



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

División de Ingeniería en
Ciencias de la Tierra

“PROYECTO TERMINAL”

**ANÁLISIS Y CLASIFICACIÓN DE
FACIES SÍSMICAS EN EL ÁREA
TERCIARIA REFORMA
COMALCALCO**

Para obtener el grado de:

Especialista en Ingeniería de
Interpretación Sísmica

P R E S E N T A:

ING. IOENIA YOLANDA CARRILLO MONTIEL



Ciudad Universitaria, Marzo del 2008



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo receptonal.

NOMBRE: Hector Ezardio
Castellón Pineda

FECHA: 30-Mayo-2008

FIRMA: 

Agradezco a PEMEX Exploración y Producción por el apoyo otorgado para la realización de éste proyecto, especialmente al Activo de Exploración Reforma Comalcalco, al M.C. Jaime González Alanís y al M.I. Ernesto Cortés Peña.

Al Dr. Sergio Chávez Pérez y al M.I. Humberto Alzaga Ruíz, por codirigir este trabajo.

A mis sinodales por su apoyo.

Al Instituto Mexicano del Petróleo por facilitarme sus instalaciones y equipo.

A Carlos Spindola y Andrien Caudron.

A mis compañeros Ing. Onofre Soni Montes, M.I. Julio Cerrillo Cruz y al Ing. Gabriel Martell, por su ayuda.

A mis amigos: Angélica, Karla, Isidro, Norberto y Javier por su ayuda y apoyo.

*A mi Madre,
Mi Hermana, y
Mi Sobrina,
por su amor infinito,
por su ayuda y
apoyo eternos, por
estar siempre
a mi lado, por su luz y
candor, por su fuerza, por
enseñarme,
gracias.*

CONTENIDO

RESUMEN	2
I. INTRODUCCIÓN	3
I.1 Objetivo	3
I.2 Alcance	3
II. GENERALIDADES	4
II.1 Ubicación del área de estudio	4
II.2 Marco geológico	5
II.3 Geología petrolera	8
II.4 Información sísmica	9
III. INTERPRETACIÓN	11
III.1 Descripción de datos sísmicos	11
III.2 Descripción de datos de pozos	21
III.3 Interpretación	23
IV. RESULTADOS	30
IV.1 Metodología	30
IV.2 Visualización de oportunidades petroleras	30
IV.3 Determinación de facies sísmicas	39
IV.4 Clasificación de facies sísmicas	43
V. CONCLUSIONES	55
REFERENCIAS	57

RESUMEN

Para el análisis estratigráfico, la columna geológica del área Apompo Mora fue subdividida en seis sismosecuencias cuyas edades van del Cretácico Superior al Pleistoceno. Los límites de las sismosecuencias fueron correlacionados y cartografiados en todo el volumen sísmico. Utilizando técnicas de visualización fueron ubicadas las zonas potencialmente petroleras, con el argumento de anomalías de amplitud, separadas del volumen total de datos, mediante opacidad. Fueron visualizados nueve prospectos con una importante componente estructural. Las técnicas de análisis de facies sísmicas y redes neuronales combinadas fueron aplicadas por primera vez en el área, para identificar el prospecto susceptible de convertirse en oportunidad. Lo que resultó en la oportunidad O_9, ubicada dentro del prospecto X_57, cronoestratigráficamente correspondiente al Mioceno Medio, en donde se puede encontrar producción en el área.

I. INTRODUCCIÓN

La interpretación de datos sísmicos para la generación de prospectos, es una disciplina holística, que integra datos de naturaleza distinta, como registros geofísicos, petrofísicos, paleontológicos, geológicos, magnetométricos, gravimétricos, etc.

Como sabemos, el fin último de la interpretación de datos sísmicos, en la exploración petrolera, es la ubicación óptima de pozos petroleros. Sin embargo, lograr que el resultado sea la determinación de pozos petroleros "exitosos", económica y geológicamente hablando, implica una dedicación especial del intérprete sísmico para reducir el riesgo inherente a la naturaleza holística de la disciplina.

En este sentido, las técnicas utilizadas en interpretación sísmica, son creadas y desarrolladas con el fin de reducir el riesgo; así surgen el análisis de amplitud contra distancia (AVO), inversión sísmica, facies sísmicas (Collinson, 1969), y redes neuronales (McCulloch y Pitts, 1943), (las dos últimas, utilizadas en el presente trabajo) entre otras, susceptibles de disminuir el riesgo al resolver problemas específicos y por ende contribuir a la identificación de zonas petroleras potencialmente exitosas.

En el presente trabajo se muestra una aplicación combinada de la técnica de facies sísmicas (1) y redes neuronales, que en el pasado eran aplicadas por separado. En la actualidad podemos encontrar antecedentes de su aplicación conjunta (Saggaf, Marthoon, y Toksoz, 2001). La combinación ofrece reducir de manera más efectiva la incertidumbre y el riesgo en la generación de prospectos petroleros, en el área Terciaria Reforma Comalcalco.

Existen en la actualidad diversas compañías que ofrecen productos, que facilitan la aplicación de las técnicas mencionadas, utilizando tecnología en constante perfeccionamiento. Para el presente trabajo fueron utilizados varios productos que ofrecen las compañías *Landmark* y *Paradigm*.

I.1 Objetivo

El objetivo de este trabajo es el análisis y clasificación de facies sísmicas en el área Terciaria Reforma Comalcalco.

I.2 Alcance

El alcance de este estudio es la evaluación de prospectos, que resulten en la determinación de oportunidades con potencial petrolero.

(1) Una facie sísmica puede ser definida como una región estratigráfica en el volumen de datos sísmicos que tiene un patrón característico de reflexión, distintivo de otras áreas en la cuenca por la amplitud de la reflexión, continuidad, geometría, fase y frecuencia. (West, May, Eastwood, y Rossen, 2002.)

II. GENERALIDADES

II.1 Ubicación del área de estudio

El área de estudio se ubica geográficamente al Noroeste del estado de Tabasco, México, en la planicie costera conocida como provincia geológica de las Cuencas Terciarias del Sureste (que comprende la Cuenca Salina del Istmo, la Subcuenca de Comalcalco y la Cuenca de Macuspana), dentro de la Subcuenca de Comalcalco, la cual limita al Norte con el Golfo de México y al sur con los plegamientos de la Sierra de Chiapas.

