica de un pozo improductivo en la secuencia LS_MS_09_26_Arena_G y sus Espectros de Amplitud y Fase.

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..

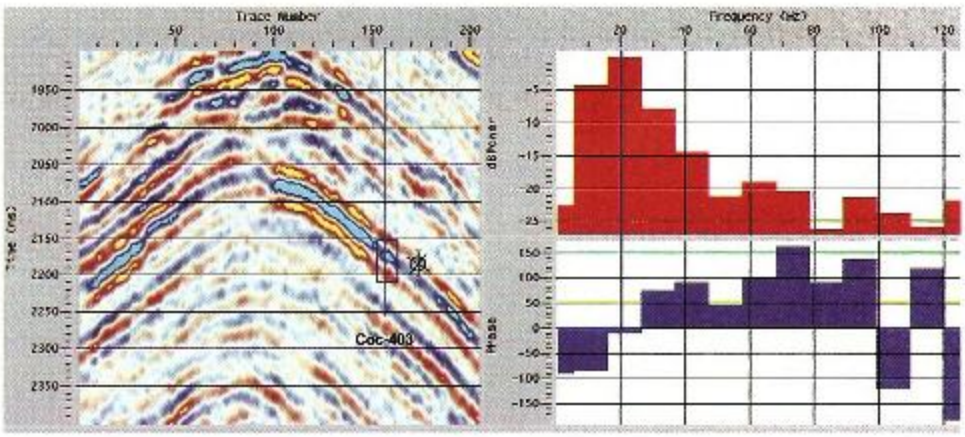
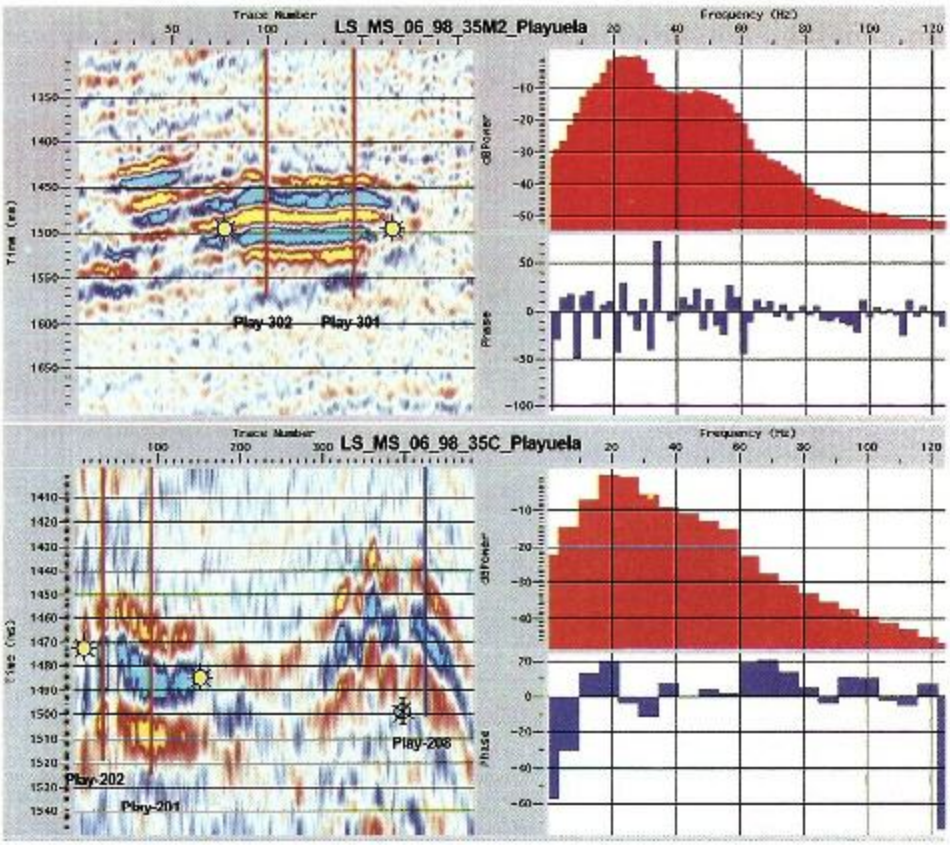


Figura III.28 Sección sísmica de un pozo improductivo en la secuencia LS_MS_11_70_Arena_M y sus Espectros de Amplitud y Fase con la ubicación de la Frecuencia Dominante y Polaridad



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

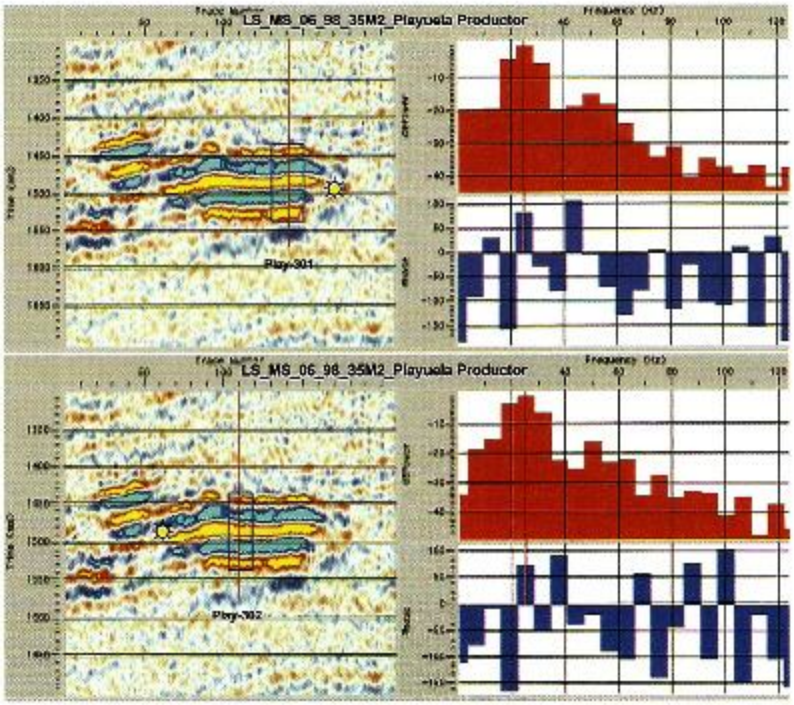


Figura III.30 Secciones sísmicas del nivel productor en la secuencia LS_MS_06_98_35M2 en el campo Playuela y sus Espectros de Amplitud y Fase

