

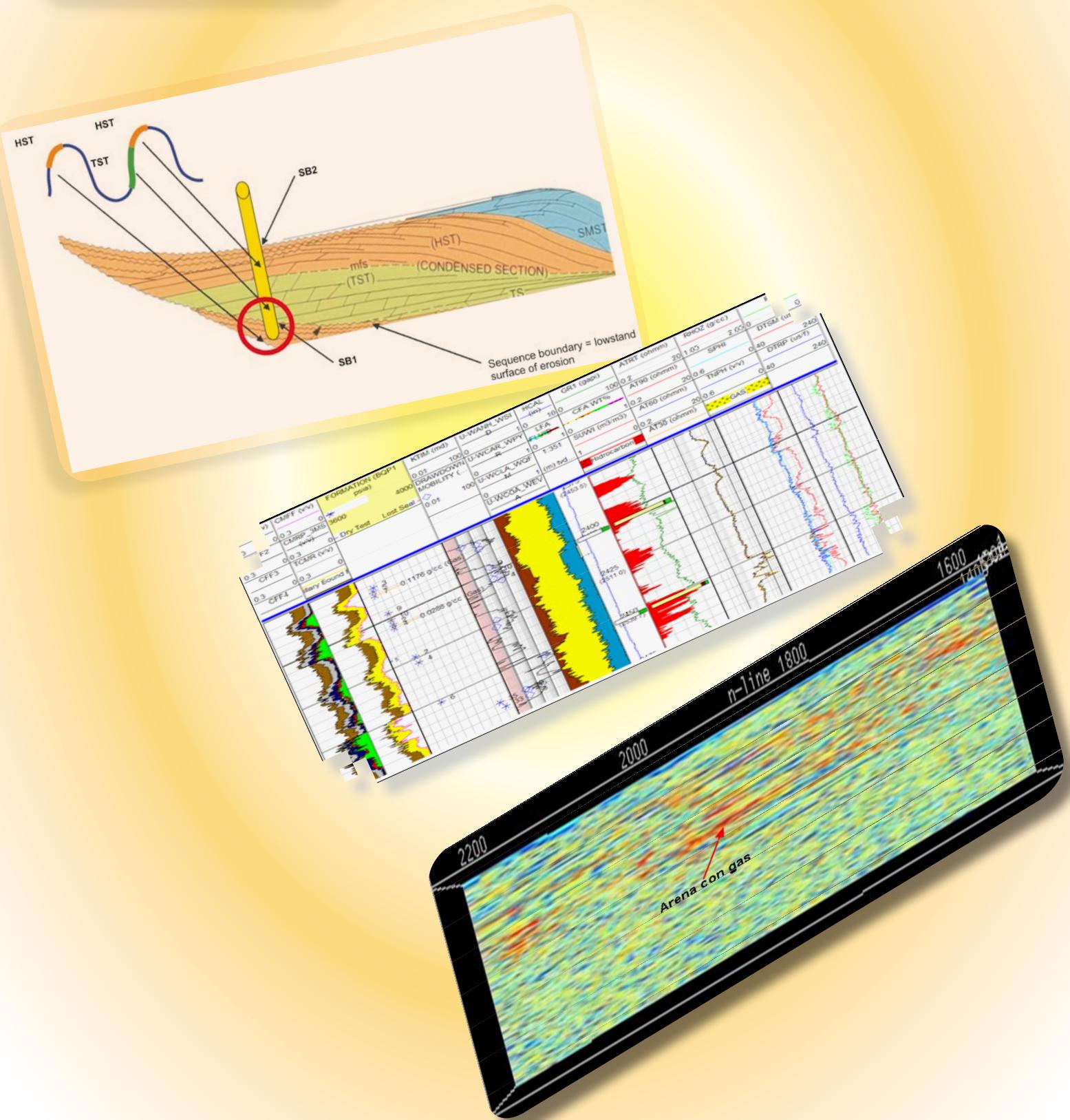


Boletín Técnico de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, A.C.

VOLUMEN 49

NÚMERO 1

ENERO-MARZO, 2009





ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEOFÍSICOS DE EXPLORACIÓN, A.C. (MIEMBRO DE LA FACCTIEM, SEG, UMAI y ULG)

CONSEJO DIRECTIVO 2007-2009

M. en I. EFRAÍN MÉNDEZ HERNÁNDEZ
Presidente

Ing. JULIO PÉREZ ALDANA
Vicepresidente

M. en I. RICARDO VÁZQUEZ ROMERO
Secretario

Ing. JOSÉ ALBERTO SANTANA FERNÁNDEZ
Prosecretario

Ing. EVERARDO CASTRO MEDELLÍN
Tesorero

Ing. ADOLFO HUIDOBRO GONZÁLEZ
Protesorero

Dr. RAÚL DEL VALLE GARCÍA
Dr. RAÚL CABRERA GARCÍA
Dr. RAFAEL AVILA-CARRERA

M. en C. JORGE ESTRADA GALICIA

M. en I. ROBERTO FIGUEROA ABARCA
Comité Editorial

Ing. HUMBERTO SALAZAR SOTO
Coordinación de Eventos Técnicos

Biol. JULIETA MARTÍNEZ GARCÍA
Coordinación de Eventos Sociales

Ing. EDUARDO RAMÍREZ RESÉNDIZ
Ing. JOSÉ RODOLFO ROCHA RUIZ

Coordinación de Membresía
Ing. JAVIER NÚÑEZ ARIZA

Coordinador del Exterior
Ing. JAIME GUERRA ORTIZ

Coordinador de Jubilados
M. en I. RICARDO VÁZQUEZ ROMERO

Coordinador de la Gaceta

Ing. FRANCISCO MURGUÍA SANDRIA
Coordinador de Apoyo Informático y Difusión

CONSEJO DE HONOR Y JUSTICIA

Ing. CÉSAR NAVARRO TAFOLLA
Ing. JORGE R. VERA SÁNCHEZ
Ing. ARTURO PÉREZ ALDANA

PRESIDENTES DELEGACIONALES

Ing. MARCO A. GHENO JUÁREZ
Cd. del Carmen, Camp.

Ing. FRANCISCO J. MURGUÍA SANDRIA
Poza Rica, Ver.

Dr. RAÚL DEL VALLE GARCÍA
Cd. de México

Ing. CLAUDIO NIETO GARCÍA
Reynosa, Tamps.

Ing. JOSÉ GPE. GONZÁLEZ ZÚÑIGA
Coatzacoalcos, Ver.

Ing. EDUARDO MACÍAS ZAMORA
Tampico, Tamps.

Dr. RUBÉN DARÍO MARTÍNEZ
Houston, Tx.

Ing. NOÉ LOYO HERNÁNDEZ
Veracruz, Ver.

Ing. JESÚS ARREDONDO FRAGOSO
Morelia, Mich.

Ing. GERARDO CLEMENTE MARTÍNEZ
Villahermosa, Tab.

VOCALÍAS

Dr. OSCAR CAMPOS HENRÍQUEZ
Instituto de Geofísica

Ing. EDUARDO AMADOR TERRAZAS
UNAM

M. en I. HERMES AGUIRRE VARGAS
U. Latinoamericana de Geofísica

Ing. JUAN PASILLAS RAMÍREZ
Instituto Tecnológico de Madero

Ing. FRANCISCO RUBÉN ROCHA
IPN

Dr. JUAN GARCÍA ABSDELEM
CICESE

Dr. COSME POLA ZIMUTA
UANL (Campus Linares)



ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEOFÍSICOS DE EXPLORACIÓN, A.C. (MIEMBRO DE LA FACCTIEM, SEG, UMAI y ULG)



Estimados Colegas:

Esta edición empieza con un excelente trabajo de caracterización de yacimientos, integrando el análisis de estratigrafía de secuencias y atributos sísmicos. Efraín Méndez et al. realizan un estudio de un yacimiento de gas del Plioceno en la Sonda de Campeche. El trabajo muestra una metodología integral que incluye no sólo el análisis sísmico necesario para realizar la estratigrafía de secuencias, sino también la utilización de información de registros geofísicos de pozo y bioestratigrafía. La orientación del estudio es en silicílicos del Terciario Tardío donde se ha descubierto recientemente gas no-asociado, indicando nuevas oportunidades de explotación. Para la interpretación se utilizaron atributos instantáneos, AVO, Descomposición Espectral e Inversión de Impedancias donde el objetivo de la investigación fue el desarrollo de un análisis que integrara y cuantificara el área de estudio. El trabajo describe el acondicionamiento de los datos; el marco estratigráfico generado de la interpretación de datos disponibles; el análisis de atributos sísmicos y la respuesta espectral por la sustitución de fluidos en estratos de interés. Por lo tanto, el estudio establece un concepto novedoso para el análisis de "plays" basado en estratigrafía de secuencias y atributos sísmicos en yacimientos gasíferos.

Ricardo Vázquez Romero escribe sobre un nuevo desarrollo en el Campo Lankahuasa. Para ello, nos instruye con un flujo integral de trabajo que incluye la utilización de tecnologías de Inversión Sísmica, AVO, Descomposición Espectral, Modelado Petrofísico y Mapeo de Facies Sísmicas. El artículo ilustra el marco geológico, la interpretación sísmica y la metodología de integración en diferentes facies de areniscas. Cabe destacar el análisis de atributos sísmicos y el modelado petrofísico para caracterizar las facies de interés, por lo que la metodología es eficaz para detectar la presencia de acumulación comercial de gas seco permitiendo la reducción de incertidumbre a partir de la integración de datos y análisis que independientes no darían los óptimos resultados esperados.

El último trabajo de esta edición trata de aspectos relacionados a la utilización de los atributos de Atenuación Sísmica y del Análisis Espectral como indicadores directos de hidrocarburo. Del Valle et al. presentan casos ejemplares del Análisis Espectral (Descomposición Espectral, Análisis Tiempo-Frecuencia y Atenuación). Se presentan las bases teóricas de los diferentes métodos y se demuestra el efecto dual de la atenuación variable en frecuencia cuando se tiene un yacimiento con alto contenido de gas (comercial) y su contraparte. Otros ejemplos para identificación de aceite son presentados para el caso de yacimientos carbonatados donde la influencia de la densidad de fracturas en la Atenuación Sísmica tiende a enmascarar la Atenuación Sísmica debido a la presencia de aceite, no obstante por medio del Análisis Espectral es posible inferir dónde se encuentra la acumulación de hidrocarburo. Se concluye que el estudio de la Atenuación Intrínseca y el Análisis Espectral en las formaciones geológicas nos abre una puerta para entender aún más la relación de la sísmica con las propiedades físicas del subsuelo.

Reciban un codial saludo

Dr. Raúl del Valle García
Editor

rvalleg@imp.mx



Boletín Técnico de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, A.C.

Contenido



INTEGRACIÓN DE ESTRATIGRAFÍA DE SECUENCIAS Y ATRIBUTOS SÍSMICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN CUANTITATIVA DE YACIMIENTOS. CASO DE ESTUDIO DE UN YACIMIENTO DEL PLIOCENO EN LA SONDA DE CAMPECHE, MÉXICO.

EFRAÍN MÉNDEZ, JESÚS GARCÍA, CRESCENCIO CABRERA, ARTURO BUSTOS,
JOSÉ MANUEL MORALES, MARTÍN GONZÁLEZ, ROGER SLATT, CARLOS
BAHAMON, CARLOS MORENO, MARÍA A. PÉREZ, DIEGO HERNÁNDEZ,
JOHN CASTAGNA

1

21

NUEVO DESARROLLO EN EL CAMPO LANKAHUASA

RICARDO O. VÁZQUEZ ROMERO

41

TÓPICOS DEL ANÁLISIS ESPECTRAL Y DE ATENUACIÓN SÍSMICA COMO INDICADORES DIRECTOS DE HIDROCARBURO

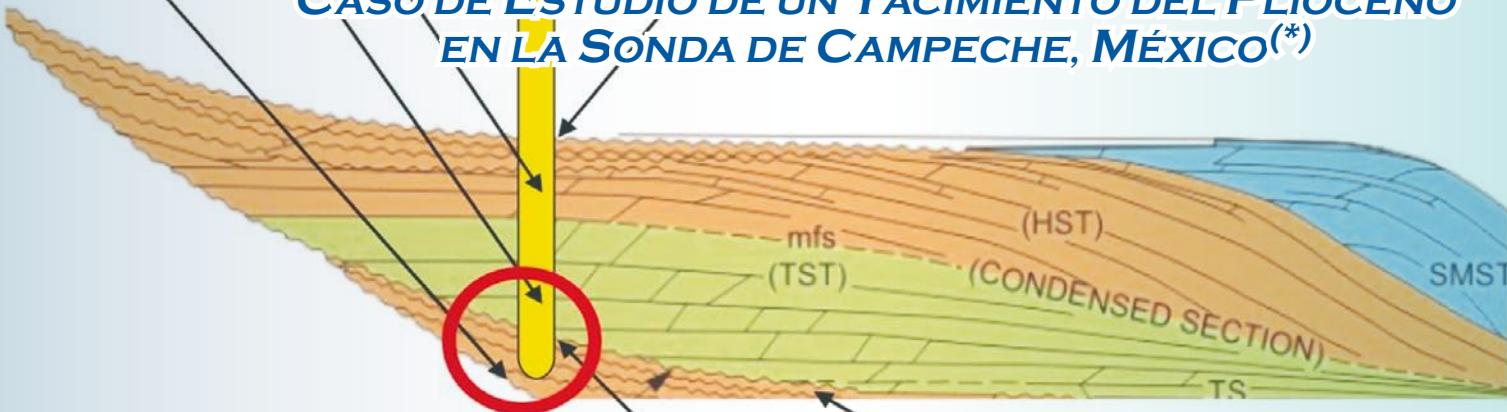
RAÚL DEL VALLE GARCÍA, LUIS RAMÍREZ CRUZ, TATIANA KERDAN
KURDALIOVA, ALEJANDRA LEÓN RAMÍREZ y EDUARDO SALGUERO
HERNÁNDEZ

HST

HST

TST

INTEGRACIÓN DE ESTRATIGRAFÍA DE SECUENCIAS Y ATRIBUTOS SÍSMICOS PARA LA CARACTERIZACIÓN CUANTITATIVA DE YACIMIENTOS. CASO DE ESTUDIO DE UN YACIMIENTO DEL PLIOCENO EN LA SONDA DE CAMPECHE, MÉXICO^(*)



Efraín Méndez Hernández⁽¹⁾, Jesús García Hernández⁽¹⁾, Crescencio Cabrera Toledo⁽¹⁾

Arturo Bustos⁽¹⁾, José Manuel Morales Ramírez⁽¹⁾; Martín González Castillo⁽¹⁾,

Roger Slati⁽²⁾, Carlos Bahamor⁽²⁾, Carlos Morenc⁽³⁾, María A. Pérez⁽³⁾,

Diego Hernández⁽³⁾, y John Castagna⁽³⁾

Sequence boundary = lowstand
surface of erosion

RESUMEN

Una metodología integrada y cuantitativa incluyendo análisis de datos sísmicos, de núcleos, de registros de pozo y bioestratigráficos se aplicó en un campo productor de gas del Plioceno de la Sonda de Campeche, México para proporcionar un mejor entendimiento del modelo geológico y caracterizar la distribución de gas en la sección que sobreyace uno de los bloques del Complejo Cantarell.

La Sonda de Campeche es la provincia productora de aceite más prolífica de México donde las mejores condiciones de yacimiento para el entrampamiento de aceite comprenden rocas carbonatadas en trampas estructurales del Mesozoico-Paleoceno. Sin embargo, bajos niveles de exploración se han enfocado en la sección mayormente siliciclastica del Terciario Tardío, donde recientes descubrimientos de gas no-asociado proporcionan expectativas de mayores entrampamientos de gas en esta área tradicionalmente productora de aceite.

Los intervalos del yacimiento están contenidos en una estructura "roll-over" de un anticlinal afallado. Bajo el desarrollo de un marco de estratigrafía de secuencias los yacimientos se identificaron y mapearon como parasecuencias retrogradacionales neríticas sobreyaciendo límites de secuencia de tercer orden, estableciéndose en esta forma un nuevo concepto de "Play". Atributos instantáneos, AVO y Descomposición Espectral del volumen sísmico proporcionaron soporte a esta interpretación. El modelo propuesto podrá ser empleado para el mejoramiento de la estimación de reservas, desarrollo y administración del yacimiento.



(*) Este trabajo fue presentado en la Reunión "Reservoir Characterization: Integrating Technology and Business Practices" de la Gulf Cost Association of Geological Societies, Houston, Tx., Diciembre, 2006, y forma parte de la Disertación PhD del autor principal en la Universidad de Oklahoma. Se han mantenido las figuras originales.

(1) PEMEX Exploración y Producción

(2) University of Oklahoma

(3) Fusion Geophysical



INTRODUCCIÓN

La exploración petrolera en el Sur del Golfo de México se ha enfocado tradicionalmente en trampas estructurales y rocas fracturadas carbonatadas del Mesozoico-Paleoceno, ya que éstas han producido la mayor producción de aceite en México.

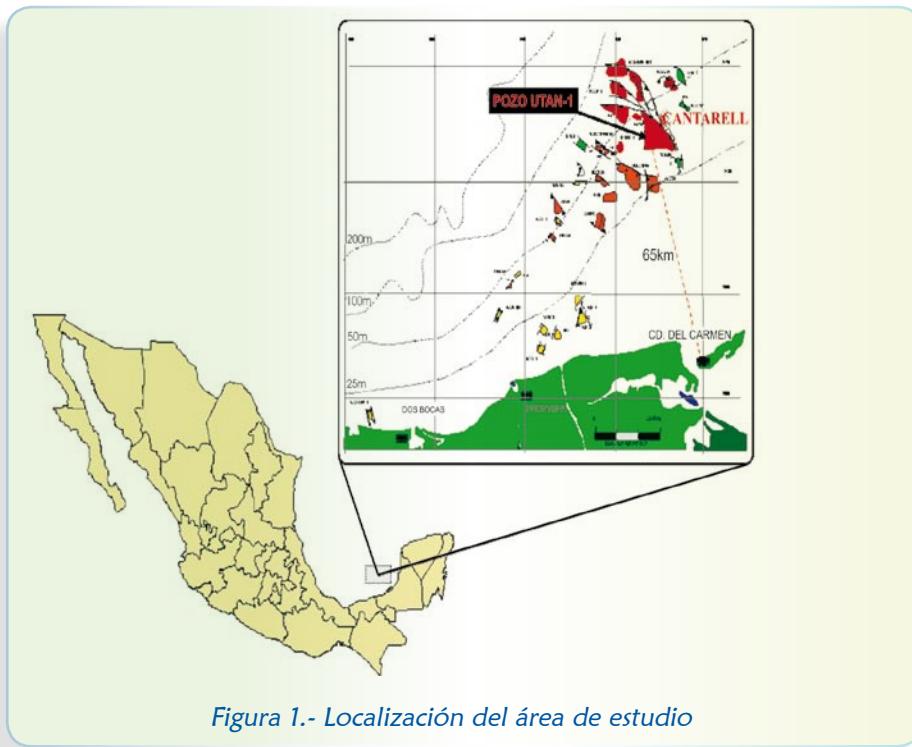


Figura 1.- Localización del área de estudio

El pozo proporcionó resultados exitosos en facies relativamente poco estudiadas, caracterizadas por cuerpos delgados mixtos siliciclástico-carbonatados. Este tipo de secuencias de litología mixta, tradicionalmente han recibido menos atención que aquellas secuencias enteramente carbonatadas o siliciclásticas complicando el análisis convencional de calidad del yacimiento. Como resultado, nuevos conceptos y un nuevo enfoque exploratorio se han de emplear en el estudio de estas facies productoras no tan obvias en cuerpos delgados y secuencias mixtas sobreyciendo al Complejo Cantarell, abriendo una línea nueva de investigación en el área de estudio.

Por otra parte, se comenta que en áreas marinas los costos de las actividades de perforación e infraestructura son altos como para considerar un par de manifestaciones de gas como un descubrimiento sobresaliente, sino se tiene una clara idea, tanto del modelo geológico, tamaño y productividad del campo.

En consecuencia, se propuso una metodología integrada y cuantitativa para establecer un marco de estratigrafía de secuencias útil en la aplicación de atributos sísmicos de última generación para el desarrollo de un modelo geológico, el mapeo de la distribución espacial de las facies productoras, y la estimación de los factores que mayormente inciden en la calidad del yacimiento en el marco del récord geológico del Plioceno en este sector de la Sonda de Campeche.

Como parte de las recientes estrategias de PEMEX Exploración y Producción para la exploración de gas en objetivos Terciarios Tardíos de la Sonda de Campeche, el Pozo Utan-1 se perforó en el año 2003 con 2 pruebas exitosas en una sección mixta siliciclástico-carbonatada del Plioceno en el lado oeste del bloque Akal sobreyciendo al Complejo Cantarell (Fig. 1).



Geológicamente, el área de estudio se localiza en una minicuenca formada por una falla de crecimiento y su correspondiente falla antitética. El mecanismo de trampa es un cierre “roll-over” contra la falla de crecimiento (Fig. 2). El campo descubierto comprende 2 yacimientos en sedimentos mixtos siliciclástico-carbonatados. A la fecha del inicio de este trabajo no se tenía totalmente definido un modelo de depósito que incluyera un entendimiento de las variaciones espaciales y temporales, así como los controles sobre las secuencias mixtas, sin embargo, se consideraba que los sedimentos habían sido presumiblemente depositados en un medio ambiente nerítico medio de una plataforma mixta, o bien, que pertenecían a abanicos de piso de cuenca.

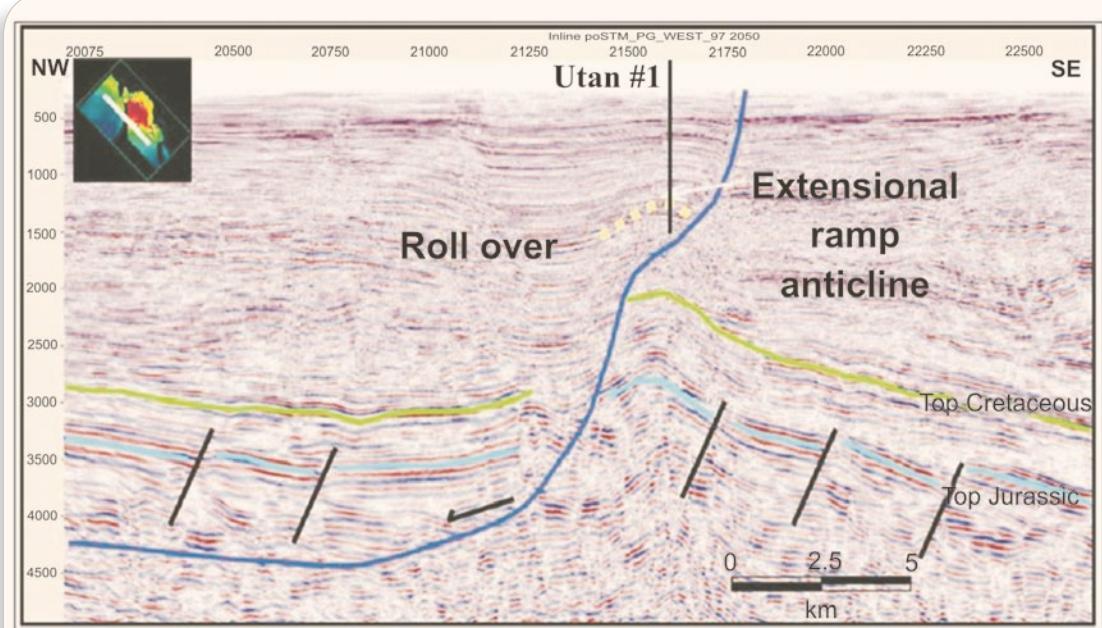


Figura 2.- Esquema estructural y mecanismo de entrampamiento

El objetivo principal de esta investigación fue desarrollar un análisis integrado y cuantitativo de la sección Pliocénica mixta siliciclástico-carbonatada en el área de estudio, incluyendo eventos geológicos, bioestratigráficos, eustáticos y climáticos para proporcionar un entendimiento del modelo geológico y caracterizar la distribución espacial de las propiedades del yacimiento. Una implicación clave en este trabajo fue el desarrollar una metodología de caracterización para efectuar recomendaciones sobre soluciones factibles en futuros proyectos análogos aquí desarrollados (Fig. 3).

El área de estudio cubierta en este proyecto se definió por los límites de datos sísmicos y de pozo proporcionados por PEMEX Exploración y Producción, comprendiendo un área de aproximadamente 300 km² (Fig. 4). Las actividades se desarrollaron en oficinas de PEMEX Exploración y Producción de Ciudad del Carmen, Campeche y Villahermosa, Tabasco, respectivamente, así como en instalaciones de la Universidad de Oklahoma y la compañía Fusion Geophysical en las ciudades de Norman, Oklahoma y Houston, Texas, respectivamente, como parte de un proyecto conjunto entre las 3 entidades.

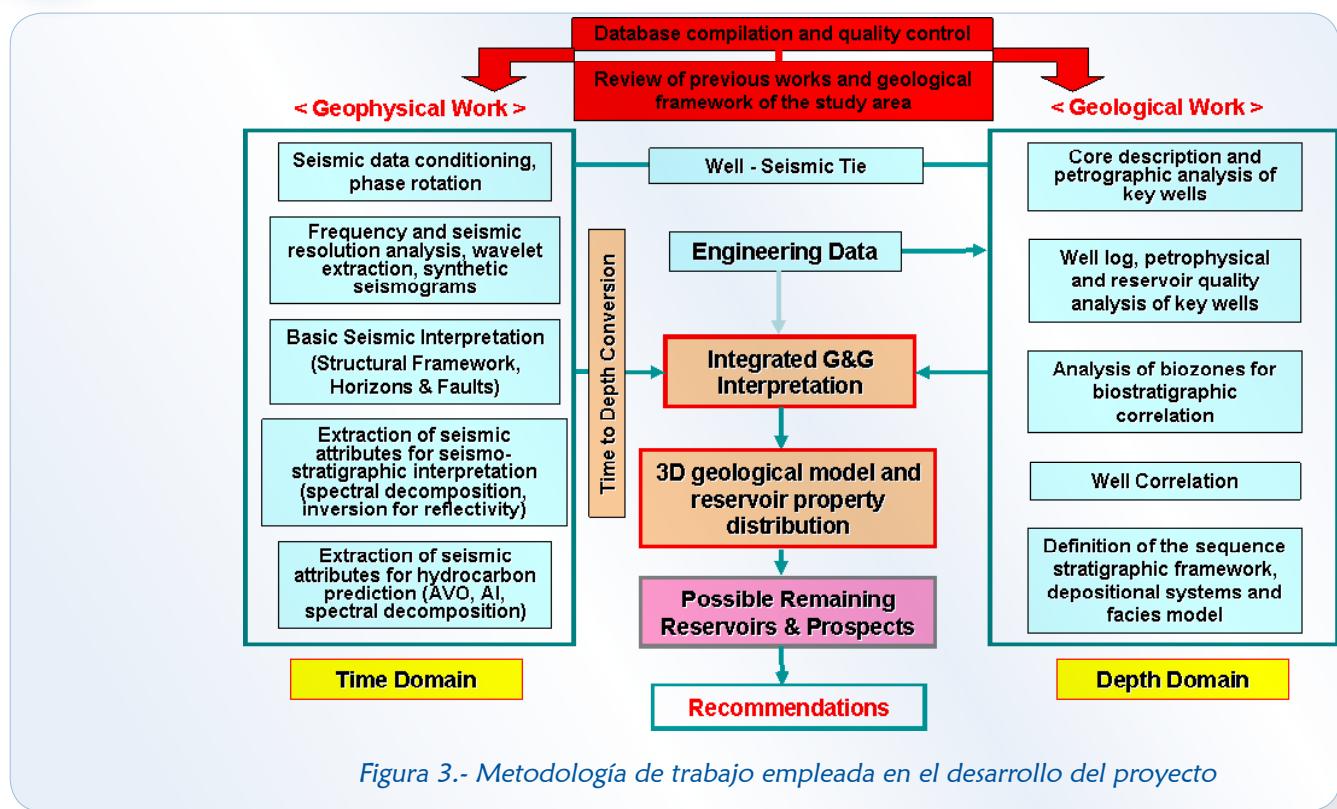


Figura 3.- Metodología de trabajo empleada en el desarrollo del proyecto

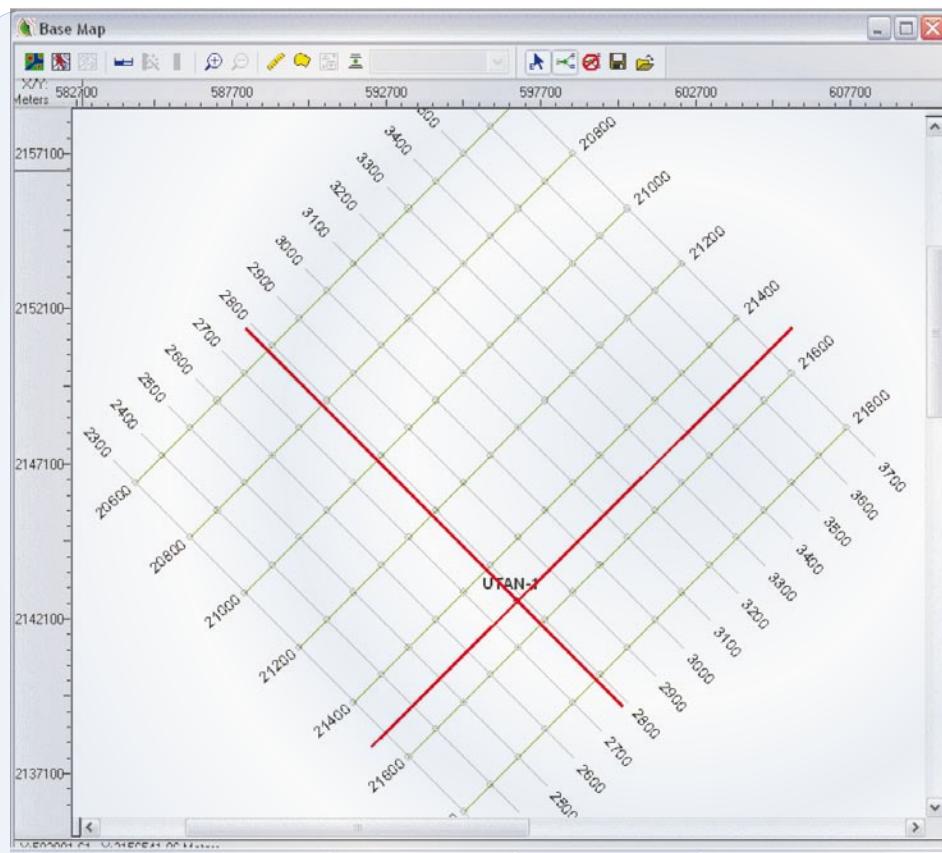


Figura 4.- Localidad del área de estudio definida por una superficie de aproximadamente 300 km² de datos sísmicos circundando el yacimiento.



Para llevar a cabo este estudio de datos sísmicos, núcleos, registros de pozo y bioestratigráficos, fueron primeramente integrados en el área referida para establecer un modelo geológico bajo un marco de estratigrafía de secuencias.

La estratigrafía de secuencias combina registros de pozos con bioestratigrafía y patrones sísmicos para establecer relaciones entre capas de roca y su distribución, su expresión sísmica y medio ambientes depositacionales para una predicción más precisa de la distribución de las propiedades del yacimiento, rocas-fuente y sello. La estratigrafía de secuencias proporcionó además el marco para la interpretación de atributos sísmicos convencionales y de última generación en el área de estudio, incluyendo AVO, Descomposición Espectral e Inversión Sísmica por Reflectividad. Desafortunadamente, la mayoría de atributos sísmicos comúnmente empleados en la industria de los hidrocarburos están basados en amplitudes sísmicas y sólo aplicables a medio ambientes siliciclásticos con comportamientos de depósito más predecibles que aquéllos relacionados con ambientes carbonatados o mixtos. El análisis contemporáneo de atributos juega un papel clave en la caracterización de yacimientos a través de combinar propiedades de amplitud y frecuencia de la señal sísmica para estimar propiedades, tanto estáticas como dinámicas en un esquema tridimensional del yacimiento.

Durante el desarrollo de este proyecto, las siguientes actividades formaron parte del plan de trabajo multidisciplinario bajo un esquema sinérgico entre las diferentes especialidades:

- ✓ Validación de la información sísmica y de pozo, y selección de pozos clave.
- ✓ Descripción de núcleos y análisis petrográfico.
- ✓ Revisión del esquema geológico estructural (estilos estructurales y *trends*), y del campo de esfuerzos.
- ✓ Análisis de datos bioestratigráficos, determinación de biozonas y correlación bioestratigráfica con facies eléctricas en secciones transversales.
- ✓ Definición del marco estratigráfico y sistemas depositacionales desde el punto de vista de la estratigrafía de secuencias.
- ✓ Evaluación de datos de ingeniería petrolera, incluyendo DST's y reportes de producción.
- ✓ Análisis de calidad del yacimiento.
- ✓ Análisis de tipo, migración y carga de hidrocarburos.
- ✓ Definición y análisis de los *Plays* gasíferos identificados.
- ✓ Acondicionamiento de datos sísmicos, rotación de fase, análisis de contenido de frecuencias, extracción de ondícula, sismogramas sintéticos, amarras sísmica-pozo, y conversión tiempo-profundidad.
- ✓ Edición de registros de pozo.
- ✓ Interpretación sísmica básica.
- ✓ Extracción de atributos para análisis estratigráfico y para la predicción de propiedades físicas y contenido de hidrocarburos.
- ✓ Interpretación integrada para la construcción del modelo geológico basado en distribución de facies y propiedades físicas.



Base de datos y acondicionamiento de la información

La mayoría de pozos disponibles en el área de estudio fueron perforados para objetivos Paleoceno-Mesozoicos. En consecuencia, muchos pozos no contienen información confiable somera para estudios del Terciario, limitando la capacidad de análisis. Aunado a esta problemática, la información sísmica existente, 3 levantamientos sísmicos adquiridos con diferentes fuentes (*streamer*, OBC, y nodos) fueron también diseñados para objetivos profundos en el Campo Cantarell, limitando las distancias cortas fuente-receptor (*offsets*), y presentando huellas de adquisición y ruido ambiental por actividad de explotación petrolera para objetivos someros.

La base de datos geofísica incluyó 300 km² de *gathers* sísmicos PSTM-CDP y datos apilados de un levantamiento sísmico OBC-3D adquirido en los años 1997-1998 sobre el Campo Cantarell (ver Fig. 4). Debido a que el Campo Cantarell es un campo en operación, los niveles de ruido ambiental fueron altos. En consecuencia, el primer paso en el diagrama de flujo geofísico fue enfatizar la calidad de los datos a niveles someros donde el ruido ambiental y la huella de adquisición obscurecen a la señal sísmica.

El acondicionamiento sísmico previo a la interpretación sísmica y la extracción de atributos incluyó un adecuado balanceo de amplitudes, supresión de ruido sobre los *gathers* sísmicos y la aplicación de filtros adaptivos. Como resultado, los niveles de ruido ambiental y los efectos de la huella de adquisición se redujeron, mejorándose la continuidad de las reflexiones y la relación señal a ruido sin perderse el carácter estratigráfico de la señal sísmica resultante. La figura 5 muestra una comparación entre apilados sísmicos finales pre-acondicionamiento y post-acondicionamiento. Una rotación de fase de +70° se requirió aplicar a los datos sísmicos para asegurar el mejor ajuste sísmica-pozo mediante sismogramas sintéticos y datos VSP, y para una mejor correlación regional e interpretación de trampas estratigráficas.

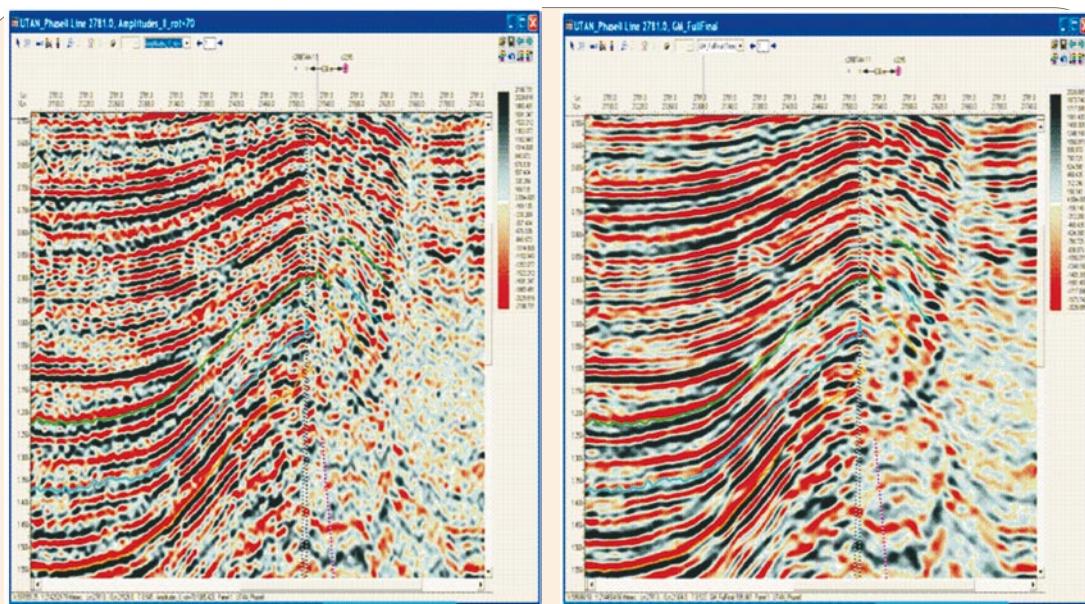


Figura 5.- Datos sísmicos post-apilado: a) pre-acondicionados, y b) post-acondicionados. Los efectos de ruido ambiental y de huella de adquisición se reducen favorablemente después del acondicionamiento para la obtención de reflexiones más continuas.



Se seleccionaron 5 pozos adicionales al Pozo Descubridor bajo el criterio de tener las mejores *suites* de registros para el análisis petrofísico a niveles neógenos. Despues de un análisis *quick-look* se diseñó un flujo de trabajo para la sección del Mioceno-Plioceno consistente de: control de calidad inicial, edición de registros de pozo (Fig. 6), análisis petrofísico, predicción de velocidades de pseudo-corte, correcciones de invasión-dispersión y análisis de substitución de fluidos. Como resultado se obtuvieron registros más confiables para la correlación de pozos y el análisis de sistemas de depósito y de estratigrafía de secuencias, así como para la conversión tiempo-profundidad, sismogramas sintéticos, substitución de fluidos, ajuste (amarre) de los pozos a los datos sísmicos, análisis de atributos sísmicos y la interpretación integrada sísmica-pozo. Se requirió un estricto control sobre la calidad en los registros finales para evitar crear falsas correlaciones con los datos sísmicos.