El área específica de estudio, abarca el levantamiento sísmico 3D Apompo-Mora de 300 km², al NW del municipio de Cárdenas, Tabasco (FIG.II.1.1 y FIG.II.1.2)

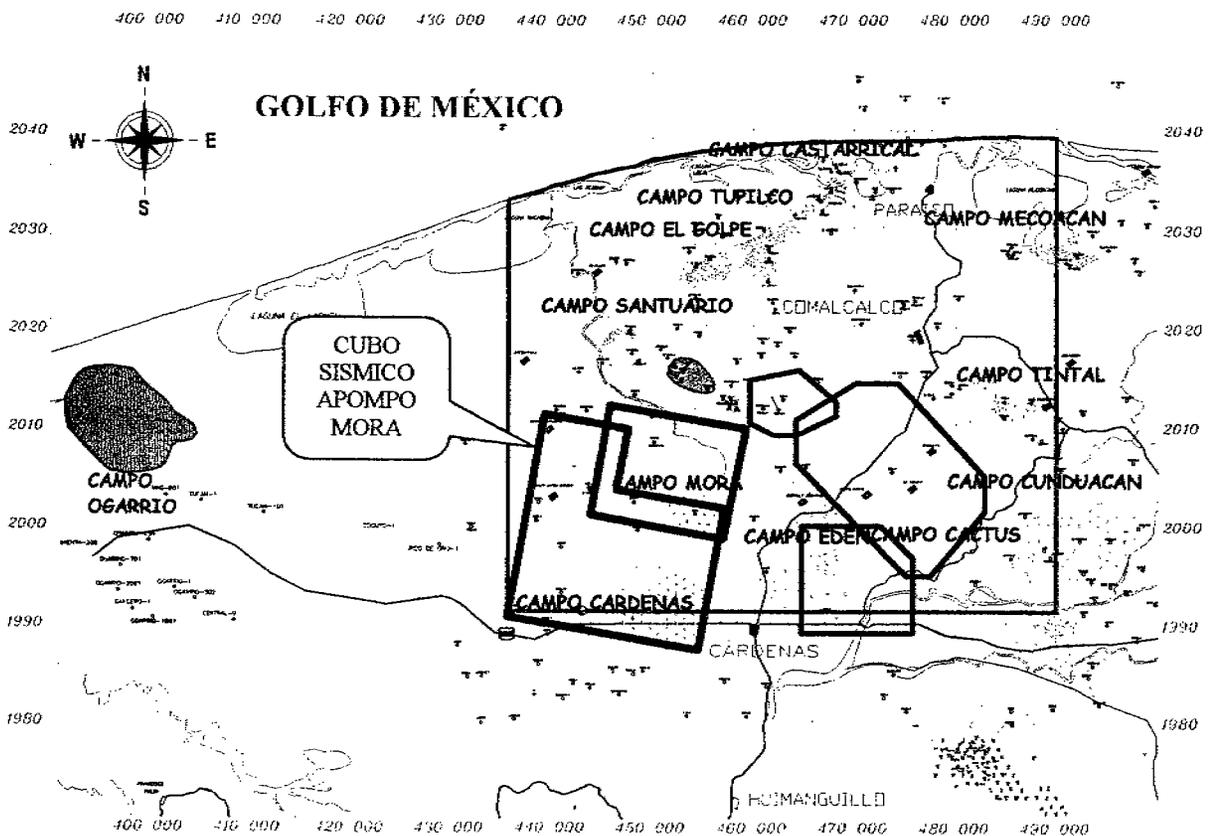


FIG.II.1.1 Mapa de ubicación.

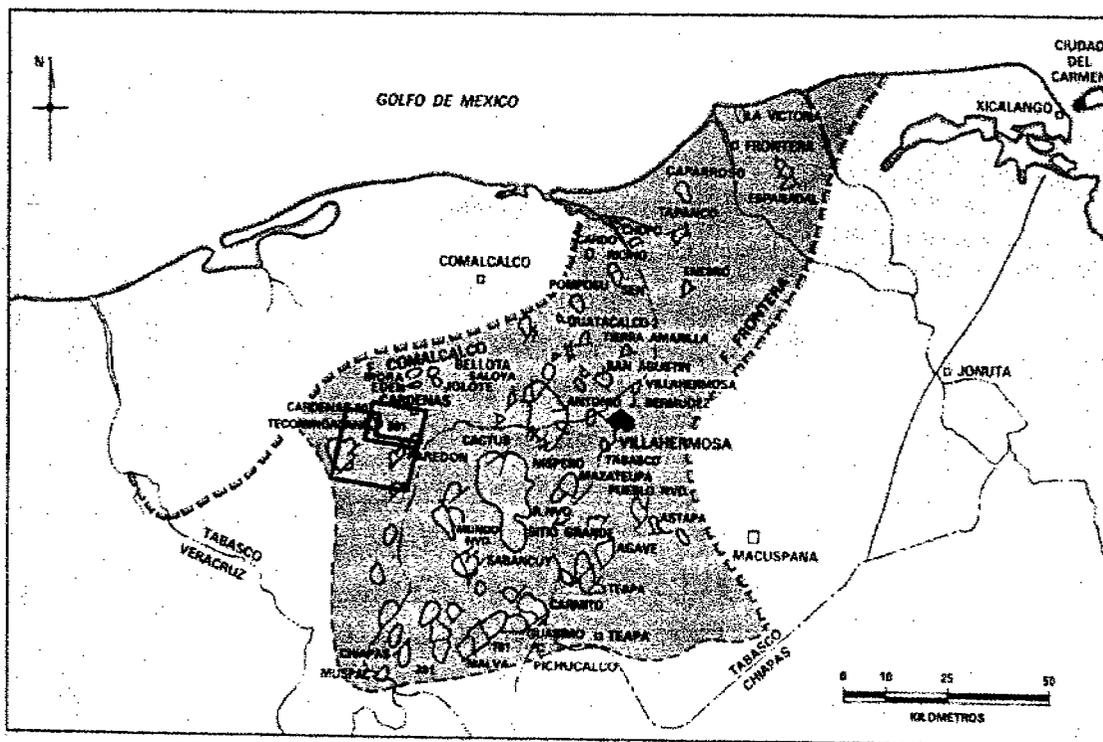


FIG.II.1.2 Mapa de ubicación fisiográfica. (Inédito, PEMEX, 1994)

II.2 Marco Geológico

ORIGEN Y EVOLUCIÓN DE LA CUENCA

El área de la subcuenca Comalcalco cubre aproximadamente 9000 Km² y está localizada entre las cuencas de Macuspana y Salina del Istmo. Al Norte se encuentra limitada por la costa del Golfo de México y al sur por la Sierra de Chiapas. (Schlumberger, 1999)

Los principales eventos tectónicos regionales pueden resumirse como sigue:

a) Apertura de la corteza continental (*rifting*) durante el Triásico – Jurásico Medio (240-145 m.a.)