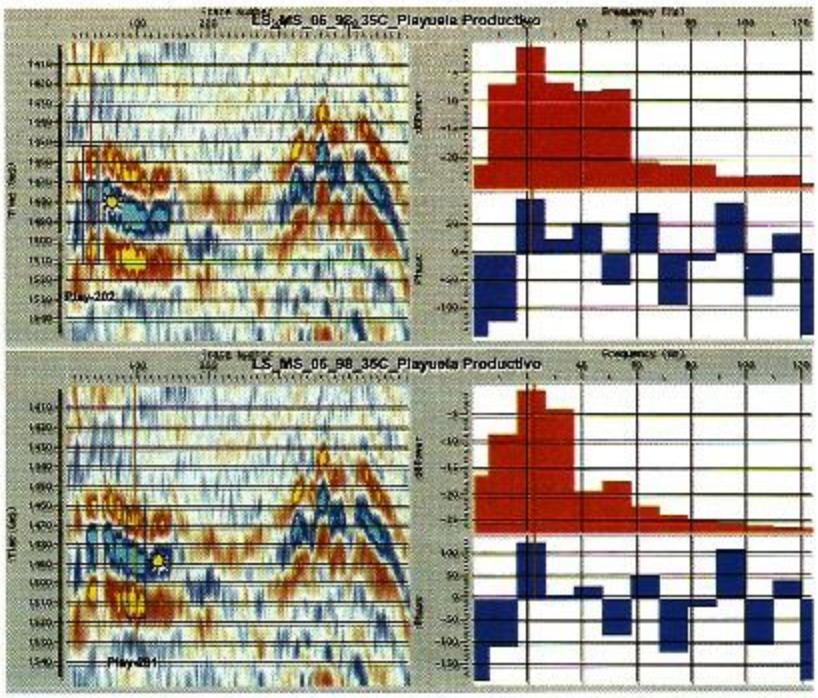


Figura III.31 Secciones sísmicas del nivel productor en la secuencia LS_MS_06_98_35C en e campo Playuela y sus Espectros de Amplitud y Fase

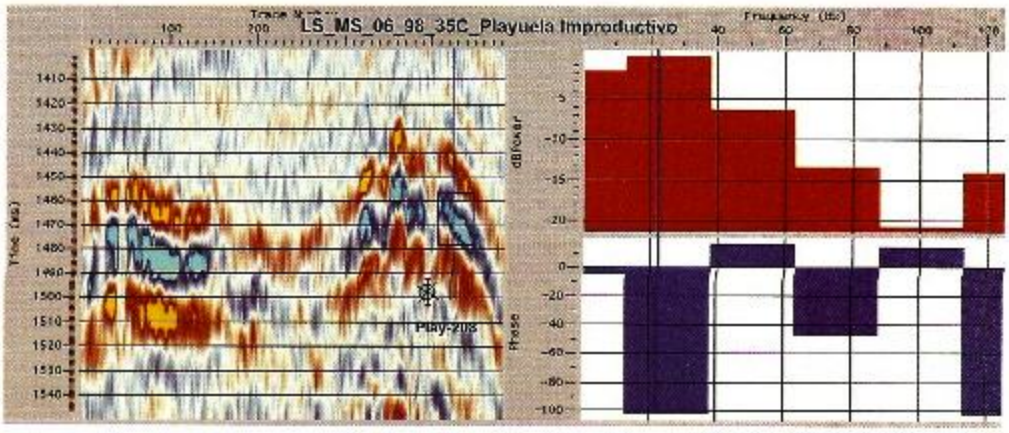
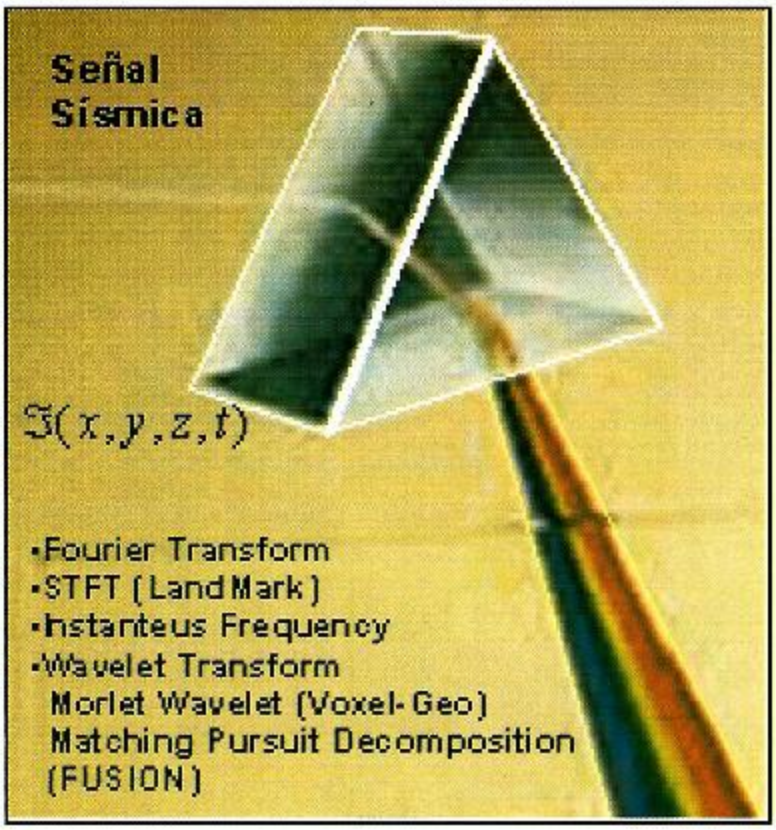


Figura III.32 Sección sísmica de un pozo improductivo en la secuencia LS_MS_06_98_35C en el campo Playuela y sus Espectros de Amplitud y Fase

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.



Fgura IV.1 Descomposición Espectral (Flores, 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 articulo 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.