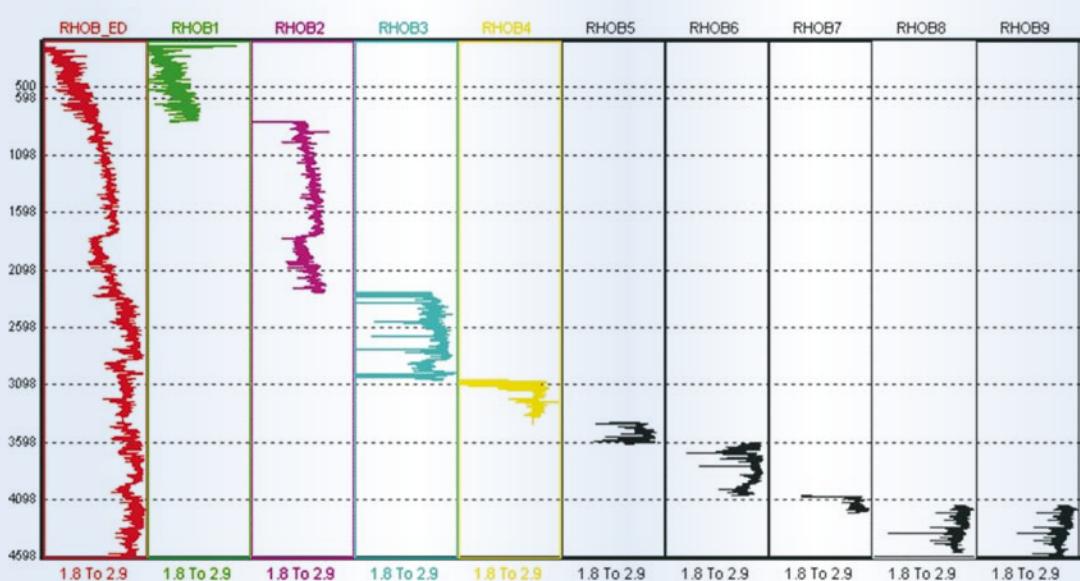


Figura 6.- Ejemplo de editado (unión, reconstrucción y eliminación de “spikes”) para el registro de densidad de uno de los pozos considerados para el análisis. El registro de densidad compuesto se muestra en el primer panel de la izquierda, el cual fue el resultado de la unión de las 9 corridas de registro de los paneles remanentes. El registro compuesto fue entonces editado para “spikes” y tramos faltantes.

El Pozo Descubridor fue el principal pozo de control, debido a que tiene el mejor grupo de registros de pozos, incluyendo un registro de imágenes, datos paleontológicos, 3 núcleos, estudios petrográficos, descripciones de recortes de pozo, y análisis isotópicos de muestras de gas, y datos de presiones, entre otros.



Estructura General del Yacimiento

Una falla lístrica de crecimiento, la Falla de Kutz define el marco de referencia estructural del yacimiento y divide el área de estudio en 2 partes (ver Fig. 2). Un anticlinal “rollover” se presenta en el bloque alto al oeste de la falla, formando el entrampamiento. El bloque alto rota hacia la falla de crecimiento como resultado de la geometría lístrica de la falla y la carga diferencial de sedimentos del Plio-Pleistoceno sobre una dúctil superficie arcillosa del Mioceno. Una falla antitética forma la minicuenca dentro de la cual la estructura



del yacimiento se localiza. Un grupo de fallas secundarias comparten la estructura y los intervalos del propio yacimiento. Éste es esencialmente un cierre en 3 direcciones contra la falla.

Ambiente de Depósito

Un aspecto importante en definir un marco de estratigrafía de secuencias, es el modelo depositacional y sus correspondientes litofacies empleadas durante la interpretación. En esta forma se propuso un modelo basado en las evidencias proporcionadas por la interpretación integrada de recortes de pozo, núcleos, registros de pozo y datos bioestratigráficos.

Las facies del Plioceno en el área de estudio fueron depositadas en un medio ambiente mixto de plataforma. Este hecho fue inicialmente soportado por la descripción macroscópica, así como por el análisis petrográfico de láminas delgadas y por la difracción de rayos-X practicados a los 3 núcleos del Pozo Descubridor.

Se extrajeron núcleos en 3 intervalos a las profundidades de 1,084-1092.5 m, 1,225-1,232 m y 1,321-

1,324 m. La figura 7 muestra esquemáticamente la posición de estos núcleos, los tapones de los mismos extraídos para posteriores análisis petrográficos, así como los intervalos probados, de los cuales fueron exitosos, tanto el superior e inferior como el central.

Los 3 núcleos exhiben una litología general dominante compuesta de mudstones mixtos calcáreo-siliciclásticos de grano fino a muy fino, bioturbados de coloración gris claro. Se presentan algunas laminaciones onduladas y estratificación cruzada lenticular, así como fragmentos de conchas de moluscos (Fig. 8).

En apoyo al análisis microscópico un registro de imágenes en el Pozo Descubridor reveló, para los intervalos de los yacimientos, cuerpos de lutitas y areniscas conductivas y resistivas finamente estratificadas con vagas laminaciones onduladas y planares “ripples”, así como estratificaciones cruzadas tipo “hummocky”.

Estas evidencias junto con otras encontradas en núcleos, paleontología, y la interpretación geológica de otros registros geofísicos, soportaron al modelo de planicies de marea como el que mejor ajustó a dichas evidencias para los niveles del yacimiento.

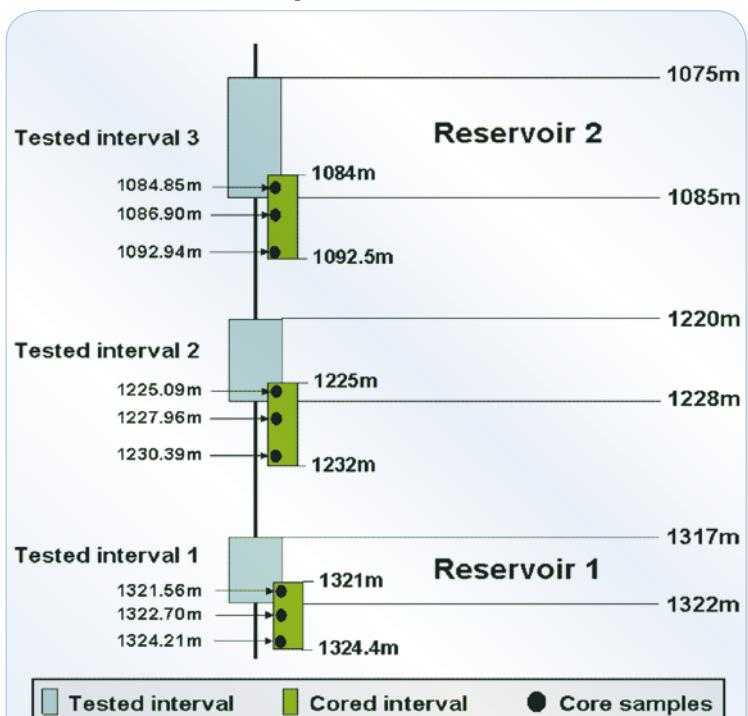
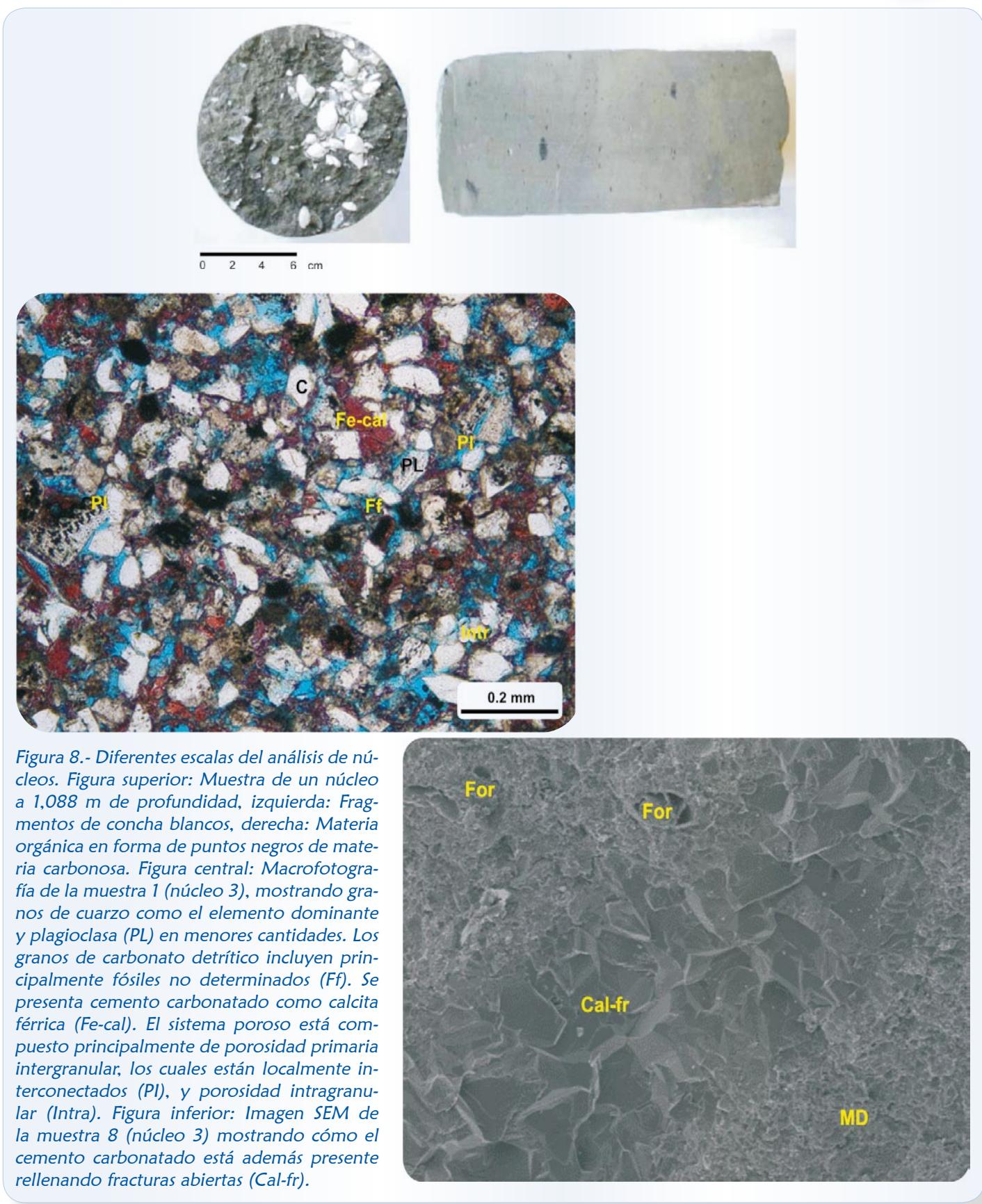


Figura 7.- Diagrama esquemático mostrando los intervalos probados: yacimientos, intervalos nucleados y tapones de núcleos para el análisis petrográfico en el Pozo Descubridor.





Particularmente, el estudio reveló que las rocas del yacimiento fueron depositadas en ambientes de intermarea teniendo una componente litológica mixta de hasta 4 y 5 minerales carbonato-dolomítico-arcillo-arenosos.

Marco de Estratigrafía de Secuencias en el Pozo Descubridor



Los beneficios de establecer un marco de referencia a partir de la estratigrafía de secuencias fueron fundamentales para la correlación de los estratos y para una interpretación más precisa de facies, facilitando a los modelos predictivos un mapeo de rocas del yacimiento más confiable. El análisis de estratigrafía de secuencias inició en el Pozo Descubridor, extendiéndose hacia los pozos vecinos.

La bioestratigrafía de alta resolución fue fundamental en la definición de fósiles índice, biozonas y en establecer una estratigrafía detallada y un esquema de correlación en el área de estudio. Particularmente, foraminíferos planctónicos y nanoplancton calcáreo definieron la cronoestratigrafía de los intervalos del Plioceno examinados en el área de estudio. Las edades de última aparición LAD (Last Appearances Datum) coloquialmente conocidas como “cimas” de los foraminíferos planctónicos índice empleados en este estudio, correlacionaron con las biozonas y LAD's establecidos por PEMEX para la Cronoestratigrafía del Cenozoico en el Sureste del Golfo de México y correlacionan asimismo, con la tabla publicada para la Cronoestratigrafía de la Secuencia Mioceno Tardío-Pleistoceno para el Golfo de México, desarrollada por Micro-Strat Inc. (Wornardt *et al.*, 2002). Además, esta carta es empleada como referencia para la estratigrafía de secuencias de este trabajo (Fig. 9).

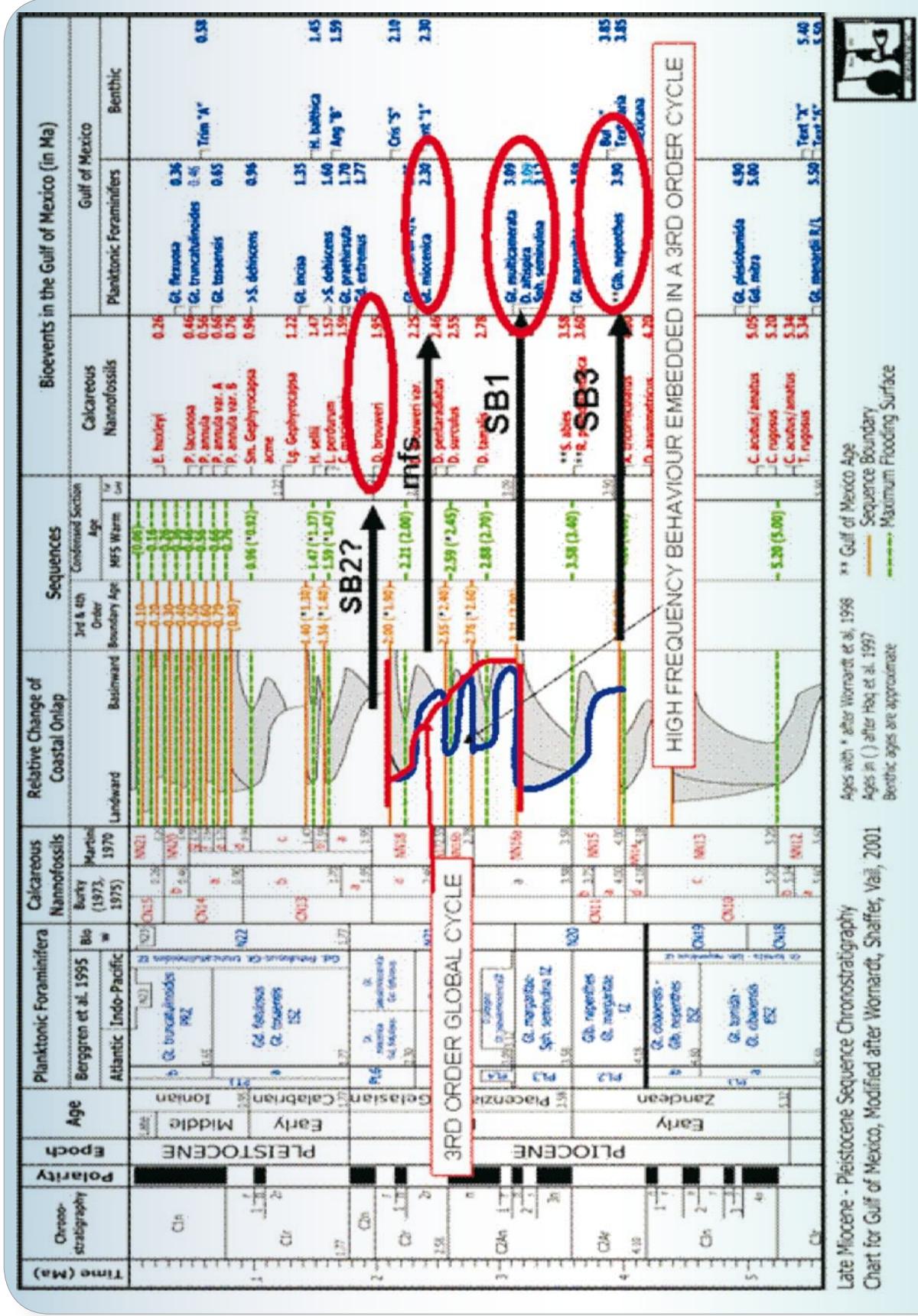
Del análisis de foraminíferos planctónicos en el Pozo Descubridor, la carta de foraminíferos para las cuencas del sureste de PEMEX, la carta de Wornardt *et al.* (2002) y los patrones de registros de pozo se identificaron 3 biozonas mayores (Fig. 10):

- ✓ 210-800 m: *Globorotalia truncatulinoides truncatulinoides*
- ✓ 830-1,390 m: *Globorotalia miocénica*
- ✓ 1,390-1,452 m: *Globorotalia margaritae*

Asimismo, se definieron 2 secuencias de tercer orden, 3 límites de secuencia de tercer orden con una superficie de máxima inundación. La figura 11 muestra el marco de estratigrafía de secuencias final para el Pozo Descubridor Utan-1.

Diversas secuencias de cuarto y quinto orden definidas por parasecuencias de tipo agradacional, progradacional y retrogradacional se encontraron embebidas en la de tercer orden. Las parasecuencias permitieron el análisis y justificación del modelo propuesto de yacimiento.

Una vez establecido el marco de referencia dado por la estratigrafía de secuencias, las bases de los 2 yacimientos se ubican en límites de secuencias de tercer orden, siendo en ambos casos los yacimientos secuencias retrogradacionales. El concepto de yacimientos gasíferos del Plioceno en el área de estudio, esto es secuencias retrogradacionales sobre límites de secuencia de tercer orden, implica un nuevo esquema de análisis de Plays y una herramienta exploratoria en la prospectividad de yacimientos análogos bajo el marco de estratigrafía de secuencias.



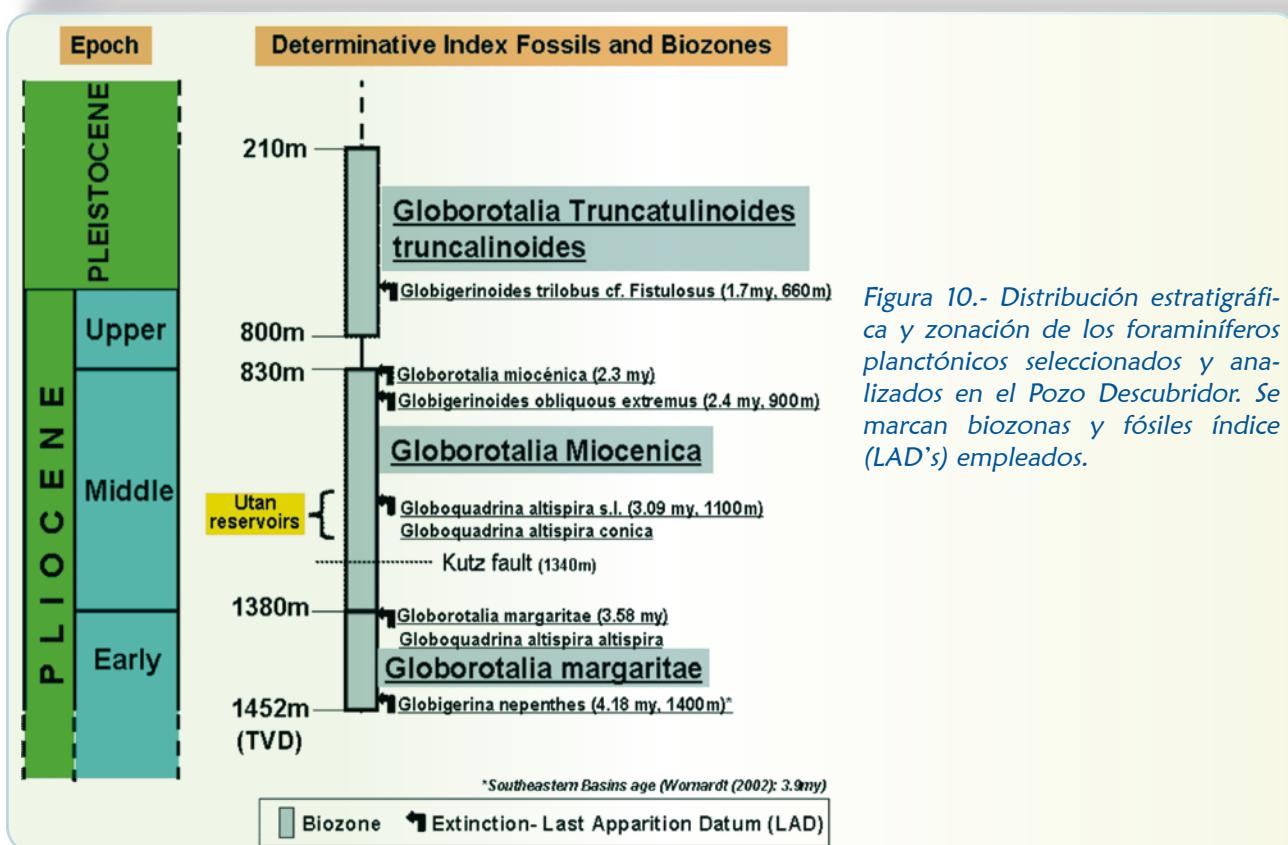
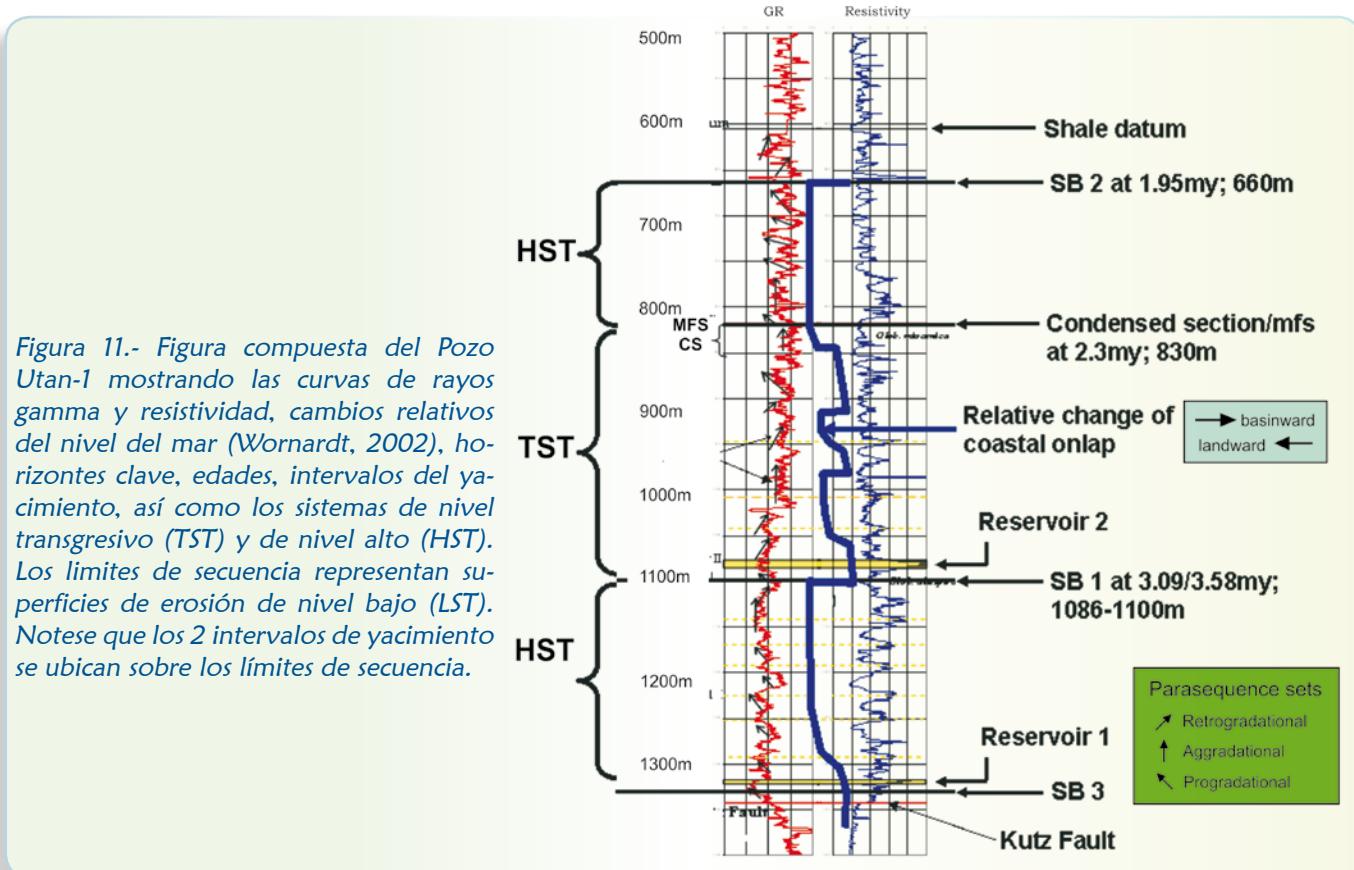


Figura 10.- Distribución estratigráfica y zonación de los foraminíferos planctónicos seleccionados y analizados en el Pozo Descubridor. Se marcan biozona y fósiles índice (LAD's) empleados.





Los foraminíferos bentónicos y las biozonas indicaron que profundidades de agua neríticas internas prevalecieron durante el depósito de la mayor parte del intervalo estratigráfico. Adicionalmente, los núcleos y registro de imágenes apoyaron la hipótesis de que el medioambiente de depósito prevalente durante el Plioceno en el área de estudio fue compuesto por depósitos costeros, de barrera, laguna, -marsh- y planicies de marea. La figura 12 muestra la posición del pozo descubridor en el diagrama Vailiano “sea slug” para ambientes donde imperan ambientes de nivel transgresivo (TST) y de nivel alto (HST).

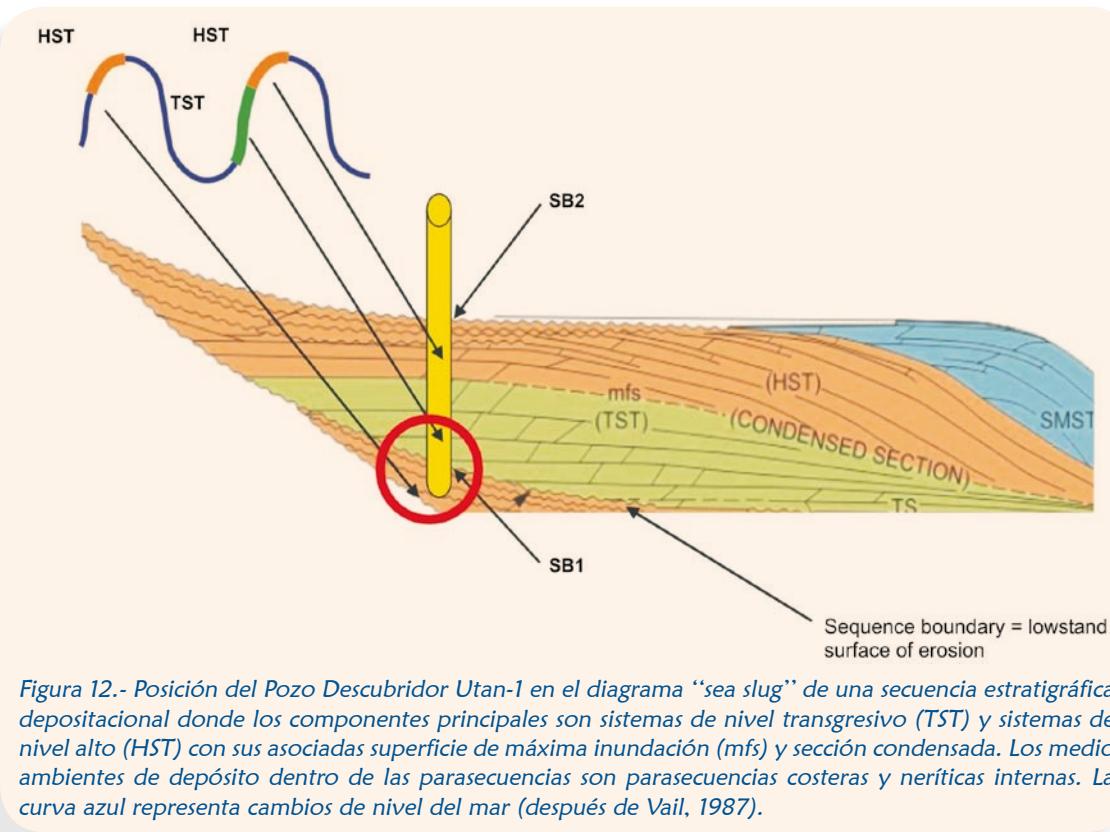


Figura 12.- Posición del Pozo Descubridor Utan-1 en el diagrama “sea slug” de una secuencia estratigráfica depositacional donde los componentes principales son sistemas de nivel transgresivo (TST) y sistemas de nivel alto (HST) con sus asociadas superficie de máxima inundación (mfs) y sección condensada. Los medio ambientes de depósito dentro de las parasecuencias son parasecuencias costeras y neríticas internas. La curva azul representa cambios de nivel del mar (después de Vail, 1987).

Extensión del Marco de Estratigrafía de Secuencias

Una vez que se identificaron las superficies clave para la correlación estratigráfica en el Pozo Descubridor, éstas se extrapolaron a los 5 pozos vecinos seleccionados para este estudio, mediante secciones de correlación pozo a pozo. Finalmente, los datos de registros de pozo y las superficies clave fueron ligados a los datos sísmicos para la correlación e interpretación sísmica estratigráfica. Diversos ciclos de ensayo y error fueron necesarios antes de asegurar una interpretación confiable.

La interpretación sísmica preliminar mostró cómo el carácter de la señal sísmica cambia a través de la falla lístrica (Figs. 5 y 13). La relación señal a ruido y el contenido de frecuencias son menores, y un diferente carácter de ondícula de los datos sísmicos es observable en el lado oriental de la falla, lo cual produjo pobres amarres pozo a sísmica sobre ese sector y la imposibilidad de extender el marco de estratigrafía de secuencias al no tenerse además datos bioestratigráficos y de registros para el Neógeno en ese lado de la falla dentro de los límites del área de estudio.

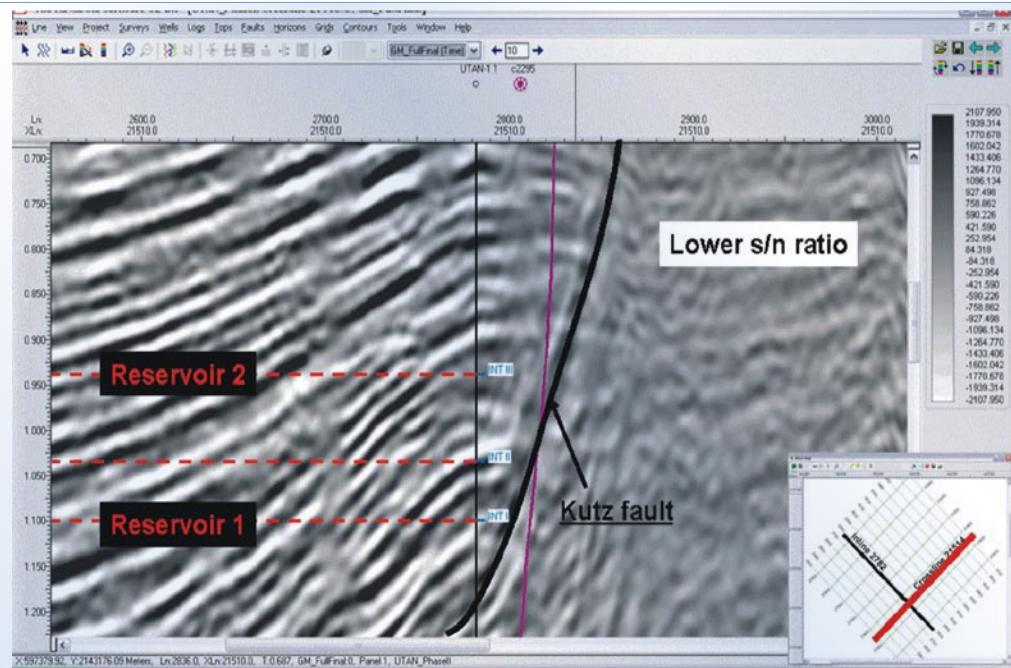


Figura 13.- Sección sísmica cruzando el Pozo Descubridor y la Falla de Kutz en la dirección SW-NE. Se muestra la ubicación de los 3 intervalos probados. Una mejor relación señal a ruido se aprecia en el lado occidental de la falla donde se localiza la estructura “rollover” de los yacimientos.

Análisis de Atributos Sísmicos y de Calidad de Yacimiento

Del análisis de núcleos y registros del Pozo Descubridor se asocian regulares valores de porosidad y pobres valores de permeabilidad. El análisis de calidad del yacimiento indicó que la influencia de la mineralogía, en particular la presencia de cuarzo en la secuencia mixta, es relevante en el incremento de porosidad como resultado de los depósitos de yacimiento durante un descenso relativo del nivel del mar (Fig. 14). El yacimiento superior demostró ser el mejor conforme a los datos de producción, porosidad y permeabilidad.

Una vez que el marco preliminar de estratigrafía de secuencias fue establecido, la interpretación de las secuencias sísmicas y el análisis de atributos permitieron delinear con precisión los yacimientos descubiertos.

Los valores de porosidad y permeabilidad están relacionados de una manera logarítmica y se incrementan ambas conforme a la presencia de detritos de cuarzo.

El análisis a nivel pozo precedió y respaldó al análisis de terminaciones sísmicas, así como de atributos de amplitud y frecuencia sísmica para el mapeo de las superficies de tercer orden definidas en el marco de la estratigrafía de secuencias. La inversión por reflectividad mostró ser una herramienta valiosa en la interpretación de estas superficies, así como en la de otros rasgos estratigráficos importantes (Figs. 15 y 16). El coseno de la fase demostró también ser otro atributo útil en la correlación de horizontes pozo a pozo.

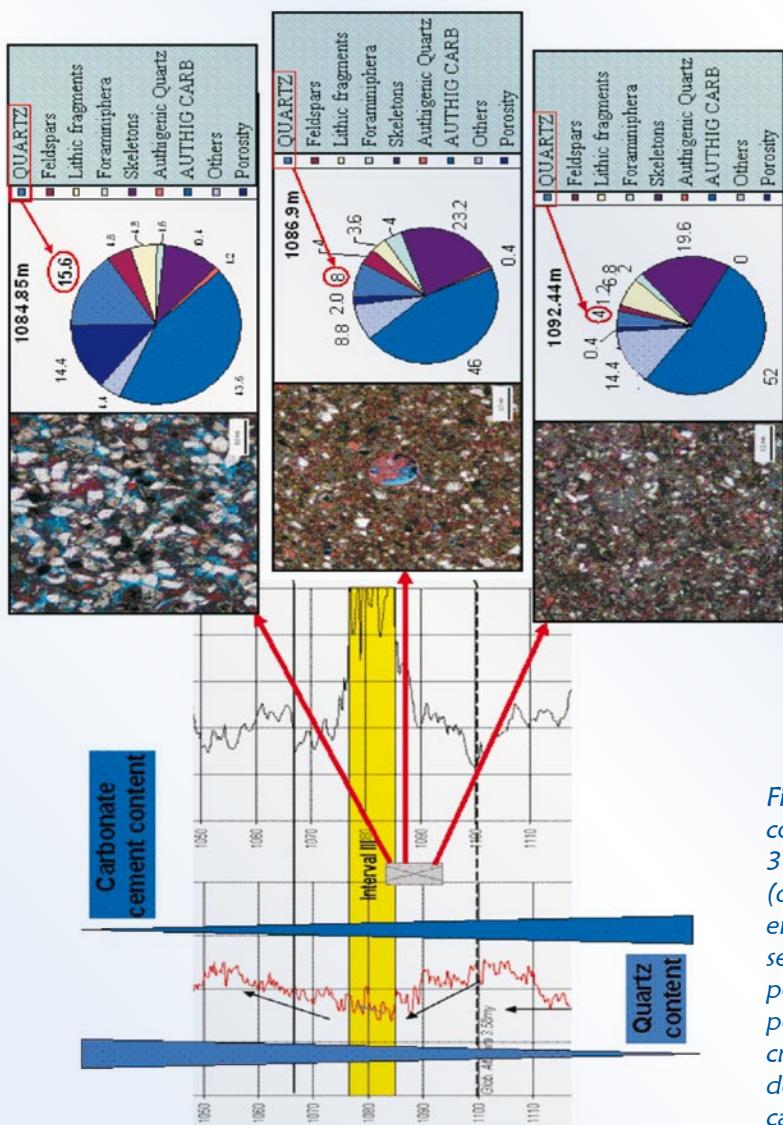
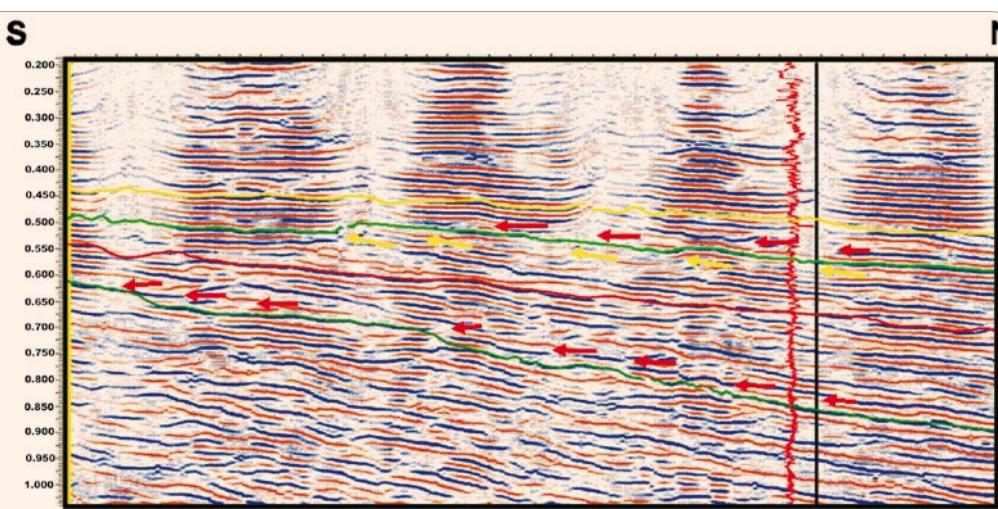


Figura 14.- Análisis petrográfico cuantitativo incorporando el uso de conteo de puntos para las 3 muestras del núcleo 3 del Pozo Descubridor (diagramas de pay). La muestra superior se localiza en zona del yacimiento superior, el cual demostró ser el mejor conforme a sus datos de producción, porosidad y permeabilidad. Un incremento en la porosidad está cercanamente relacionada a un incremento progresivo hacia arriba en el contenido de cuarzo junto con un decremento de cemento calcáreo.

Figura 15.- Sección producto de la Inversión Sísmica por Reflectividad mostrando rasgos estratigráficos importantes, así como terminaciones sísmicas “Onlap” (rojo) y “Toplap” (amarillo) útiles para calibrar y corroborar los límites de secuencia propuestos.



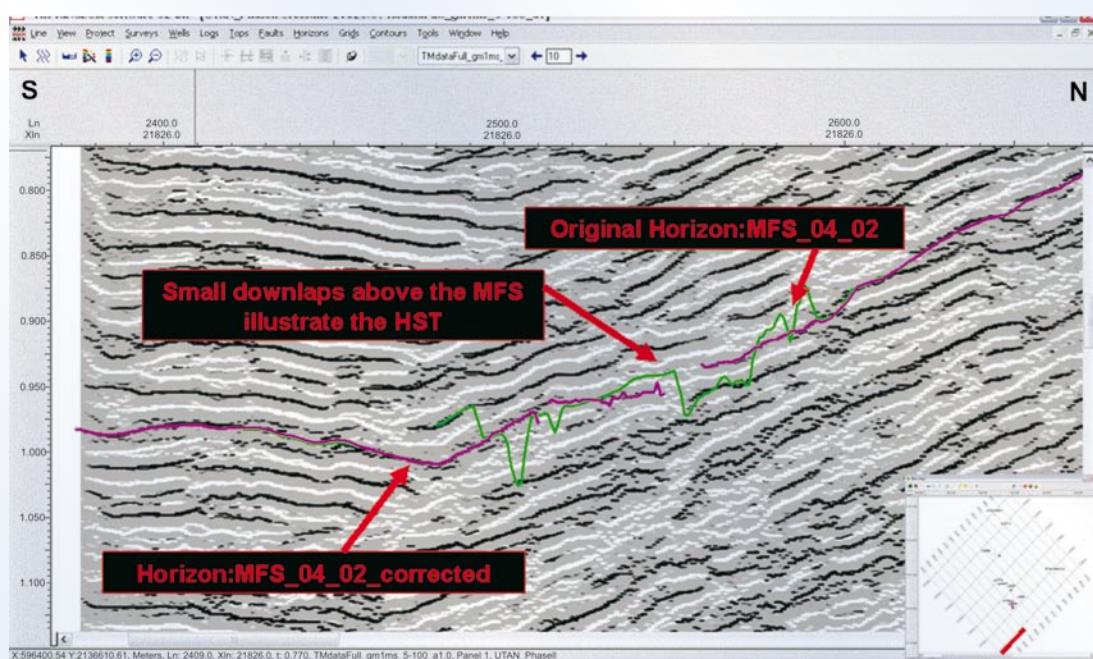


Figura 16.- La Inversión Sísmica por Reflectividad mostró buenas capacidades para la interpretación sismo-estratigráfica a partir del incremento en la resolución vertical. El atributo fue de gran ayuda en el suavizado de horizontes ruidosos para la interpretación. Una superficie de máxima inundación (mfs) se corrobora en esta figura como una superficie de terminaciones sísmicas “downlap” que separan un ambiente de nivel transgresivo (TST) de uno de nivel alto (HST).