Debido a la ruptura de Pangea durante el Triásico, da lugar el Océano Atlántico, posteriormente el Golfo de México durante el Jurásico tuvo lugar una etapa de apertura de la corteza oceánica. Durante el Jurásico Medio el principal evento de *rifting* ocurrió en el Golfo de México. El mecanismo para la apertura del Golfo fue el desprendimiento de la placa de Yucatán, desde la margen Noroccidental del actual Golfo de México hacia el sur con la concebida expansión y emplazamiento de corteza oceánica en la parte central del Golfo.

Este evento dio lugar a la formación de una topografía regional de bloques altos (horst) y bloques bajos (grabens) del Basamento orientados NNE-SSW, sobre los cuales fueron depositados lechos rojos (sedimentación continental). Durante el Jurásico Medio una sistemática invasión del mar fue responsable de los depósitos evaporíticos de edad Jurásico Medio Calloviano cuya distribución es geográficamente amplia y de grandes espesores. (Inédito, PEMEX, 1994)

b) Período tectónico pasivo durante el Jurásico Tardío al Cretácico Tardío (144-68 m.a)

Durante la primera parte del Jurásico Tardío continuó la expansión oceánica en la parte central del Golfo de México, pero en el área de estudio el margen era pasivo. Interpretaciones sísmicas en la parte central del Golfo muestran que la apertura y la expansión cesó en el Jurásico Tardío y después de este tiempo todos los márgenes fueron pasivos.

Durante el Jurásico Tardío y Cretácico Medio la cuenca estaba sometida a un margen pasivo, durante la cual la paleotopografía del basamento, originada durante la margen expansiva del Jurásico Medio, controló el depósito de las facies de plataforma desarrolladas sobre los bloques altos (horst) y las facies de cuenca en los bloques bajos (grabens). Durante este periodo se desarrollan las plataformas carbonatadas, cuya tasa de sedimentación y peso litostático da lugar a la evacuación salina.

En el Jurásico Superior Titoniano cuando la cuenca es inundada se presentan condiciones de depósito profundo y anóxica, propicias para la constitución de rocas generadores de hidrocarburos. (Inédito, PEMEX, 1994)

c) Compresión del Cretácico Tardío al Reciente (68 a 0 m.a)

Durante el Cretácico Tardío tiene lugar una inundación que cubrió todas las plataformas del Golfo de México y es en este tiempo cuando se presentó una compresión inicial significativa.

Hacia el fin del Cretácico Tardío ocurrió un cambio en la dirección del movimiento en el margen pasivo del Golfo de México, dando como resultado que los primeros efectos compresivos se manifestaran en el área de estudio. El margen pasivo estaba bordeado probablemente por un gran bloque de microplacas móviles e independientes. La evolución en el área estuvo controlada por una de éstas microplacas conocidas como el bloque Chortis (Inédito, PEMEX, 1994).

Una colisión inicial débil en el Cretácico Tardío, una colisión más fuerte con carga isostática en el Mioceno y erosión y rebote isostático en el Plio-pleistoceno. El perfil estructural para este tiempo se asoció con la orogenia Laramídica que definió los estilos estructurales hasta principios del Terciario.

El remanente de esta topografía fue finalmente destruida por el aporte de grandes volúmenes de clásticos durante el Terciario.

En el Plio-pleistoceno el bloque Chortis continuo su movimiento hacia el este, alejándose del macizo de Chiapas.

TIPO DE CUENCA

Cuenca de evacuación salina asimétrica. Cuando un margen de plataforma clástica prograda sobre un extenso cuerpo de sal se desarrollan cuencas de evacuación fuertemente asimétricas. La formación de éstas cuencas asimétricas hace que la sal bajo las márgenes de la cuenca sea evacuada, basculando la cuenca hacia abajo. A medida que el margen se hunde, los sedimentos avanzan sobre la sal. La subsidencia vertical de los sedimentos continúa hasta que estos alcanzan la base de la sal, formándose una soldadura. El proceso continúa hasta que toda la sal es desplazada o hasta que cesa el aporte de sedimentos. Todo el relleno sedimentario de la cuenca Comalcalco corresponde a este tipo de mecanismo.

Durante el Plioceno Temprano la plataforma clástica había avanzado lo suficiente hacia el norte de tal manera que grandes volúmenes de turbiditas empezaron a ser depositadas encima de la sal en el área de Comalcalco, formándose una extensa cuenca de evacuación salina contra-regional, que desplazo casi toda la sal hacia el norte.

(Inédito, PEMEX, 1994)

Por otro lado con base en las clasificaciones de Klemme (1980), que relaciona la arquitectura de la cuenca con su evolución, marco tectónico y corteza terrestre, todas las cuencas formadas alrededor del Golfo de México son cuencas convadas o de flexión, que se forman a lo largo del margen de pequeños océanos. En estas cuencas fueron depositados carbonatos y sedimentos clásticos, que generan hidrocarburos, en trampas anticlinales, estratigráficas y combinadas, con sellos de evaporitas y lutitas (esta clasificación ajusta para el Mesozoico en el área de estudio). Con base en éstas mismas clasificaciones la Cuenca Terciaria de Comalcalco es del tipo Delta Terciario; de manera general dichas cuencas presentan fallas de crecimiento, producción asociada a las fallas cerca de la depresión de la zona del depocentro, bajos gradientes geotérmicos, trampas por estructuras anticlinales, etc.

TIPO DE BASAMENTO

Según los estudios magnetométricos y gravimétricos realizados en el área de estudio, el basamento es de composición granítica y el estilo estructural de medio "graben". FIG.II.2.1