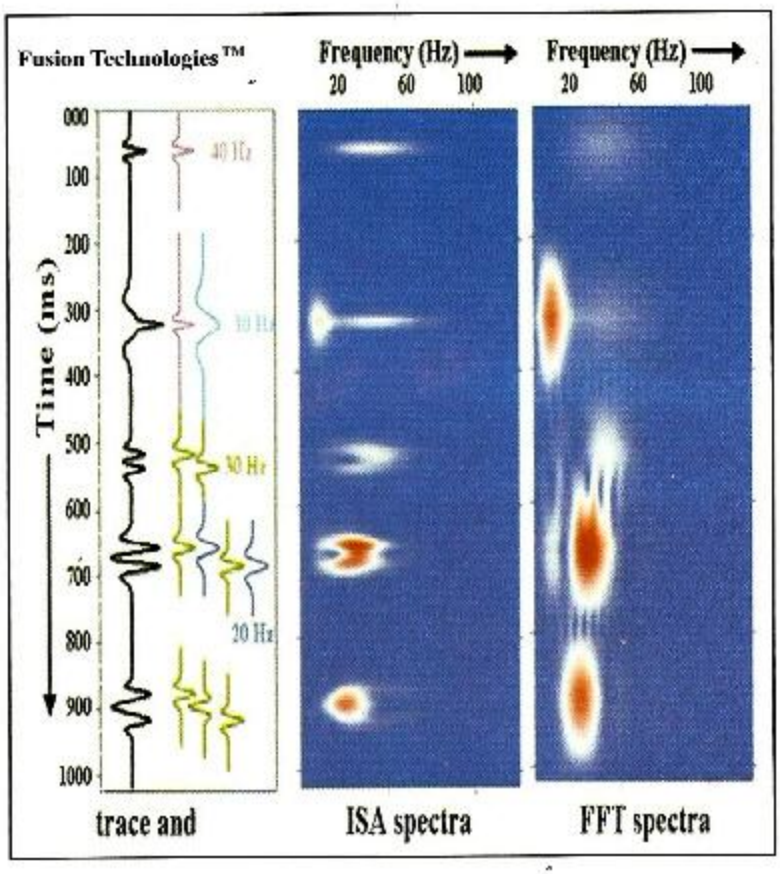


Figura IV.2 Comparación entre la descomposición Espectral basada en FFT e ISA (Fusion 2005)

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.

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.

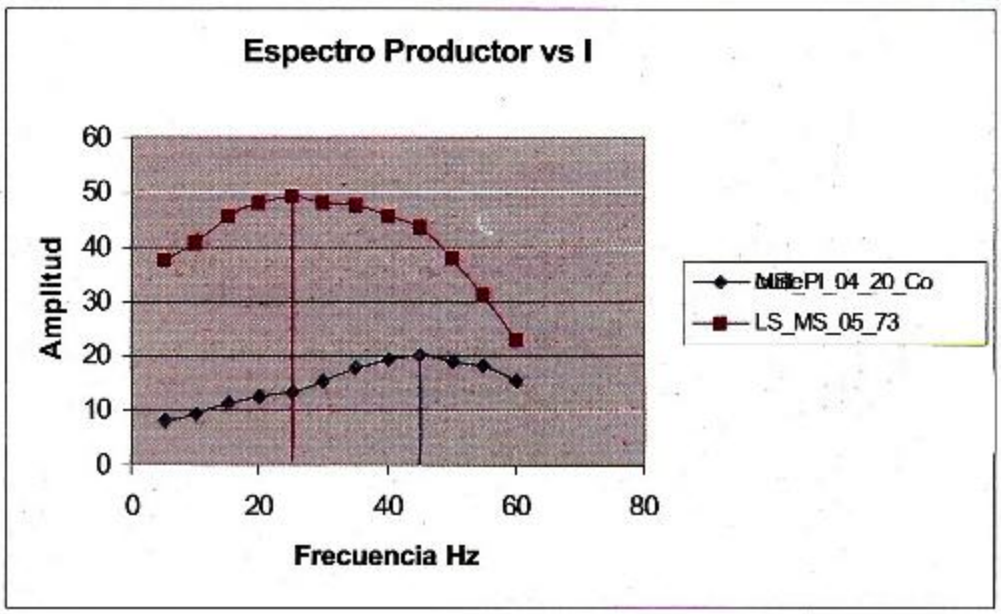


Figura IV.3 Comparación entre las secuencias del Cubo Cocuite: LS_MS_05_73_Arena_E (productora) y MSI_PI_04_20.

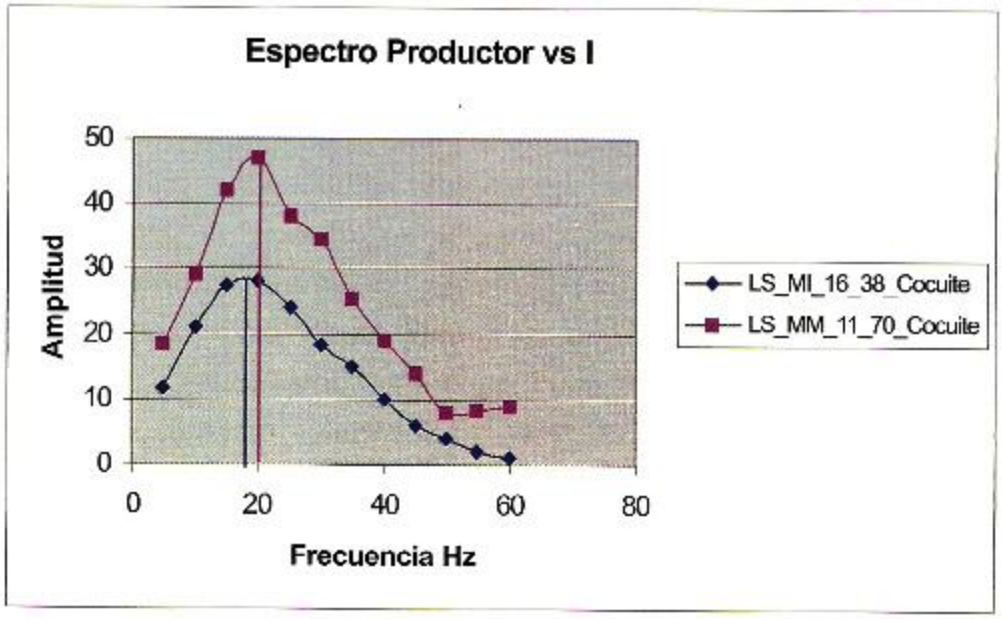


Figura IV.4 Comparación entre las secuencias del Cubo Cocuite: LS_MM_11_70_Arena_M (productora) y LS_MI_16_38.