Con la finalidad de evaluar técnicas de atributos para la discriminación de fluidos, tales como: el Análisis AVO y la Descomposición Espectral se realizó el modelado por sustitución de fluidos para amplitudes y frecuencias sísmicas espectrales, indicándose que las arenas productoras son del tipo AVO 1 y 2 con un bajo contraste de impedancia de los yacimientos con la roca encajonante. Asimismo, se observa un decremento de la respuesta espectral en presencia de gas en los intervalos del yacimiento. De esta manera, potenciales yacimientos de gas pueden ser identificados a través de variaciones laterales de estos parámetros. Desafortunadamente, el cubo sísmico empleado para este trabajo fue diseñado para objetivos profundos y por lo tanto, carente de suficiente cubrimiento sísmico para objetivos someros, por lo cual no es factible un análisis regional AVO (Fig. 17).

Anomalías espectrales concordantes estructuralmente definen la extensión del yacimiento (Fig. 18).

- ✓ De las correlaciones realizadas, se analiza que la prospectividad se incrementaría hacia la porción norte del área de estudio y que la falla regional de crecimiento corta los yacimientos del Pozo Descubridor en otros pozos.
- ✓ Se recomienda un análisis similar al aquí descrito en la porción oriental y occidental de las fallas que definen esta minicuenca, a fin de extrapolar de manera adecuada los horizontes aquí descritos para un mejor soporte de inferencias referentes a la prospectividad gasífera de estas áreas.

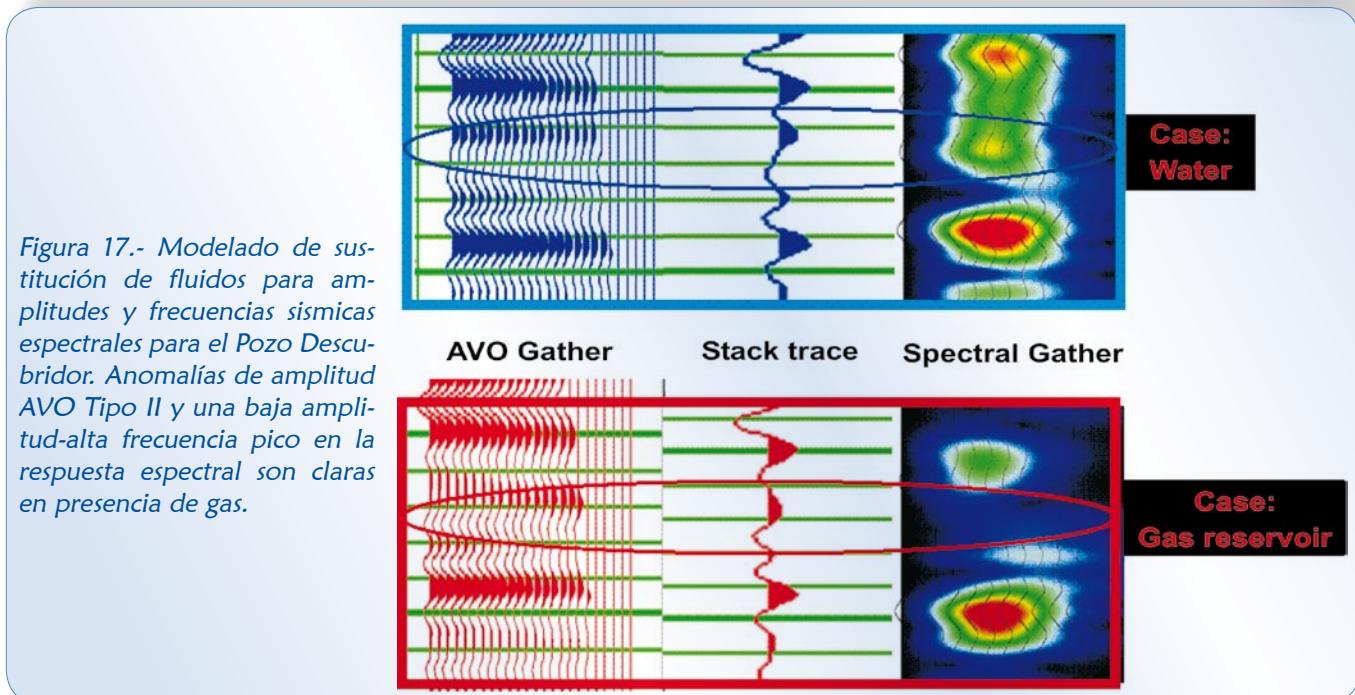


Figura 17.- Modelado de sustitución de fluidos para amplitudes y frecuencias sísmicas espectrales para el Pozo Descubridor. Anomalías de amplitud AVO Tipo II y una baja amplitud-alta frecuencia pico en la respuesta espectral son claras en presencia de gas.

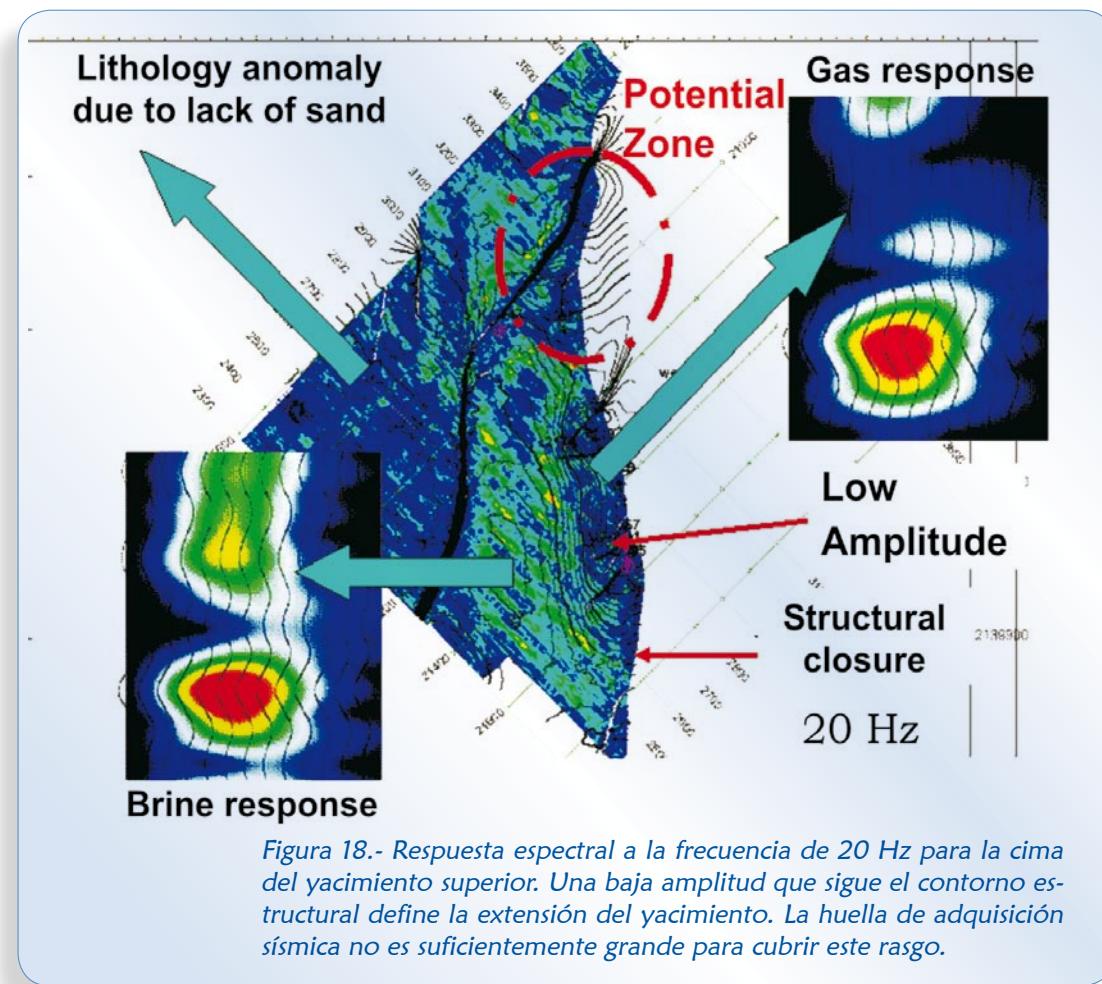


Figura 18.- Respuesta espectral a la frecuencia de 20 Hz para la cima del yacimiento superior. Una baja amplitud que sigue el contorno estructural define la extensión del yacimiento. La huella de adquisición sísmica no es suficientemente grande para cubrir este rasgo.



CONCLUSIONES

Las principales contribuciones de este trabajo fueron:

- ✓ Aplicar nuevos conceptos en el desarrollo de habilidades para la prospección por gas en esta provincia tradicionalmente productora de aceite.
- ✓ Este trabajo incorpora una robusta componente de estratigrafía de secuencias en la construcción del modelo geológico en comparación con trabajos previos en el área, lo cual permitió una predicción más precisa de la distribución de facies y propiedades del yacimiento.
- ✓ El marco referido permitió la interpretación de atributos basados en amplitudes y frecuencias, así como la incorporación de un esquema basado en inversión por reflectividad para la delineación más precisa de rasgos estratigráficos fuera del pozo.
- ✓ Se establece un nuevo concepto de análisis de *Plays* basado en estratigrafía de secuencias y atributos sísmicos para yacimientos gasíferos análogos del Plioceno en el área de estudio, basado en el mapeo de secuencias retrogradacionales asentadas en límites de secuencia de tercer orden, anomalías AVO Tipo II y una atenuación en la respuesta sísmica espectral para zonas de yacimiento.
- ✓ Los resultados de este estudio contribuirán a definir futuras estrategias para el desarrollo de este tipo de yacimientos y en la prospectividad de áreas análogas. Se recomienda el diseño de pozos para objetivos Terciarios donde la extracción de núcleos y la obtención de registros de pozos cumplan con normas de calidad para estos objetivos. Esta recomendación se hace extensiva para la obtención de información sísmica futura con objetivos someros que eviten la huella de adquisición y el bajo cubrimiento sísmico para objetivos del Neógeno si la estrategia de exploración dictamina incrementar los estudios con objetivos gasíferos en este sector de la Sonda de Campeche

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a PEMEX Exploración y Producción, particularmente a los ingenieros **Adán Oviedo Pérez, Francisco Sánchez de Tagle** y **Arturo Pérez Aldana** por sus valiosos comentarios y sugerencias a lo largo del proyecto materia de este trabajo.



REFERENCIAS

- Ángeles-Aquino Francisco, Durán-González Fernando, Muñoz-Bocanegra Verónica, 2003. "Bosquejo Sedimentario del Terciario en la Región Marina Suroeste", *Revista Ingeniería Petrolera y Boletín de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México*, pp. 43-53.
- Ángeles-Aquino Francisco Javier, 2004. "Bosquejo Geológico de la Sonda de Campeche", *Ingeniería Petrolera y Boletín de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México*, pp. 48-59.
- Castagna, J.P.; Sun, S. and Siegfried, R.W., 2003; "Instantaneous Spectral Analysis: Detection of Low-Frequency Shadows Associated with Hydrocarbons", *The Leading Edge*.
- Castagna John P. and Sun S., 2006. "Comparison of Spectral Decomposition Methods", *First Break*, vol. 24, pp. 75-79.
- Chopra, S.; Castagna, J. and Xu, Y., 2008. "Thin-Bed Reflectivity-An Aid to Seismic Interpretation", *Back to Exploration*, 2008 CSPG CSEG CWLS Convention, pp. 738-742.
- Cita, M.B.; Rio, D. and Sprovieri, R., 1999. "The Pliocene Series: Chronology of the Type Mediterranean Record and Standard Chronostratigraphy", in *The Pliocene: Time of Change*. The American Association of Stratigraphic Palynologists Foundation, pp. 49-63.
- Clement, O.H. and Thompson, P.R., 2005. "Sequence Biostratigraphy with Examples from the Plio-Pleistocene and Quaternary", in *Applied Stratigraphy, Topics in Geobiology*, vol. 23. Edited by Eduardo Koutsoukos, Springer, pp. 227-247.
- García, H.J. et al., 2005. "Structural Style of the Gulf of Mexico's Cantarell Complex", *The Leading Edge*, pp. 136-138.
- Guzmán, A.E. and Márquez, D.B., 2001. "The Gulf of Mexico Basin South of the Border: The Petroleum Province of the Twenty-First Century", in *Petroleum Provinces of the Twenty-First Century*. Edited by M.W. Downey, J.C. Threet, and W.A. Morgan, *AAPG Memoir*, vol. 74, pp. 337-351.
- Kupecz, J.A.; Gluyas, J. and Bloch, S., 1997. "Reservoir Quality Prediction in Sandstones and Carbonates: An Overview", in *Reservoir Quality Prediction in Sandstones and Carbonates*, *AAPG Memoir*, vol. 69, pp. vii-xxiv.
- Méndez, H.E., 2008. "Integrating Sequence Stratigraphy and Seismic Attributes for Quantitative Reservoir Characterization: A Case Study of a Pliocene Reservoir, Campeche Sound, Mexico", PhD Dissertation, The University of Oklahoma, 299 p.
- Mendez, H.E.; Slatt R.M.; Bahamon, V.C. y García, H.J., 2006. "Workflow for Integrated Characteriza-
- tion of Combination Structural-Stratigraphic Traps: Example from the Southern Gulf of Mexico", in *Reservoir Characterization: Integrating Technology and Business Practices*. Transactions of The Gulf Coast Association of Geological Societies, Special Meeting, pp. 1-32.
- Middleton, G.V., 1991. "A Short Historical Review of Clastic Tidal Sedimentology", in *Clastic Tidal Sedimentology*. Edited by Smith, D.G.; Reinson, G.E.; Zaitlin, B.A. and Rahmani, R.A., *Memoir*, vol. 16, The Canadian Society of Petroleum Geologists, pp. ix-xv.
- Mitchum, M.R.; Sangree, B.J.; Vail, R.P. and Wornardt, W.W., 1993.. "Recognizing Sequences and Systems Tracts from Well Logs, Seismic Data, and Biostratigraphy: Examples from the Late Cenozoic of the Gulf of Mexico", in *Siliciclastic Sequence Stratigraphy*, *AAPG Memoir*, vol. 58, pp. 163-197.
- Nichols, G., 1999. "Sedimentology and Stratigraphy", Blackwell Science Ltd., 355 p.
- Nio, S.D. and Yang, Ch.Shu, 1991. Diagnostic Attributes of Clastic Tidal Deposits: a Review, in *Clastic Tidal Sedimentology*. Edited by Smith, D.G.; Reinson, G.E.; Zaitlin, B.A. and Rahmani, R.A., *Memoir*, vol. 16, Canadian Society of Petroleum Geologists, pp. 3-27.
- Pemex´s Internal Technical Reports, 1989-2005. Non-Published Proprietary Confidential Information.
- Reinson, G.E., 1979. Facies Models 6, Barrier Island Systems, in R.G.. Walker, ed., *Facies Models: Geoscience Canada Reprint Series* 1, pp. 57-74.
- Slatt, M.R., 2005. Notes from the Course GEOL 6970: "Introduction to Petroleum Geology of Deepwater Depositional Systems-Turbidite Petroleum Geology", The University of Oklahoma.
- Slatt, M.R., 2005. Notes from the course GEOL 4970/6970: "Introduction to Reservoir Characterization-Geologic Reservoir Characterization", The University of Oklahoma.
- Slatt, M.R., 2006. "Stratigraphic Reservoir Characterization for Petroleum Geologists, Geophysicists, and Engineers", *Handbook of Petroleum Exploration and Production Series No. 6*, Elsevier, 478 p.
- Vail, P.R., 1987. "Seismic Stratigraphy Interpretation Procedure", in *Atlas of Seismic Stratigraphy*. Edited by A.W. Bally, *AAPG Studies in Geology* 27, vol. 1, pp. 1-10.
- Vail, R.P. and Wornardt, W.W., 1991. "Well Log-Seismic Sequence Stratigraphy: An Integrated Tool for the 90's", in *Sequence Stratigraphy as an Exploration Tool: Concepts and Practices in the Gulf Coast*. Edited by Armentrout, M.J. and Bob, PF, *Eleven th Annual Conference, Gulf Coast Section, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists*



Foundation. Reprinted with Addenda for the 1991 Midyear Research Conference, pp. 379-388.

Van Wagoner, J.C.; Mitchum, M.R. Jr., Posamentier, H.W. and Vail, P.R., 2002. "Part 2: Key Definitions of Sequence Stratigraphy", in *Atlas of Seismic Stratigraphy*. Edited by A.W. Bally, AAPG Studies in Geology, 27, vol. 1.

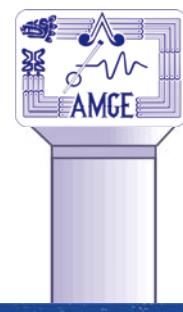
Van Wagoner, J.C.; Mitchum, M.R.; Campion, K.M. and Rahmanian, V.D., 1990. "Siliciclastic Sequence Stratigraphy in Well Logs, Cores, and Outcrops", AAPG Methods in Exploration Series, num. 7, 55 p.

NUEVO DESARROLLO EN EL CAMPO LANKAHUASA

RICARDO O. VÁZQUEZ ROMERO

RESUMEN

La búsqueda de hidrocarburos en yacimientos muy delgados, la mayoría de ellos por debajo de la resolución sísmica, exige para su localización y desarrollo de la aplicación de nuevas tecnologías que actualmente existen en el mercado y que con su aplicación simultánea fortalecemos las debilidades que cada una de ellas presentan individualmente. En este trabajo se muestra la aplicación de tecnologías conocidas como: AVO, Inversión Acústica en el Dominio de la Frecuencia, Inversión Simultánea, Descomposición Espectral, Clasificación de Facies Sísmicas y Modelado Petrofísico de manera conjunta para discriminar una posible extensión al NW de los yacimientos del Campo Lankahuasa. De los resultados de este flujo de trabajo es de lo que platicaremos en este artículo.



INTRODUCCIÓN

Lankahuasa es un campo marino de gas seco localizado a 12 km frente a las costas del estado de Veracruz, México entre las ciudades de Vega de Alatorre y Nautla en un tirante de agua de 63 m (Fig. 1). Actualmente, este campo se encuentra compuesto por 8 pozos: 1 su descubridor, 2 delimitadores y 5 de desarrollo. El objetivo del presente trabajo es sustentar la extensión de los yacimientos del campo con atributos antes y después de apilar en el dominio del tiempo y de la frecuencia hacia el bloque noroccidental denominado “Bloque DL-2”.

El Análisis de Atributos AVO e Inversión Sísmica para la estimación de propiedades petrofísicas de un yacimiento ha dado lugar a la reducción de incertidumbres en la detección de hidrocarburos al ser combinados con estudios de física de roca, modelado directo y una detallada integración e interpretación multidisciplinaria enfocada a evaluar el potencial petrolero de un campo.

(1) Activo Integral Poza Rica Altamira. Región Norte.



Figura 1.- Localización geográfica del Campo Lankahuasa



MARCO GEOLÓGICO

S e ubica en la parte centro-oriental de la Cuenca Tampico-Misantla en las provincias marinas de Tampico y Veracruz, donde ocupa el bloque central de una estructura anticinal asimétrica que buza en dirección NW-SE limitada al occidente por fallas sintéticas y antitéticas al oriente que se unen en profundidad para formar un sistema lístrico regional. Sus reservorios son de areniscas de grano muy fino (Litarenitas, Folk, 1968) del Mioceno Superior-Plioceno Inferior, localizados entre 2,000-3,000 m de profundidad. En la zona de interés se identifican horizontes sísmicos con geometrías oblícuas que acusan

progradaciones en dirección noroeste-sureste y geometrías paralelas que representan plataformas apiladas donde fueron depositados los yacimientos del campo como barras costeras o deltas dominados por oleaje (LS) con una redistribución posterior formando sábanas de arena y barras costeras (TST-HST) (Figs. 2 y 3).

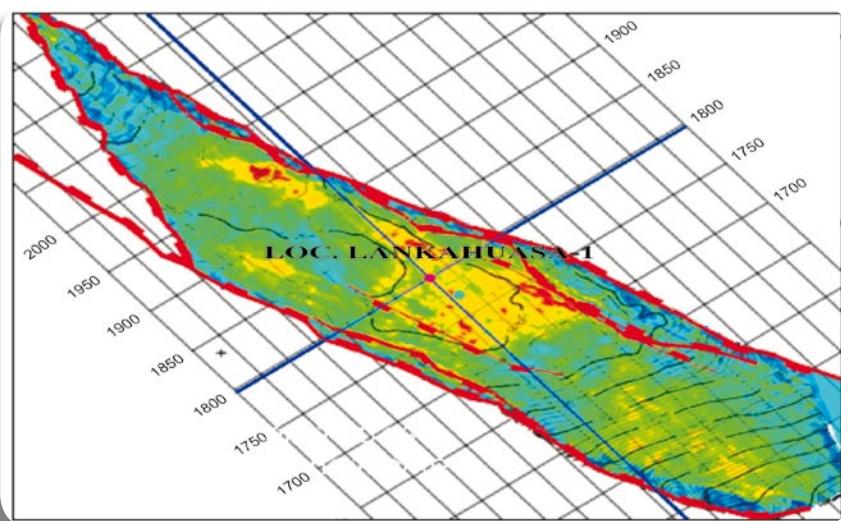


Figura 2.- Modelo estructural del Campo Lankahuasa

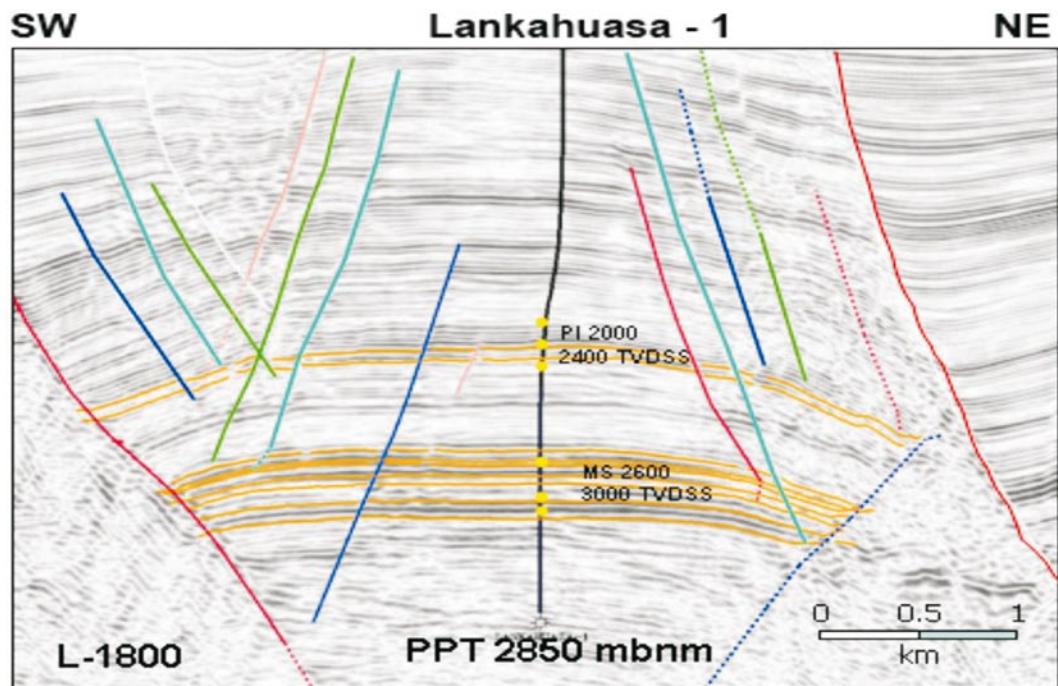
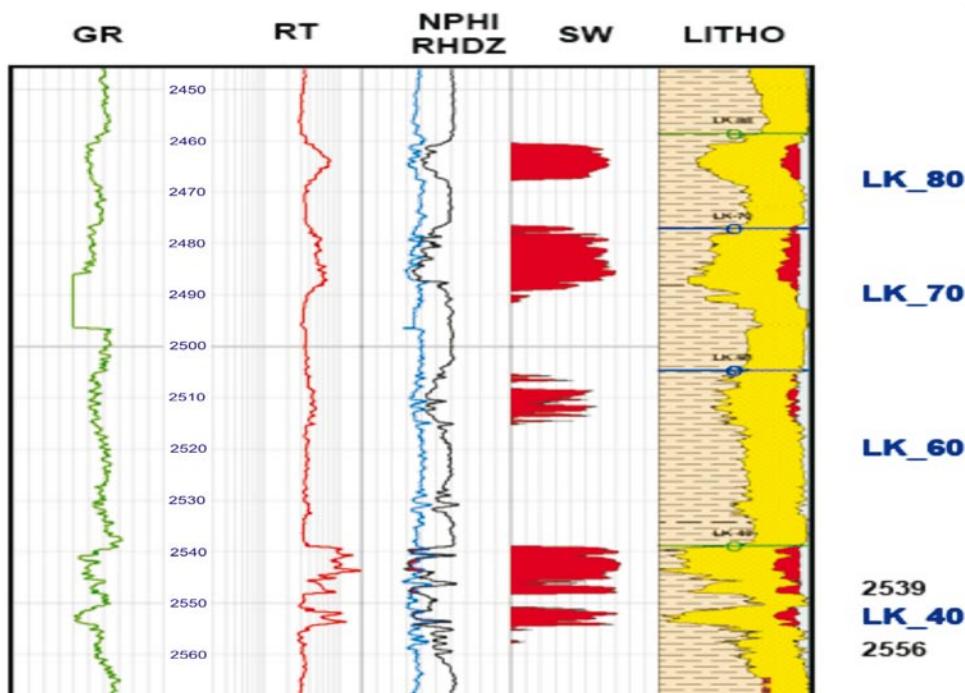


Figura 3.- Modelo estratigráfico del Campo Lankahuasa

El Pozo Lankahuasa-DL2 se perforó para delimitar la estructura principal hacia el noroccidente del campo (Fig. 7). Este pozo resultó invadido de agua salada en la mayoría de sus intervalos potenciales (Fig.4), lo cual condenó la exploración del bloque en estudio, situado entre fallas distensivas, cuyos yacimientos se acuñan contra ellas echado arriba (Fig. 6).

Fueron precisamente estas buenas condiciones de entrampamiento las que motivaron el estudio de este bloque.

Figura 4.- Evaluación petrofísica del Pozo LK-DL-2.





INTERPRETACIÓN SÍSMICA



Se realizó en una versión RAP con un ancho de banda muy amplio que presenta una buena resolución vertical, lo cual permite una buena correlación entre sus reflectores sísmicos y las cimas de los pozos (Fig. 5).

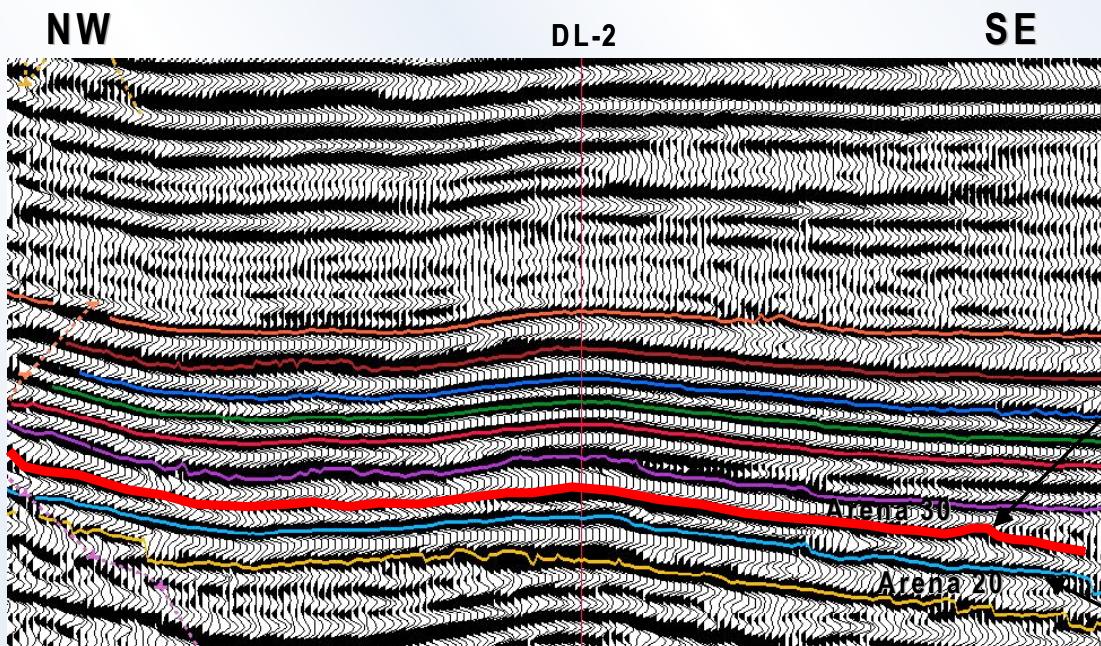


Figura 5.- Cubo de alta frecuencia con una buena correlación entre reflectores y cimas del Pozo LK-DL-2.

El marco estructural se interpretó en una versión de un cubo de bajas frecuencias (Fig. 6) donde se lograron separar fallas que originalmente se tenían definidas en un sólo plano.

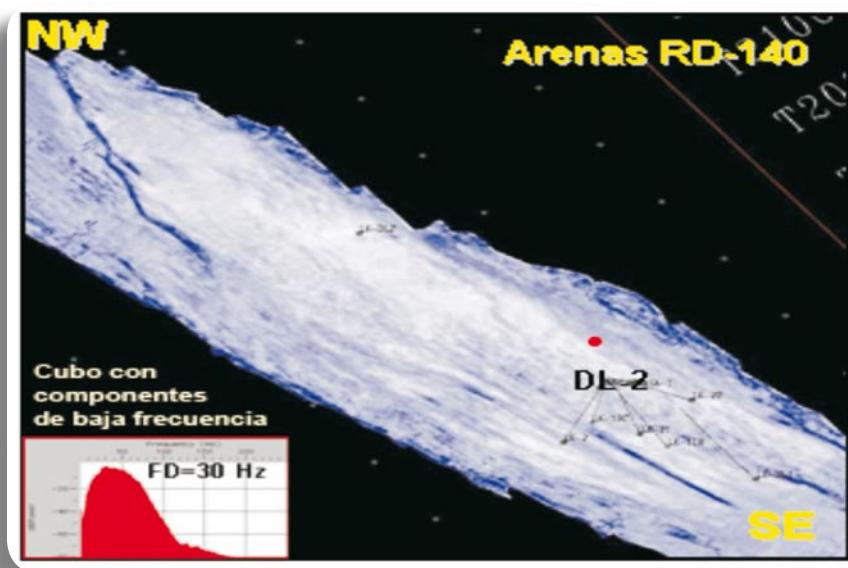


Figura 6.- Horizonte de coherencia extraído de un cubo de baja frecuencia.



El bloque en estudio se encuentra situado al NW del Campo Lankahuasa a 3 km del Pozo LK-DL-2 y a 7 km del campo principal. Este bloque se ubica en un alto estructural, cuyos reflectores se acuñan contra 2 fallas antitéticas de desplazamiento corto (Fig. 7).

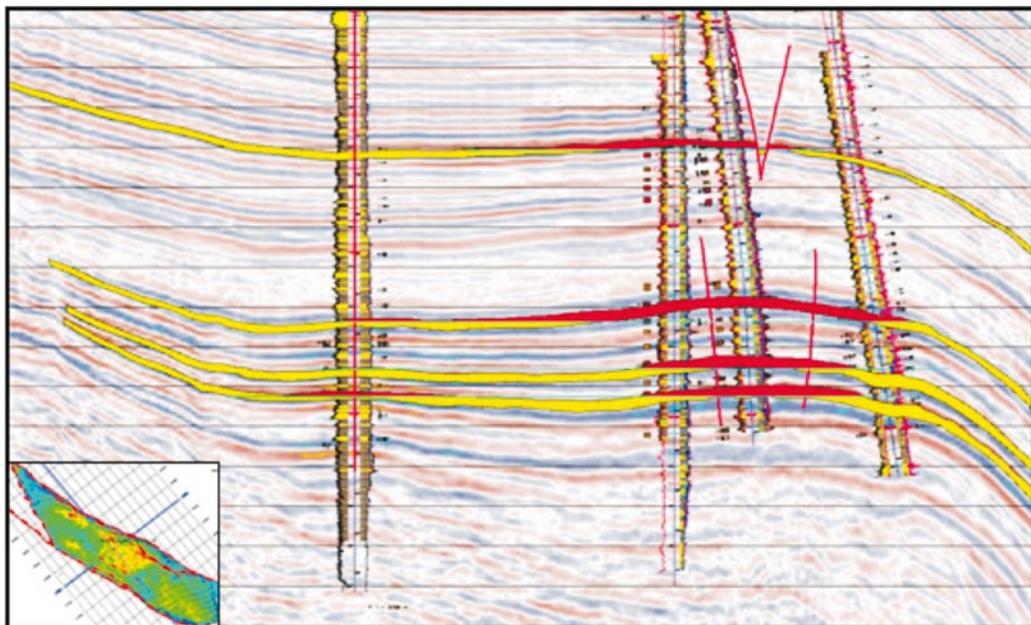


Figura 7.- Condiciones de entrampamiento favorables en el bloque al NW del LK-DL-2

La experiencia adquirida en el desarrollo inicial de este campo, por anomalía de amplitud sísmica, dejó ver que ésta no representa un indicador directo de hidrocarburos, por tal motivo se utilizaron productos derivados de AVO como son: intercepto, gradiente y sus derivados $P \times G$ y relación de Poisson escalar $aP + bG$, se utilizaron además productos derivados de Inversión Sísmica Acústica a través de su volumen de reflectividad en el dominio de la frecuencia e inversión simultánea en el dominio del tiempo con sus volúmenes de Lambda-Rho, Mhu-Rho, Lambda-Rho/Mhu-Rho, Impedancia Absoluta de P y S, Impedancia de Banda Limitada P y S, relaciones Vp/Vs con valores de Impedancia Absoluta y de Banda Limitada; se utilizó también la Descomposición Espectral a través de sus volúmenes de frecuencia y amplitud pico en apilados cercanos y lejanos, clasificación de facies sísmicas y modelado petrofísico.

Lo anterior, con el fin de delimitar con menor incertidumbre la extensión lateral de los yacimientos del Campo Lankahuasa echado abajo del Bloque DL-2.



En este trabajo se presenta una metodología innovadora en la integración de atributos sísmicos y datos de pozo que consiste en el uso de datos de diferente origen y calculados por medio de procedimientos obtenidos de dominios distintos, con lo cual se intenta garantizar la independencia de sus resultados al momento de su integración. Consideramos que lo anterior los hace más robustos y consistentes disminuyendo su grado de incertidumbre.



La figura 8 muestra un esquema que ilustra la metodología seguida donde se utilizan como datos independientes las electrofacies obtenidas a partir de registros de pozo, los atributos de capa derivados de la impedancia acústica y simultánea, los atributos de interfase obtenidos del AVO y Descomposición Espectral.

Finalmente se integra cada uno de los productos obtenidos con la información de producción para evaluar sus resultados, todo esto con la finalidad de obtener áreas con menor incertidumbre para proponer nuevas localizaciones delimitadoras de desarrollo.

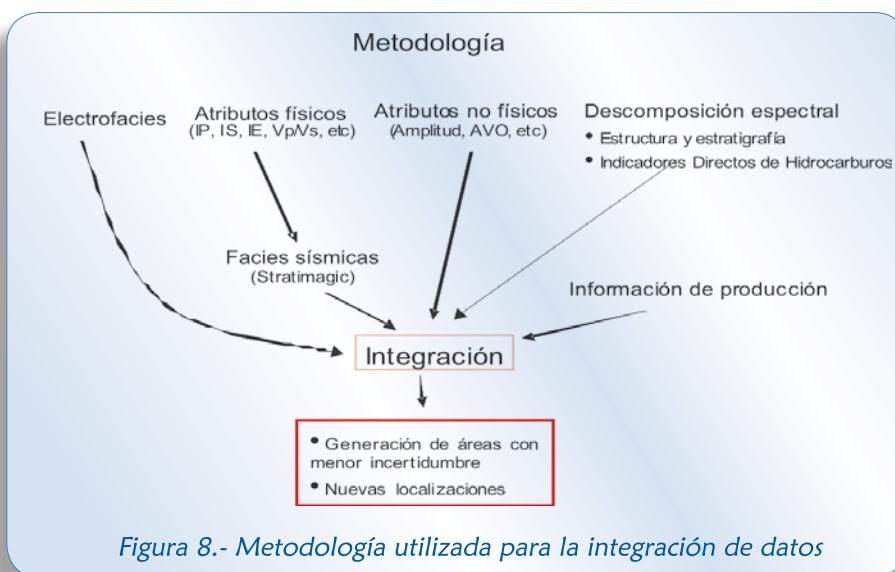


Figura 8.- Metodología utilizada para la integración de datos

La filosofía de este estudio es utilizar estas tecnologías en conjunto reforzando las limitaciones que ofrece cada una de ellas cuando se utilizan en forma aislada. Partimos de la premisa de que las respuestas comunes obtenidas de cada una de manera independiente incrementan la certidumbre de los lugares donde se presentan sus mejores resultados. Este análisis se hizo en las 14 arenas productoras del campo sobre ventanas de tiempo equivalentes al espesor poroso de cada yacimiento obtenido a partir del registro de rayos gamma del pozo más cercano al bloque (LK-DL-2), de los cuales se presenta a continuación esta metodología sólo con 3 ejemplos representativos.

Modelado Directo de los Yacimientos LK y CS Cortados por el Pozo LK-DL-2

A partir de una gráfica cruzada entre la impedancia P y S podemos observar que los valores de impedancia P de los yacimientos LK con gas presentan valores similares a los que tienen su roca encajonante, lo cual explica por qué los yacimientos de este campo no puedan visualizarse fácilmente con la sola componente sísmica de onda P. Para hacer una discriminación de este tipo de yacimientos debemos apoyar su análisis con la información contenida en la componente sísmica de la onda S (Fig. 9).

Si graficamos los atributos de Intercepto contra Gradiente podemos observar que la nube de puntos anómalos presentes en los yacimientos Lankahuasa se ubican en los cuadrantes III y IV característicos de anomalías tipo II (Fig. 10).

Una vez caracterizada la respuesta elástica de los intervalos productores en el Pozo LK-DL-2 se analizó su distribución utilizando atributos derivados de AVO, Inversión Sísmica y Descomposición Espectral sobre los yacimientos del campo en el bloque en estudio.

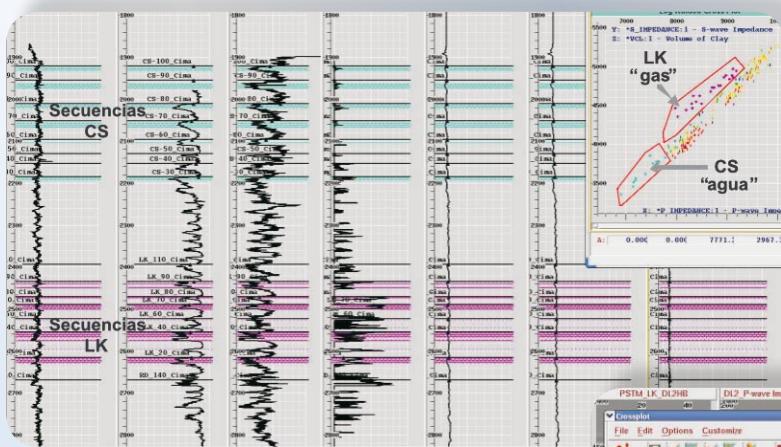


Figura 9.- “Crossplot” de I_p vs I_s donde se aprecia el solapamiento de impedancias P en los yacimientos Lankahuasa del Pozo LK-DL-2.