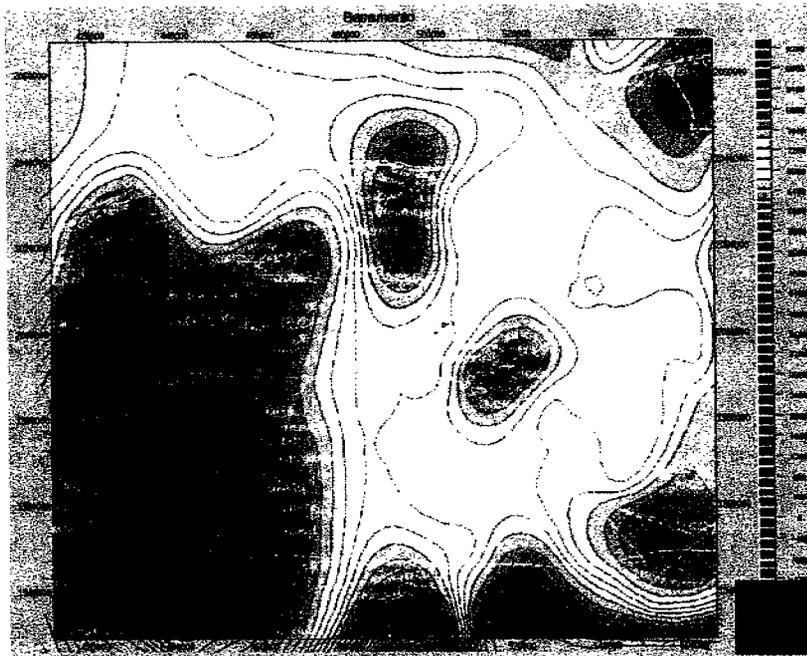


FIG.II.2.1 Mapa de la cima del Basamento. Los valores negativos en la escala de color, corresponden a elevaciones, y los valores positivos a depresiones (en metros) (Moreno López, 2003)

ESTRATIGRAFÍA

- a) **LITOLOGÍA.**- En el área predomina una columna estratigráfica formada por calizas y dolomías en el Mesozoico, y en el Terciario por intercalaciones de lutitas y areniscas.
- b) **AMBIENTES DE SEDIMENTACIÓN.**- En el Mesozoico predominan los ambientes de plataforma carbonatadas y en el Terciario predominan los de plataforma externa a talud terrígenos.

II.3 Geología Petrolera

La roca generadora consiste principalmente de lutita bituminosa y calizas arcillosas oscuras con abundante materia orgánica del tipo sapropélico, propensa a generar hidrocarburos líquidos, de edad Jurásico Superior Titoniano.

La roca almacén del Mesozoico es de edad Cretácica y del Jurásico Tardío, de naturaleza calcárea, fundamentalmente dolomías, calcarenitas y micritas, todas ellas con evidencias claras de fracturamiento, algunas veces intenso. La roca almacén del Terciario consiste principalmente de arenas.

En el Mesozoico los yacimientos encontrados en el área presentan sellos constituidos principalmente por calizas arcillosas. En el Terciario la roca sello está constituida por terrígenos como lutitas y cambios de facies laterales y locales, así como fallas normales.

En el área de estudio se pueden encontrar trampas de tipo estructural, estratigráfico y combinado. Las de tipo estructural son generalmente pliegues anticlinales con cierre contra fallas inversas en el Mesozoico y normales en el Terciario. En el Mesozoico las trampas son estructuras del tipo anticlinal, alargadas y de forma cóncava, con orientaciones generales de sus ejes de NW a SE y paralelas al Anticlinorio de la Sierra de Chiapas, del cual constituyen un buzamiento hacia el NW. En el Terciario las trampas estratigráficas ocurren en acuñamientos y en cambios de facies.

II.4 Información Sísmica

El cubo sísmico Apompo Mora es una combinación de dos volúmenes sísmicos adquiridos y procesados en tiempos y con parámetros distintos. Durante los años siguientes a la adquisición, se han realizado varios procesamientos a los datos, con objetivos diferentes. En la actualidad, con el objetivo de mejorar la definición de los cuerpos de sal hacia el área del pozo Chayote – 1, el cubo se encuentra en fase de reproceso. Los dos volúmenes fueron adquiridos con objetivo Mesozoico; para mejorar la definición de las estructuras complejas y rasgos estratigráficos difíciles de definir con sísmica 2D (bidimensional). El cubo sísmico Mora, cuyo objetivo específico fue obtener la imagen sísmica de los sedimentos carbonatados de edad mesozoica que se encuentran deformados por un evento compresivo, situados entre 4,700 y 7,700 metros de profundidad (3.5 y 5.0 segundos de tiempo de reflexión doble), fue adquirido y procesado con los siguientes parámetros: (Informe Final COMESA-PEMEX, 1997)

El cubo sísmico Apompo fue adquirido con los parámetros siguientes:

- Estacado: cada 80m, con grupos de 6 geófonos centrados en la estaca y plantados cada 5m.
- Tendido: 1152 canales sísmicos tendido completo (*full spread*), 12 líneas activas con 96 canales activos, 2 canales auxiliares para tiempo de pozo y confirmación.
- Parámetros de canal: muestreo a 2 ms, con filtro 0.5 Nyquist de fase lineal. Rango dinámico mínimo: 106 dB. Distorsión máxima: 15×10^{-6} . Aislamiento entre canales (*crosstalk*) mayor que 95 dB.
- Registros: 8 segundos, en formato SEG-D demultiplexado a 32 bits.
- El proyecto constó de 9 líneas de 8320 m (estacado 5001 a 5104) y 21 líneas de 19200 m (estacado 5001 a 5240), con una longitud de tendido total de 478.1 km.
- La producción de observación se dividió en 2 “zippers”

(Informe Final Western-PEMEX, 1998)

Sismógrafo:	Input/Output System-Two
Tipo de fuente:	Explosivo (Vibrogel)
Distancia entre puntos de tiro:	100m
Distancia entre estacas receptoras:	70m
Distancia entre líneas fuentes:	700m
Distancia entre líneas receptoras:	560m
Número de pozos por punto de tiro:	Pozo unitario
Profundidad de pozo:	28m
Carga por pozo:	9.071 Kgs.
Detectores por traza:	12 detectores de 10 Hz
Distancia entre detectores:	5.45m
Tamaño de "BIN":	35 x 50 m
Número de líneas receptoras:	17
Número de líneas fuentes:	25
Km de líneas fuentes:	233.24 Km
Km de líneas receptoras:	290.00 Km
Apilamiento:	36 Cubrimiento
Método de tiro:	Línea recta
Área en superficie:	157 Km ²
Total de puntos de tiro en el programa:	2,900 puntos de tiro
Tiempo de grabación:	8 segundos
Intervalo de muestreo:	2 milisegundos
Número de líneas activas por registro:	12 líneas
Número de canales por registro:	1.152 canales por registro
Número de canales activos por línea receptora:	96 canales
Número de puntos de tiro por salva:	7 puntos de tiro
Número de puntos de tiro por km ² :	18 puntos de tiro

TABLA.II.4.1 PARÁMETROS DE ADQUISICIÓN DEL CUBO MORA BIN.- Mínima unidad de cubrimiento en el subsuelo.