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 está 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 está 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 correspondes 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

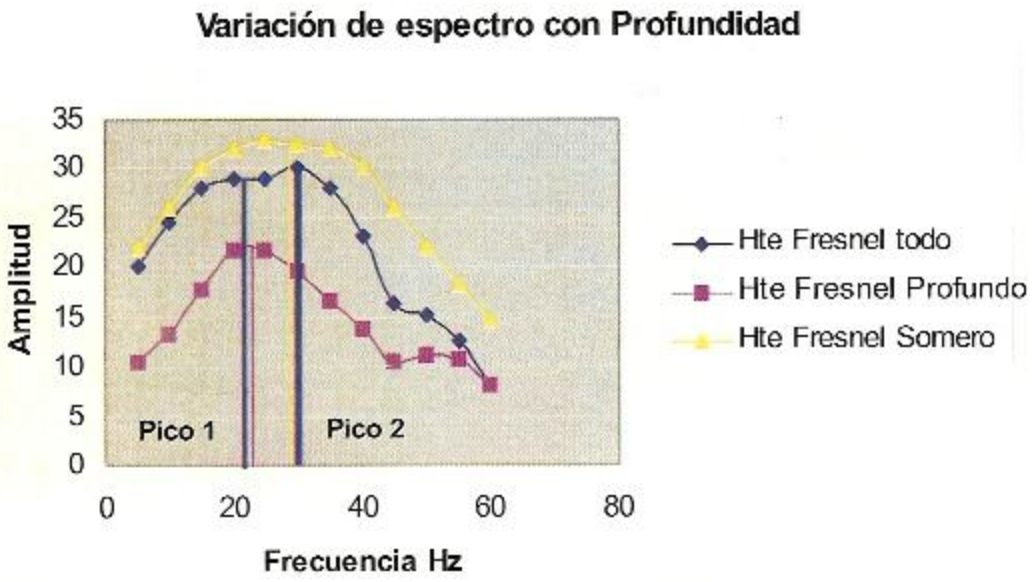


Figura IV.5 Variación de amplitud y frecuencia con la profundidad

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 perdida 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 frécuencia que el cubo Cocuite Original.

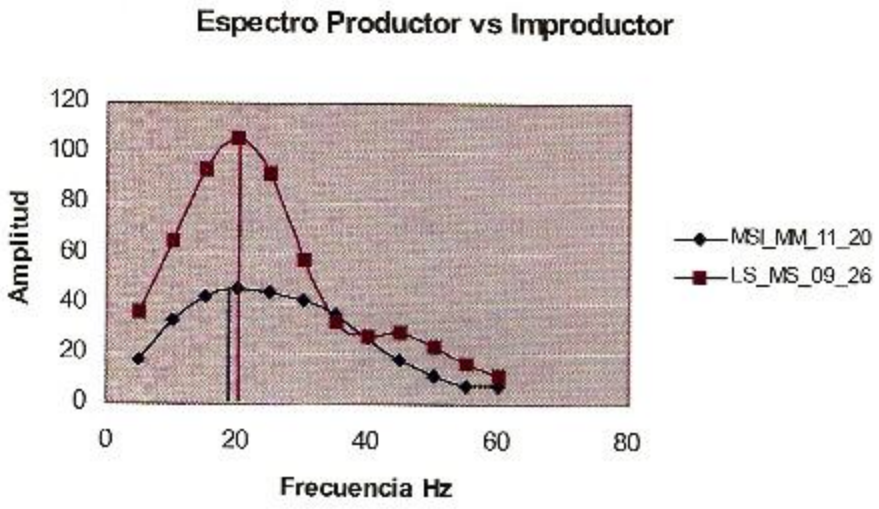


Figura IV.6 Comparación entre las secuencias del cubo Couite: LS_MS_09_26_Arena_G (productora) y MSI_MM_11_20

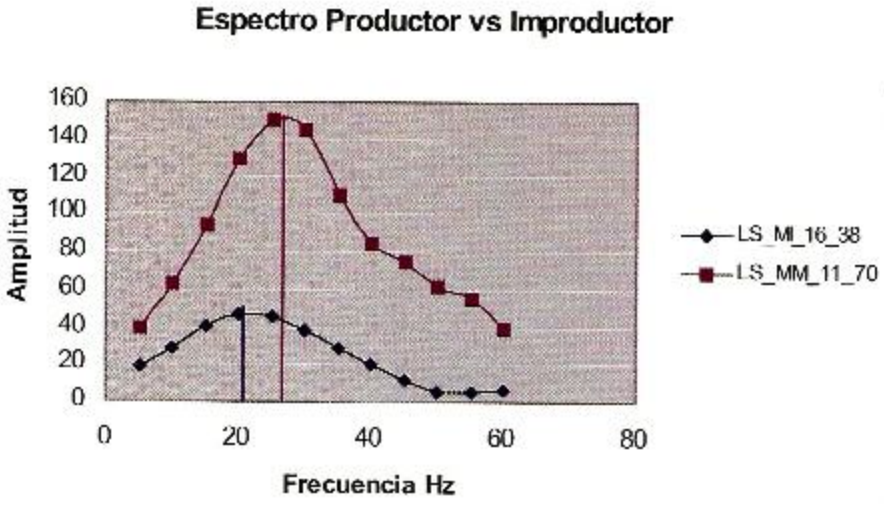


Figura IV.7 Comparación entre las secuencias del Cubo Cocuite: LS_MS_11_70_Arena_M (productora) y LS_MI_16_38

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 el Nivel del Mioceno Inferior (improductivo) 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.