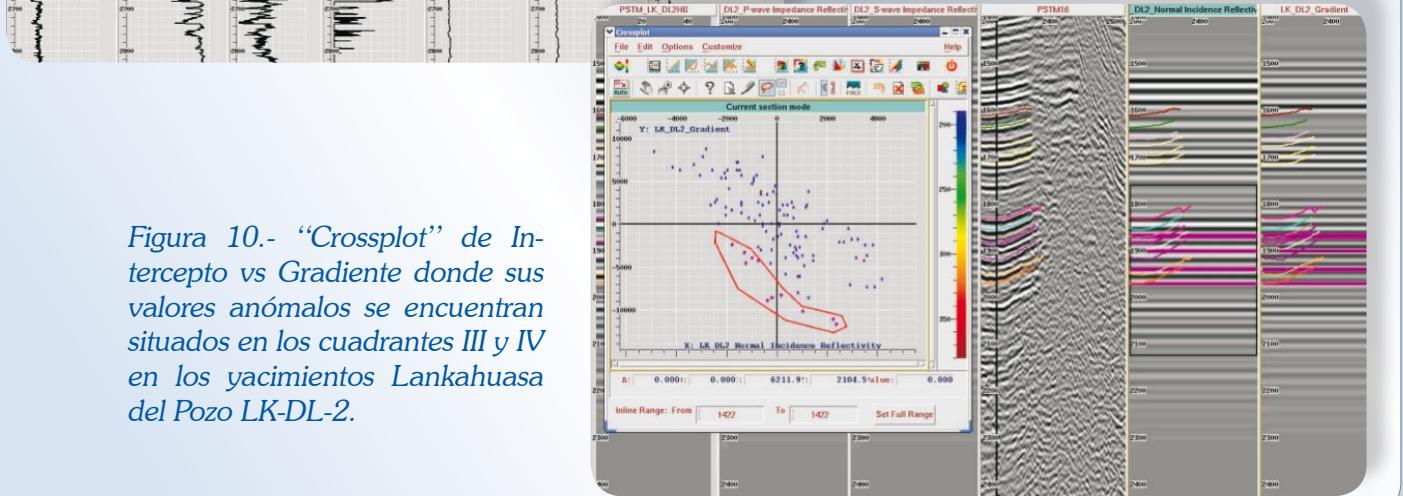


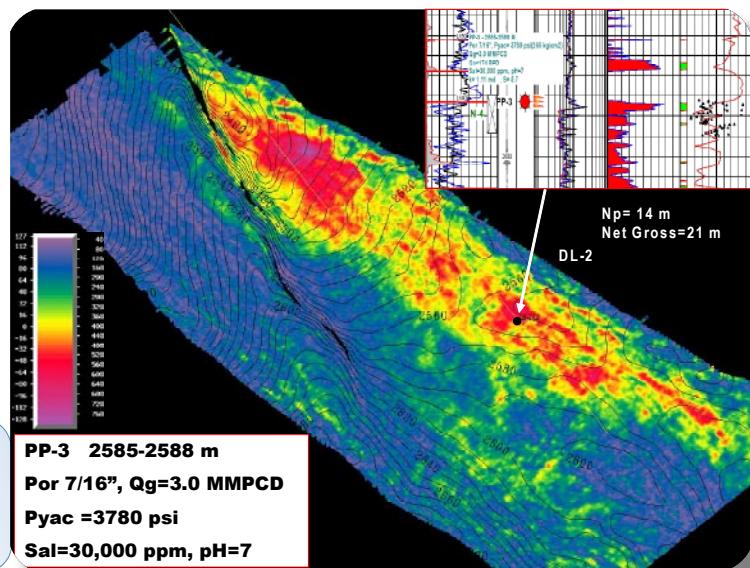
Figura 10.- “Crossplot” de Intercepto vs Gradiente donde sus valores anómalos se encuentran situados en los cuadrantes III y IV en los yacimientos Lankahuasa del Pozo LK-DL-2.

Análisis de Atributos Post" y "Prestack" sobre el Reservorio LK-40

El Yacimiento LK-40 del Mioceno Superior probó producción de 3.0 MMpcd de gas por $7/16''\varnothing$ en el Pozo LK-DL-2. Su distribución de amplitudes presenta anomalías que se extienden a lo largo del bloque, incluyendo la parte alta de éste hasta cerrar contra una falla antitética echado arriba (Fig. 11).

Al evaluar este nivel estratigráfico en un cubo de reflectividad obtenido de una inversión en el dominio de la frecuencia observamos una mejor definición de la zona probada por el Pozo LK-DL-2 como resultado del incremento de resolución vertical y lateral que conlleva este proceso (Fig. 12).

Figura 11.- Anomalía de Amplitud RMS sobre la arena LK-40 en una ventana de 12_10 ms.



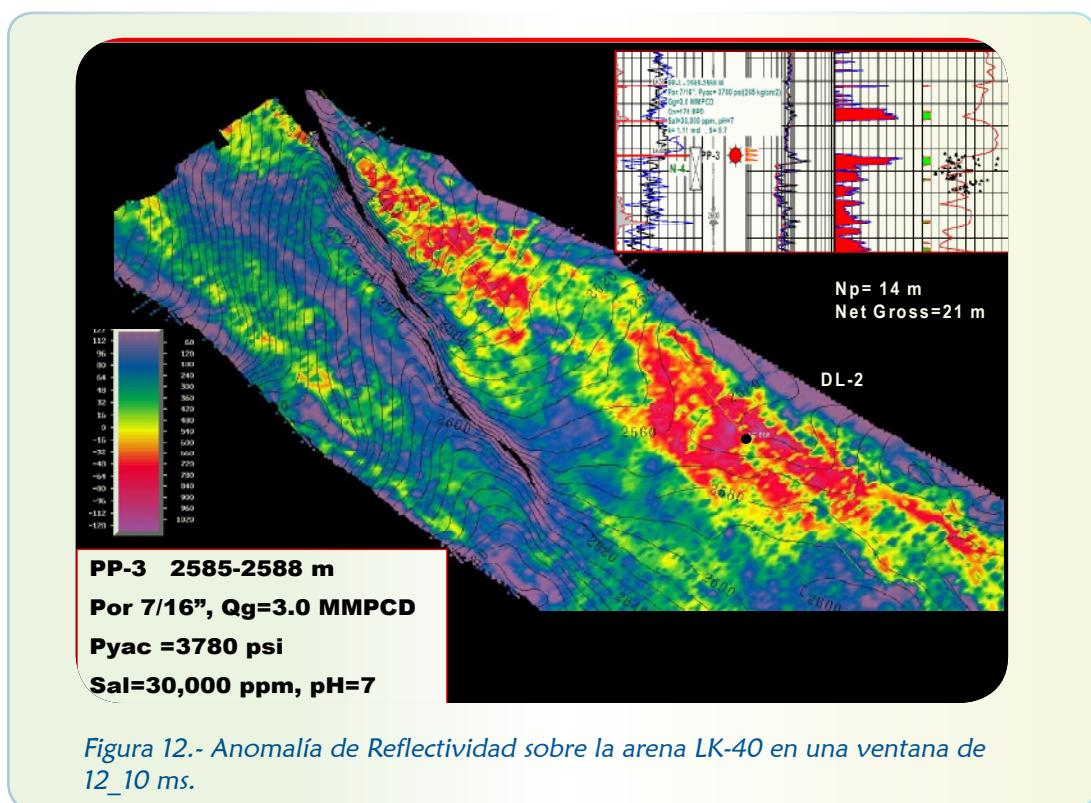


Figura 12.- Anomalía de Reflectividad sobre la arena LK-40 en una ventana de 12_10 ms.

De la misma manera evaluamos la impedancia acústica de banda limitada en el yacimiento anterior y obtuvimos valores anómalos relativamente bajos distribuidos en forma elongada coincidente con el modelo geológico de islas de barreras y coincidente también con la zona productora del Pozo LK-DL-2. Se observa que estas geometrías presentan impedancias bajas, las cuales se acuñan contra las fallas echado arriba (Fig. 13).

Se analizó la respuesta de intercepto y gradiente en este nivel, obteniéndose zonas mejor definidas en forma de barras acuñándose echado arriba. El atributo intercepto corresponde al caso ideal de incidencia normal, cuya anomalía se interpreta como zonas con mayor contraste litológico, lo que podría significar lugares con mejor calidad de roca-almacén (Fig. 14).

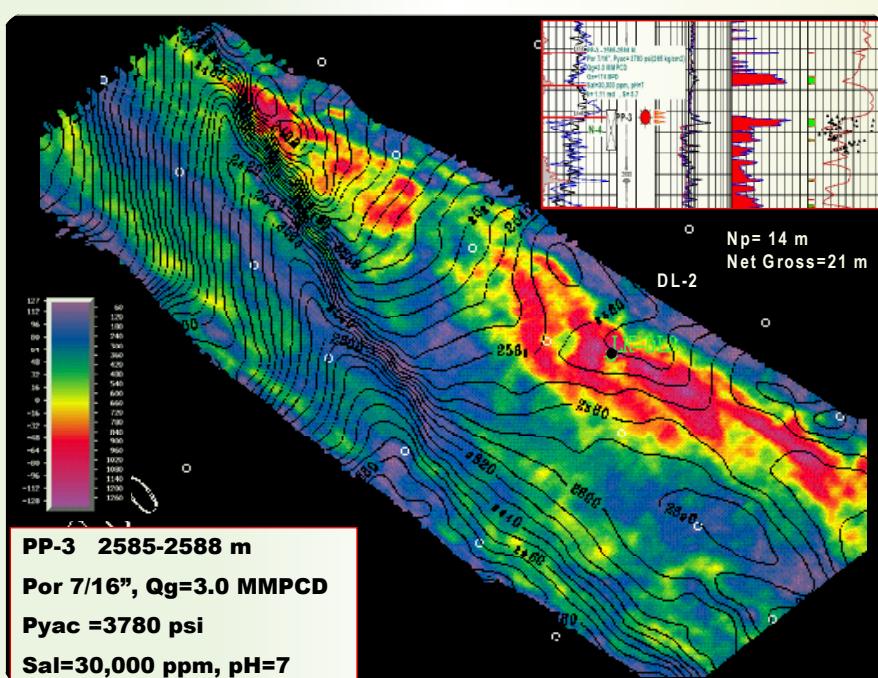


Figura 13.- Anomalía de Impedancia Acústica de Banda Limitada con valores bajos sobre la arena LK-40 en una ventana de extracción de 12_10 ms.



También se analizó la distribución del atributo gradiente en el Yacimiento LK-40 como medida de la variación de la amplitud con respecto a la distancia fuente-receptor en cada “gather”, por lo que su respuesta física proviene en parte de la contribución de su componente de onda convertida S útil para discriminar fluidos (Fig. 15).

Las diferentes respuestas observadas pueden atribuirse a la contribución de los distintos espesores poroso y saturado. Como se observa en la figura su respuesta está asociada a un espesor poroso de 21.30 m, mientras que el gradiente a un espesor impregnado de 14 m, casi la mitad del primero, por lo tanto sus efectos se encuentran por debajo de la resolución sísmica.

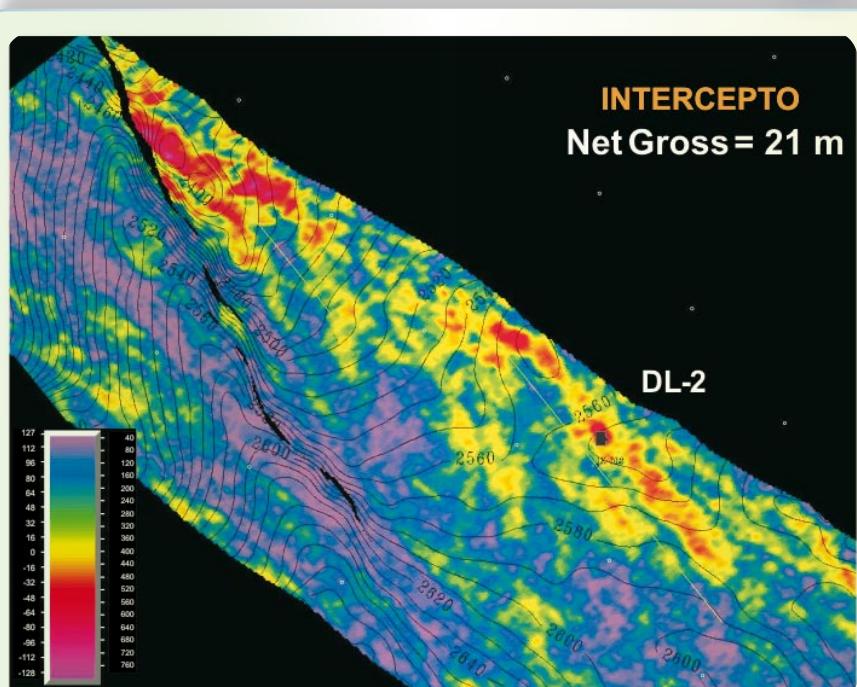


Figura 14.- Anomalía de Intercepto en la arena LK-40 en una ventana de 12_10 ms.

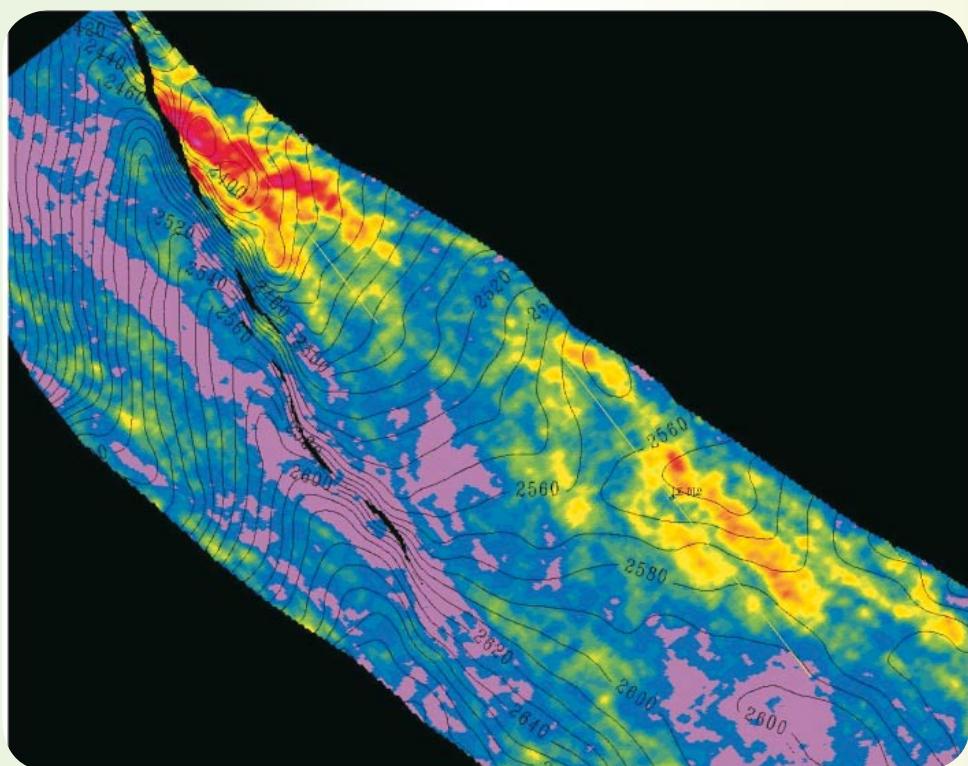


Figura 15.- Anomalía Gradiente sobre la arena LK-40 sobre una ventana de 12_10 ms.



Se analizó también la contribución de los atributos anteriores a través de sus relaciones PXG y Factor Fluido o Relación de Poisson Escalado, calibrando sus resultados con los registros del Pozo LK-DL-2. Se aprecia nuevamente la zona de oportunidad acuñada contra la falla echado arriba (Figs. 16 y 17).

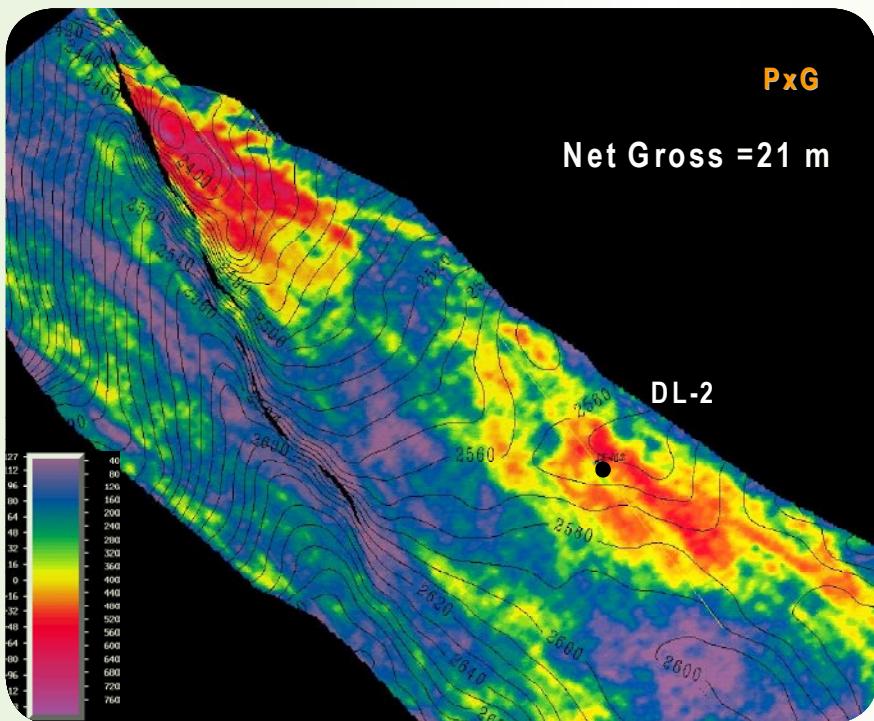


Figura 16.- Anomalía de PXG en la arena LK-40 extraída de una ventana de 12_10 ms.

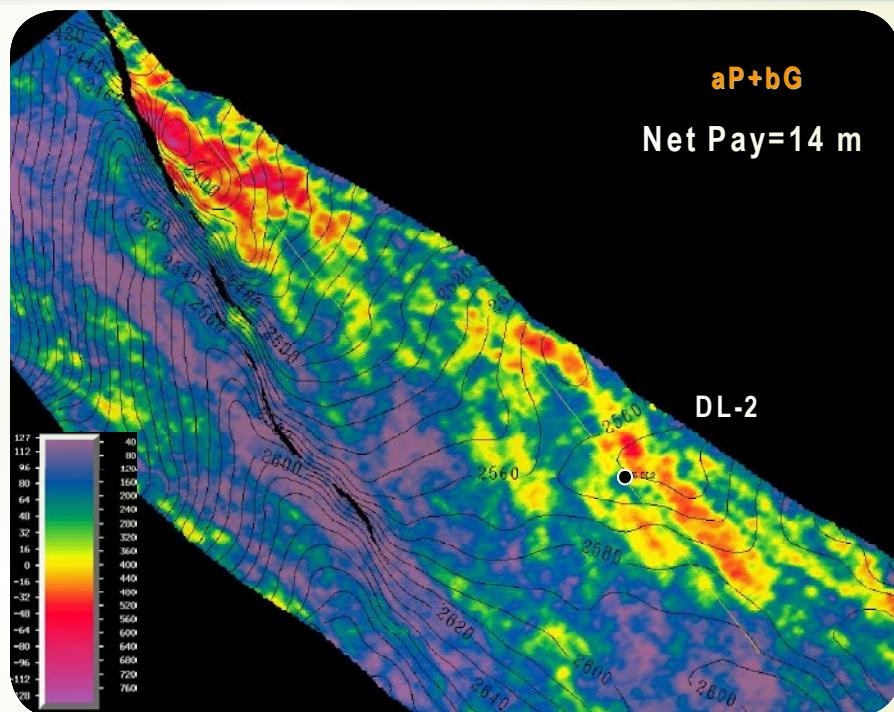
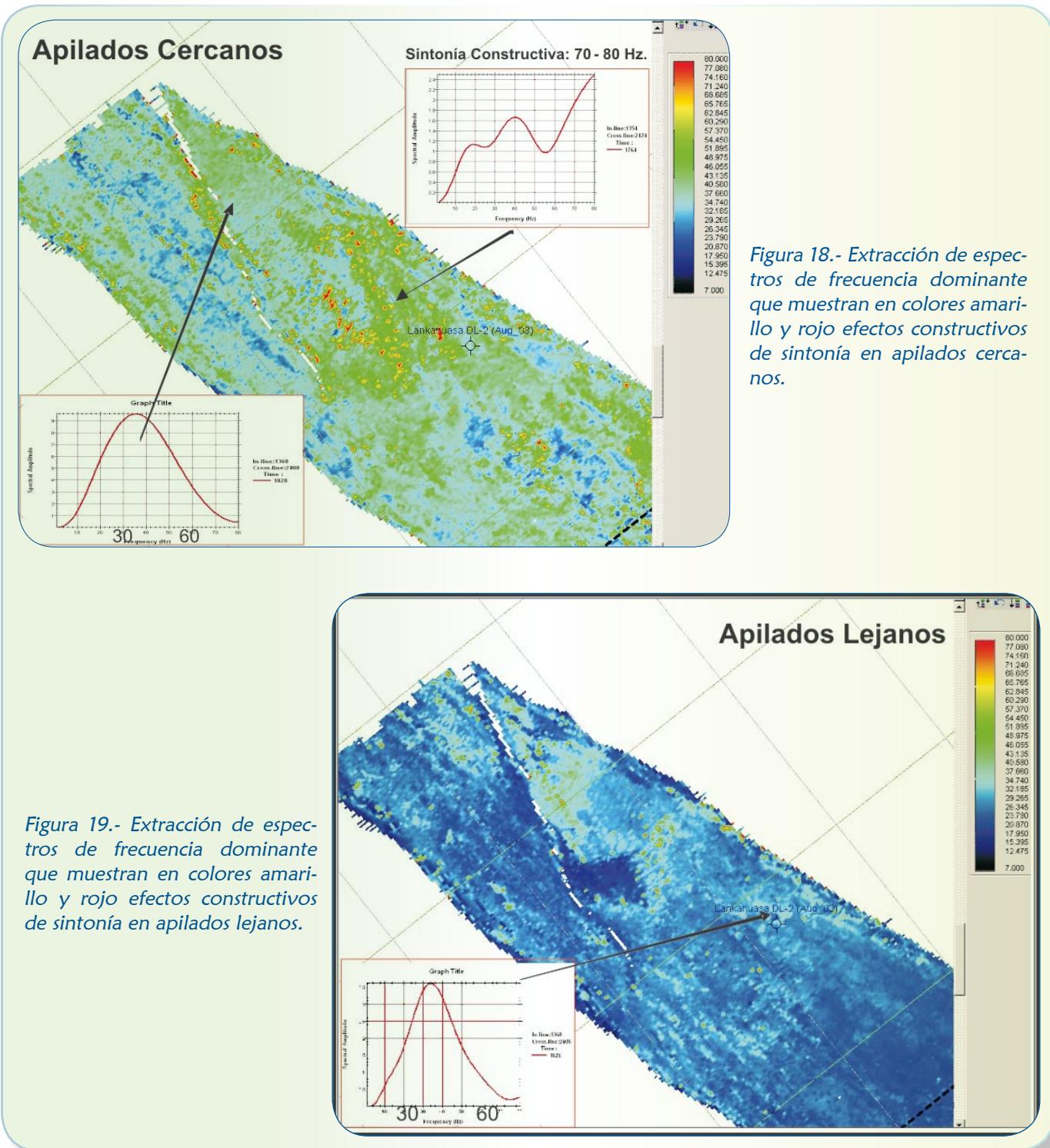


Figura 17.- Anomalía de Factor Fluido en la arena LK-40 en una ventana de 12_10 ms.



Se analizaron también los efectos de sintonía que pudieran generarse en el acunamiento echado arriba a través de la extracción de espectros de amplitud en el dominio de la frecuencia para apilados cercanos y lejanos en el yacimiento LK-40, observando zonas aisladas y dispersas con efectos constructivos de sintonía, señalados en color amarillo y rojo, sin embargo la mayor parte de la zona del bloque muestra espectros con un ancho de banda dentro de los límites de la frecuencia útil de la sísmica (Figs. 18 y 19).





Análisis de Atributos

Post y Prestack
sobre el Nivel
Estratigráfico
LK-80



Este yacimiento probó una ligera manifestación de gas de 0.082 MMpcd por 1/8"Ø en el Pozo LK-DL-2. Se extrajo su distribución de amplitudes y observamos valores anómalos muy fuertes en el pozo, lo cual confirma que las anomalías de amplitud no funcionan como indicadores directos de hidrocarburos (Fig. 20).

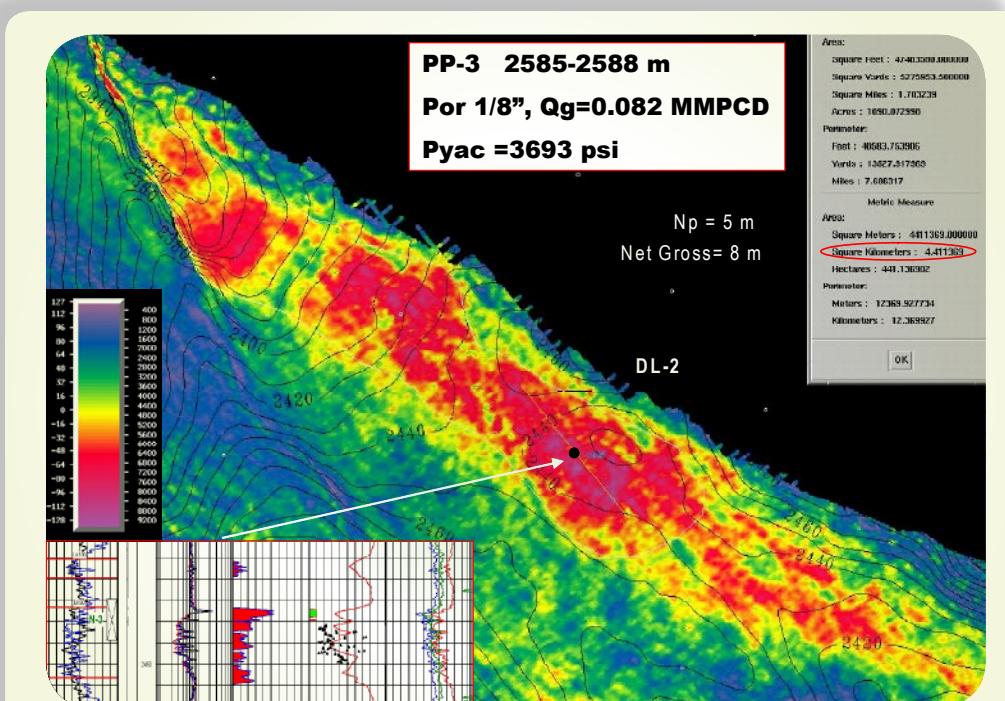


Figura 20.- Anomalía de Amplitud en la arena LK-80 en una ventana de 10_10 ms

Se extrajo su reflectividad en el bloque de estudio observando una mejor definición de las zonas con mejor contraste de impedancias (Fig. 21).

Se extrajo su reflectividad en el bloque de estudio observando una mejor definición de las zonas con mejor contraste de impedancias (Fig. 21).

También se extrajo la impedancia acústica de banda limitada en el dominio de la frecuencia. En este yacimiento observamos valores mínimos relativos que delimitan mejor la geometría de distribución de la calidad de la roca-alma-

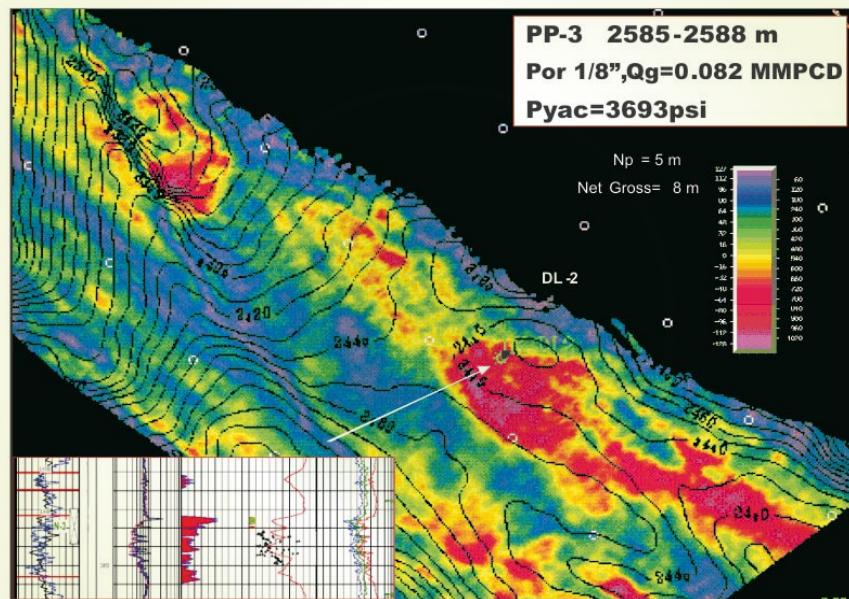


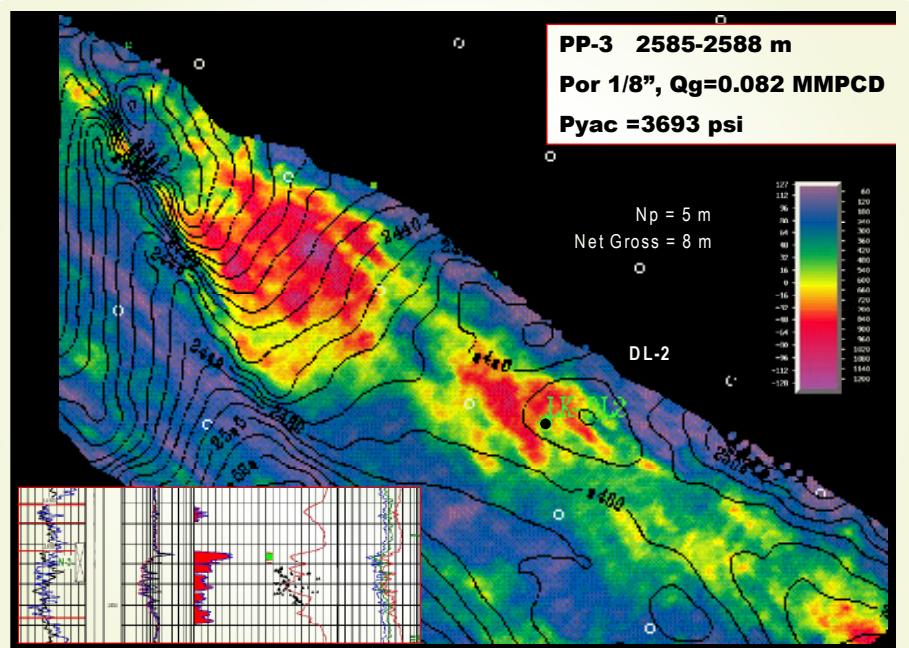
Figura 21.- Anomalía de Reflectividad sobre el reservorio LK-80 en una ventana de 10_10 ms.



cén alrededor del pozo de calibración. Además se observa la presencia de baja impedancia acústica acuñada contra la falla occidental en una mejor posición estructural que la probada por el Pozo LK-DL-2, además de su concordancia echado abajo con sus contornos estructurales (Fig. 22).

El modelado directo también dio como resultado anomalías de AVO de tipo II en este nivel estratigráfico, por lo que sus respuestas a intercepto y gradiente son útiles para discriminar entre litología y fluido.

Figura 22.- Anomalía de Impedancia Acústica de Banda Limitada sobre la arena LK-80 en una ventana de 10_10 ms.



El atributo intercepto sobre este yacimiento define mejor los resultados obtenidos por el pozo de calibración (Fig. 23).

De igual manera, la respuesta del atributo gradiente discrimina muy bien los resultados del Pozo LK-DL-2 (Fig. 24).

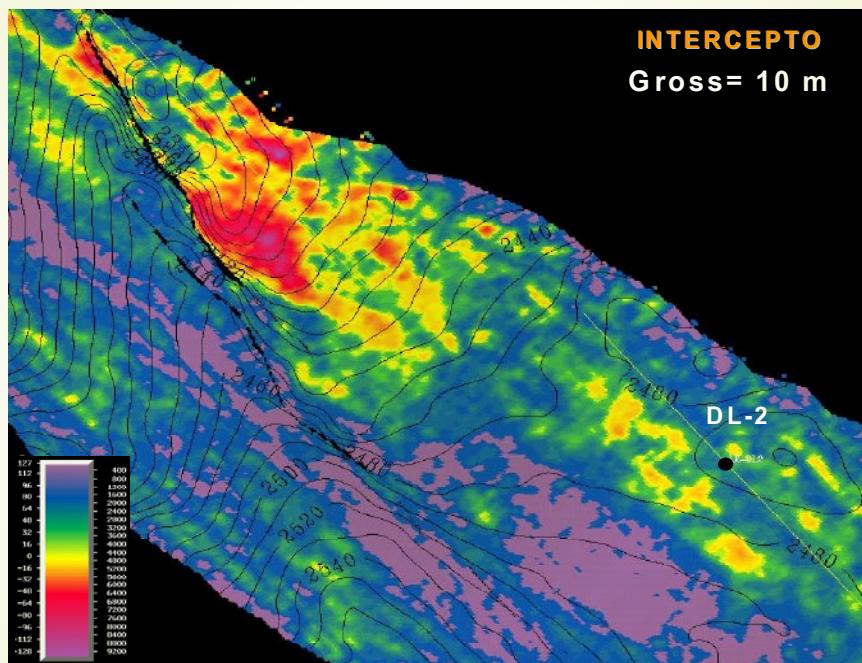


Figura 23.- Anomalía de Intercepto sobre la arena LK-80 en una ventana de 10_10 ms.

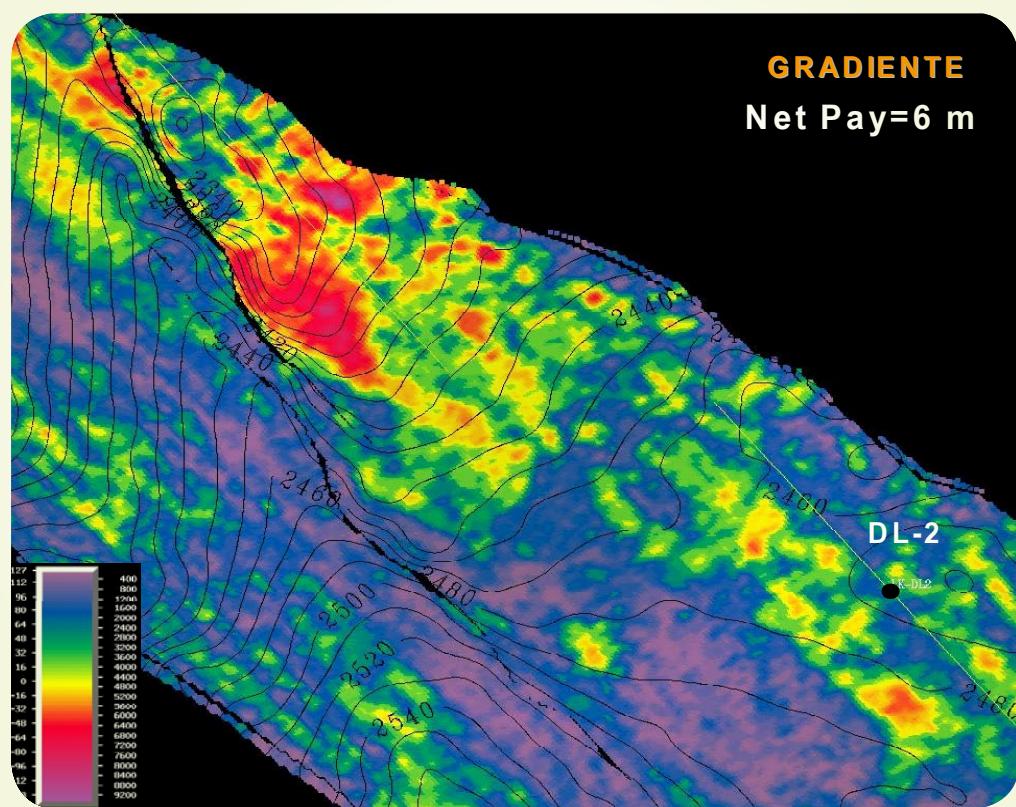


Figura 24.- Anomalía de Gradiante sobre la arena LK-80 en una ventana de 10_10 ms

En este yacimiento las respuestas observadas entre ambos atributos coinciden probablemente debido a la similitud de su espesor poroso de 8 m y saturado de 5 m.

La contribución de ambos atributos la observamos a través de P x G y Relación de Poisson Escalado, resaltando nuevamente la zona de acuñamiento contra la falla echado arriba y la concordancia que existe con la base de la estructura. También se definen mejor los efectos de gas residual encontrados en el Pozo LK-DL-2 (Figs. 25 y 26).

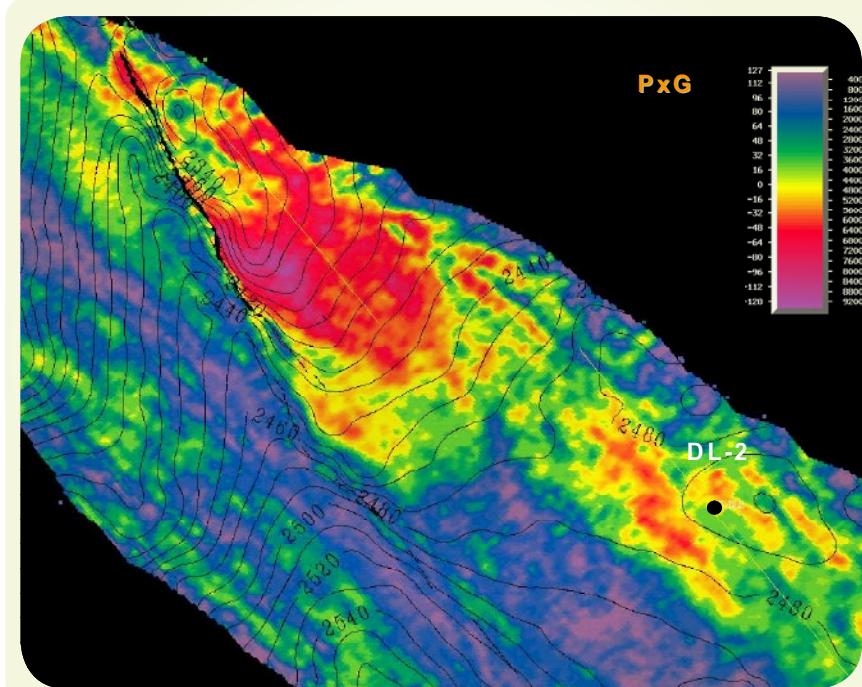


Figura 25.- Anomalía de PXG sobre el Yacimiento LK-80 en una ventana de 10_10 ms.