Conversión del Formato SEG-D	
Definición de geometría	
Filtro temporal no variable (10-125 Hz)	
Balanceo de amplitud de trazas	
Corrección por divergencia esférica	
Deconvolución impulsiva traza por traza	
Blanqueo espectral variable en tiempo (10-125 Hz)	
Reordenamiento de CMP	
Análisis de velocidades en 3D	
Interpolación de cuadrícula 3D para el análisis de velocidades	
Aplicación de ganancia RMS	
Corrección NMO	
Supresión de primeros arribos	
Apilado bruto preliminar	
Aplicación de correcciones por plano de referencia	
Filtro variable en tiempo	20/125 Hz 0 - 500 ms
	15/100 Hz 1000-1500 ms
	15/80 Hz 2000-2500 ms
	10/60 Hz 3000-5000 ms
Aplicación de control automático de ganancia	
Atenuación de ruido aleatorio	
Aplicación de control automático de ganancia	

TABLA.II.4.2 PARÁMETROS DE PROCESAMIENTO DEL CUBO APOMPO

III. INTERPRETACIÓN

III.1 Descripción de Datos Sísmicos

RÉGIMEN

Debido a la naturaleza litológica de las rocas los coeficientes de reflexión (1) en incidencia normal, dependen de los cambios de la impedancia acústica (2) así se determinan la polaridad y la amplitud en las interfaces FIG.III.1.1 y 2.

En el Mesozoico, por ejemplo una alternancia lutita-caliza-lutita tendría un coeficiente positivo en la primer interfase y uno negativo en la segunda interface (datos de polaridad normal). La amplitud de polaridad positiva formada entre éstas interfaces reduciría su valor absoluto, conforme aumentase la porosidad de la caliza, de tal manera que las rocas susceptibles de contener hidrocarburos serían observadas en los datos sísmicos como zonas locales en donde la amplitud es sensiblemente menor que las amplitudes alrededor.

Las zonas antes descritas se conocen como puntos opacos (*Dim Spot*) (Brown A., 1999). En otras palabras el Mesozoico en el área de estudio es un régimen de punto opaco. FIG.III.1.1

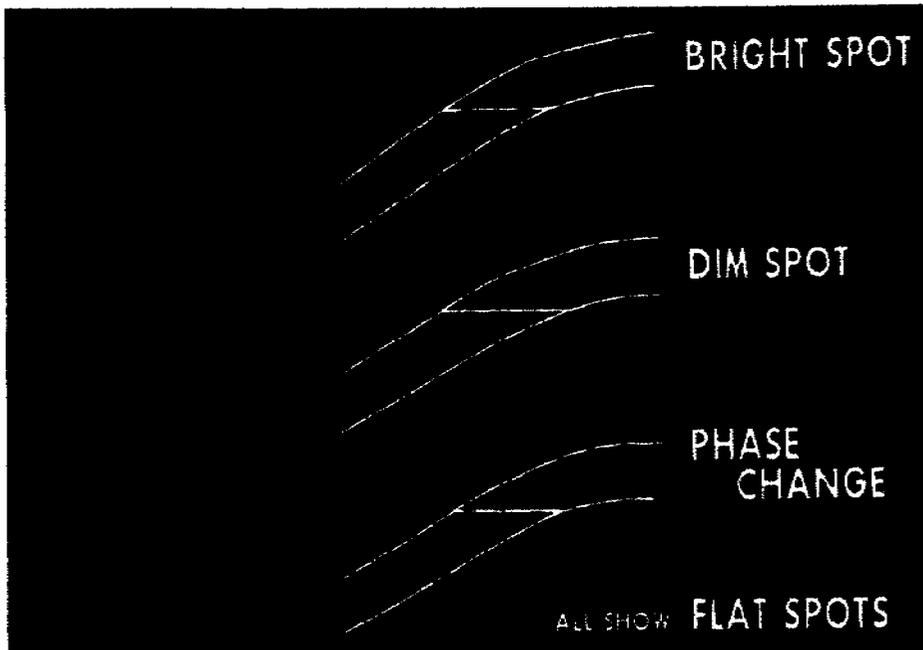
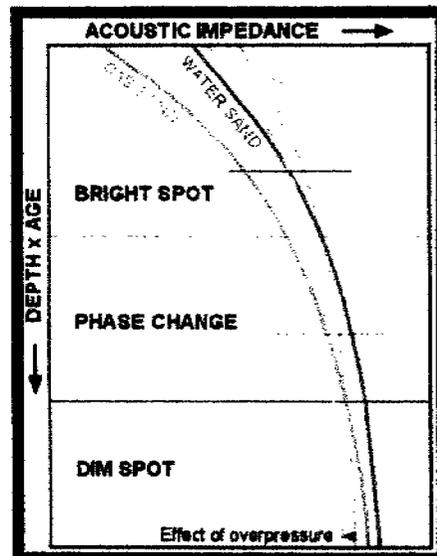


FIG.III.1.1 Indicadores directos de hidrocarburos (Brown,1999)

Por otro lado, el Terciario del área es un régimen de punto brillante (*Bright Spot*) (Brown, 1999), debido a que la litología que lo caracteriza (alternancia de lutita-arena-lutita), que tendría un coeficiente negativo para la primer interfase y uno positivo para la segunda interfase (datos de polaridad normal). La amplitud de polaridad negativa formada entre ellas aumentaría su valor absoluto conforme la porosidad aumentara, por lo que la roca almacén susceptible de contener hidrocarburo se observaría en los datos sísmicos como una amplitud mucho mayor a las amplitudes aledañas. FIG.III.1.1

FIG.III.1.2. Comportamiento de una lutita (verde), una arena invadida por agua (azul) y una arena que contiene hidrocarburo (rojo), en relación con la impedancia acústica y la profundidad. Cuando el valor de la impedancia acústica es menor, como sucede de manera general en rocas jóvenes, las arenas contenedoras de hidrocarburo son fáciles de distinguir, pero al aumentar la edad y/o la profundidad, el valor de la impedancia acústica aumenta, las curvas tienden a cruzarse, lo que significa que la amplitud de las rocas contenedoras de hidrocarburos no servirá para diferenciarlas de las rocas invadidas por agua.



(Brown,1999)

- 1.- Coeficiente de reflexión puede definirse como "la proporción de la amplitud del desplazamiento de una onda reflejada y la onda incidente".(Sheriff, 1999)
- 2.- La impedancia acústica de un estrato de roca está definida por la velocidad de intervalo de la capa por la densidad de dicha capa.

POLARIDAD

La polaridad de los datos sísmicos se define cuando “el comienzo de una compresión desde una fuente explosiva se representa por un número negativo, que es, para una reflexión descendente cuando se despliega gráficamente” según la norma internacional (SEG estándar)(Sheriff, 1999). Sin embargo, los datos sísmicos pueden presentar diversas polaridades.