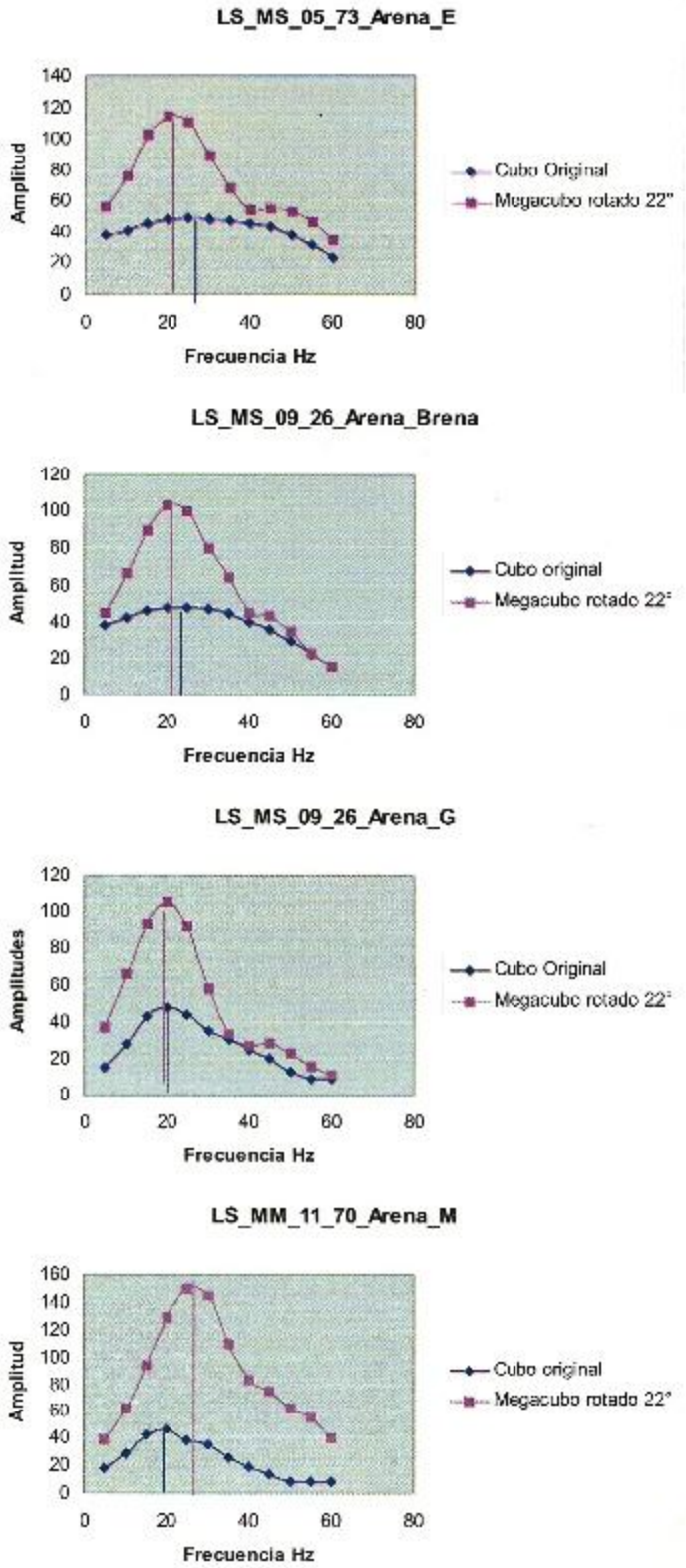


Figura IV.8 Comparación de Espectros de Amplitud obtenidos del cubo Cocuite (azul) y el MegaCubo (rosa)

Mapas de Amplitud: Análisis Frecuencial

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.

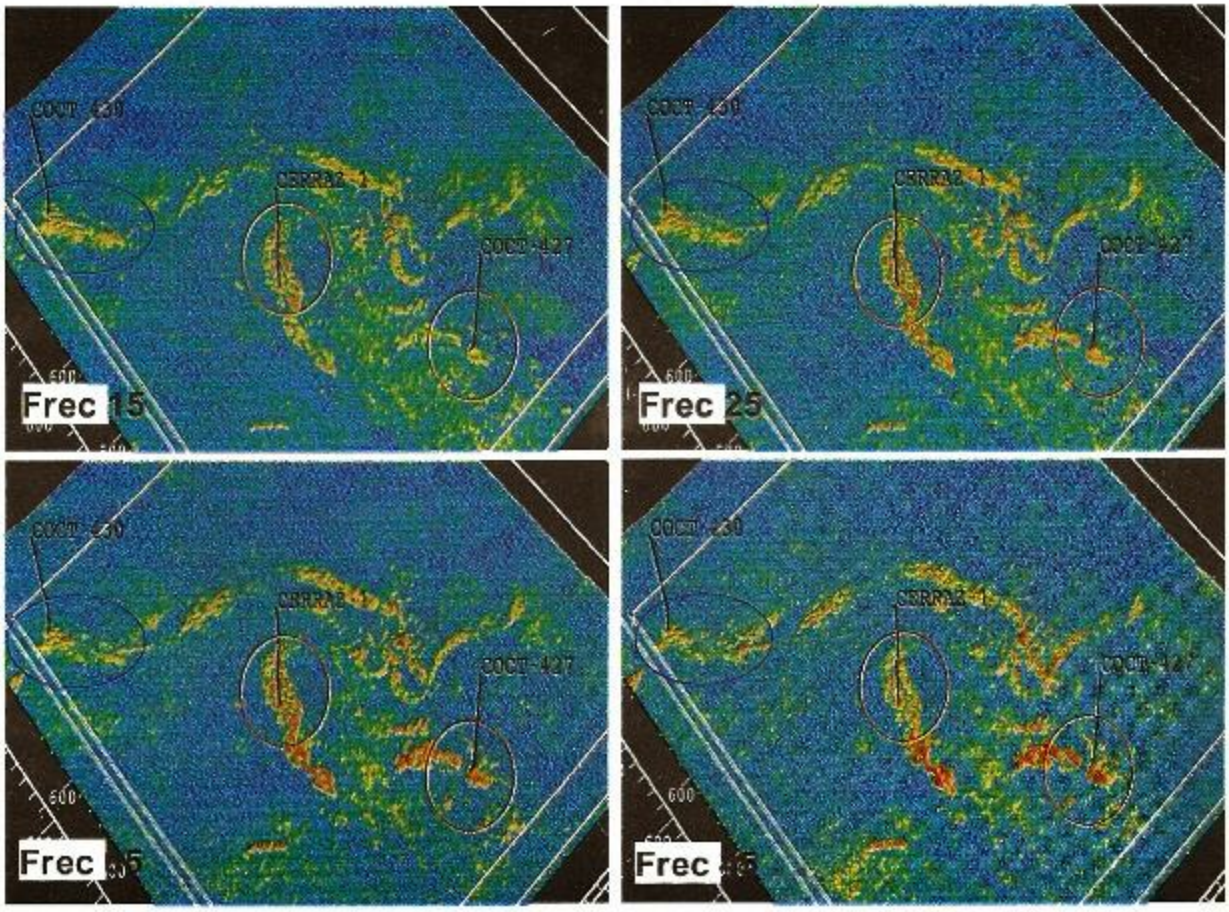


Figura IV.9 Variaciones de Amplitudes con la frecuencia para el nivel LS_MS_05_73_Arena_E. Círculos rojos en pozos productores, elipse azul en el pozo improductivo

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:

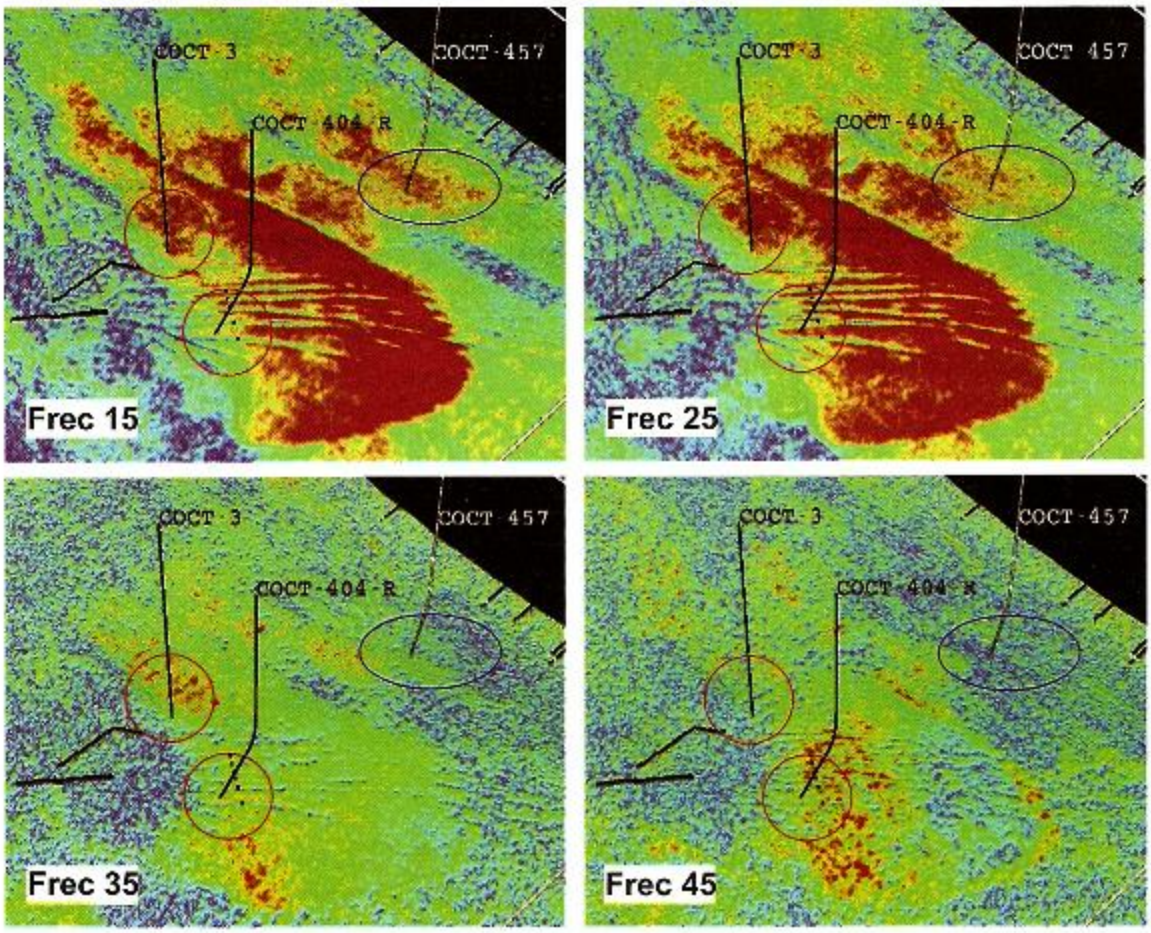


Figura IV.10 Variaciones de Amplitudes con la frecuencia para el nivel LS_MS_09_26_Arena_G. Círculos rojos en pozos productores, elipse azul en el pozo improductivo

Se tiene un contenido de bajas frecuencias (15 Hz) alrededor de cada uno de los pozos en análisis, siendo mayor en 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 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:

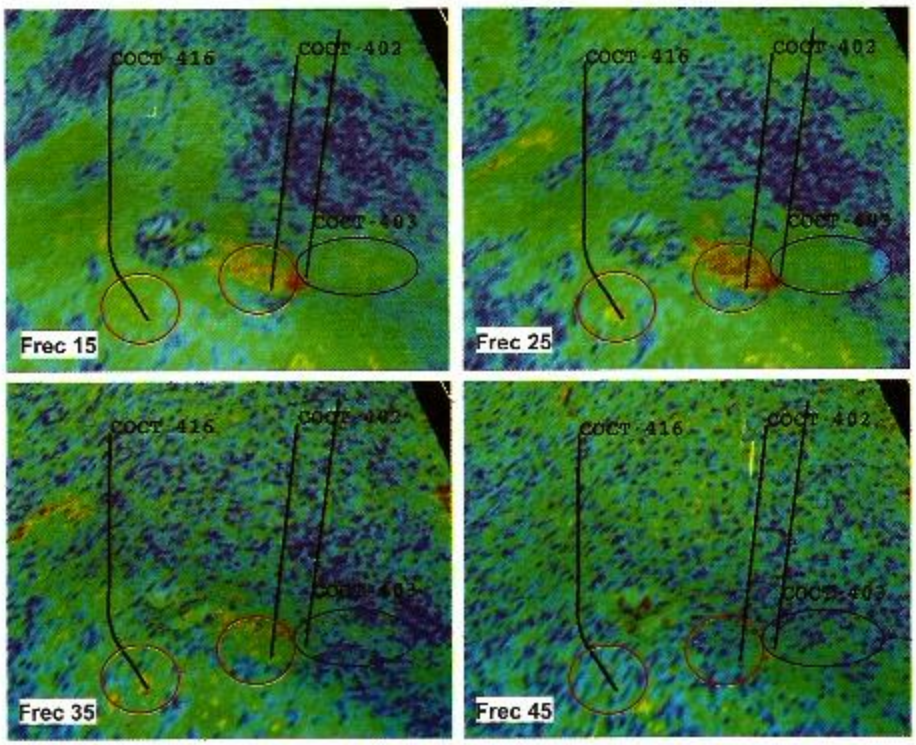


Figura IV.11 Variaciones de Amplitudes con la frecuencia para el nivel LS_MM_11_70_Arena_M. Círculos rojos en pozos productores, elipse azul en el pozo improductivo

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, caracterísiticas similares deben ser esperadas en al 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.