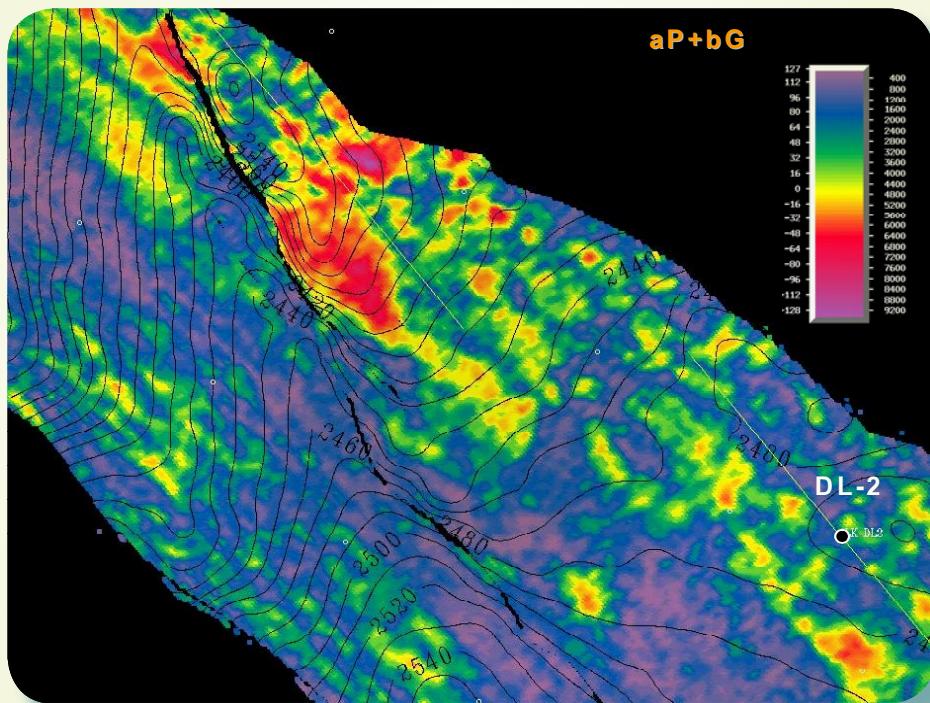


Figura 26.- Anomalía de Factor Fluido sobre el Yacimiento LK-80 en una ventana de 10_10 ms.

De manera similar se descartaron los efectos de sintonía en las zonas de interés excepto aquellos puntos aislados que se presentan dispersos en colores amarillo y rojo (Figs. 27 y 28).

En las 12 arenas potenciales restantes se identificaron respuestas de los mismos atributos observados anteriormente. Las arenas superiores del Plioceno Inferior a pesar de presentar amplias distribuciones de anomalías de Amplitud RMS, los Atributos de Inversión y AVO aplicados no presentaron zonas de interés, tampoco se observó que la falla anterior esté afectando estos niveles favoreciendo la migración de hidrocarburos a sitios echado arriba fuera de la zona de estudio. A continuación se presenta un caso representativo de estos niveles estratigráficos.

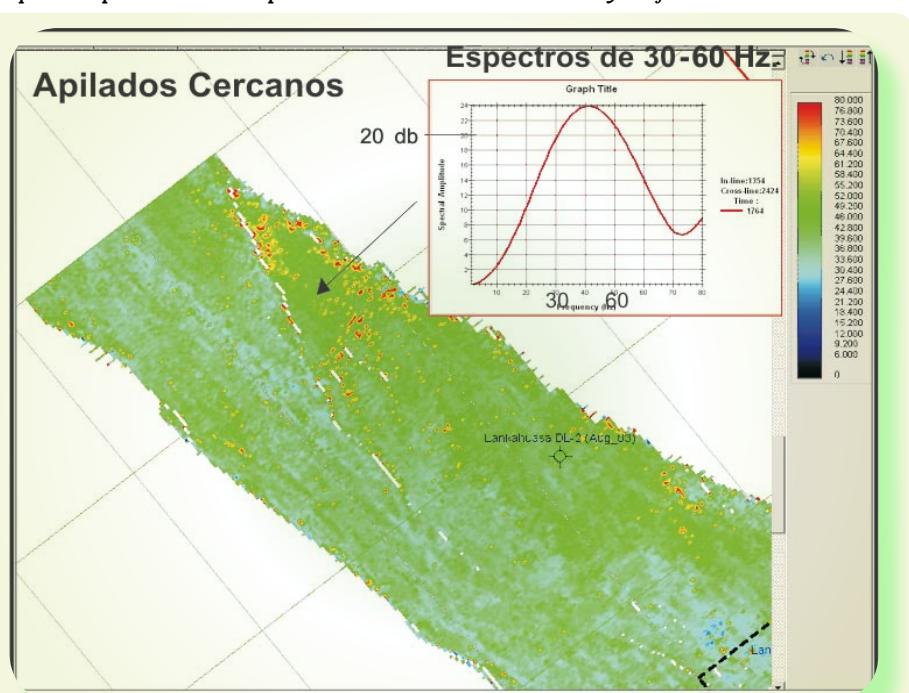
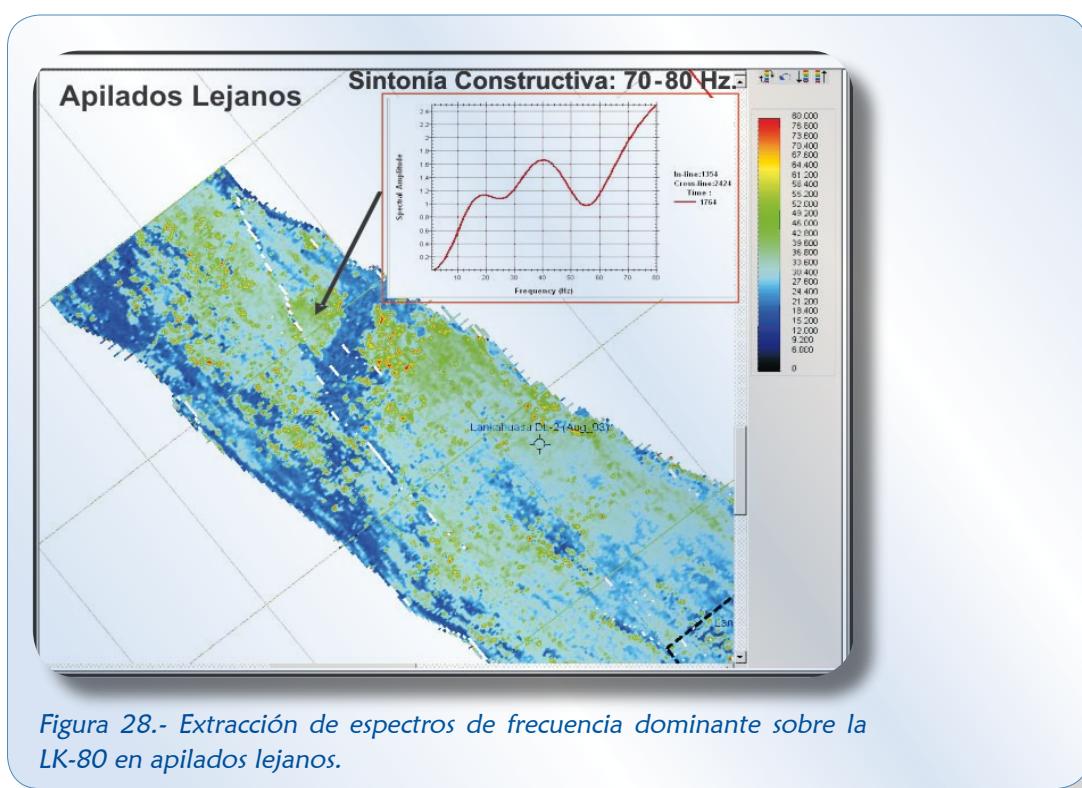


Figura 27.- Extracción de espectros de frecuencia dominante sobre la LK-80 en apilados cercanos.



Análisis de Atributos "Post" y "Prestack" sobre la Arena CS-30

Los niveles del Plioceno Inferior se encuentran caracterizados por los yacimientos denominados Casitas (CS), los cuales no presentan cierre contra falla, debido a que su afectación no llega hasta estos niveles. La respuesta de amplitud sísmica presenta una distribución de anomalías muy interesantes, sin embargo, sabemos que estos intervalos fueron probados por el Pozo LK-DL-2 sin éxito. Con la aplicación de los atributos mostrados en este trabajo logramos discriminar esta respuesta coincidiendo con los resultados del pozo y anticipando muy pocas posibilidades de explotación en estos niveles estratigráficos (Figs. 29, 30, 31, 32 y 33).

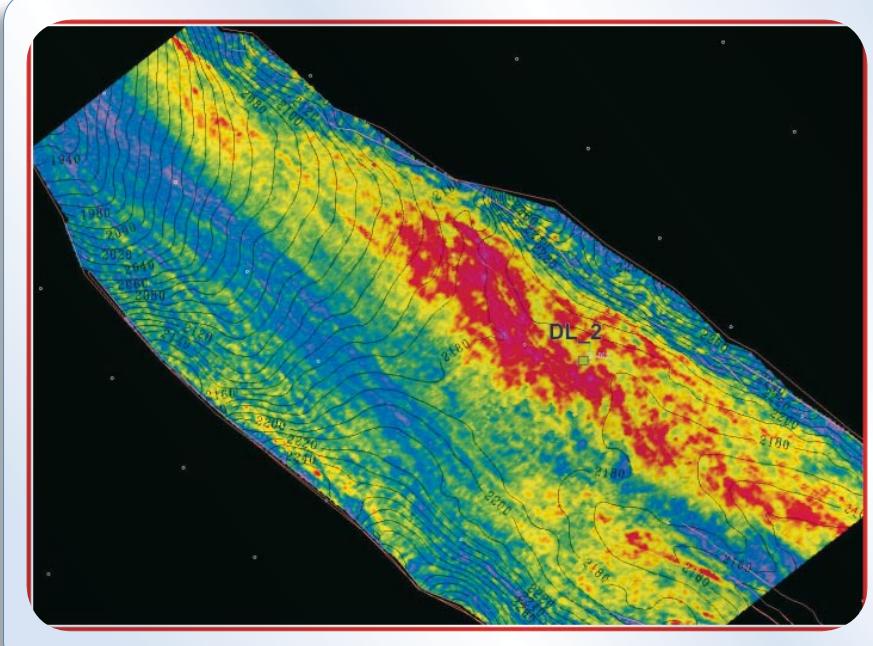


Figura 29.- Anomalía de Amplitud RMS sobre la arena CS-30 en una ventana de 8_8 ms.

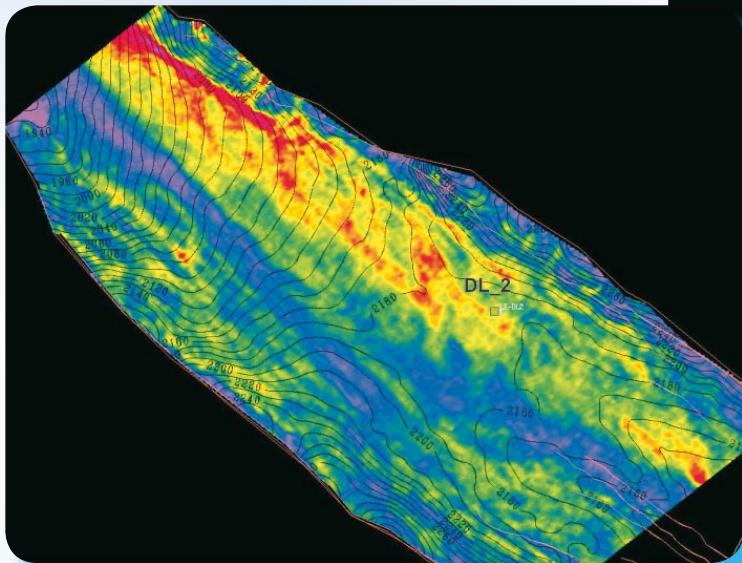


Figura 30.- Anomalía de Intercepto sobre la arena CS-30 en una ventana de 8_8 ms.

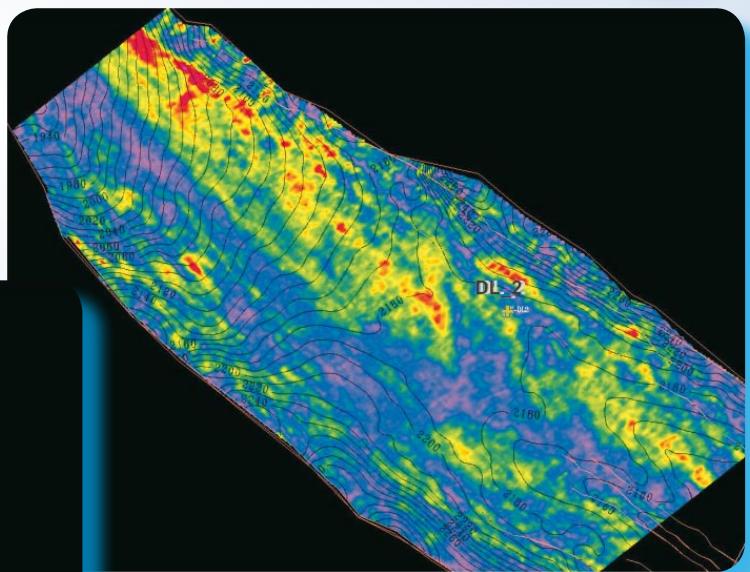


Figura 31.- Anomalía de Gradiente sobre la arena CS-30 en una ventana de 8_8 ms.

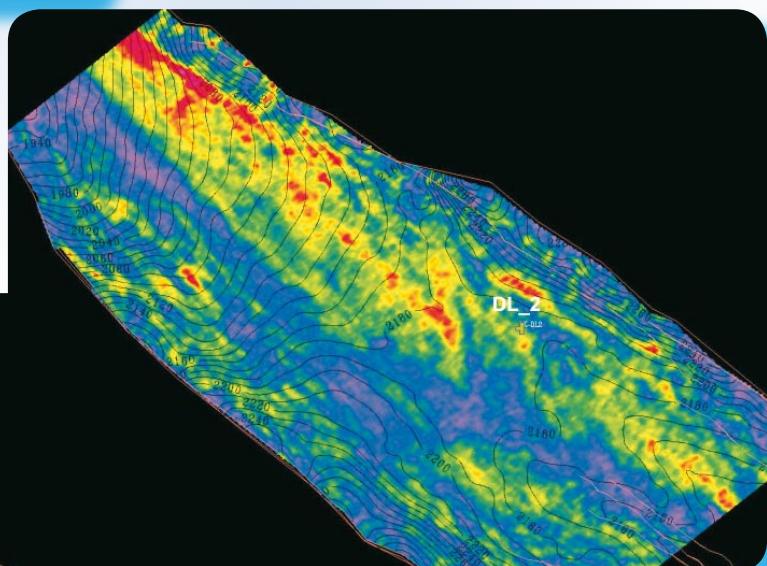


Figura 33.- Anomalía Factor Fluido sobre la arena CS-30 en una ventana de 8_8 ms.

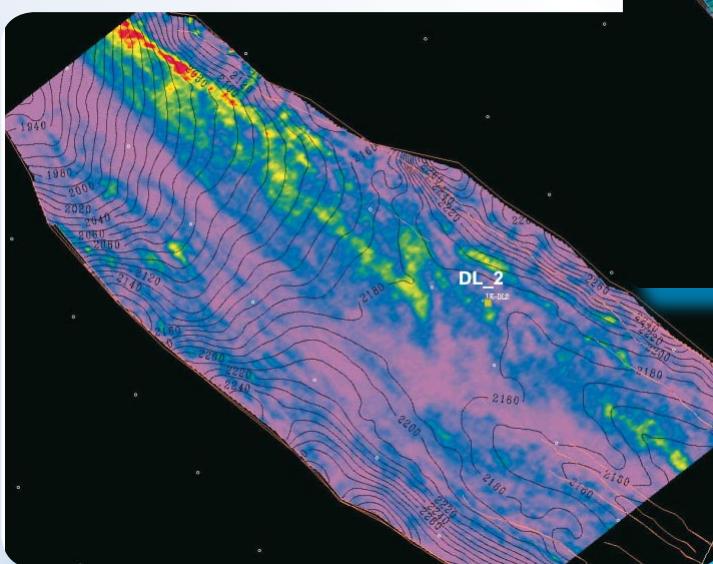


Figura 32.- Anomalía de PXG sobre la arena CS-30 en una ventana de 8_8 ms.



Con lo anterior se estableció un plan adicional de desarrollo en el bloque NW del Campo Lankahuasa que inició con la perforación del Pozo LK-DL-3 dos meses después de concluir este estudio, el pozo atravesó una secuencia de 221 m de sedimentos grano-crecientes (Nerítico medio) del Mioceno Tardío y 1,796 m de sedimentos grano-decrescentes (Nerítico externo) del Plioceno Temprano. Se identificaron los 4 yacimientos anticipados por este estudio y se probó únicamente el Yacimiento LK-40, obteniéndose una producción inicial de 18 MMpcd por 1/2"φ con una presión de fondo de 3,555 y 2,596 psia a la cabeza. Sus porosidades varían de 15 a 25%. El espesor neto poroso en este yacimiento es de 17.20 m y su espesor neto impregnado de 11.10 m, de manera similar por registros de cable, la arena LK-70 obtuvo 16.80 m de espesor neto poroso, de los cuales 10 m muestran saturación de gas, la LK-80 encontró 8.80 m de arena y 5.60 m de saturación de gas (Fig. 34).

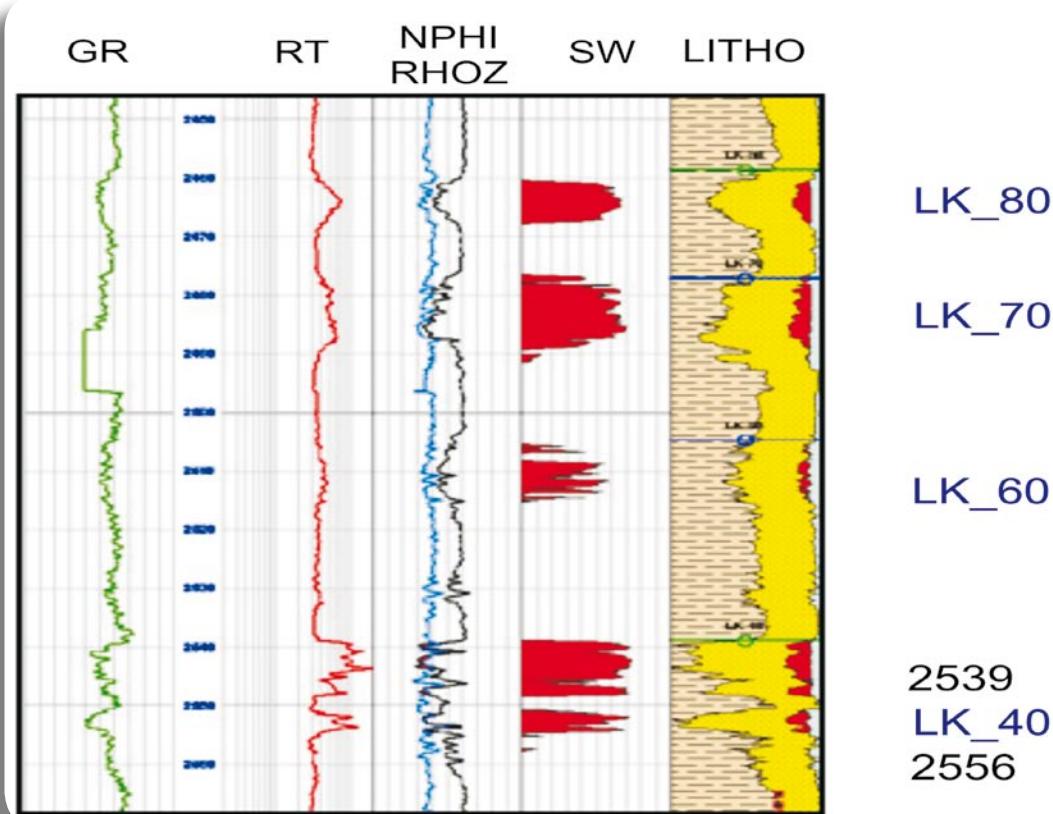


Figura 34.- Evaluación petrofísica de los yacimientos identificados en el Pozo LK-DL-3

Los yacimientos LK-60, LK-70 y LK-80 fueron probados con el registro MDT, obteniéndose gradientes de gas importantes, adicionalmente a las arenas LK-70 y LK-80 se les tomó muestra de fluidos con la herramienta LFA dando como resultado la presencia de gas de densidad de 0.0288 g/cc y 0.1176 g/cc, respectivamente (Fig. 35).

Actualmente se tiene contemplado un programa de explotación de estos yacimientos a través de la perforación y terminación de 2 pozos adicionales junto con la recuperación del Pozo LK-DL-3 desde una plataforma de producción ligera (Fig. 36).

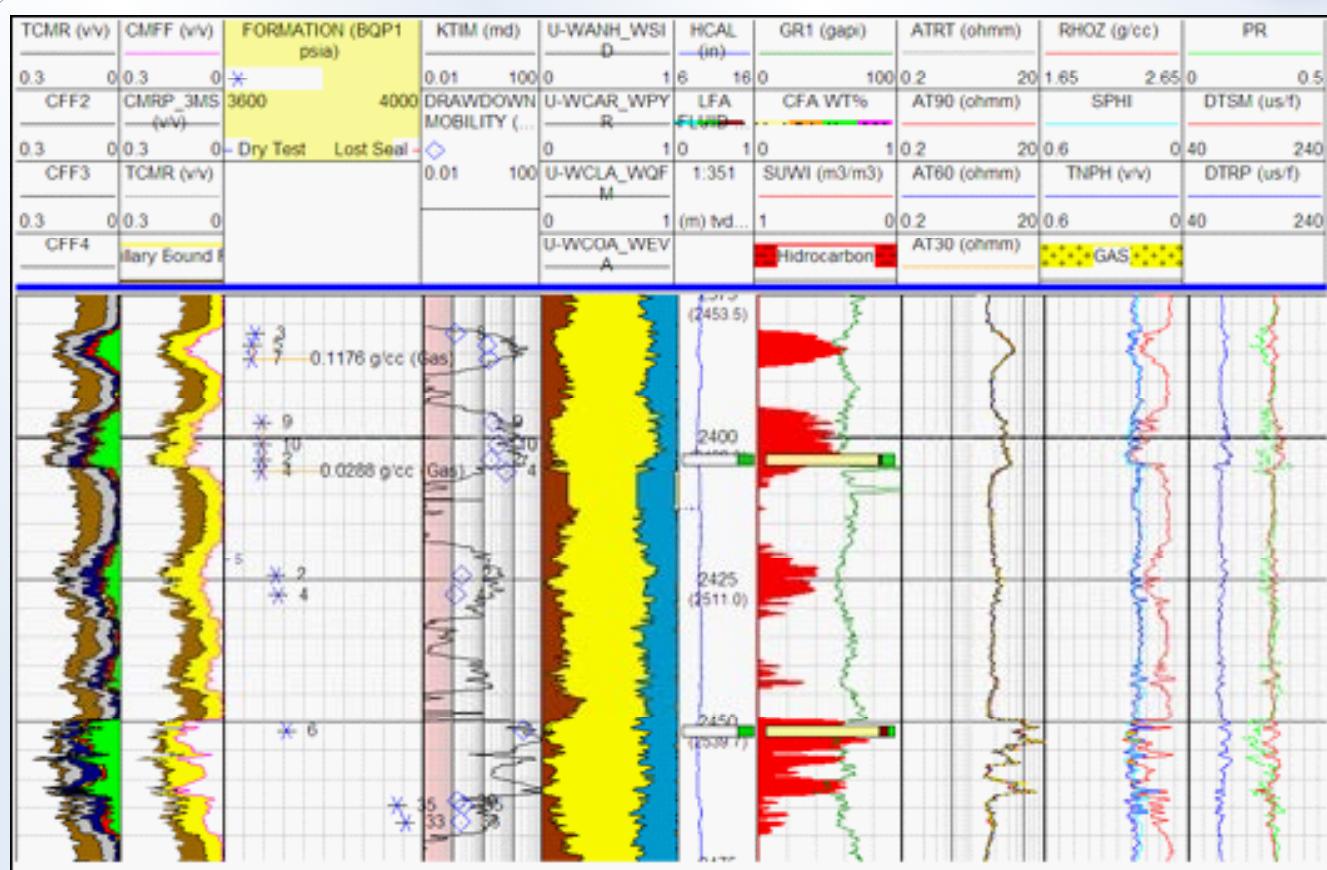


Figura 35.- Gráfica general con los resultados de las pruebas MDT-LFA realizadas en el Pozo LK-DL3

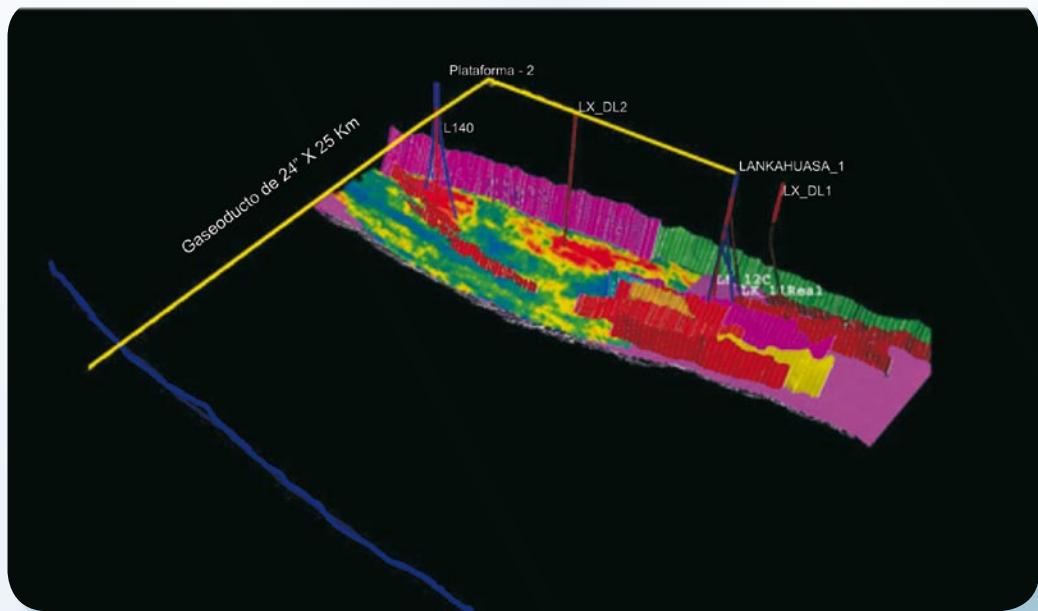


Figura 36.- Escenario de desarrollo del bloque NW del Campo Lankahuasa

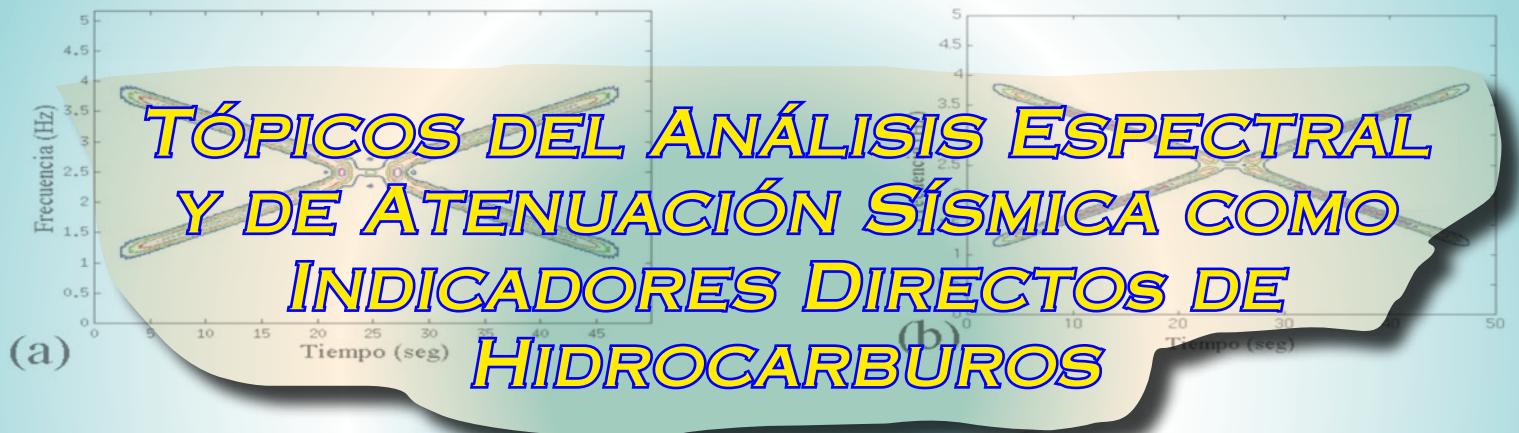


CONCLUSIONES

Con los resultados obtenidos en el Pozo LK-DL-3 podemos asegurar que la aplicación de estas nuevas tecnologías a los yacimientos de este campo funciona para detectar la presencia de acumulaciones comerciales de gas seco y su aplicación simultánea permite reducir la incertidumbre que presentan cada una de ellas de manera individual. La implementación de esta metodología de integración de datos de diferente naturaleza, calculados de manera independiente contribuyó a generar áreas de menor incertidumbre para la perforación de pozos delimitadores y de desarrollo a nivel de los yacimientos LK-40, LK-60, LK-70, y LK-80 así con mayor riesgo en las arenas RD-100 y RD-70.

REFERENCIAS

- Aki, K., and Richards, P. G., 1980. Quantitative Seismology-Theory and Methods, 1: W.H. Freeman and Co., San Francisco.
- Koefoed, O., 1995. On the Effect of Poisson's Ratios of Rock Strata on the Reflection Coefficients of Plane Waves: Geophysics. Prospl., vol. 3, pp. 381-387.
- Krief, M. et al., 1990. A Petrophysical Interpretation Using the Velocities of P and S Waves (Full Waveform Sonic): The Long Analysis 31, pp. 355-369.
- Ostrander, W.J., 1984. Plane-Wave Reflection Coefficients for Gas Sands at No-Normal Angles of Incidence: Geophysics, vol. 49, pp. 1637-1648.
- Rutherford, S.R., and Williams, R.H., 1989. Amplitude-versus-Offset in Gas Sands: Geophysics, vol. 54, pp. 680-688.
- Shuey, R.T., 1985. A Simplification of the Zoeppritz Equations: Geophysics, vol. 50, pp. 609-614.
- Zoeppritz, K., 1919. Erdbebenwellen VIIIB, on the Reflection and Propagation of Seismic Waves: Gottinger Nachrichten, vol. I, pp. 66-84.
- Biot-Gassmann General Mixture Laws, Fluid Substitution. Seismic Rock Properties, Seismic Modeling. Pp. 000205-3-1 to 000205-3-41.
- Brian Russell and Dan Hampson, Hampson-Russell Software Ltd. Calgary Alberta, Jim Schuelke and John Quirein, Mobil E&P Technical Center, Dallas Texas Multiattribute Seismic Analysis. October, 1997. The Leading Edge, pp. 1439-1142.
- John, P.; Castagna, M.L. and Batzle, T.K. Kan. Rocks Physics- The Link Between Rock Properties and AVO Response. pp. 135-170.
- Hilterman, F. and Verm, R., 1958. Lithology Color-Coded Seismic Section: The Calibration of AVO Cross Plotting to Rock Properties. The Leading Edge, vol. 14, num. 8.
- Koefoed, O., 1995. On the Effect of Poisson's Ratios of Rock Strata on the Reflection Coefficients of Plane waves. Geophysical Prospecting. vol. 3.
- Castagna, J.P., 1993. AVO Analysis-Tutorial Review. Offset-Depend Reflectivity-Theory and Practice de AVO Analisys. Society of Exploration Geophysicists.
- Domenico, S.N., 1984. Rock Litology and Porosity Determination from Shear and Compressional Wave Velocity. Geophysics, vol. 49, num. 8.
- Gassman, F., 1951. Elastic Waves Through a Packing of Spheres. Geophysics, vol. 16. Grant, F. S., and West, G.F. 1975, Interpretation Theory in Applied Geophysics. Mc Graw Hill Book Co.
- Hampson, D., and Galbraith, M., 1995. Wavelet Extraction by Sonic Log Correlation. Avo Workshop, Theory & Exercises. Hampson and Russell Software.
- Grijalva-Cuenca, A.; Torres-Verdin, C., and Debeye, H., 2000. Geostatistical Inversion of the Seismic Data to Extrapolate Petrophysical Variable Laterally Away from the Well (expanded abstract). Society of Petroleum Engineers (SPE) 2000 Ann. International MTG., Dallas, Texas, october 1-4.
- Grijalva-Cuenca, A.; Torres-Verdin, C., and Debeye, H., 2000. A Comparison Between Geostatistical Inversion and Conventional (expanded abstract). American Association of Petroleum Geologist (AAPG) Hedberg.



Raúl Del Valle García⁽¹⁾, Luis Ramírez Cruz⁽¹⁾, Tatiana Kerdan Kuraliova⁽¹⁾,
Alejandra León Ramírez⁽¹⁾ y Eduardo Salguero Hernández⁽¹⁾



Se presentan ejemplos del análisis espectral, tales como la descomposición espectral, análisis tiempo-frecuencia, atenuación y una novedosa implantación de lo que llamamos “Descomposición por Atenuación” para la detección e indicación de hidrocarburos. En particular se demuestra el efecto dual de la atenuación variable en frecuencia cuando se tiene un yacimiento con alto contenido de gas (comercial) y su contraparte que no presenta este fenómeno dual para un yacimiento de bajo contenido de gas (“fizz-gas”). Otros ejemplos para identificación de aceite son presentados para el caso de yacimientos de carbonato donde la influencia de la densidad de fracturas en la atenuación sísmica tiende a enmascarar la atenuación sísmica debido a la presencia de aceite, no obstante por medio del análisis espectral es posible inferir dónde se encuentra la acumulación de aceite.



Los atributos sísmicos han demostrado su valía para interpretar la información sísmica de reflexión en términos geológicos, tanto estructurales como estratigráficos. Las aportaciones más recientes de los atributos han sido en el ámbito de la predicción de propiedades físicas de las rocas. Ese ha sido el caso de utilizar, por ejemplo, la inversión de impedancias elásticas y la técnica de AVO. Más novedoso aún es la incorporación de técnicas para analizar el contenido espectral (distribución de la energía sísmica en frecuencias), así como la atenuación sísmica como indicadores de hidrocarburos, y como herramientas permisibles para mejorar la cuantificación de las propiedades físicas de los yacimientos. Por lo que ha sido factible, si a esto se le incorpora el vital modelado de física de rocas, determinar a partir de la información sísmica la distribución de la porosidad efectiva, grado de saturación de los hidrocarburos (parámetros estáticos) y la más elusiva permeabilidad efectiva, la cual es un parámetro dinámico desde el punto de vista hidráulico.

⁽¹⁾ Instituto Mexicano del Petróleo. Coordinación de Geofísica de Exploración.



En la primera sección se presentan los elementos esenciales del procesamiento sísmico para potenciar la extracción adecuada de la información espectral y de la absorción de energía (atenuación). El procesamiento se basa principalmente en la reducción del ruido y en la mejora de la resolución con la necesaria preservación de la amplitud y de la fase. Se presentan los aspectos matemáticos y ejemplos de su aplicación. La sección siguiente trata el concepto de attenuación sísmica con su formulación teórica. Cabe destacar la discusión matemática del método para representar óptimamente la información sísmica en el dominio tiempo-frecuencia. Asimismo, estos conceptos guían la construcción teórica para estimar la attenuación (Q) y otras mediciones espetrales instantáneas. Además, esta formulación permite entender fácilmente el concepto de Descomposición Espectral y el novedoso concepto de la Descomposición por Atenuación. La última sección permite mostrar la utilidad de los métodos propuestos en una serie de aplicaciones generales.

1.0 ACONDICIONAMIENTO DE DATOS SÍSMICOS



En este trabajo cuyo objetivo es el análisis espectral y la attenuación sísmica, es necesario presentar primero los detalles de la secuencia de procesamiento de datos empleada. Se diseñó con la finalidad de preservar la amplitud y las características de fase y frecuencia de la señal sísmica, evitando emplear procesos como: blanqueo espectral, filtros pasa-banda severos, filtro variable con el tiempo y el filtro FX, los cuales pueden modificar el contenido de frecuencias produciendo problemas en el análisis. El acondicionamiento de los datos se realizó después de migración, y consistió en la aplicación de procesos para eliminar ruido y mejorar la resolución de los datos.

1.1

Componentes Principales



La eliminación de ruidos coherente y aleatorio se realizó a través de la técnica de Componentes Principales (CP). Dicha técnica está basada en el cálculo de las componentes principales de la señal de entrada por medio de la Transformación Karhunen-Loeve (Maklad, 1986) para posteriormente reconstruir la señal con un número predeterminado de componentes, las cuales tienen mayor contribución en el contenido de energía y de varianza de la señal. El diseño del filtro puede ser modificado de acuerdo al número de componentes empleadas para la reconstrucción.

Las últimas componentes contienen la parte de ruido aleatorio de la señal (varianza baja), y las componentes intermedias contienen una proporción de información y de ruido coherente (varianza media), por lo que se requiere encontrar un buen compromiso entre información y ruido coherente para establecer el criterio de cuántas componentes principales deben ser utilizadas para el filtrado. Es evidente que las primeras componentes (varianza alta) contienen la información más característica de la señal, por lo que el criterio para el diseño del filtro debe ser consistente con el modelo geológico propuesto y los datos de pozos de la zona de estudio, por lo que se recomienda realizar el modelado de los datos de pozo al sismograma sintético.

Considere una matriz X compuesta de vectores con n elementos cada uno:



$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ x_{n-1} \\ x_{n-2} \end{bmatrix} \quad (1.1)$$

Generalmente, dada una función de distribución de probabilidad, el vector medio de la población es:

$$\mu_x = E\{\mathbf{X}\} \quad (1.2)$$

donde: $E\{\mathbf{X}\}$ es el valor esperado de \mathbf{X} (esperanza matemática). El vector medio puede ser aproximado por:

$$\mu_x = \frac{1}{M} \sum_{k=1}^M x_k \quad (1.3)$$

La matriz de covarianza se define como:

$$\Sigma_x = E[(x_k - \mu_x)(x_k - \mu_x)^T] \quad (1.4)$$

La cual es simétrica, real y de orden $n \times n$. El elemento σ_{ij} de Σ_x es la covarianza entre x_i y x_j del vector \mathbf{X} . Si éstos no son “correlacionables”, la covarianza es cero. Esto es:

$$\sigma_{ij} = \sigma_i = 0 \quad (1.5)$$

La matriz de covarianza queda:

$$\Sigma_x = \frac{1}{M-1} \sum_{k=1}^M (x_k - \mu_x)(x_k - \mu_x)^T \quad (1.6)$$

Si la distribución de probabilidad \mathbf{X} es conocida a *priori*, entonces la matriz de autocorrelación está dada por:

$$\mathbf{R}_x = E[\mathbf{X}\mathbf{X}^T] \quad (1.7)$$

Los “eigenvectores” (vectores principales) normalizados para la matriz de autocorrelación son:

$$\|\Phi_i\| \sqrt{\Phi_i^T \Phi_i} = 1 \quad (1.8)$$



Los correspondientes “eigenvalores” son $\{\lambda_i\}$. El vector X que corresponde a los datos sísmicos puede ser proyectado en un subespacio unidimensional de los “eigenvectores” Φ_i para obtener sus “eigencomponentes”. Para determinar la primera componente principal de X se tiene:

$$X_i = \Phi_i^T X \quad (1.9)$$

Las siguientes componentes principales se obtienen similarmente de M. En la práctica la matriz de autocorrelación se obtiene de:

$$\mathbf{R}_x = \frac{1}{M} \sum_{t=1}^M x(t) X^T(t) \quad (1.10)$$

Las componentes principales son combinaciones lineales de variables aleatorias teniendo propiedades especiales con respecto a la varianza. La primera componente principal es la combinación lineal normalizada con máxima varianza, la segunda componente es la segunda mayor con respecto a la varianza, etc. Las componentes son clasificadas de acuerdo a su habilidad para distinguir entre clases de variables (información sísmica, ruido coherente, y ruido aleatorio).