A continuación se describen las más comunes:

- **Polaridad Normal:** Valle = coeficiente de reflexión negativo = decrece impedancia
- **Polaridad Inversa:** Pico = coeficiente de reflexión negativo = decrece impedancia
- **“SEG estándar”:** Valle = compresión = coeficiente de reflexión positivo = incremento de la impedancia
- **North Sea estándar = SEG estándar**

(“SEG” – Society of Exploration Geophysicists)

El conjunto de los datos sísmicos del cubo Apompo Mora, son de polaridad normal (FIG.III.1.3).

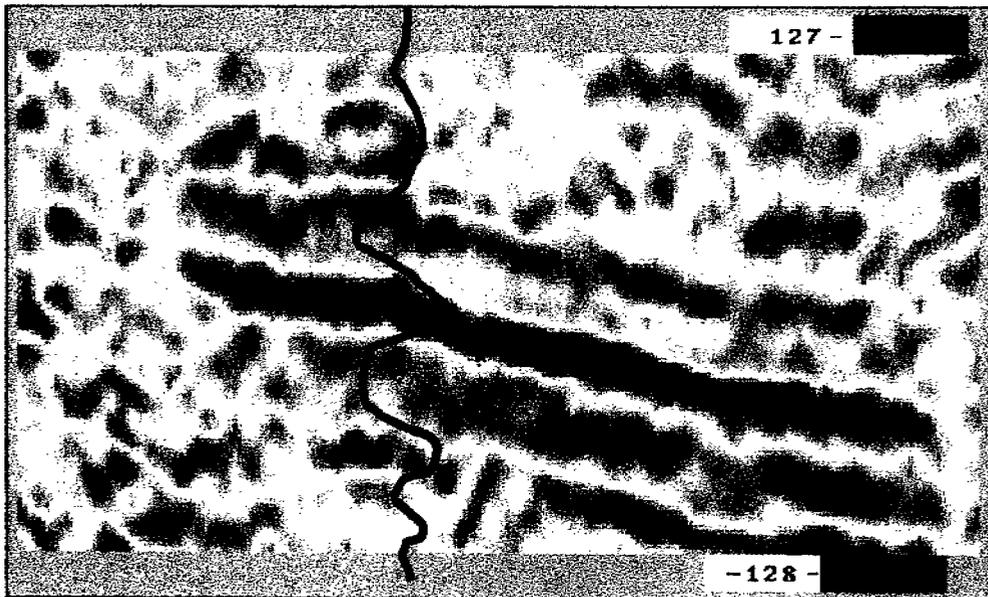


FIG.III.1.3. Detalle del cubo sísmico Apompo Mora que muestra la polaridad normal de los datos.

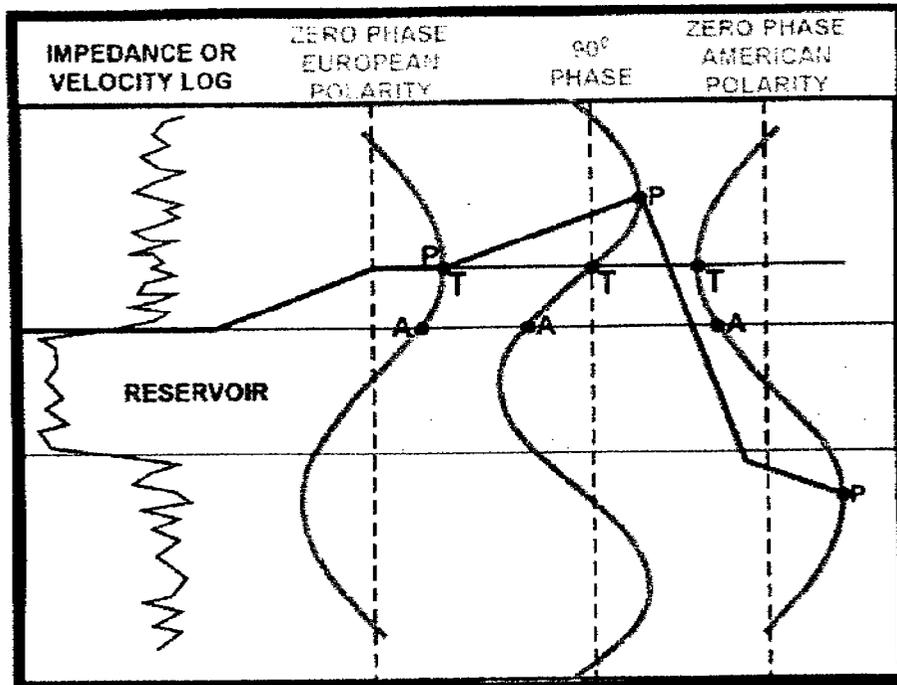


FIG.III.1.4. Conocer la polaridad de los datos sísmicos es fundamental cuando se trata de identificar la cima o la base de una roca yacimiento, ya que como se muestra, para datos de polaridad normal, como es el caso de los datos utilizados en el presente, la cima por ejemplo de un yacimiento sería una amplitud de polaridad negativa, pero para datos de polaridad inversa, la misma cima sería una amplitud de polaridad positiva. (Brown, 1999)

FASE

Si la representación de una onda es una función de $(kx - \omega t)$, donde kx es la fase espacial y ωt es la fase temporal, el argumento $(kx - \omega t)$ es la fase. El ángulo de retraso o adelanto con una onda senusoidal con respecto a una referencia, considerado en relación con un supuesto instante de inicio, generalmente expresado como medida angular.

Se dice que cuando la energía de una onda senusoidal se concentra en el cruce de referencia cero, la fase es mínima, y cuando la energía se reparte simétricamente al uno y otro lado del cruce de referencia cero, la fase es cero.

La importancia de interpretar datos sísmicos de fase cero puede resumirse como sigue:

- La ondícula es simétrica con la mayor energía de inicio concentrada en el lóbulo central.
- Una ondícula fase mínima, disminuye la ambigüedad cuando asociamos las formas de ondas observadas con interfaces.
- La resolución es mejor que el de ondículas con fase distinta, cuando el contenido de frecuencia es igual para ellas. (Kallweit y Wood, 1982)

Conocer la fase de los datos sísmicos es fundamental para el intérprete, y es de mayor trascendencia cuando buscamos trampas estratigráficas, ya que como muestra la FIG.III.1.5, un cambio en el ángulo de la fase puede disfrazar la cima verdadera de un supuesto yacimiento.