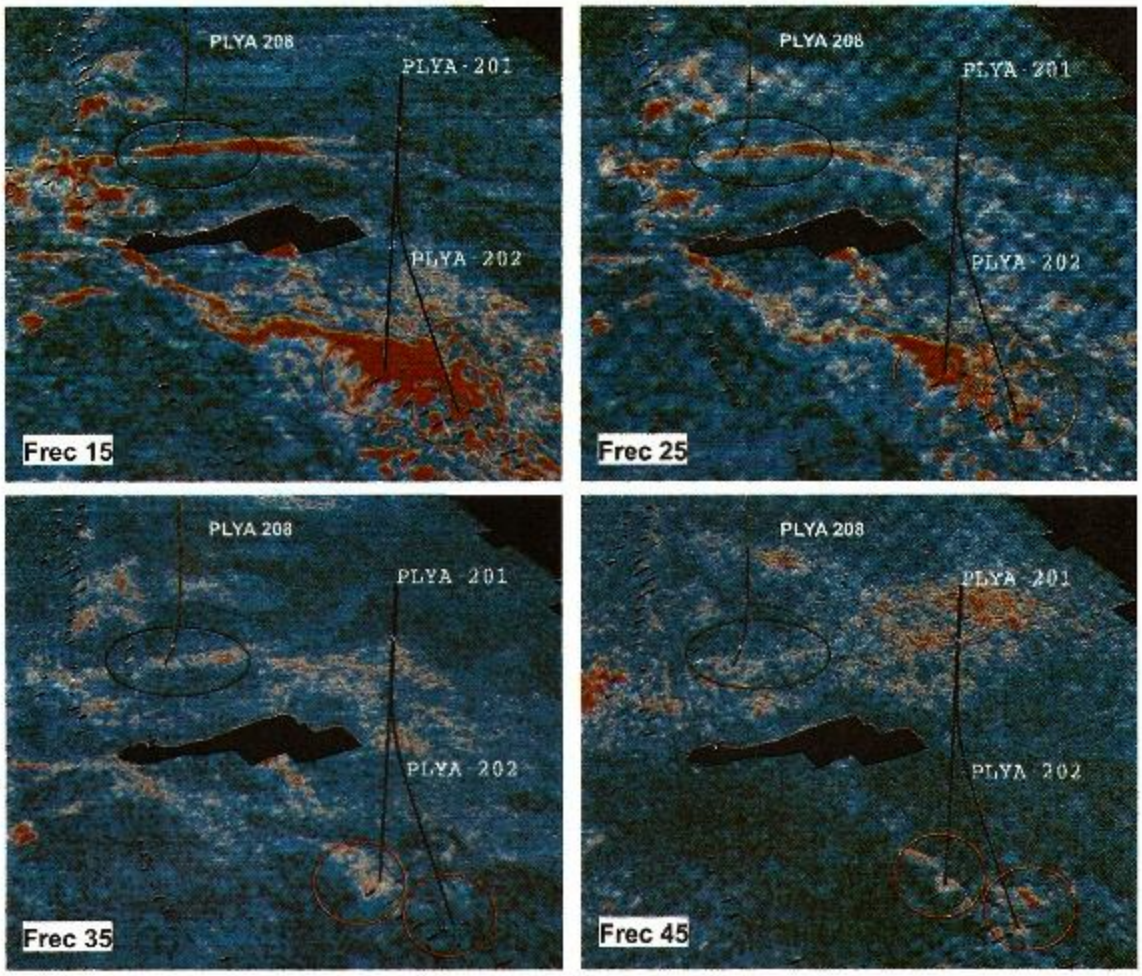


Figura IV.12 Variaciones de Amplitudes con la frecuencia para el nivel LS_MS_06_98_35M2.
Círculos rojos en pozos productores, elipse azul en el pozo improductivo

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.

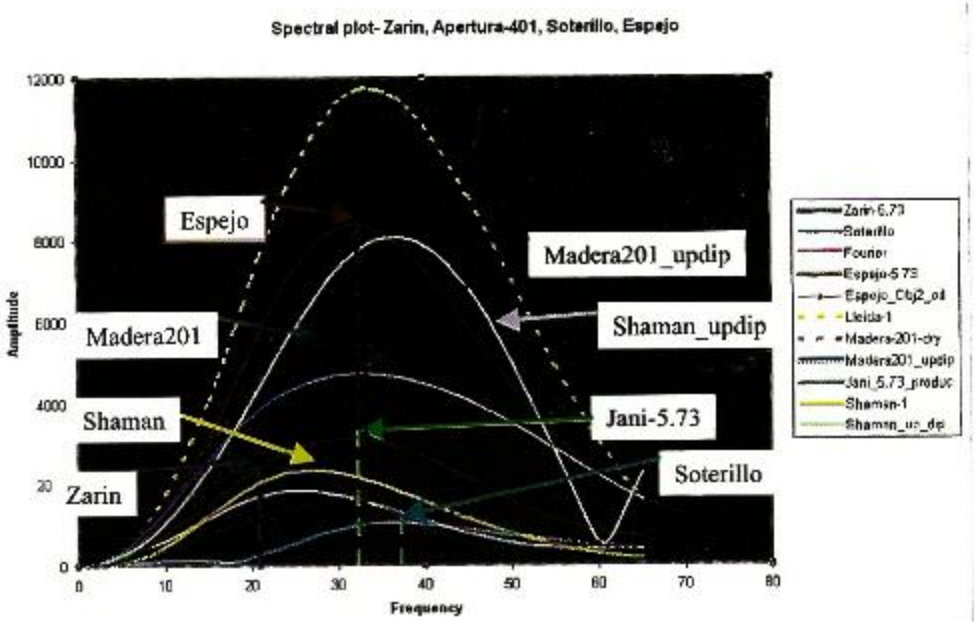


Figura IV.12 Espectros de amplitud usando ISA para pozos y localizaciones en la Cuenca Terciaria de Veracruz

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.

Conclusiones, Contribuciones y Recomendaciones

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 atenua 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 sea 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.

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 un ventaja porque ofrece la posibilidad de separar anomalías de amplitud de las anomalías generadas por efectos litológicos o de agua.

Se definieron contornos de Frecuencia Dominante que se empalman sobre las anomalías de amplitud sísmica, lo que nos ayuada 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)

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 atenuá 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 I 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) Accurete seismic amplitud extraction to successfully delineate subtle stratigraphic gas tramp 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 Sismológico (2004). Informe Preliminar de Procesamiento de Datos Sísmicos Del Estudio MEGACUBO VERACRUZ 3D (Union 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 Basns, SEPM Special Publication 60.

Megill, R. E. 1990). Lognormal Charts are valuable tools, 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, 353360.

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, 10411063.

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

Apéndice.-Análisis Tiempo-Frecuencia

Existe un gran desarrollo de este tipo de análisis en los últimos años, aquí se proponen métodos no comunes de descomposición: una 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 ha mostrada ser una guía en la buscada de hidrocarburos.