La Transformación Karhunen-Loeve es una transformación ortonormal que transforma el vector n-dimensional X a otro vector Y de las mismas dimensiones. Las componentes principales son los vectores característicos de la matriz de covarianza. Una combinación de los vectores principales da un vector característico. Los “eigenvalores” asociados reflejan la importancia de cada “eigenvector”. Para encontrar las componentes principales se obtiene los “eigenvectores” y los “eigenvalores” de la matriz de covarianza.

$$\sum_i \Phi_i = \lambda_i \Phi_i \quad (1.11)$$

Por lo que el vector X es expresado en términos de sus componentes principales como:

$$Y = \Phi^T X \quad (1.12)$$

Con componentes $y_i = \Phi_i^T x_i$. Esta ecuación se conoce como la Transformación de Hotelling.

En términos de filtrado cada componente de Y_i es un vector de información característico.

dado $m < M$, el vector truncado (filtrado) X' será:

$$X' = \sum_{i=1}^m y_i \phi_i \quad (1.13)$$

donde: m representa las componentes principales que se utilizaron para reconstruir a X.

Como ejemplo se presenta la figura 1 que muestra la línea sísmica con procesado convencional. Para elegir los componentes a filtrar se analizó la aportación de cada componente en la señal (Fig. 2), eliminando las componentes que representan al ruido.

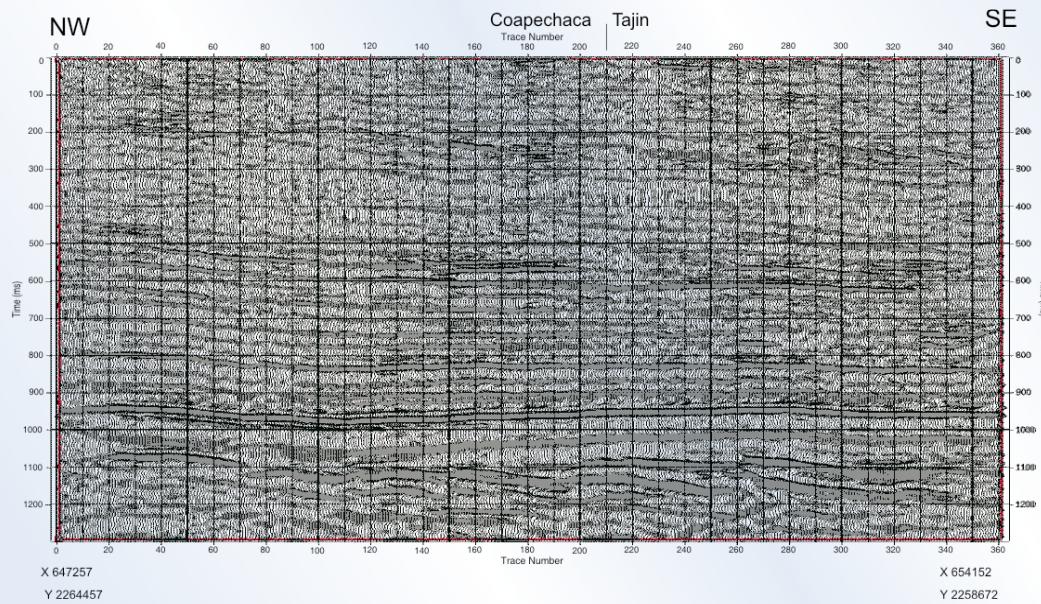


Figura 1.- Sección Sísmica con procesado convencional

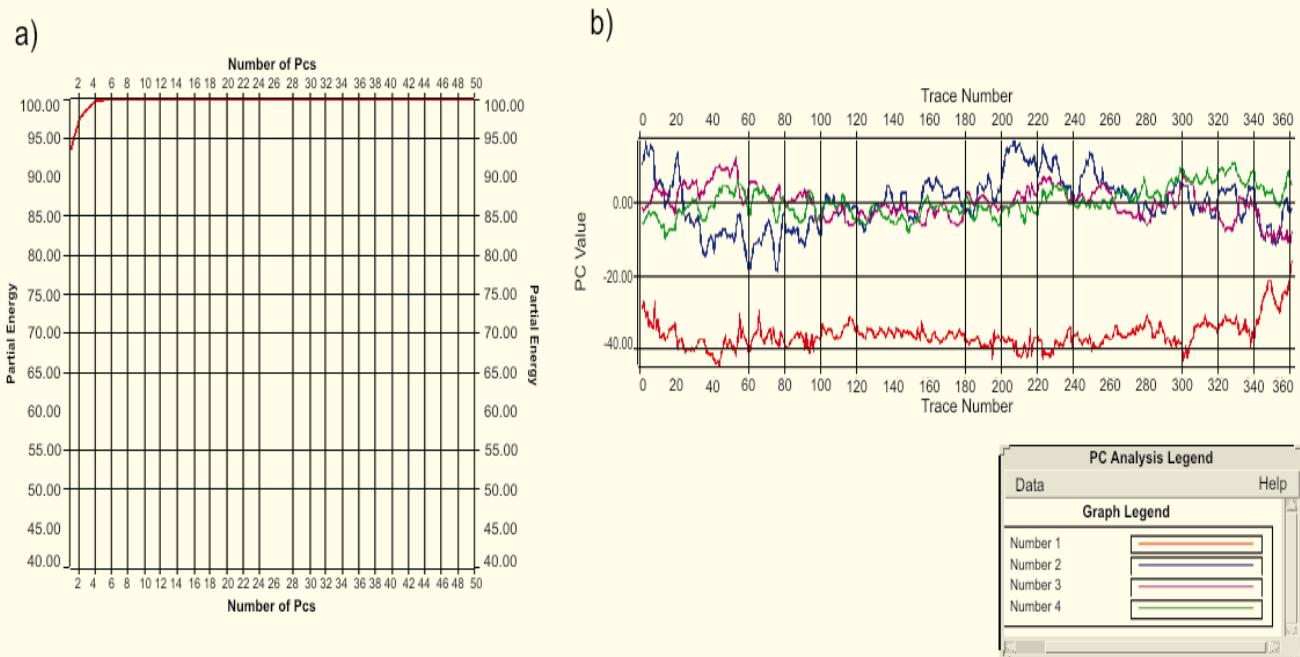


Figura 2.- a) Curva de energía parcial vs componentes principales, y b) Variación de componentes principales a lo largo de la línea sísmica.

El resultado de la aplicación del filtro se muestra en la figura 3. En este ejemplo se tomó un operador con 4 componentes. La figura 4 muestra la comparativa de los datos originales contra los filtrados.

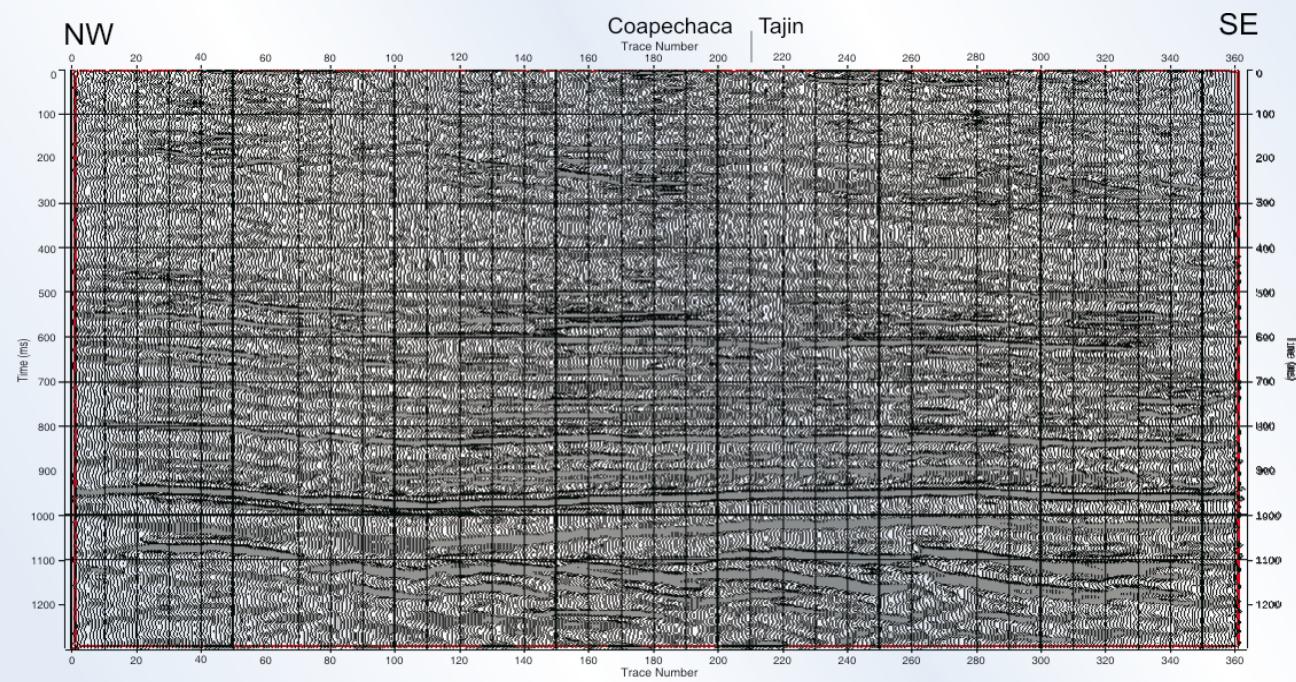


Figura 3.- Sección Sísmica filtrada con 4 componentes

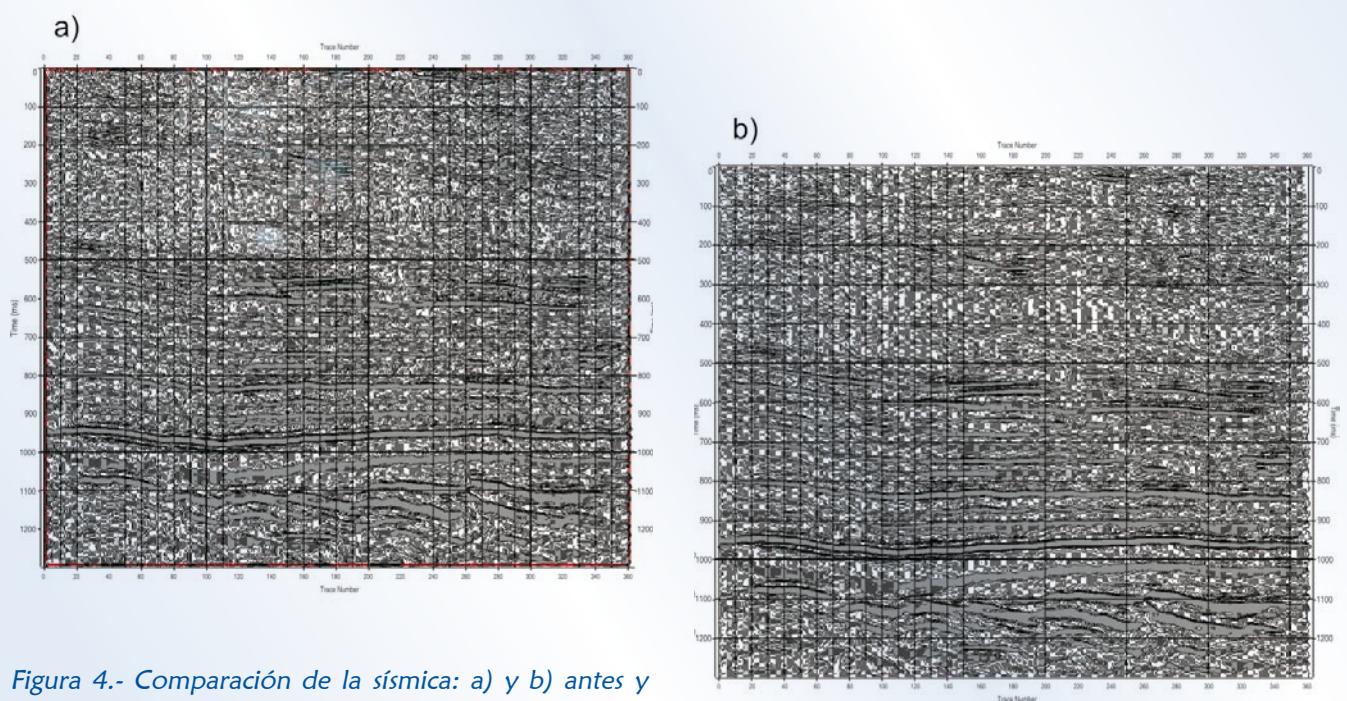


Figura 4.- Comparación de la sísmica: a) y b) antes y después de aplicar el filtro de CP, respectivamente.



Como control de calidad se presenta el ruido eliminado por el filtro de CP (Fig. 5).

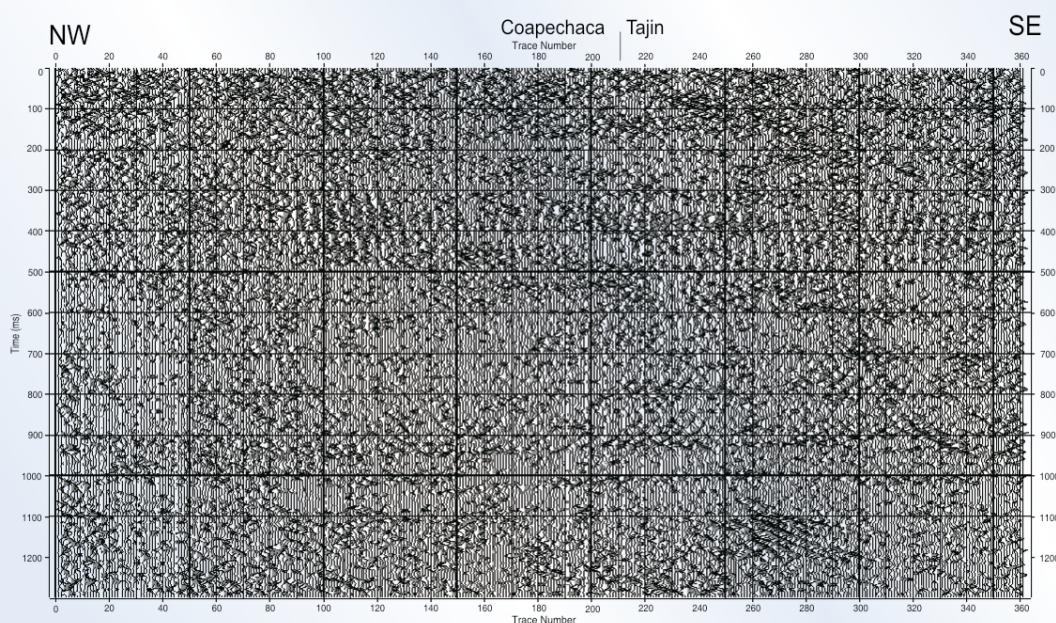


Figura 5.- Ruido eliminado por el filtrado de CP

1.2

Deconvolución "Cepstral"

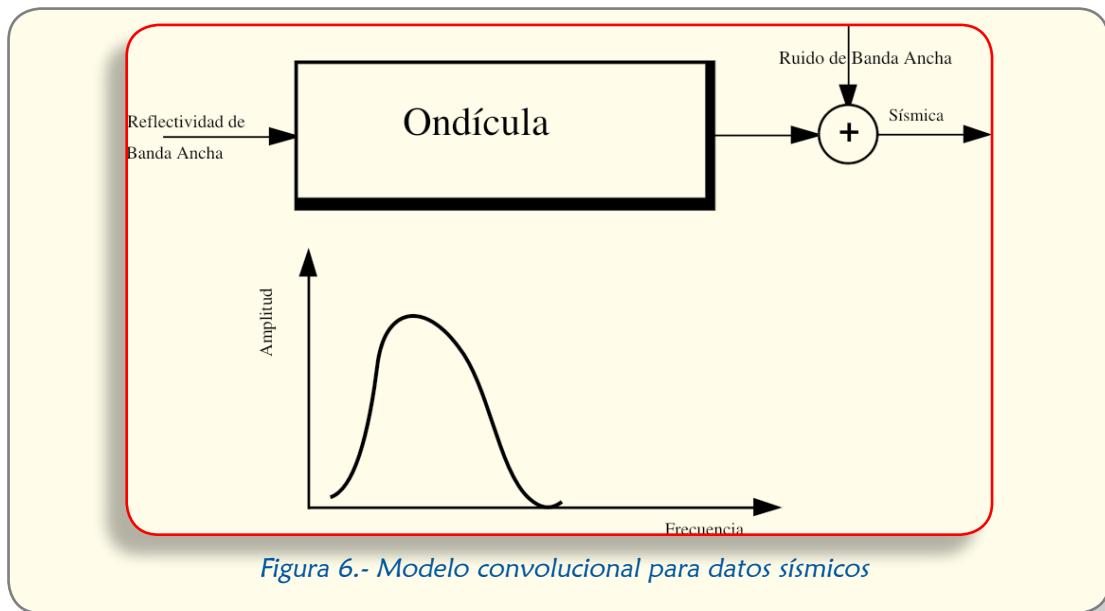
Otra de las técnicas que se utilizaron para el acondicionamiento de datos, fue una deconvolución más robusta que la deconvolución convencional. Los esquemas tradicionales de deconvolución intentan ampliar el ancho de banda del espectro de la ondícula (Maklad, 1985), esto produce una amplificación de las frecuencias dominantes del ruido donde el espectro de amplitud de la ondícula es pobre. Los filtros de banda limitada generalmente empleados suponen una razonable relación señal a ruido (S/R), por lo que estos filtros son diseñados sin tomar en cuenta el espectro señal-ruido de los datos (Jenkins and Watts, 1968). En la técnica de deconvolución no convencional (Newman, 1986) el espectro de la ondícula deseada es diseñado tomando en cuenta el espectro de la relación S/R de los datos, por lo tanto, la ondícula de entrada estimada es robusta al ruido aditivo y al color de la reflectividad.

Para estimar la ondícula se emplea la técnica del modelado “cepstral” (no requiere que el color de la reflectividad sea blanco), esto permite la estimación de la ondícula usando pequeñas ventanas de tiempo (250 a 300 ms). Se sabe también que la resolución sísmica es afectada por el ancho de banda de la ondícula. En otras palabras, al aumentar el ancho de banda tiende a amplificar el ruido aleatorio. Al mismo tiempo es más difícil estimar correctamente el espectro de amplitud de la ondícula por la presencia de ruido aditivo.

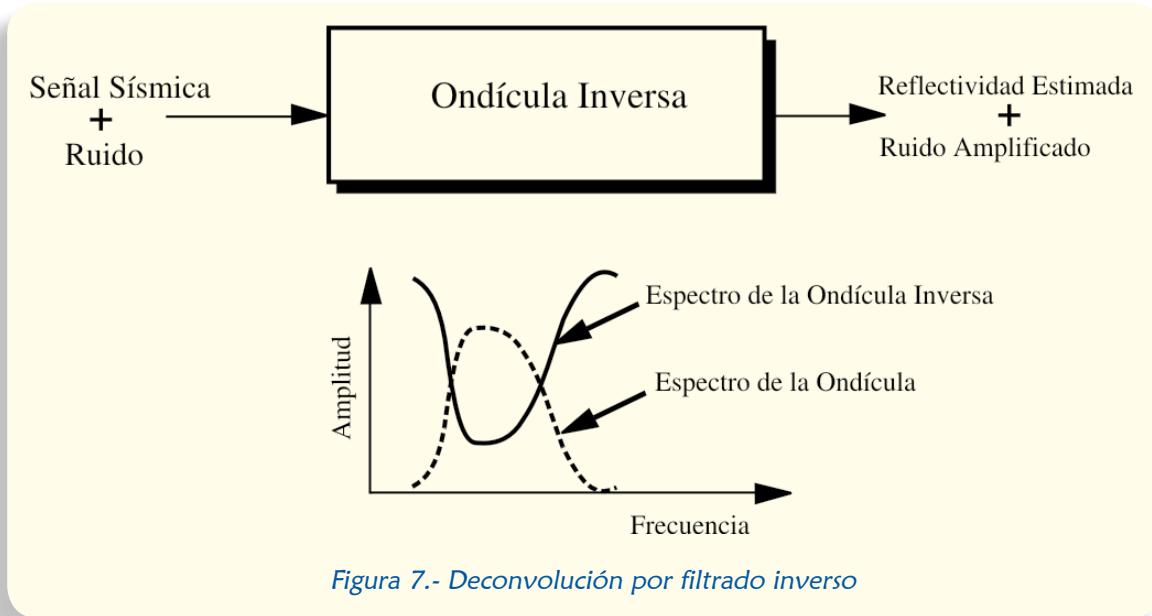
Para diseñar filtros óptimos de deconvolución se necesita estimar la relación S/R y el espectro de la ondícula. La deconvolución mejora la resolución de los datos sísmicos por medio del aumento del ancho de banda efectivo, esto disminuye su duración temporal efectiva.



Considere la figura 6 que representa el modelo para generar datos. En este modelo, a la secuencia de reflectividad de espectro amplio, se le aplica la convolución con una ondícula de banda limitada para producir la señal deseada, se le pone ruido aleatorio y entonces se tiene la traza sísmica.



La deconvolución se supone que remueve el efecto de la ondícula para permitir ver la secuencia de reflectividad. El método más simple de deconvolución es dividir el espectro de la traza por el espectro de la ondícula. La figura 7 despliega la operación de deconvolución donde el espectro es “aplanado” (filtro inverso.), por lo que el operador de deconvolución tendrá bajas ganancias a frecuencias donde el espectro de amplitud de la ondícula tiene altas ganancias y viceversa. Con esta deconvolución es claro que no se puede tener una estimación decorosa de la reflectividad porque las componentes de ruido se amplificarían.





Prácticas sobre la deconvolución más utilizadas incluyen la deconvolución de banda limitada y “preblanqueado”. La deconvolución de banda limitada se diseña aplicando un filtro pasa-banda al filtro inverso. En este procedimiento se necesita tener un conocimiento correcto del ancho de banda de la información útil. El filtro pasa-banda trata a todas las componentes de frecuencia igualmente, sin importar los cambios posibles de la relación S/R, en esa banda. El preblanqueado trata de reducir la ganancia del filtro de deconvolución aumentando el espectro de la ondícula para limitar la ganancia máxima del filtro inverso. Esta técnica pone una constante a todas las componentes espe-ctrales, pero ¿qué valor de esta constante es adecuado?

Quizás el método que mejor resuelve o da la pauta a estos problemas es el desarrollado por Newman (1986). Sugiere que la estimación de autocorrelación del ruido se haga antes del primer arribo y hasta el final. Sustrayendo esta autocorrelación con la obtenida de los datos se puede estimar la autocorrelación de la ondícula. Hecho esto, se puede obtener la ondícula propiamente o diseñar un filtro inverso de Wiener. Sin embargo, esta técnica no toma en cuenta el factor ruido en el diseño del filtro de deconvolución. Más aún, si el contenido de ruido cambia en tiempo la estimación de autocorrelación del ruido, de una sola ventana de análisis, no será robusta. Consecuentemente, la estimación de la ondícula es incorrecta.

Dos son los problemas que tenemos cuando queremos invertir datos ruidosos. Primero, la ondícula estimada es afectada por el ruido, y segundo, aun cuando la ondícula se conociera perfectamente el operador de deconvolución tiene que manejar al ruido. Hay varias maneras para manejar el efecto del ruido en el operador inverso. Se necesita un operador que maximice la resolución medida de la longitud efectiva de la ondícula deseada, y maximizar la relación S/R de la salida. Existe un conflicto entre estos 2 requerimientos, por lo que generalmente se utilizan criterios de optimización.

Supóngase que la traza sísmica se puede modelar como:

$$x(t) = s(t) + n(t) \quad (1.14)$$

donde: $x(t)$ es la amplitud de la traza al tiempo t ; $s(t)$ es la componente de señal y $n(t)$ es la componente de ruido aleatorio con media cero.

Aplicando un filtro lineal $h(t)$ a $x(t)$ se obtiene la estimación:

$$\hat{s}(t) = x(t) * h(t) \quad (1.15)$$

donde: $\hat{s}(t)$ es la estimación de la señal $s(t)$, y “ $*$ ” denota la operación matemática de convolución. Por supuesto se desea que $\hat{s}(t)$ esté tan cerca de $s(t)$ como sea posible, por lo que se debe minimizar:

$$J = \sum [s(t) - x(t) * h(t)]^2 \quad (1.16)$$

o en el dominio de la frecuencia:

$$J = \int_{-f_N}^{f_N} |S(f) - \{S(f) + N(f)\}H(f)|^2 df \quad (1.17)$$



donde: f_N es la frecuencia de Nyquist con respecto a $H(f)$. La solución de este problema es:

$$H(f) = \frac{P_{ss}(f)}{[P_{ss}(f) + P_{nn}(f)]} \quad (1.18)$$

o bien:

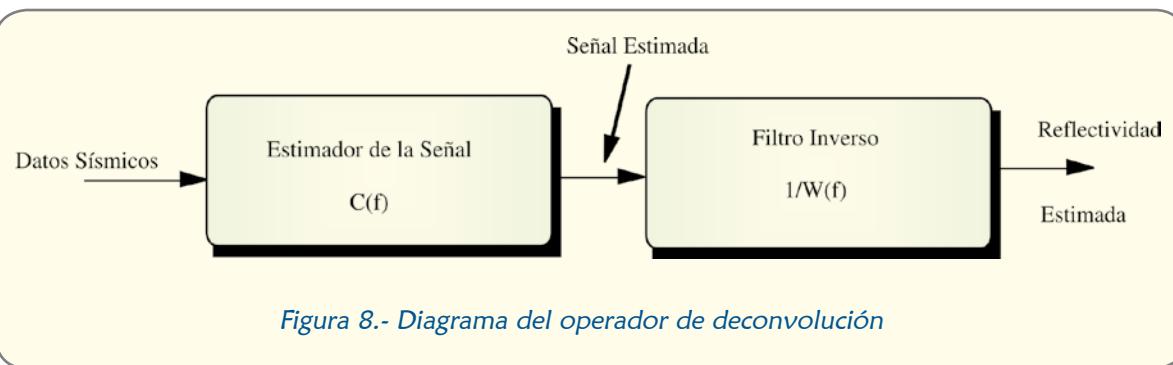
$$H(f) = \frac{1}{[1 + RSR(f)]} = C(f) \quad (1.19)$$

donde: $P_{ss}(f)$ es el espectro de potencia de la señal; $P_{nn}(f)$ es el espectro de potencia del ruido; $RSR(f)$ es la relación S/R y $C(f)$ la función de coherencia.

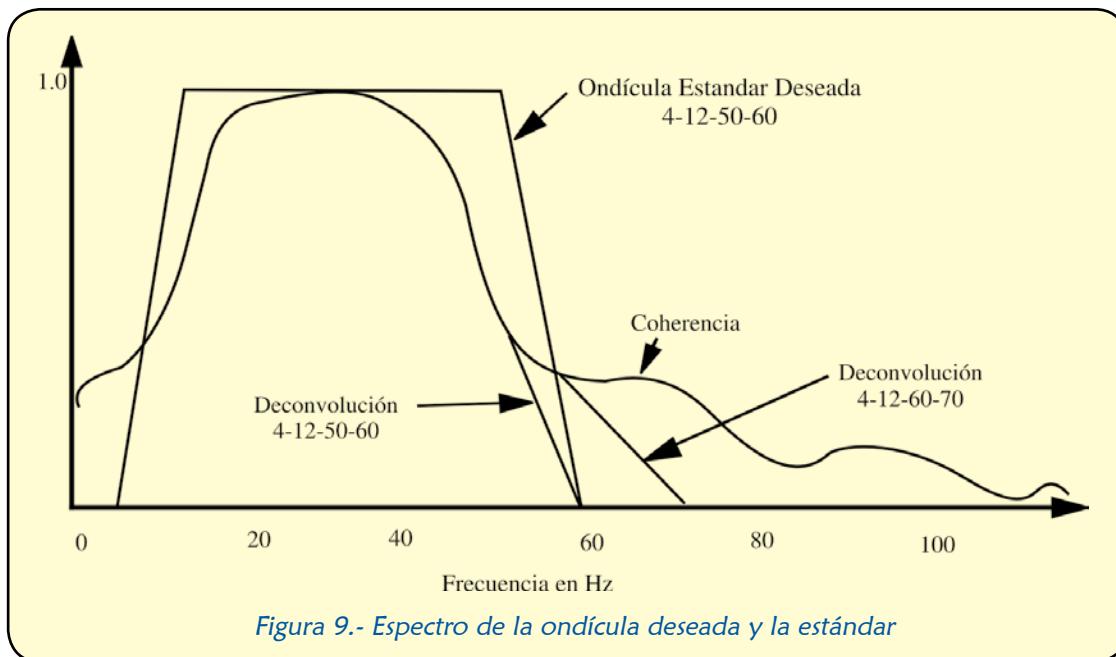
Suponiendo que se ha estimado la relación S/R, $RSR(f)$ y el espectro de la ondícula $W(f)$, el filtro inverso $A(f)$ es simplemente:

$$A(f) = \frac{C(f)}{W(f)} \quad (1.20)$$

Lo cual implica que el espectro de amplitud de la ondícula deseada es el espectro de coherencia. La figura 8 es el diagrama del operador en cascada del filtro de estimación de la señal.



Como ejemplo, la figura 9 es el espectro de coherencia de datos sísmicos ruidosos. Se muestra también la ondícula efectiva deseada con frecuencias 4, 12, 50 y 60 Hz. Esta deconvolución limita las ganancias del ruido mejor que el método estándar.



Otra interpretación de la deconvolución aquí propuesta se observa si se escribe a $A(f)$ como:

$$A(f) = \frac{1}{W(f)[1+RSR(f)]} \quad (1.21)$$

o bien:

$$A(f) = \frac{1}{W(f) + \frac{W(f)}{RSR(f)}} \quad (1.22)$$

Significando que el operador emplea un nivel de blanqueado frecuencia dependiente, el cual es controlado por la relación S/R y por el espectro de la ondícula. Para un cierto espectro de amplitud entre más pobre sea la relación S/R más alto será el nivel de blanqueado. Esto es lo que limitará la ganancia del ruido, evitando su amplificación en el proceso inverso.

Este operador de deconvolución es un estimador “mínimos cuadrados” de los coeficientes de reflexión a partir de datos ruidosos, dada la ondícula y el espectro la relación S/R. Si se supone que los datos se generaron de:

$$x(t) = w(t) * r(t) + n(t) \quad (1.23)$$

donde: $x(t)$ son los datos sísmicos; $w(t)$ es la ondícula; $r(t)$ es la secuencia de reflectividad aleatoria y $n(t)$ es el ruido aleatorio aditivo. El filtro $h(t)$ para estimar a $r(t)$ se obtiene de minimizar el error cuadrado:

$$J = E|r(t) - x(t) * h(t)|^2 \quad (1.24)$$



Escribiendo en el dominio de la frecuencia se tiene:

$$J = E |R(f)[1 - W(f)H(f)] - N(f)H(f)|^2 \quad (1.25)$$

o bien:

$$J = P_{rr}(f) |1 - W(f)H(f)|^2 + P_{nn}(f) |H(f)|^2 \quad (1.26)$$

Operando:

$$\frac{\partial J}{\partial H} = -P_{rr}(f)W^*(f)[1 - W(f)H(f)] + P_{nn}(f)H(f) = 0 \quad (1.27)$$

o bien:

$$H(f) = \frac{P_{rr}(f)W^*(f)}{P_{rr}(f)|W(f)|^2 + P_{nn}(f)} \quad (1.28)$$

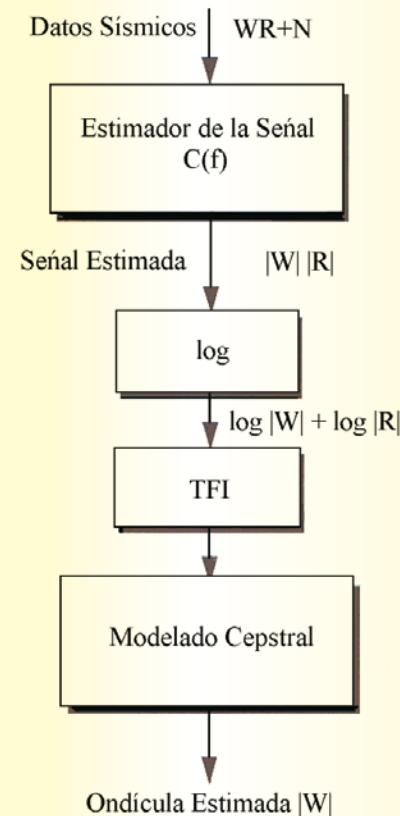
Finalmente:

$$H(f) = \frac{P_{ss}(f)}{W(f)[P_{ss}(f) + P_{nn}(f)]} = \frac{C(f)}{W(f)} \quad (1.29)$$

En resumen, el filtro lineal óptimo de estimación es simplemente la función de coherencia. Falta estimar el espectro de amplitud de la ondícula. La figura 10 ilustra dicha operación. Se tienen 2 problemas por resolver, el primero, es el ruido aditivo y el segundo, es el ruido de reflectividad.

Se tiene la ondícula multiplicada por la reflectividad más el ruido en el dominio de la frecuencia. Aplicando el filtro $C(f)$ a los datos proporciona una estimación de la ondícula con el espectro de reflectividad. El espectro de reflectividad se concibe como ruido multiplicativo, ya que se desea estimar el espectro de la ondícula. Tomando el logaritmo se tiene que el ruido multiplicativo se convierte en aditivo. Al realizar la Transformada de Fourier Inversa (TFI) se encuentra uno en el dominio "cepstral". Supóngase que la versión fase mínima de la ondícula se representa por un modelo de polo cero:

Figura 10.- Estimación del espectro de amplitud de la ondícula.



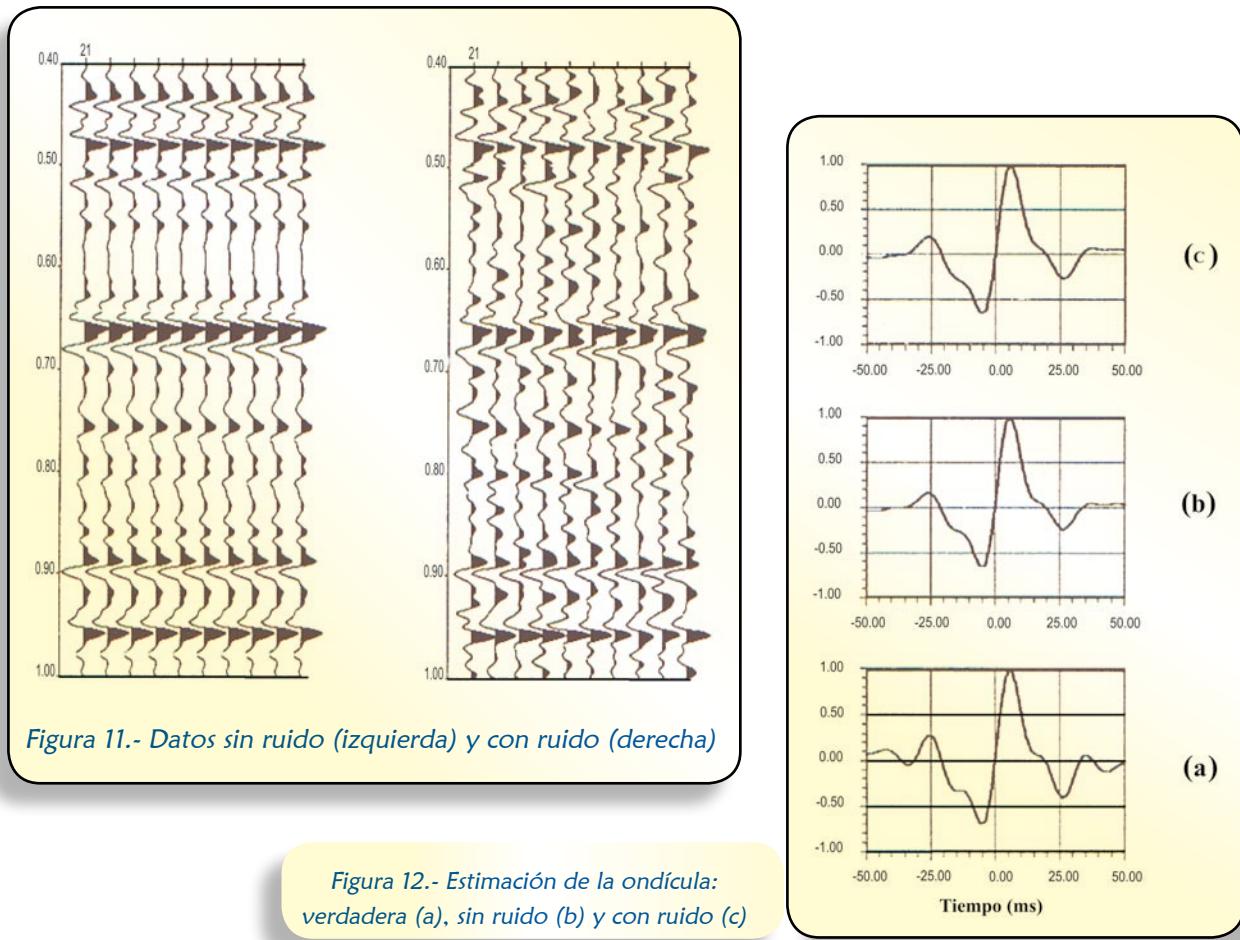


$$W(z) = \frac{\prod_i (z - b_i)}{\prod_j (z - a_j)} \quad (1.30)$$

Entonces su “cepstro” real $w(k)$ es dado por:

$$k\tilde{w}(k) = -\sum_j a_j^k + \sum_i b_i^k \quad (1.31)$$

A esto se le conoce como “modelado cepstral”, y se utiliza para estimar el espectro de amplitud de la ondícula utilizando trazas sísmicas adyacentes. Este procedimiento no requiere que la reflectividad sea blanca (aleatoria) y utiliza la estimación de la señal para estimar el espectro de amplitud de la ondícula. La figura 11 muestra un ejemplo de datos sintéticos con ruido y sin ruido. La figura 12 es una estimación de la ondícula en estos casos.





Resumiendo, este algoritmo mejora la resolución sin amplificar el ruido diseñando la ondícula de acuerdo a la relación S/R y preservando el carácter de espectro de reflectividad de la tierra a través del balance espectral de la información. Obsérvese que esto es diferente a otros algoritmos que asumen el espectro de reflectividad como “blanco”. El espectro de amplitud de la ondícula es estimado a partir del espectro de la señal utilizando el dominio “cepstral” para modelar el operador de deconvolución.

La figura 13 presenta el diseño del operador de deconvolución:

- Diseño de la ondícula en el dominio “cepstral”, la línea azul representa el número de puntos del “cepstrum” para estimar el espectro de la ondícula. La idea es tener una versión suavizada de la TRF de la señal (curva morada en (b) y el espectro de potencia cruzado en (c)).
- Espectro de los datos (color morado) y espectro de la ondícula (color azul) correspondiente al número de puntos del “cepstrum” (a).
- El espectro cruzado se descompone en 2 componentes: ondícula y reflectividad.
- Coherencia de los datos que refleja la relación S/R. La línea verde corresponde a S/R=0.5.