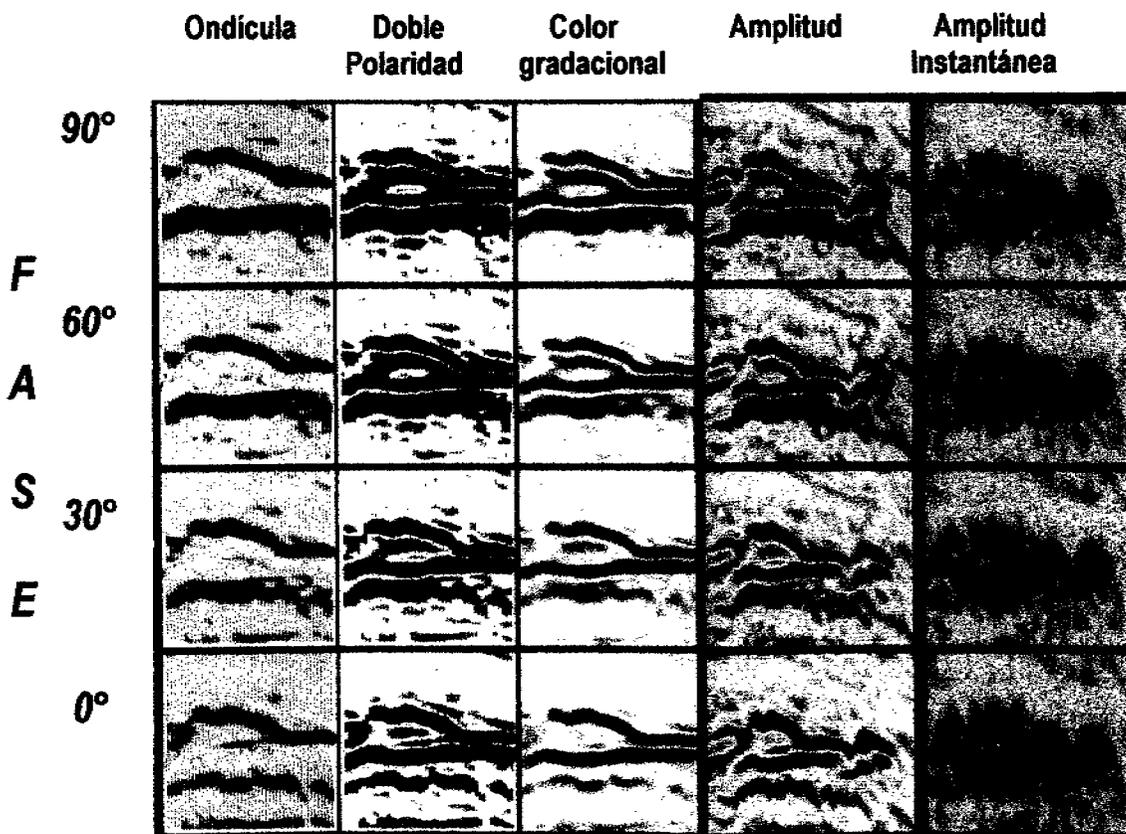


FIG.III.1.5 Tomado de Brown, 1999.

En el caso del conjunto de datos sísmicos utilizados para el presente trabajo, y con base en el informe de reproceso del mismo; la fase de los mismos es cero.

RESOLUCIÓN VERTICAL

La resolución vertical (R_v) es el espesor de roca mínimo visible para los datos sísmicos. Este parámetro depende de la frecuencia dominante, la cual depende del ancho de banda o longitud de onda dominante (λ) que se define como $\lambda = V_{int} / F_{dom}$ donde V_{int} es la velocidad de intervalo y F_{dom} la frecuencia dominante. Cuando se manipula en ancho de banda aumentándolo, la resolución vertical también aumentará, y por lo tanto el espesor mínimo visible para los datos sísmicos será más pequeño.

De manera general el umbral para la resolución vertical es de un cuarto de la longitud de onda dominante.

La resolución vertical se define como:

$$R_v = \frac{V_i}{4F_{dom}} \quad (\text{Widess, 1973})$$

EDAD	UNIDAD	Frecuencia Dominante (Fdom)	Resolución Vertical	Velocidad de Intervalo
Plioceno Pleistoceno	Paraje Solo	10	53.25	2130
Plioceno	Filisola	15	47.05	2823
Plioceno	Concepción Superior	20	37.60	3008
Plioceno	Concepción Inferior	25	25.00	2500
Plioceno Mioceno Medio	Encanto	30	24.71	2965
Mioceno Inferior	Depósito	35	24.68	3455
Oligoceno	Oligoceno	40	17.33	2773
Eoceno	Eoceno	45	17.04	3067
Paleoceno	Paleoceno	50	21.76	4351
Cretácico Superior Méndez	Cretácico Superior Méndez	55	25.10	5522
Cretácico Superior San Felipe	Cretácico Superior San Felipe	60	20.83	5000
Cretácico Superior Agua Nueva	Cretácico Superior Agua Nueva	65	19.58	5090
Cretácico Medio	Cretácico Medio	70	21.35	5977
Cretácico Inferior	Cretácico Inferior	75	19.34	5803
Jurásico Superior	Jurásico Superior	80	17.66	5652

TABLA.III.1.1 La tabla muestra la resolución vertical de los datos sísmicos Apompo Mora utilizando el criterio de Widess (1973), y las velocidades de intervalo del pozo Encino - 101.

La frecuencia dominante es la que el intérprete ve sobre la sección sísmica. Determinar la resolución vertical de los datos sísmicos, permite conocer la factibilidad de los datos para ser utilizados en estudios estratigráficos o estructurales.

SISMOESTRATIGRAFIA

En esta sección se describen las distintas sismosecuencias (Payton, 1977) (Vail y Mitchum, 1977) identificadas en un contexto geológico.

Esta descripción incluye datos como litología y edad probable de las unidades y la relación que guardan entre sí. Se describen los atributos sísmicos de los horizontes reflectores que hacen las veces de cima y base de las sismosecuencias, posteriormente el intervalo interno, así como los patrones de reflexión típicos observados. (TABLAS.III.1.2, 3, 4, 5, 6) (FIG.III.1.6, 7)

LITOLOGÍA	EDAD
Intercalaciones de arena y lutita	Plio-pleistoceno
Intercalaciones de arena y lutita	Mioceno
Lutitas	Oligoceno
Sal	Jurásico
Intercalaciones de arenas y lutitas	Eoceno
Lutitas y <i>mudstone</i> arcilloso	Paleoceno
Calizas arcillosas <i>mudstone</i> a <i>wackestone</i> ,	Cretácico Superior

TABLA.III.1.2 Litología.