La distribución de Wigner es un método de análisis de señales que enfatiza la resolución espectográfica 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 tranformadas continua es la denominada trasformada de ondícula de Morlet que ha sido aplicada en ejemplos de filtros y recientemente en interpretación de gas. Se define la ondícula de Morlet

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

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

- Rangos geológicos contienen frecuencias específicas
- Ciclicidad sedimentaria puede ser analizada a lo largo de una sección sísmica cuando se ha eliminado el ruido aleatorio
- Limites 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

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

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 proporcionó 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 definidas por

$$E_i(t) = \sqrt{(w_i(t))^2 + \mathrm{H}(w_i(t))^2} \quad \textbf{(3)}$$

donde es el operador de la transformadad de Hilbert. Se asume estacionaridad de las ondículas en las ventanas de análisis además de estar en fase cero, se tiene

$$w(t,f) = E_i(t) * w_i(f) \quad \textbf{(4)}$$

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

$$s(t) = \sum_{i=1,n} \delta(t-\tau_i) * w_i(t) \quad \textbf{(5)}$$

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

$$s(t,f) = \sum_{i=1,n} \delta(t-\tau_i) * w_i(t,f) \quad \textbf{(6)}$$

ASOCIACIÓN MEXICANA DE
GEOFÍSICOS DE EXPLORACIÓN, A.C.

Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A.C.

Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, A.C.

Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A.C.

Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C.

Society of Petroleum Engineers, Sección México

Primer Congreso y Exposición Internacional del Petróleo en México

"Más de un Siglo de Energía para el Mundo"

Primer Congreso y Exposición Internacional del Petróleo en México

First International Congress and Exhibition of Oil and Gas in Mexico

Centro de Convenciones

Cancún, Quintana Roo

30 de agosto al 3 de septiembre de 2006

www.congresodelpetroleo.com

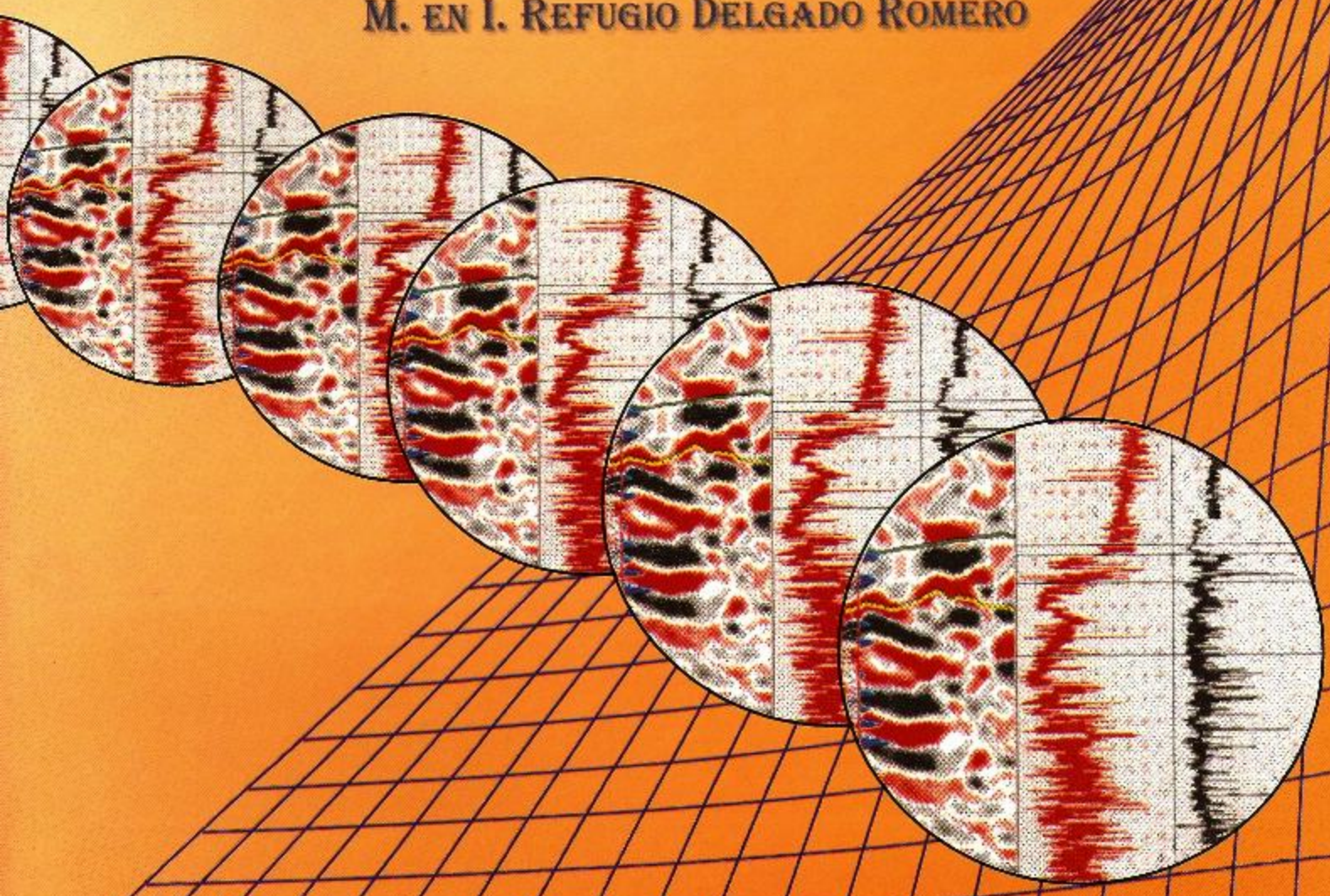
ASOCIACIÓN MEXICANA DE
GEOFÍSICOS DE EXPLORACIÓN, A.C.

www.amge.org.mx
Jalapa 92 planta baja departamento I,
Col. Roma, Delegación Cuauhtémoc,
C.P. 06700, México D.F.,
Teléfono: 55.14.25.30

Boletín Técnico

ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEOFÍSICOS DE EXPLORACIÓN, A.C.

VOLUMEN 45, NÚMEROS 1 Y 2, ENERO-JUNIO, 2005

Estudio Sísmico Estructural de las Rocas Carbonatadas del Cretácico Superior y su Caracterización Estática del Campo Gaucho, Sureste de México

M. EN I. REFUGIO DELGADO ROMERO