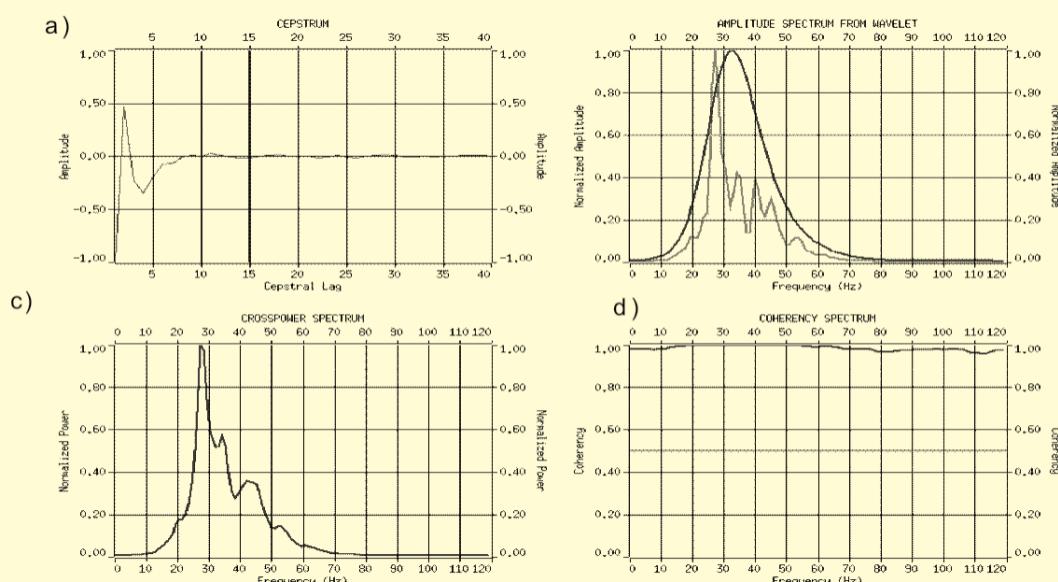


Figura 13.- Análisis para el diseño de los parámetros de la deconvolución

La figura 14 presenta el análisis de los datos una vez aplicado el operador:

- “Cepstrum” de la ondícula después de la deconvolución.
- Espectro de amplitud de la ondícula en rojo y espectro de los datos después de la deconvolución en morado.
- Espectro de la ondícula: azul – antes y rojo – después de la deconvolución.
- Espectro cruzado: azul – antes y rojo – después de la deconvolución. Se observa el incremento del ancho de banda y aumento de la frecuencia pico.

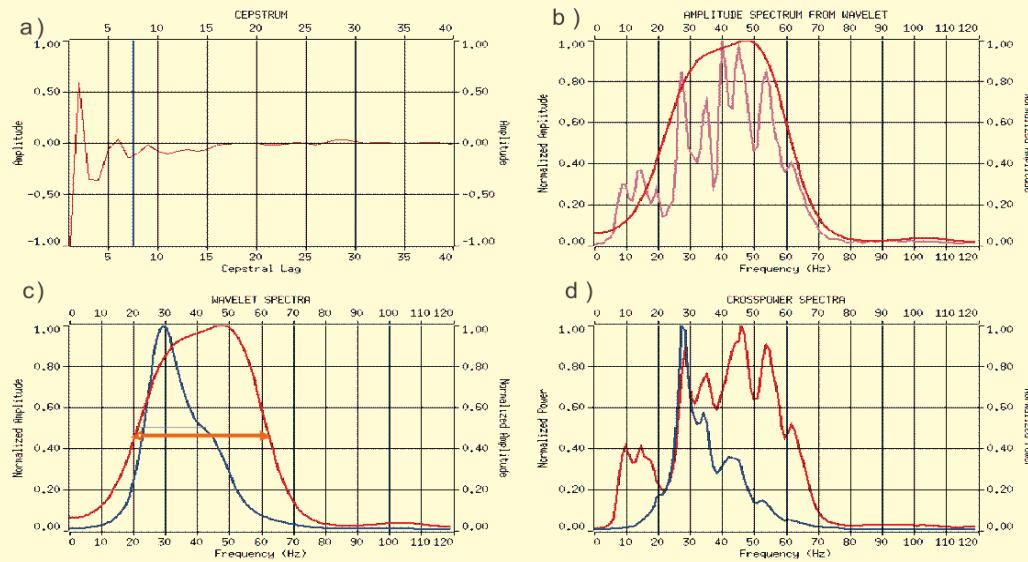


Figura 14.- Análisis de resultados de la deconvolución

La figura 15 es la comparación entre la línea sísmica original y la filtrada por el operador de deconvolución, incluyendo filtro de CP.

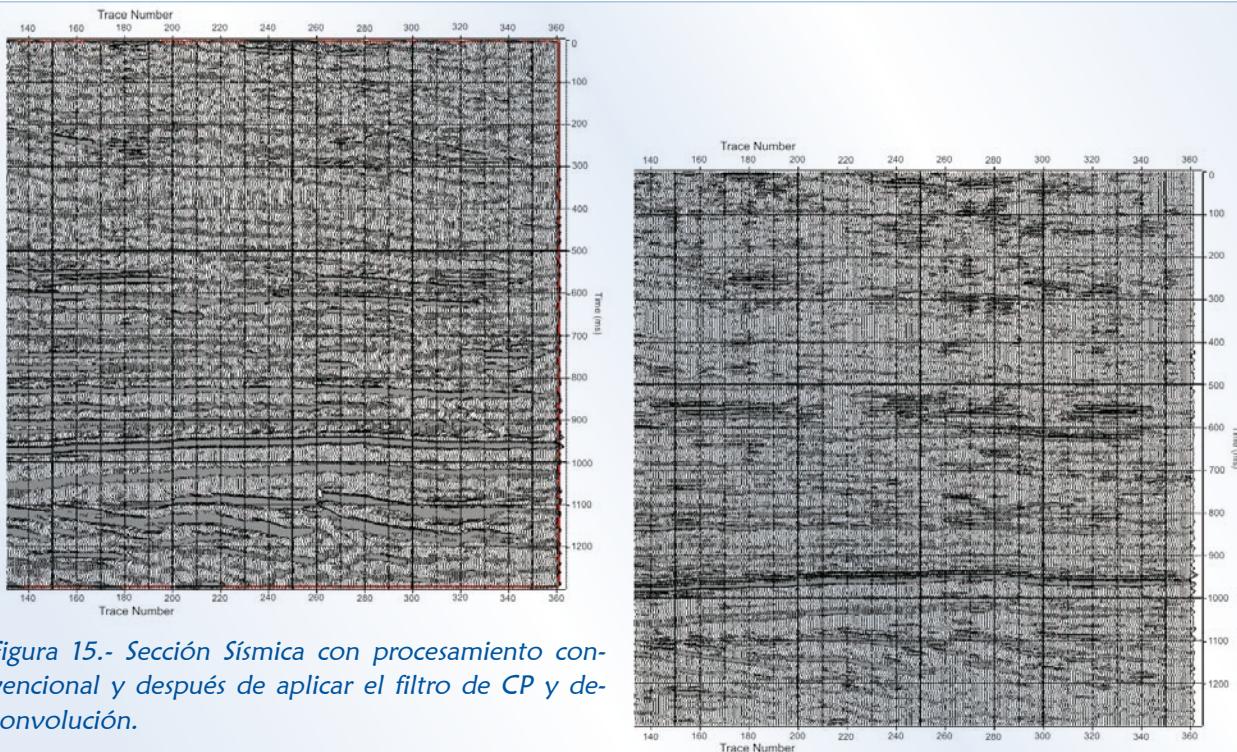


Figura 15.- Sección Sísmica con procesamiento convencional y después de aplicar el filtro de CP y deconvolución.

Finalmente, la figura 16 ilustra detalles de la mejoría obtenida de resolución de los datos después de los procesos aplicados.

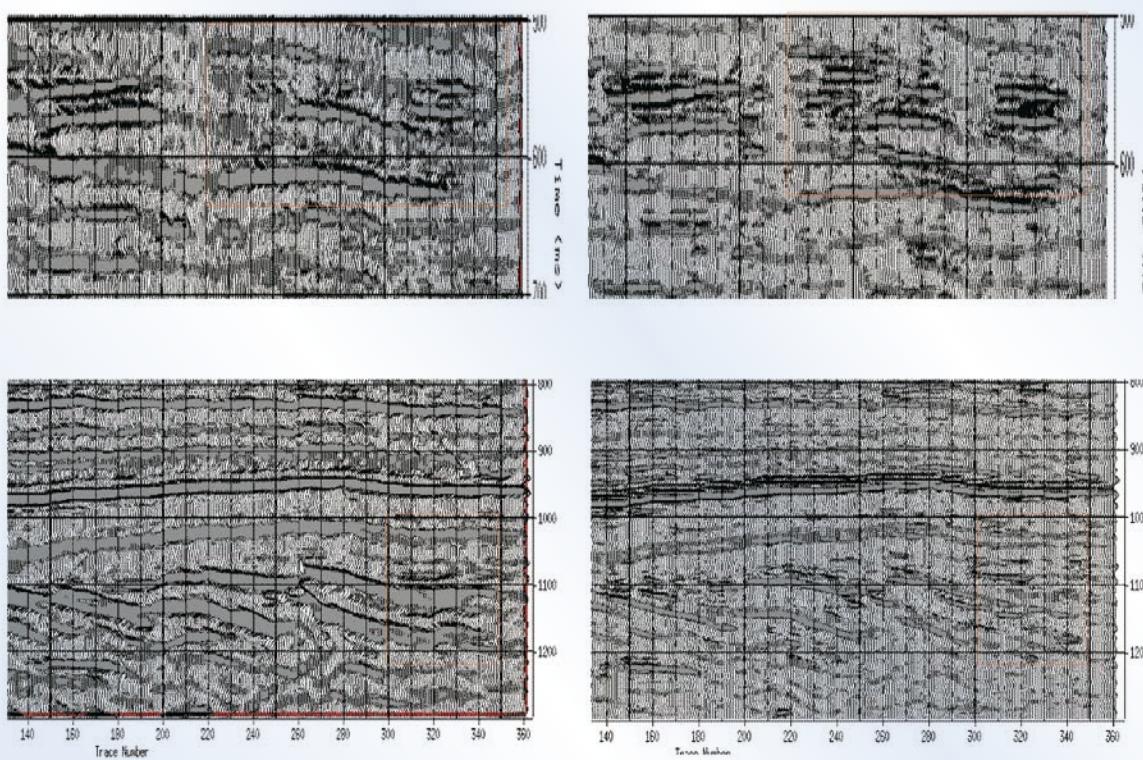


Figura 16.- Amplificaciones de la Sección Sísmica de la figura 10 con procesamiento convencional (izquierda) y después de aplicar el filtro PC y deconvolución post-apilado (derecha).

2.0 MEDICIONES DE ATENUACIÓN SÍSMICA

La atenuación inelástica de las ondas sísmicas es el proceso por el cual las rocas convierten energía de onda en calor. La atenuación depende de características de las rocas, tales como: la composición de la matriz, fluidos saturantes, porosidad, densidad de fracturas, etc. La atenuación de onda se caracteriza por el factor de calidad adimensional Q , o por el coeficiente de atenuación-frecuencia dependiente α . Ambas cantidades se relacionan por (Toksöz and Johnston, 1981) como:

$$\frac{1}{Q} = \frac{\alpha V}{\pi f} = \frac{M_i}{M_r} \quad (2.1)$$

donde: M_r y M_i son la parte real e imaginaria del módulo elástico complejo, V es la velocidad de intervalo y f la frecuencia. El factor Q es la pérdida fraccional de energía por ciclo ondícula. Una roca que tenga alta atenuación tiene un valor típico de $Q < 25$ mientras que una roca de baja atenuación tendrá valores de $Q > 100$.



Las ondas sísmicas que se propagan en un medio real son modificadas por consecuencia de la atenuación intrínseca. Además, la forma de onda es modificada por otros factores, tales como: la heterogeneidad del medio y los gradientes de velocidad. Observaciones de laboratorio y de campo en medios absorbentes han demostrado cambios en la amplitud, forma, frecuencia y fase del pulso sísmico (Toksoz y Johnston, 1981).

Comúnmente, existen 2 aproximaciones para analizar la atenuación de ondas sísmicas de mediciones *in situ*: los métodos en el dominio del tiempo y los de dominio espectral. El primer método adolece de si los datos no han preservado amplitud y se basan en relacionar el ensanchamiento del pulso sísmico al factor Q , ya sea para modelos lineales o no (Gladwin and Stacey, 1974). El segundo método se basa en el análisis de Fourier del pulso sísmico. La atenuación, en función de la frecuencia, es calculada del espectro de cada pulso (McDonald *et al.*, 1958). Un estudio comparativo de diferentes métodos para estimar la atenuación sísmica se encuentra, por ejemplo, en el trabajo de Tonn (1991).

La técnica más utilizada para mediciones *in situ* es el método de razón espectral, el cual requiere calcular la razón de la pendiente del espectro de amplitud o de potencia de diferentes pulsos en el dominio espectral. Suponiendo absorción de energía constante el espectro de potencia de un pulso sísmico a la frecuencia f obedece:

$$|P_t(f)| = |P_0(f)| \exp(-2\pi f t/Q) \quad (2.2)$$

donde: t es el tiempo de arribo del pulso al tiempo cero y $|P_0(f)|$ es el espectro de potencia del pulso inicial. El factor de calidad Q puede estimarse del espectro de potencia entre los intervalos de tiempo t_1 y t_2 usando:

$$\ln(P_2(f)/P_1(f)) = -2\pi f(t_2 - t_1)Q \quad (2.3)$$

donde:

$$P_i = P_i(f) \equiv P(f, t_i) \quad (2.4)$$

Esto se obtiene de una ecuación que relaciona el espectro de potencia de la secuencia de reflectividad, la función de transferencia de potencia y del espectro de potencia de la señal reflejada (White, 1992). Previa corrección por divergencia esférica. Más aún, generalmente se considera que los factores geométricos de divergencia son independientes de la frecuencia y que la velocidad es constante dentro de ese intervalo de tiempo considerado. Resolviendo para Q se tiene:

$$\frac{1}{Q} = \frac{\ln[P_2(f)/P_1(f)]}{-2\pi f(t_2 - t_1)} = \frac{\ln[P_2/P_1]}{-2\pi f(t_2 - t_1)} = Q^{-1} \quad (2.5)$$



Este es el algoritmo de razón espectral, ya que las cantidades espectrales son precisas en frecuencia pero ambiguas en tiempo, es necesario utilizar una representación tiempo-frecuencia de la señal para localizar las cantidades precisamente, tanto en tiempo como en frecuencia. Esto se realiza usando una distribución de Wigner optimizada de la señal analizada.

2.1 Representación Tiempo-Frecuencia

El espectro de potencia provee sólo información general del contenido de energía de la señal en el dominio espectral, pero no provee información explícita de la variación de energía en tiempo. Por lo tanto, es recomendable utilizar una representación tiempo-frecuencia de la señal que determine la distribución local de energía en tiempo y frecuencia simultáneamente (Cohen, 1995).

Inicialmente, Morlet *et al.* (1982) desarrollaron técnicas de este tipo aplicadas a geofísica utilizando la Transformación Modificada de Gabor (Transformada Gabor-Morlet). Otros autores (Steeghs, 1997; Tobback *et al.*, 1996 and Barnes, 1993) muestran cómo las técnicas en el dominio tiempo-frecuencia pueden mejorar la extracción de atributos sísmicos, ya que el concepto de atributo instantáneo es matemáticamente más robusto que el utilizado por la Transformada de Hilbert.

La Transformación Tiempo-Frecuencia (TTF) especifica simultáneamente el contenido de energía de una señal en función del tiempo y de la frecuencia. No obstante, si se selecciona un mapeo fijo de la señal, éste puede ser satisfactorio sólo para ciertos intervalos de la señal (Baraniuk and Jones, 1993), por lo que es necesario tener una TTF que se adapte a cada señal y a cada intervalo de la información sísmica (Steeghs, 1997). Es decir, la distribución tiempo-frecuencia con un “kernel” fijo se desempeñará bien sólo para cierta clase de señales. Para superar esta limitación se utiliza un “kernel” adaptivo utilizando una formulación de un problema de optimización. Para ese mapeo óptimo se utiliza una técnica desarrollada por Baraniuk y Jones (1990) and Jones y Baraniuk (1995). Basada en un “kernel” tiempo adaptivo y de señal dependiente. Esta aproximación emplea una función de ambigüedad de tiempo corto para optimizar el “kernel”.

Por lo cual, utilizando la distribución de Wigner (DW) se obtiene el espectro de cada muestra sin ninguna interpolación, preservando las características originales de los datos. La DW tiene propiedades únicas de localización en el plano tiempo-frecuencia (Cohen, 1989 and Tobback *et al.*, 1996).

2.2 Distribución de Wigner

Cada clase de distribución bilineal de Cohen puede ser interpretada como una Transformada Bidimensional de Fourier de una función de ambigüedad ponderada de la señal. En particular, la DW es una Transformada de Tiempo-Corto Reescalada de Fourier que utiliza la señal tiempo-reversa como ventana y provee un compromiso de resolución entre tiempo y frecuencia. La DW es una función cuadrática de la señal:

$$W(t, \omega) = \int_{-\infty}^{\infty} s(t + \frac{\tau}{2}) s^*(t - \frac{\tau}{2}) e^{-i\omega\tau} d\tau \quad (2.6)$$



donde: (*) denota al complejo conjugado, t es el tiempo y $\omega = 2\pi f$ es la frecuencia angular.

La función $W(t, \omega)$ puede ser considerada como el espectro de potencia instantáneo de la señal (Barnes, 1993), de la cual nos permite calcular, por ejemplo, la frecuencia instantánea $f_i(t)$:

$$f_i(t) = \frac{\int_{-\infty}^{\infty} \omega W(t, \omega) d\omega}{\int_{-\infty}^{\infty} W(t, \omega) d\omega} \quad (2.7)$$

Se discutirán los atributos instantáneos optimizados con la representación de Wigner más adelante. Podemos interpretar la DW como una función que es capaz de darnos información en una celda, tiempo-frecuencia, infinitamente pequeña. Por supuesto, esto no es totalmente correcto, análogo al “principio de incertidumbre”, el muestreo en tiempo Δt y el de frecuencia $\Delta\omega$ se relacionan por $\Delta t \Delta\omega \geq k$ con k como una constante numérica. La excelente propiedad de localización de la DW resulta de la estructura del filtro de ajuste. Desafortunadamente, debido a que existen términos cruzados, variaciones en la amplitud y ruido es indispensable filtrar la DW con un operador de suavizado bidimensional para suprimir dichos eventos indeseables (Baraniuk y Jones, 1993).

Dado que todas las distribuciones bilineales pueden ser representadas como versiones suavizadas de la DW (Cohen, 1989), entonces una distribución bilineal general es:

$$\hat{W}(t, \omega) = \frac{1}{4\pi^2} \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} A(\theta, \tau) \Phi(\theta, \tau) e^{-i\theta t} e^{-i\tau\omega} d\theta d\tau \quad (2.8)$$

Aquí, $\Phi(\theta, \tau)$ es el “kernel” o función de suavizado utilizado para suprimir los términos cruzados; y $A(\theta, \tau)$ es la función de ambigüedad simétrica, la cual es la Transformada de Fourier Bidimensional de la DW (ec. 2.6), expresada como:

$$A(\theta, \tau) = \int_{-\infty}^{\infty} s(t + \frac{\tau}{2}) s^*(t - \frac{\tau}{2}) e^{i\theta t} dt \quad (2.9)$$

Se construyeron datos sísmicos artificiales para probar la efectividad de la Transformada Óptima de Wigner. La figura 17 muestra en planta (arriba) y en 3D (abajo) la representación tiempo-frecuencia de 2 señales sumadas. La primera señal es una función creciente que va de 1 Hz hasta 4 Hz mientras que la segunda es una señal decreciente desde 4 hasta 1 Hz. La diferencia entre (a) y (b), en estas figuras, es la potencia de 2 utilizada en cada caso. Para (a) se utilizaron 128 puntos mientras que en (b) se utilizaron 256 mostrando mayor localización. En (c) se observa que la distribución de energía es uniforme en todo el rango de frecuencias permisibles.

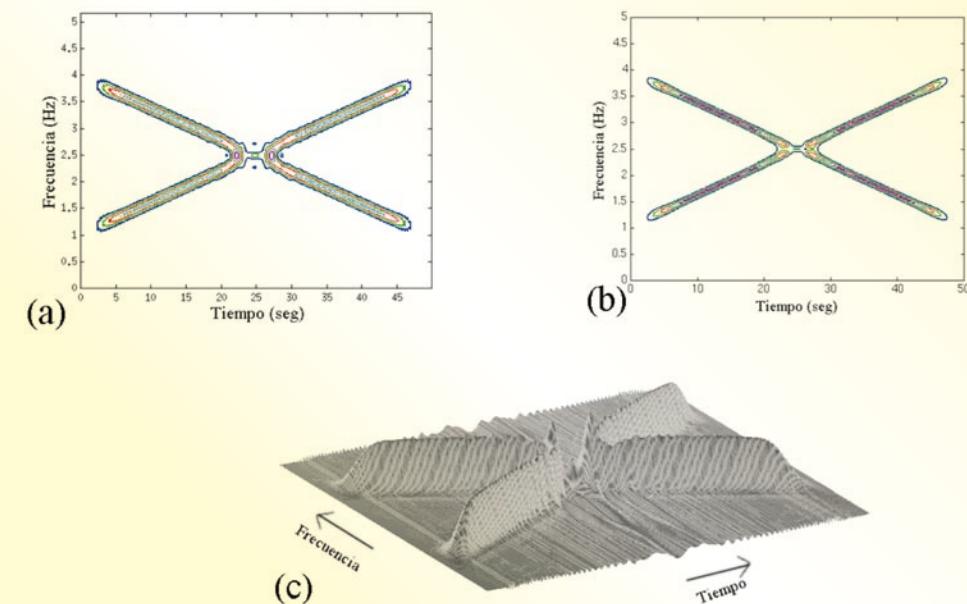


Figura 17.- Análisis tiempo-frecuencia de la suma de “Chirps” de 1 a 4 y de 4 a 1 Hz

La figura 18 muestra la emisión acústica de un experimento de fracturas y su representación tiempo-frecuencia.

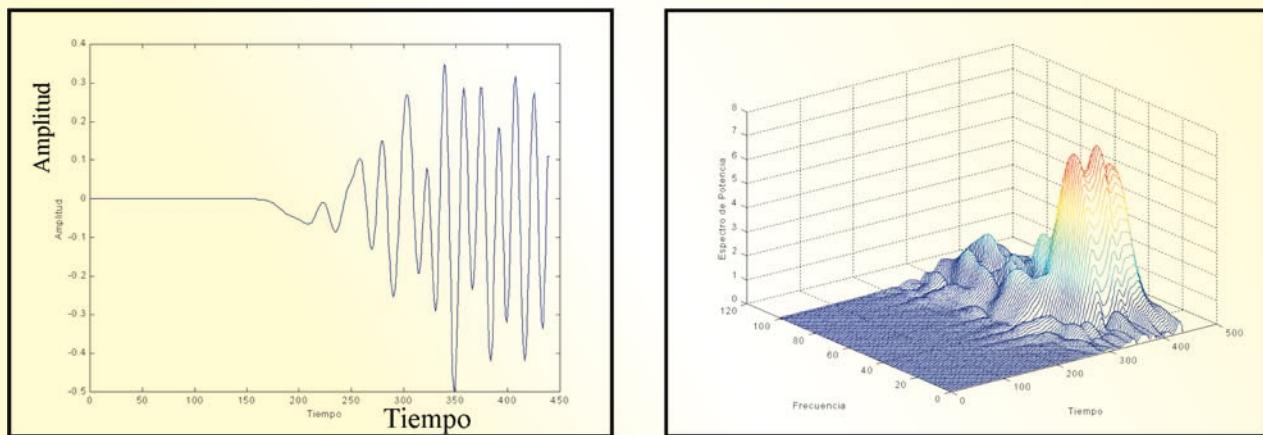


Figura 18.- Análisis tiempo-frecuencia de la emisión acústica de una fractura

Finalmente, la estimación del factor Q en los tiempos t_1 y t_2 se obtiene de sustituir el espectro de potencia P_i por la distribución óptima de Wigner $W(t, f)$ para cada t_i en la ecuación 2.5. El coeficiente de atenuación α se calcula de la ecuación 2.1 conociendo la velocidad V a cada intervalo. Para evitar inestabilidad numérica el factor de calidad Q se estima mejor de la razón de las líneas ajustadas de cuadrados mínimos del espectro en el intervalo de interés:



$$Q^{-1} = \frac{LSQ\{\ln[\hat{W}(t_2, f)]\}/LSQ\{\ln[\hat{W}(t_1, f)]\}}{-2\pi f(t_2 - t_1)} \quad (2.10)$$

o bien:

$$Q^{-1} = \frac{LSQ\{\ln[\hat{W}_2(f)]\}/LSQ\{\ln[\hat{W}_1(f)]\}}{-2\pi f(t_2 - t_1)} \quad (2.11)$$

2.3

Cálculo Optimizado de Q

Los detalles de cálculo se presentan a continuación para obtener los parámetros deseados minimizando las expresiones siguientes a mínimos cuadrados:

Coeficiente de absorción α (dB/ciclo):

$$\sum_{f=f_1}^{f_2} [20\log_{10}|\hat{W}_2(f)/\hat{W}_1(f)| - \alpha \cdot \Delta t \cdot f - b]^2 = \varepsilon^2 \quad (2.12)$$

donde: b es una componente DC de las diferencias.

Factor de calidad Q (adimensional):

$$\sum_{f=f_1}^{f_2} [\ln|\hat{W}_2(f)/\hat{W}_1(f)| - 2\pi \cdot \Delta t \cdot f / Q - b]^2 = \varepsilon^2 \quad (2.13)$$

Coeficiente de dispersión β (grados/ciclo):

$$\sum_{f=f_1}^{f_2} [\phi_2(f)/\phi_1(f) - \beta \cdot \Delta t \cdot f / Q - b]^2 = \varepsilon^2 \quad (2.14)$$

donde: $\phi_1(f)$, $\phi_2(f)$ son las fases. Las ecuaciones arriba son un sistema de ecuaciones de 2 por 2. Para la absorción tomamos las derivadas parciales de la ecuación 2.12 con respecto a los desconocidos α e igualamos a cero:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \varepsilon^2}{\partial \alpha} &= -2 \left\{ \sum_{f=f_1}^{f_2} [20\log_{10}|\hat{W}_2(f)/\hat{W}_1(f)|] \cdot \Delta t \cdot f - \alpha \sum_{f=f_1}^{f_2} (\Delta t \cdot f)^2 - b \sum_{f=f_1}^{f_2} (\Delta t \cdot f) \right\} = 0, \\ \frac{\partial \varepsilon^2}{\partial b} &= -2 \left\{ \sum_{f=f_1}^{f_2} [20\log_{10}|\hat{W}_2(f)/\hat{W}_1(f)|] - \alpha \sum_{f=f_1}^{f_2} (\Delta t \cdot f) - b \sum_{f=f_1}^{f_2} 1 \right\} = 0 \end{aligned} \quad \left\{ \quad (2.15) \right.$$



Lo cual proporciona las ecuaciones normales deseadas:

$$\sum_{f=f_1}^{f_2} \left[20 \log_{10} \left| \hat{W}_2(f) / \hat{W}_1(f) \right| \right] \cdot \Delta t \cdot f = \alpha \sum_{f=f_1}^{f_2} (\Delta t \cdot f)^2 + b \sum_{f=f_1}^{f_2} (\Delta t \cdot f),$$

$$\sum_{f=f_1}^{f_2} \left[20 \log_{10} \left| \hat{W}_2(f) / \hat{W}_1(f) \right| \right] = \alpha \sum_{f=f_1}^{f_2} (\Delta t \cdot f) - b \sum_{f=f_1}^{f_2} 1$$

(2.16)

Se establece por definición:

$$d_1 \equiv \sum_{f=f_1}^{f_2} \left[20 \log_{10} \left| \hat{W}_2(f) / \hat{W}_1(f) \right| \right] \cdot \Delta t \cdot f,$$

$$d_2 \equiv \sum_{f=f_1}^{f_2} \left[20 \log_{10} \left| \hat{W}_2(f) / \hat{W}_1(f) \right| \right],$$

$$c_1 \equiv \sum_{f=f_1}^{f_2} (\Delta t \cdot f)^2, \quad c_2 \equiv \sum_{f=f_1}^{f_2} (\Delta t \cdot f) \quad \text{y} \quad c_3 \equiv \sum_{f=f_1}^{f_2} 1$$

(2.17)

La ecuación 2.16 reduce a:

$$c_1 \alpha + c_2 b = d_1$$

$$c_2 \alpha + c_3 b = d_2$$

(2.18)

Por lo cual α se calcula de:

$$\alpha = (d_1 \cdot c_3 - d_2 \cdot c_2) / (c_1 \cdot c_3 - c_2 \cdot c_1)$$

(2.19)

De manera similar se obtiene a Q :

$$1/Q = (d_1 \cdot c_3 - d_2 \cdot c_2) / (c_1 \cdot c_3 - c_2 \cdot c_1)$$

(2.20)

Pero aquí se definieron:



$$\left. \begin{aligned} d_1 &\equiv \sum_{f=f_1}^{f_2} \left[\ln |\hat{W}_2(f)/\hat{W}_1(f)| \right] \cdot 2\pi \cdot \Delta t \cdot f, \\ d_2 &\equiv \sum_{f=f_1}^{f_2} \left[\ln |\hat{W}_2(f)/\hat{W}_1(f)| \right], \\ c_1 &\equiv \sum_{f=f_1}^{f_2} (\pi \cdot \Delta t \cdot f)^2, \quad c_2 \equiv \sum_{f=f_1}^{f_2} (\pi \cdot \Delta t \cdot f) \text{ y } c_3 \equiv \sum_{f=f_1}^{f_2} 1 \end{aligned} \right\} \quad (2.21)$$

Obviando el álgebra, β se calcula de manera similar.

2.4

Atributos Sísmicos y su Rotación con Estadística

A continuación se presenta la relación estadística con el espectro de potencia de una señal, y se definirá la construcción óptima de varios atributos sísmicos instantáneos.

La frecuencia central f_c del espectro de potencia de una serie de tiempo $P(f)$ se define como (Barnes, 1993):

$$f_c \equiv \frac{\int_0^{\infty} f P(f) df}{\int_0^{\infty} P(f) df} \quad (2.22)$$

La varianza de la frecuencia respecto a esta frecuencia central (frecuencia media) f_b^2 es:

$$f_b^2 \equiv \frac{\int_0^{\infty} (f - f_c) P(f) df}{\int_0^{\infty} P(f) df} \quad (2.23)$$

La cantidad f_r^2 es la desviación estandar respecto a la frecuencia central y es una medida del ancho de banda espectral, y no debe ser confundido con el segundo momento estadístico. El segundo momento f_r^2 del espectro de potencia es en realidad:

$$f_r^2 \equiv \frac{\int_0^{\infty} f^2 P(f) df}{\int_0^{\infty} P(f) df} \quad (2.24)$$



La cantidad f_r es la frecuencia raíz cuadrática media, es una medida ponderada de la frecuencia de cruce cero y de la frecuencia espectral dominante. La frecuencia de cruce cero es el número de cruces al cero que ocurren en una traza sísmica dividida por el doble de longitud de la traza (Gupta, 1975); y está en función del espectro de amplitud y del espectro de fase de los datos. Si los datos fuesen un proceso aleatorio normal $x(t)$ con media cero y espectro de potencia $P(f)$, entonces su frecuencia de cruce cero es la definida por la ecuación 2.24, la cual es independiente de la fase. En otras palabras para una traza de longitud Δt habrá un promedio de $2 f_r \Delta t$ puntos donde $x(t)$ es igual a cero con el factor de 2 para cada periodo de 2 cruces de cero. Simple interpretación física es posible, por ejemplo, el centro de masa en dinámica corresponde a la frecuencia central, el radio de rotación con respecto al centro de masa es equivalente al ancho de banda, y el radio de rotación con respecto al origen corresponde a la frecuencia raíz cuadrática media. Pensando en un oscilador armónico amortiguado, la frecuencia de oscilación es la frecuencia central, la frecuencia natural (no amortiguada) es similar a la frecuencia raíz cuadrática media, y el coeficiente de decaimiento sería el ancho de banda espectral. Otra forma de obtener la frecuencia dominante es contando el número de máximas relativas en un intervalo. Esta estimación depende de la fase y tienden a tener valores mayores que el de la frecuencia de cruce cero. El valor de frecuencia máxima relativa f_x de un proceso aleatorio normal con media cero y espectro de potencia $P(f)$:

$$f_x^2 \equiv \frac{\int_0^\infty f^4 P(f) df}{\int_0^\infty f^2 P(f) df} \quad (2.25)$$

Comparando la ecuación 2.24 para el espectro de una ondícula de Ricker de 30 Hz., la frecuencia raíz cuadrática media es 33.5 Hz., y la frecuencia máxima relativa es de 39.7 Hz. Se concluye que la frecuencia raíz cuadrática media es una medida más útil.

De las ecuaciones anteriores 22, 23 y 24 se tiene:

$$f_r^2 = f_c^2 + f_b^2 \quad (2.26)$$

2.5 Mediciones Espectrales Instantáneas



Se pueden definir a las mediciones de la frecuencia central, ancho de banda y frecuencia dominante, por medio de la sustitución del espectro de potencia $P(f)$, en las ecuaciones 22, 23 y 24 por el espectro de potencia instantáneo que en nuestro caso es la representación tiempo-frecuencia óptima de Wigner $W(t,f)$:

$$f_i(t) \equiv \frac{\int_0^\infty f \hat{W}(t,f) df}{\int_0^\infty \hat{W}(t,f) df} \quad (2.27)$$



$$\sigma_i^2(t) = \frac{\int_0^\infty (f - f_i(t))^2 \hat{W}(t, f) df}{\int_0^\infty \hat{W}(t, f) df} \quad (2.28)$$

$$f_d^2(t) \equiv \frac{\int_0^\infty f^2 \hat{W}(t, f) df}{\int_0^\infty \hat{W}(t, f) df} \quad (2.29)$$

donde: $f_i(t)$ es la frecuencia central instantánea, $\sigma_i(t)$ es el ancho de banda instantáneo y $f_d(t)$ es la frecuencia dominante instantánea. Estas medidas están relacionadas evidentemente por:

$$f_d^2(t) = f_i^2 + \sigma_i^2(t) \quad (2.30)$$

El ancho de banda instantáneo se puede escribir también a partir de la amplitud instantánea $A(t)$ (envolvente de la traza):

$$\sigma_i^2(t) \equiv \left[\frac{dA(t)/dt}{2\pi A(t)} \right]^2 = \left[\frac{A'(t)}{2\pi A(t)} \right]^2 \quad (2.31)$$

Por la definición de la ecuación anterior, el ancho de banda instantáneo es una medida de la razón de cambio de amplitud relativa y tiene unidades de Hertz o en decibelios por segundo con la conversión $1 \text{ Hz} = 40\pi/\ln(10) \text{ dB/s} = 54.575 \text{ dB/s}$. Por ejemplo, razones de cambio grandes de amplitud relativa, asociadas con señales angostas, resulta en anchos de banda grandes. Si se pone el espectro de potencia instantáneo de Wigner y derivando la ecuación 2.7 se tiene (Cohen, 1989):

$$\sigma_f^2(t) = \frac{1}{8\pi^2} \left\{ \left[\frac{A'(t)}{A(t)} \right]^2 - \frac{A''(t)}{A(t)} \right\} \quad (2.32)$$

De aquí se establece la definición del factor de calidad instantáneo $Q_1(t)$, como:



$$Q_i(t) = -\frac{\pi f_i(t)}{\sigma_i(t)} \quad (2.33)$$

Por lo que el término $\sigma_i(t)$ es la razón de decaimiento instantáneo definido como la derivada de la amplitud instantánea dividida por la amplitud instantánea. Con un factor de 2π , esto es similar a la ecuación 2.10, por lo que se puede decir que el factor de calidad instantáneo es la relación de la frecuencia instantánea por 2 veces el ancho de banda instantáneo o la tangente del ángulo $\phi(t)$ dividido por 2.

2.6 Análisis Espectral

Los cambios espectrales de los datos sísmicos pueden estar asociados a diversas características geológicas como: litología, presencia de fluidos (hidrocarburos), densidad de fracturas, heterogeneidad, etc. Por lo que el propósito de este análisis es identificar los patrones espectrales asociados a zonas productoras, y usar este conocimiento para decidir sobre programas de exploración y producción de hidrocarburos.

Los atributos espectrales son calculados en una ventana, arriba y abajo de la zona de estudio (posible yacimiento), siguiendo un horizonte. Para ello es necesario realizar la interpretación de las formaciones de interés. Generalmente, las ventanas de análisis se toman de 250 ms. Varias características espectrales pueden ser calculadas (Ostrander, 1984 and Engelhard *et al.*, 1982): frecuencia límite, frecuencia pico, “cepstrum” espectral, cociente espectral y componentes principales del espectro.

Los detalles para calcular el espectro se discuten en Ramírez *et al.* (2005). Para datos de corta duración (en este caso acotada por la ventana de análisis), la estimación espectral se realiza por la técnica paramétrica más común de modelado llamada “ARMA” (“Auto-Regressive Moving-Average”). Dicha técnica estima el orden de los coeficientes de un polinomio para minimizar el error de predicción de la señal. El modelo Auto Regresivo (AR) de una señal de entrada, $x(n)$, se puede expresar como:

$$x(n) = \sum_{k=0}^p a(k)x(n-k) \quad (2.34)$$

donde: p es el orden del modelo y $a(k)$ son los coeficientes regresivos del proceso de predicción. El error del modelo es:

$$e(n) = x(n) - \sum_{k=0}^p a(k)x(n-k) \quad (2.35)$$

Recordando que un proceso no Gaussiano, o que incluya ruido con color, no puede ser modelado adecuadamente por su estadística de segundo orden, se utiliza la estimación paramétrica de orden mayor de ARMA:



$$x(n) = -\sum_{k=0}^p a(k)x(n-k) + \sum_{k=0}^p b(k)u(n-k) \quad (2.36)$$

donde: $u(n)$ es una secuencia independiente e idénticamente distribuida (i.i.d.) con varianza σ_u^2 . El polinomio AR se define en este caso como:

$$A(z) = \sum_{k=0}^p a(k)z^{-k} \quad (2.37)$$

donde: $z = e^{2i\pi f}$ es la transformada z de la frecuencia f; $a(0) = 1$ y $A(z_0) = 0 \rightarrow |Z_0| < 1$, esto es: $A(z)$ tiene todas sus raíces dentro del círculo unitario. Similarmente, el polinomio MA es:

$$B(z) = \sum_{k=0}^p b(k)z^{-k} \quad (2.38)$$

donde: $z = e^{2i\pi f}$ se supone de fase mínima.

Consecuentemente, la aproximación paramétrica para estimar el espectro consta de 3 pasos: la selección del modelo paramétrico para representar a los datos (ARMA), la estimación de los parámetros del modelo y finalmente, la inserción de los parámetros en el espectro de potencia teórico. El espectro de potencia del proceso ARMA es:

$$P_{xx}(f) = \sigma^2 \frac{|B(z)|^2}{u|A(z)|^2} \quad (2.39)$$

Este método tiene buena resolución espectral aún en datos pequeños. No obstante, si se utiliza un modelo de orden grande relativo al número de muestras de los datos se pueden generar picos espurios. Por lo tanto, la selección del orden del modelo es muy importante.

El espectro de potencia es estimado traza por traza para obtener las características espectrales, tales como: el pico de frecuencia, ancho de banda y los “cuantiles”. Una vez calculadas estas características se puede obtener el espectro de atenuación a través de la diferencia espectral entre la cima y la base de la formación estudiada. Las figuras 19, 20 y 21 muestran esquemáticamente el cálculo de los espectros de atenuación en el intervalo de estudio.

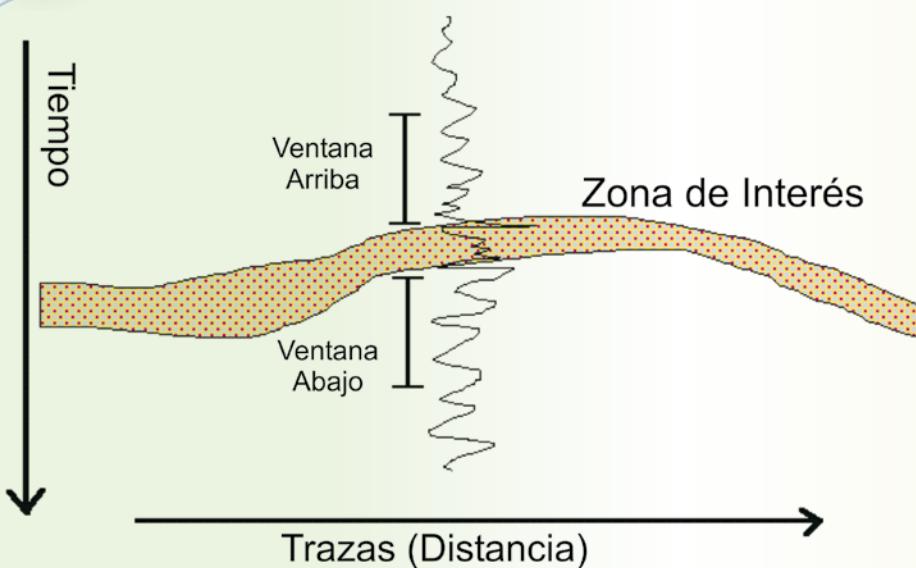


Figura 19.- Selección de la ventana de análisis para estimar el espectro de atenuación

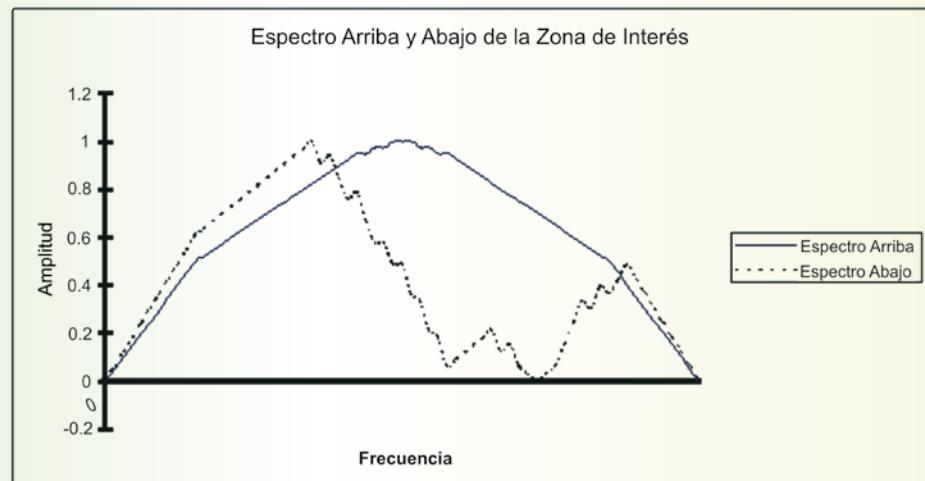


Figura 20.- Esquema que muestra los espectros de arriba y de abajo del intervalo.



Figura 21.- Espectro de atenuación obtenido de la diferencia espectral entre la cima y la base



El análisis de las características espectrales puede ayudar a entender la variación de propiedades litológicas y fluidos en una formación. La interpretación correcta es todavía un tema de investigación (Del Valle-García *et al.*, 2002), sin embargo, se pueden asociar a eventos geológicos mediante observaciones empíricas apoyadas con datos de pozos. A manera de ejemplo, la figura 22 presenta el análisis espectral para las formaciones San Felipe-Agua Nueva del Cretácico, en el área de Ebano-Pánuco, donde se observan las frecuencias límite (superior e inferior), el pico de máxima frecuencia y las 2^a y 3^a componentes principales del “cepstrum” del espectro para cada traza de la ventana de análisis, lo cual permite tener una representación que indica las variaciones laterales de las características espectrales. Se observa un cambio notable en el panel de las componentes principales que indican una zona de atenuación de altas frecuencias, la cual está asociada a la presencia de aceite en una zona con alta densidad de fracturas de acuerdo a los datos de los pozos FE 6 y FE 1. Es claro que en la zona de saturación de aceite, el pico del espectro tiende a bajas, es decir, se pierden altas frecuencias, y por lo tanto, se tiene alta atenuación de energía.

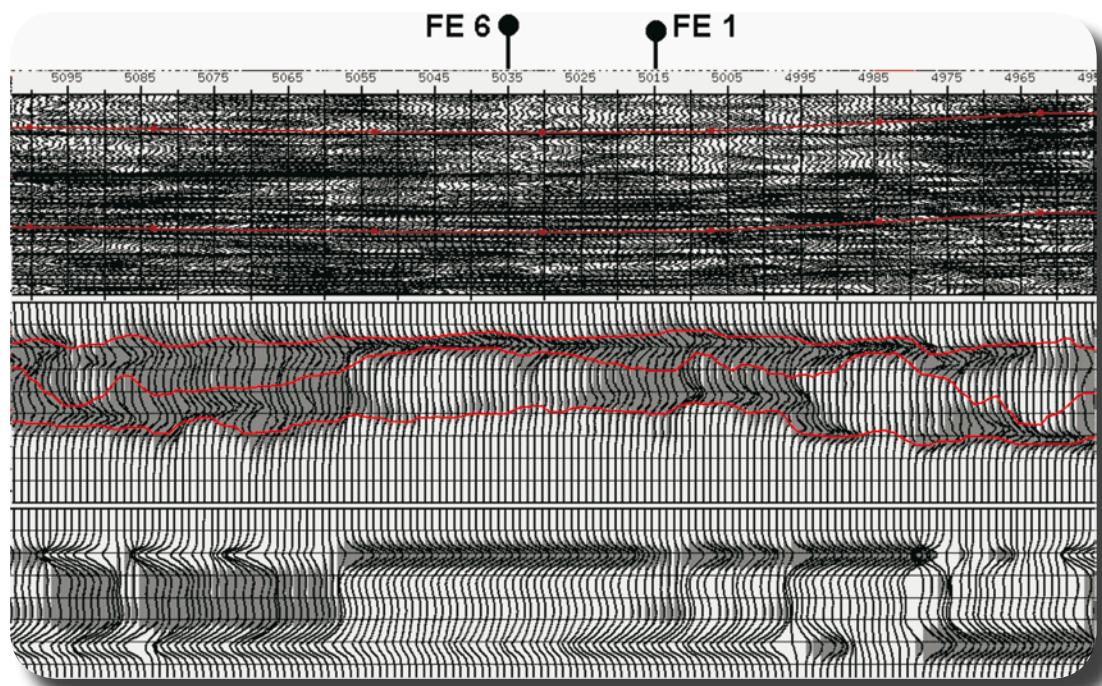


Figura 22.- Análisis espectral. El primer panel: datos sísmicos y su ventana de análisis. El eje vertical es tiempo y el horizontal, distancia. El segundo panel es el espectro de la señal. El tercer panel es un suavizado por medio de componentes principales. En los 2 últimos paneles el eje vertical es frecuencia (10 a 100 Hz).



3.0 APLICACIONES GENERALES

S e presenta una serie de ejemplos generales demostrativos del avance experimental sobre el análisis espectral y la atenuación sísmica. No cabe duda que la correcta verificación de los resultados está acotada por la interpretación de la información dura de campo (registros de pozo y núcleos) y por el modelado de los plausibles escenarios a través de física de rocas.



Para probar la efectividad de los algoritmos de atenuación desarrollados con la Transformada de Wigner (Del Valle-García *et al.*, 2002) se realizó una prueba sintética a través del modelado viscoelástico. Se generó un modelo con una arena saturada de gas (estrato inelástico) altamente atenuante (color amarillo en la figura 23a). Los otros estratos son totalmente elásticos con diferentes velocidades y densidades. Se observa claramente que el reflector entrante a la arena refleja inicialmente atenuaciones intermedias (color naranja en figura 23c). No obstante, los valores de atenuación se incrementan a profundidad en este estrato (rojo), lo cual deduce que la atenuación es un fenómeno de transmisión y no de impedancia. Es también observado que existe una rotación de la polaridad original al entrar a la arena con gas, típica manifestación de zona atenuante.

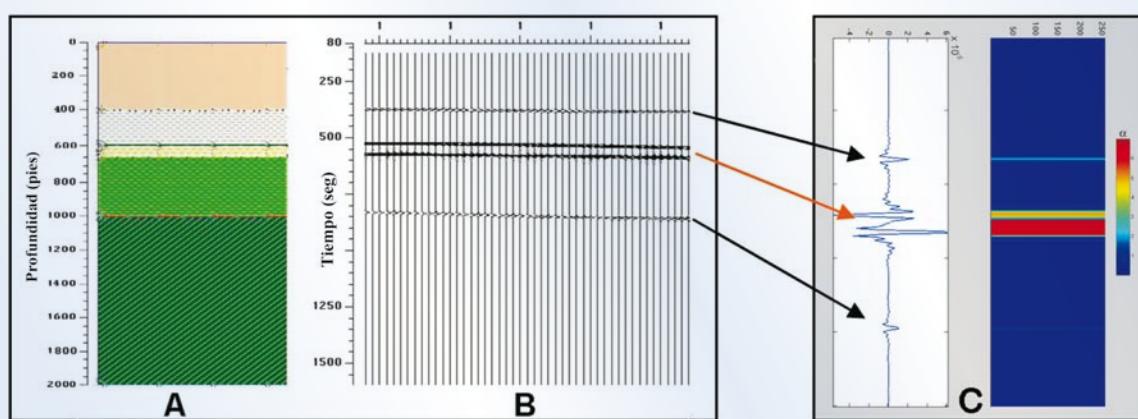


Figura 23.- Modelo con arena saturada de gas (a) y su sismograma sintético (b). Atenuación sísmica calculada con la Transformada de Wigner para una traza (c).

La figura 24 presenta un estudio en datos reales donde se llevó al cabo el análisis espectral para la Formación Agua Nueva del Cretácico en el área de Ébano-Pánuco. La formación presenta carbonatos fracturados con saturación de aceite pesado (Pozo W11). Para la ventana de análisis se observa atenuación de altas frecuencias alrededor del pozo, indicativo de la zona saturada de hidrocarburo.

De los mismos datos la figura 25 es el cálculo de la atenuación global por Wigner (izquierda) y la atenuación obtenida de la diferencia espectral (derecha) en el Pozo W11. Nótese que la frecuencia pico de atenuación es aproximadamente de 70 Hz para la ventana 0.47-0.57 seg. Esto es debido a que la formación estudiada es bastante somera. Dado que la atenuación global mostró otros eventos debajo de la formación Agua Nueva, se calculó la atenuación sísmica en toda la sección para observar la extensión posible de hidrocarburo en otras formaciones más profundas (Fig. 26).

Del cubo sísmico de Lankahuasa se obtuvo la Descomposición Espectral a varios rangos de frecuencia. La figura 27 ilustra la descomposición de 30 y 40 Hz de un corte en tiempo en la zona principalmente productora. Asimismo, para su comparación, el atributo de coherencia y el de atenuación óptima se muestran en la figura 28. La Descomposición Espectral por Atenuación se muestra en un ejemplo en la figura 29. Obsérvese cómo se iluminan ciertas regiones según la banda espectral. Esto sugiere que la atenuación es frecuencia dependiente y debe caracterizarse para cada caso específico de datos de pozo y sísmicos. Es decir, que a través del modelado de física de rocas a sísmica uno debe determinar las características elásticas e inelásticas de la zona previamente para tener esas firmas particulares que definen su comportamiento.

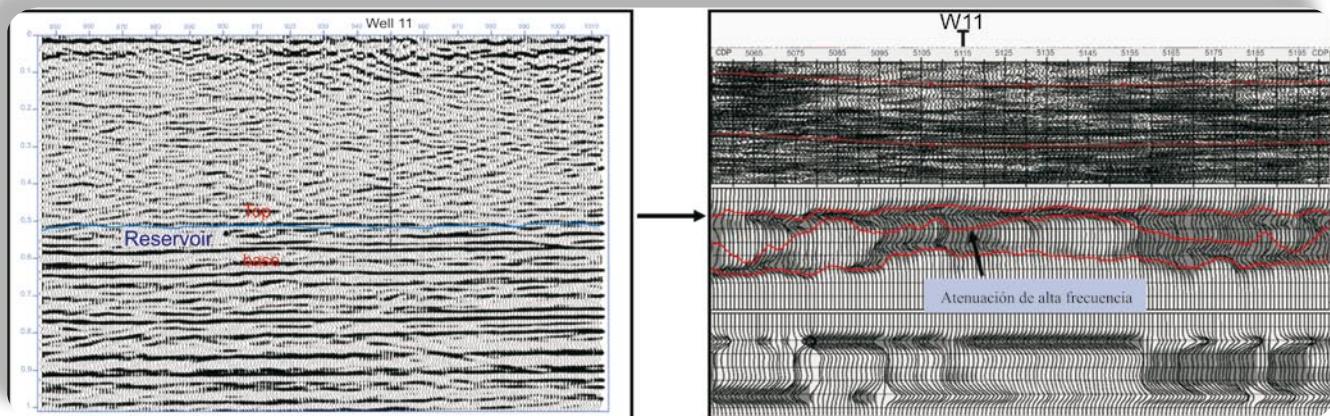


Figura 24.- Análisis espectral para la Formación Agua Nueva (izquierda). El eje vertical es tiempo y el horizontal, distancia. A la derecha, el segundo panel es el espectro de la señal. El tercer panel es un suavizado por medio de componentes principales. En los 2 últimos paneles el eje vertical es frecuencia (10 a 100 Hz).

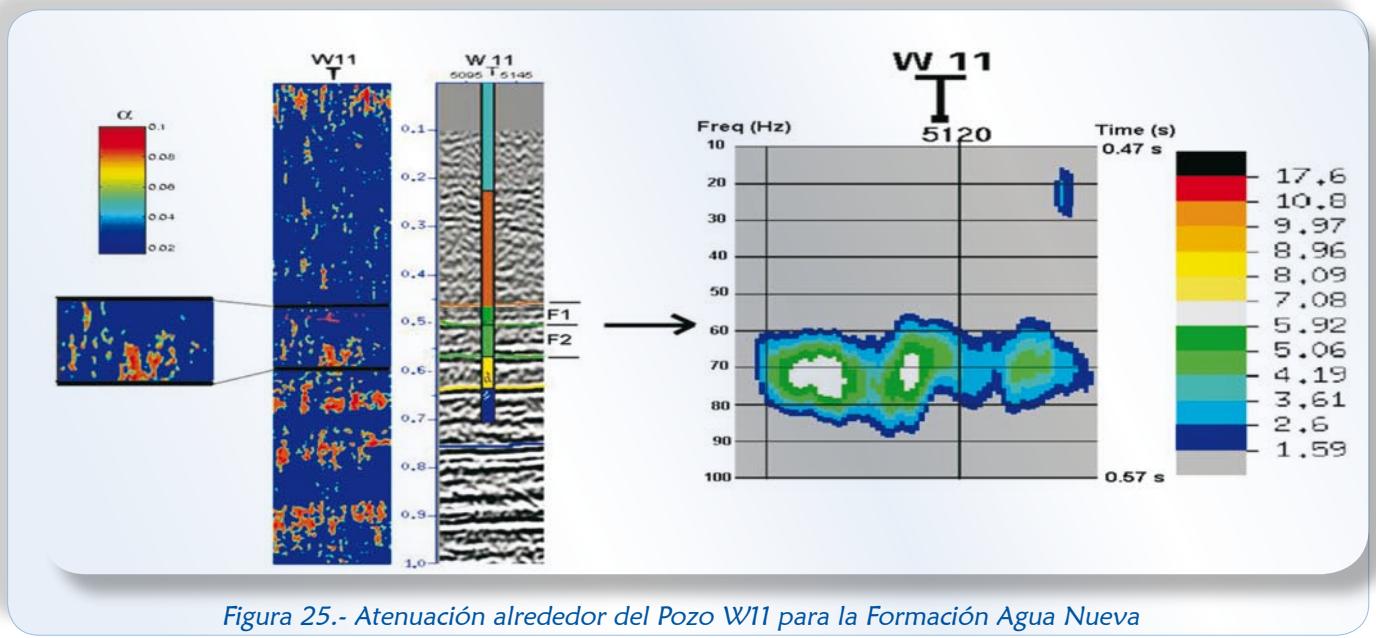


Figura 25.- Atenuación alrededor del Pozo W11 para la Formación Agua Nueva

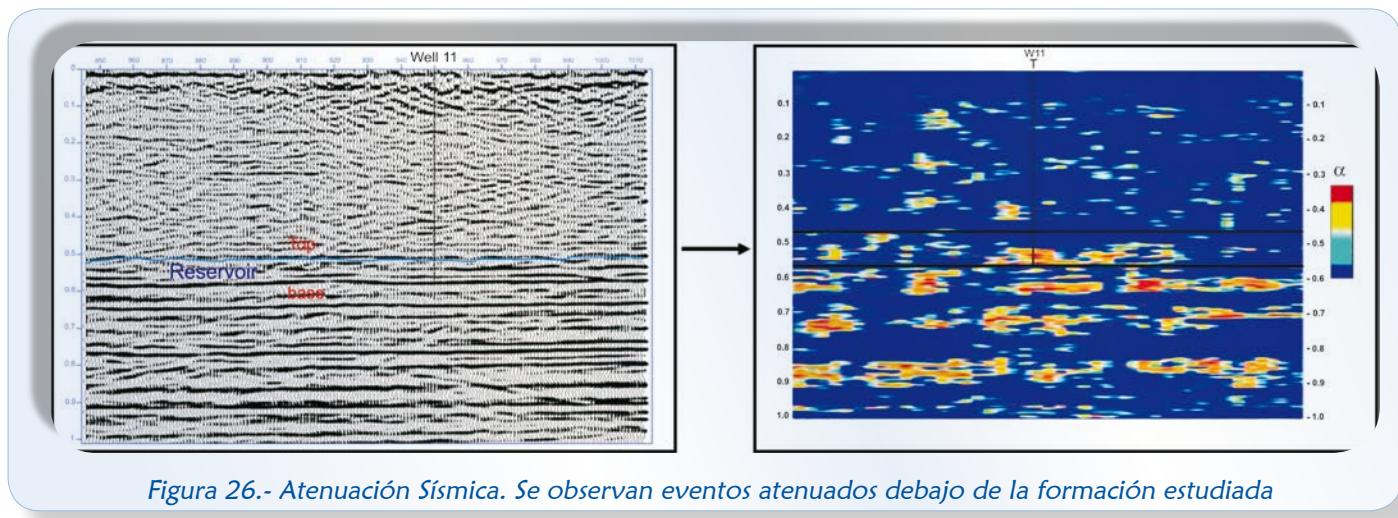


Figura 26.- Atenuación Sísmica. Se observan eventos atenuados debajo de la formación estudiada

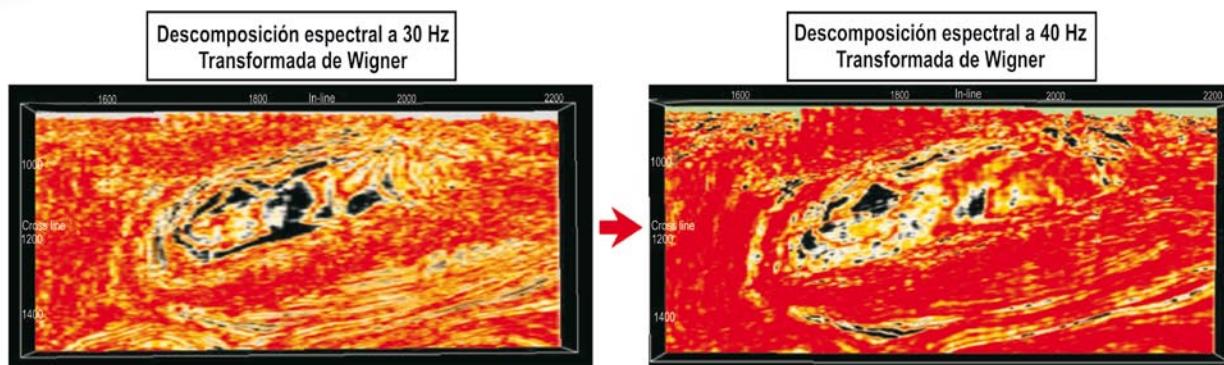


Figura 27.- Descomposición Espectral

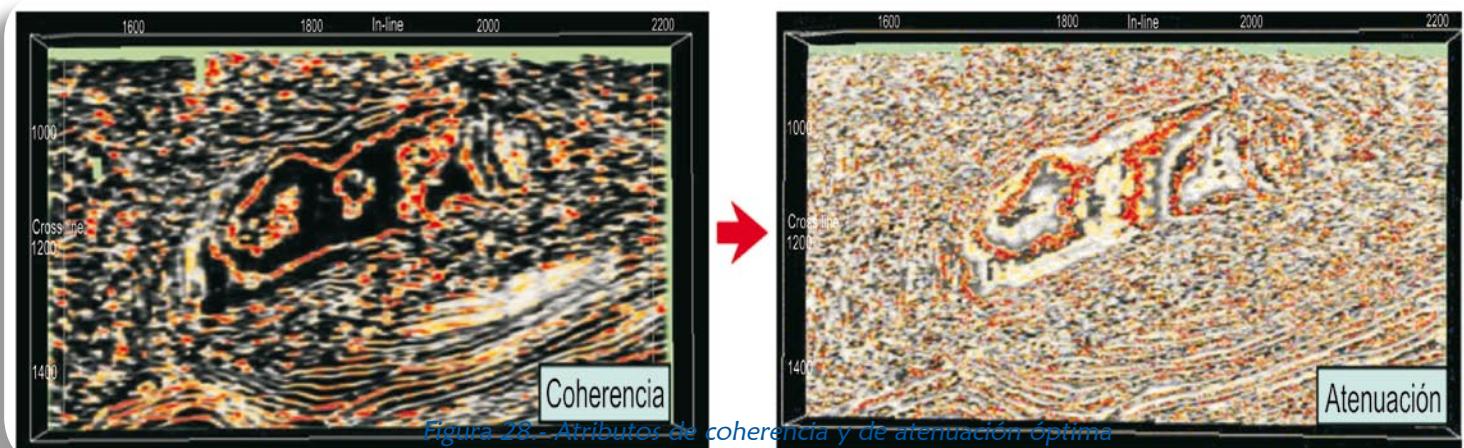


Figura 28.- Atributos de coherencia y de atenuación óptima

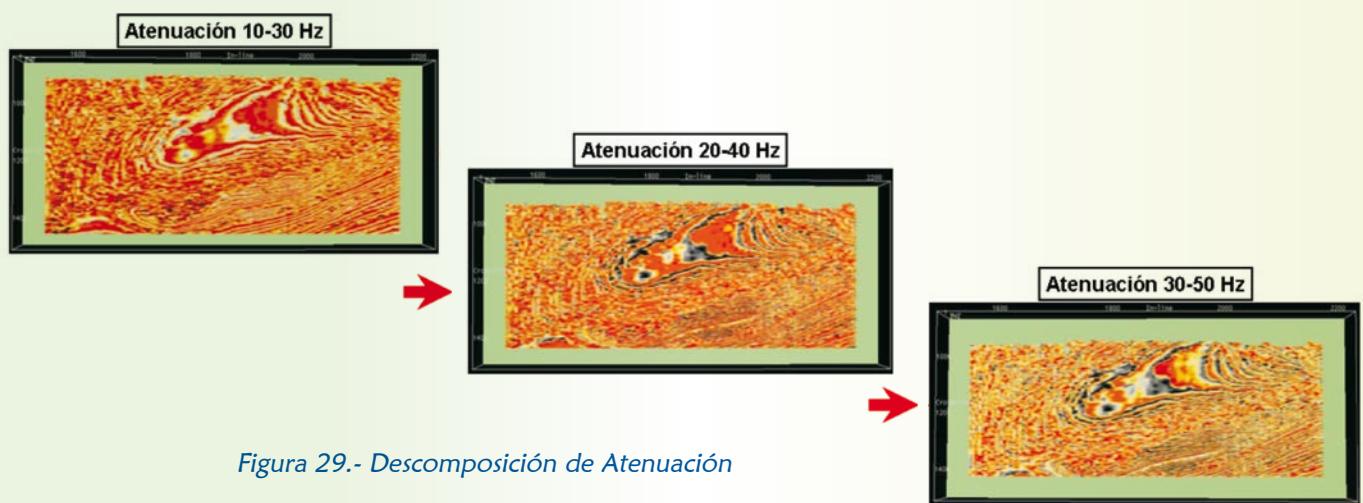


Figura 29.- Descomposición de Atenuación

Se presenta en la figura 30 la estimación de atenuación sísmica de una línea del cubo de Lankahuasa. Esta anomalía ilumina claramente la arena productora de gas más importante de dicho yacimiento.

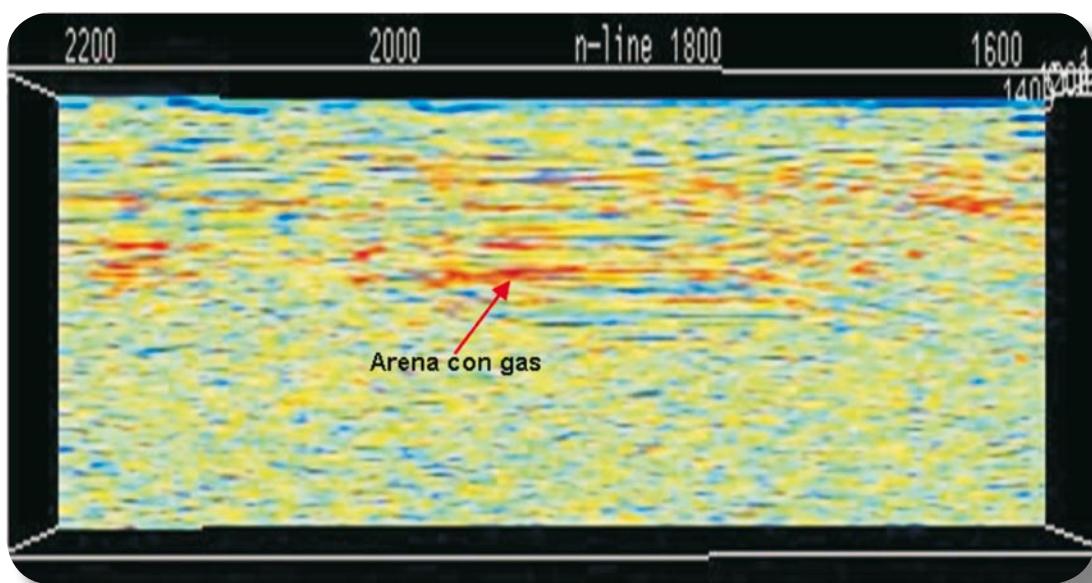


Figura 30.- Atenuación Sísmica

El siguiente ejemplo es a partir de datos sísmicos de una parte de la complicadísima área de Chicontepec. Los datos fueron balanceados espectralmente para determinar posteriormente los residuales de atenuación asociados a zonas con impregnación de hidrocarburo. Esto es equivalente al concepto de zonas de absorción anómala propuesto por Taner (2002). El balanceo espectral se puede realizar por medio de la inversión del filtro de Q (Hale, 1981), por medio del cubo de sintonía a través de la Descomposición Espectral (Partyka *et al.*, 1999), o por medio de la deconvolución “cepstral” como previamente se estableció. La figura 31 muestra el cálculo de la Atenuación Sísmica sin balanceo espectral. Se tiene un pozo con registro de rayos gamma y marcas de las zonas de impregnación de aceite (“pay zones”).

La máxima atenuación cerca del pozo (en colores gris-azul) se observa solamente en uno de los intervalos principales de interés, pero es casi nula en los demás intervalos.



Figura 31.- Atenuación Sísmica sin balanceo espectral



La figura 32 muestra mejoría por haber balanceado espectralmente los datos, ya que los efectos de atenuación por difracción se han minimizado. Se observan más nítidamente las zonas de hidrocarburo en varias marcas del pozo. La figura 33 es un corte en tiempo del cubo de atenuación balanceado espectralmente para cada uno de las marcas de hidrocarburo del pozo. Nótese la notable extensión en área de la anomalía (colores marrón-amarillo) con potencial petrolero.

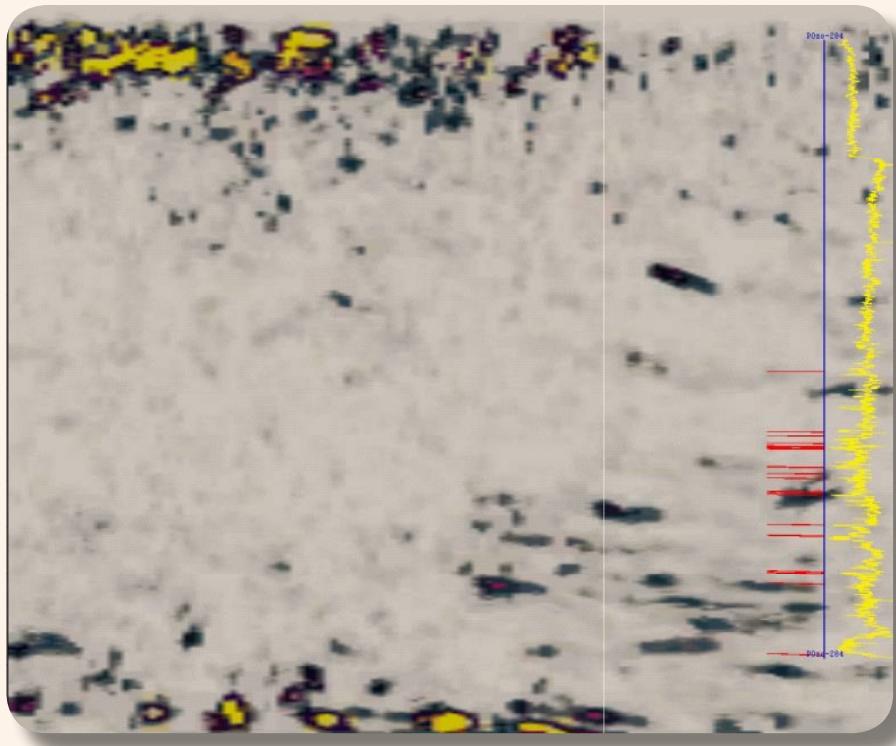


Figura 32.- Atenuación Sísmica con balanceo espectral.

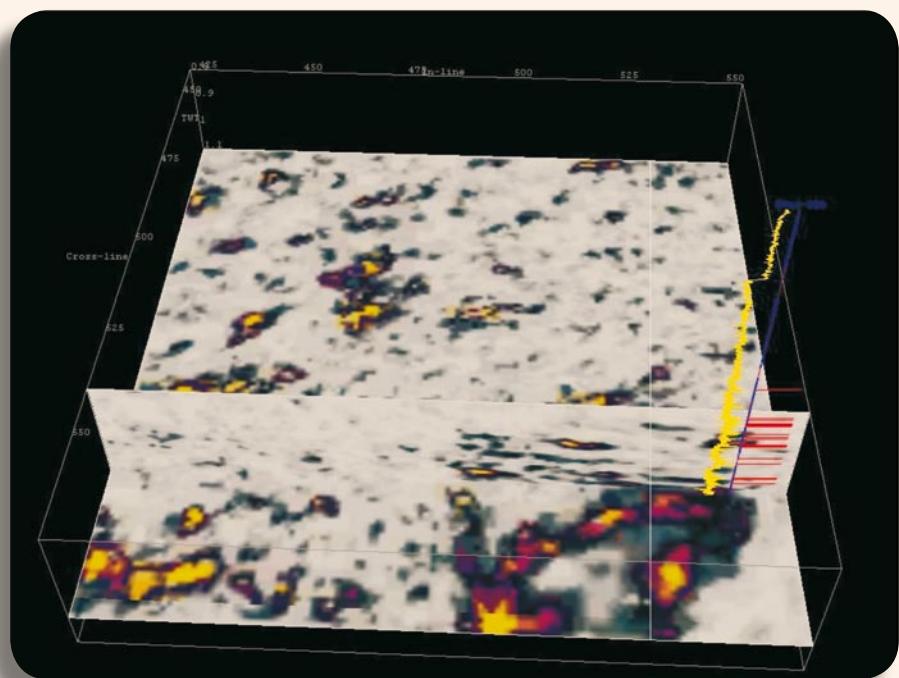


Figura 33.- Corte en tiempo de la atenuación Sísmica con balanceo espectral. La máxima atenuación es la parte amarilla-marrón.



Finalmente, a modo de ejemplo se presenta en la figura 34 el análisis local de atenuación en una ventana de interés en tiempo. El primer panel muestra el “cepstrum” de la ventana arriba de la zona de interés. El segundo panel es el “cepstrum” de la ventana abajo de la zona de interés. El tercer panel es la anomalía de atenuación. El cuarto panel es el factor Q. Color rosa representa las zonas de alta atenuación.

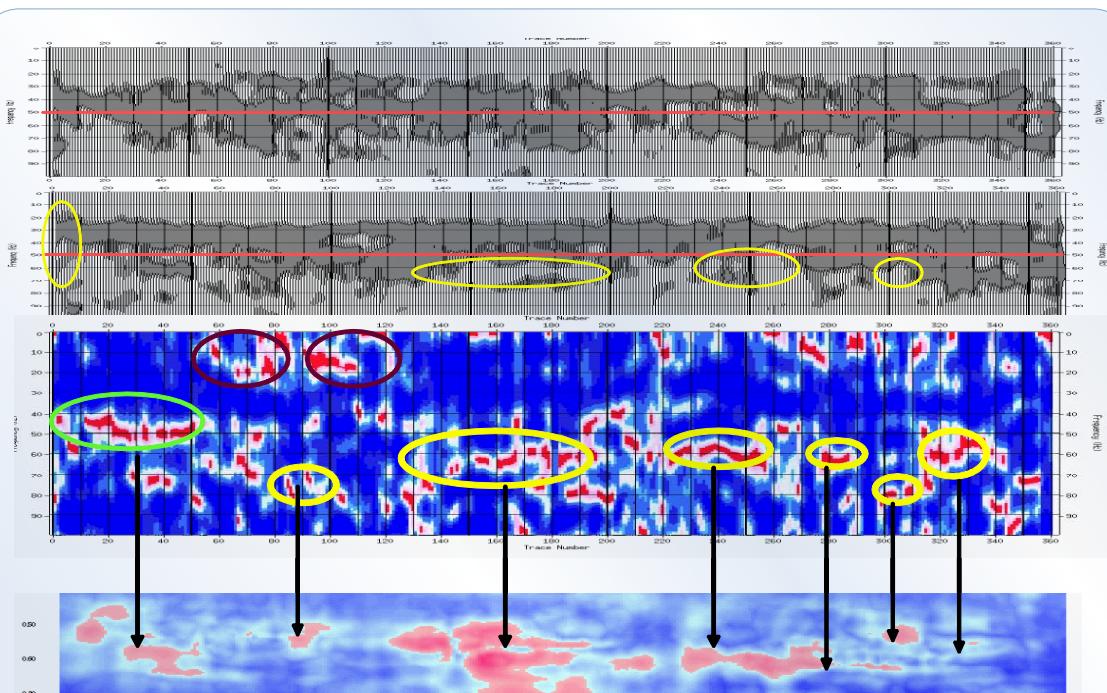


Figura 34.- Análisis “cepstral” de atenuación en una ventana local de estudio

CONCLUSIONES

A parte de las modernas herramientas de análisis sísmico que ofrecen, en particular, las técnicas de AVO y de inversión de impedancias sísmicas, el análisis espectral y de atenuación ofrecen alternativas potenciales para interpretar cuantitativamente la información sísmica. Explorar cómo la energía sísmica evoluciona espectralmente a través de las formaciones geológicas, nos abre una puerta para entender aún más la relación de propiedades físicas de las rocas y la propagación de ondas elásticas. Con estos elementos con herramientas de modelado de física de rocas y con las de predicción heurística, es posible determinar mapas de propiedades en los volúmenes sísmicos con mayor eficacia y resolución. No cabe duda que muchos de los esfuerzos ulteriores del análisis sísmico cuantitativo serán en la dirección concerniente a la estimación de la atenuación intrínseca y del análisis de los fenómenos espectrales asociados a la presencia de hidrocarburos.



REFERENCIAS

- Baraniuk, R.G. and Jones, D.L., 1990. Optimal Kernels for Time-Frequency Analysis, in Advanced Signal-Processing Algorithms, Architectures and Implementations: F. T. Luk, ed., Proc. SPIE, 1348, pp. 181-187.
- Baraniuk, R.G. and Jones, D.L., 1993. A Signal-Dependent Time-Frequency Representation: Optimal Kernel Design, IEEE Trans. Signal Processing, vol. 41, num. 4, pp. 1589-1602.
- Barnes, A. E., 1993. Instantaneous Spectral Bandwidth and Dominant Frequency with Applications to Seismic Reflection Data, Geophysics, vol. 58, pp. 419-428.
- Cohen, L., 1989. Time-Frequency Distributions-A Review, Proc. IEEE, vol. 77, pp. 941-981.
- Cohen, L., 1995. Time-Frequency Analysis, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, NJ.
- Del Valle-García, R. and Ramírez-Cruz, L., 2002. Spectral Attributes for Attenuation Analysis in a Fractured Carbonate Reservoir. The Leading Edge vol. 21, pp. 1038-41.
- Engelhard, L.; Holling, M., and Sattlegger, J., 1982. Continuous Estimation of Attenuation from Reflection Seismograms, 44th EAEG Meeting, Cannes.
- Gladwin, M.T. and Stacey, F.D., 1974. Anelastic Degradation of Acoustic Pulses in Rocks, Phys. Earth Planet. Inter., vol. 8, pp. 332-336.
- Gupta, M.S., 1975. Definition of Instantaneous Frequency and Frequency Measurability, Am. J. Phys., vol. 43, pp. 1087-1088.
- Hale, D., 1981. An Inverse-Q Filter, Stanford Exploration Project, Report 26, pp. 231-243.
- Jenkins, G.M. and Watts, D.G., 1968. Spectral Analysis and its Applications, Holden-Day, San Francisco, 223 p.
- Jones, D.L., and Baraniuk, R.G., 1995. An Adaptive Optimal-Kernel Time-Frequency Representation, IEEE Trans. Signal Processing, vol. 43, num. 11, pp. 2361-2371.
- Maklad, M.S., 1985. Estimation of the Seismic Bandwidth. SET Technical Report num. 1985-02.
- Maklad, M.S., 1986. Optimal Seismic Resolution and Signal to Noise Ratio Estimation. SET Technical Report num. 1986-01.
- McDonald, F.J.; Angona, F.; Mills, R.; Sengbush, R.; Van Nostrand, R., and White, J., 1958. Attenuation of Shear and Compressional Waves in Pierre Shale: Geophysics, vol. 23, pp. 21-439.
- Morlet, J.; Arens, G.; Fourgeau, E. and Giard, D., 1982. Wave Propagation and Sampling Theory -Part II: Sampling Theory and Complex Waves. Geophysics, vol. 47, pp. 222-236.
- Newman, B.J., 1986. Deconvolution of Noisy Seismic Data-A Method for Prestack Wavelet Extraction, Geophysics, vol. 51, pp. 34-44.
- Ostrander, W.J., 1984. Plane Wave Reflection Coefficients for Gas Sands at Non-Normal Angles of Incidence. Geophysics, vol. 49, pp. 1637-1648.
- Partyka, G.A.; Gridley, J. and Lopez, J., 1999. Interpretational Applications of Spectral Decomposition in Reservoir Characterization. The Leading Edge, vol. 18, pp. 353-360.
- Ramírez-Cruz, L.; Del Valle-García, R. and Urrutia, F., 2005. Enhanced Oil Production in a Mature Field Assisted by Spectral Attenuation Analysis. J. Geophysics Eng. vol. 2, pp. 48-53.
- Steeghs, T. P., 1997. Local Power Spectra and Seismic Interpretation: Ph.D. Dissertation, Delft University of Technology.
- Taner, M., 2002. Joint Time/Frequency Analysis, Q Quality Factor and Dispersion Computation Using Gabor-Morlet Wavelets. Rock Solid Images Report.
- Tobback, T.; Steeghs, P.; Drijkoningen, G.G. and Fokkema, J.T., 1996. Decomposition of Seismic Signals Via Time-Frequency Representations: 66th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, pp. 1638 -1641.
- Toksöz, M.N., and Johnston, D.H., Eds., 1981. Seismic Wave Attenuation, Geophysics Reprint Series, No. 2, SEG, Tulsa.
- Tonn, R., 1991. The determination of Seismic Quality Factor Q from VSP Data: A Comparison of Different Computational Methods, Geophysical Prospecting, vol. 39, pp. 1-27.
- White, R.E., 1992. The Accuracy of Estimating Q from Seismic Data, Geophysics, vol. 57, pp. 1508-1511.