Nombre del reflector	Intensidad	Continuidad	Amplitud	Frecuencia
Plio-Pleistoceno	alta	continuo	Media	Media
Mioceno	alta	continuo	Alta	Media
Oligoceno	alta	continuo	Alta	Media
Sal	baja	discontinuo	Baja	Media
Eoceno	alta	continuo	Alta	Media
Paleoceno	alta	continuo	Alta	Media
Cretácico superior	alta	continuo	Alta	Media

TABLA.III.1.3 Descripción sismoestratigráfica de las sismosecuencias. Línea 411 (FIG.III.1.6)

Nombre de la sismosecuencia	Patrón de reflexión	Intensidad	Amplitud	Frecuencia
Plio-pleistoceno	Subparalelo ondulado	Moderada	Moderada	Moderada
Mioceno	Paralelo	Moderada	Moderada	Alta
Oligoceno	Subparalelo sigmoidal	Moderada	Moderada	Alta
Sal	Caótico	Baja	Baja	Alta
Eoceno	Paralelo	Moderada	Moderada	Moderada
Paleoceno	Paralelo caótico	Moderada	Moderada	Moderada
Cretácico superior	Paralelo	Moderada	Alta	Moderada

TABLA.III.1.4 Descripción sismoestratigráfica de sismosecuencias. Línea 411 (FIG.III.1.6)

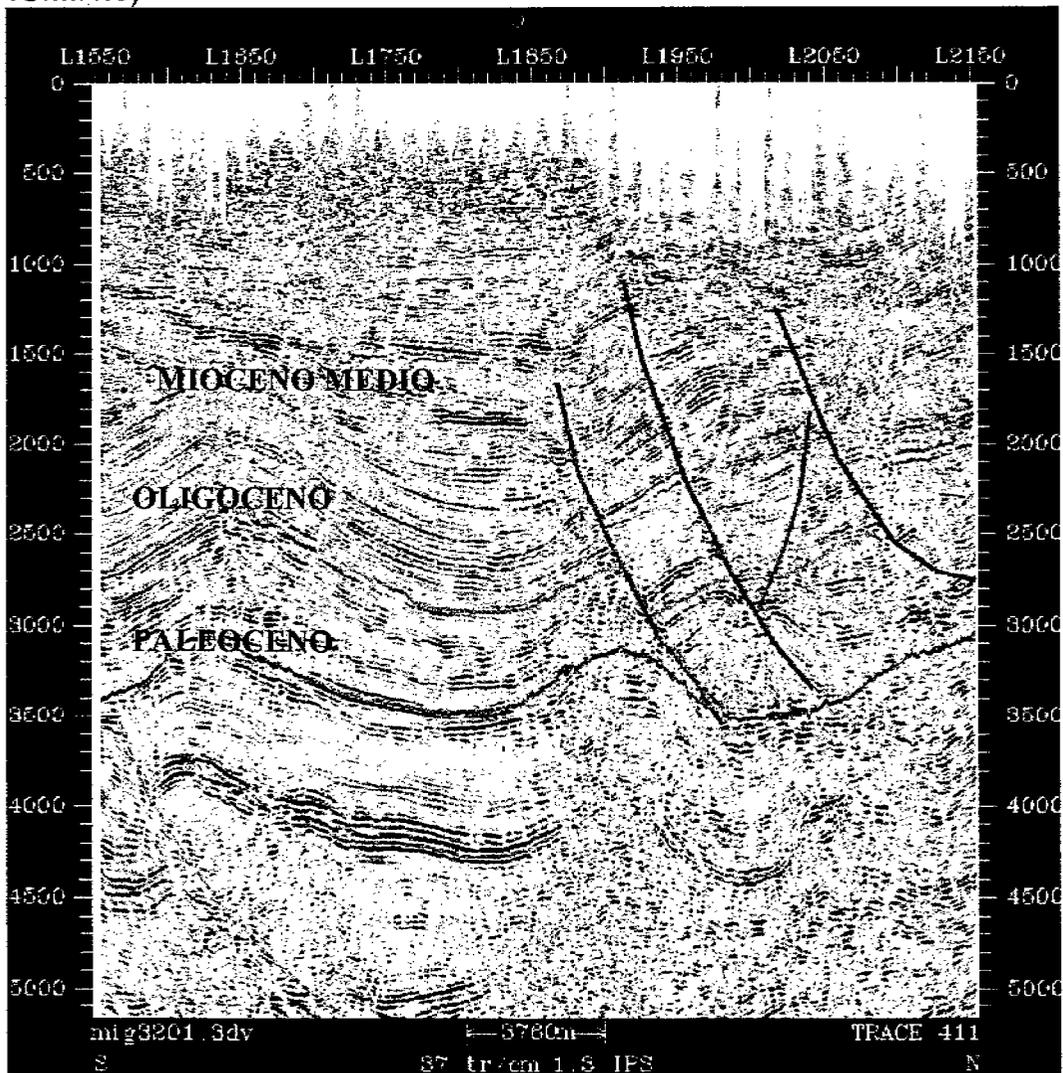


FIG.III.1.6 Línea 411. Límites de secuencia interpretados, asociados a las edades Mioceno Medio (amarillo), Oligoceno (anaranjado) y Paleoceno (vino).

Nombre del reflector	Intensidad	Continuidad	Amplitud	Frecuencia
Plio-pleistoceno	alta	continuo	Media	Media
Mioceno	alta	continuo	Alta	Media
Oligoceno	alta	continuo	Alta	Media
Sal	baja	discontinuo	Baja	Media
Eoceno	alta	continuo	Alta	Media
Paleoceno	alta	continuo	Alta	Media
Cretácico superior	alta	continuo	Alta	Media

TABLA.III.1.5 Descripción sismoestratigráfica de sismosecuencias. Línea 1740 (FIG.III.1.7)

Nombre de la sismosecuencia	Patrón de reflexión	Intensidad	Amplitud	Frecuencia
Plio-pleistoceno	Subparalelo ondulado	Moderada	Moderada	Moderada
Mioceno	Paralelo	Moderada	Moderada	Alta
Oligoceno	Subparalelo sigmoidal	Moderada	Moderada	Alta
Sal	Caótico	Baja	Baja	Alta
Eoceno	Paralelo	Moderada	Moderada	Moderada
Paleoceno	Paralelo caótico	Moderada	Moderada	Moderada
Cretácico superior	Paralelo	Moderada	Alta	Moderada

TABLA.III.1.6 Descripción sismoestratigráfica de sismosecuencias. Línea 1740 (FIG.III.1.7)

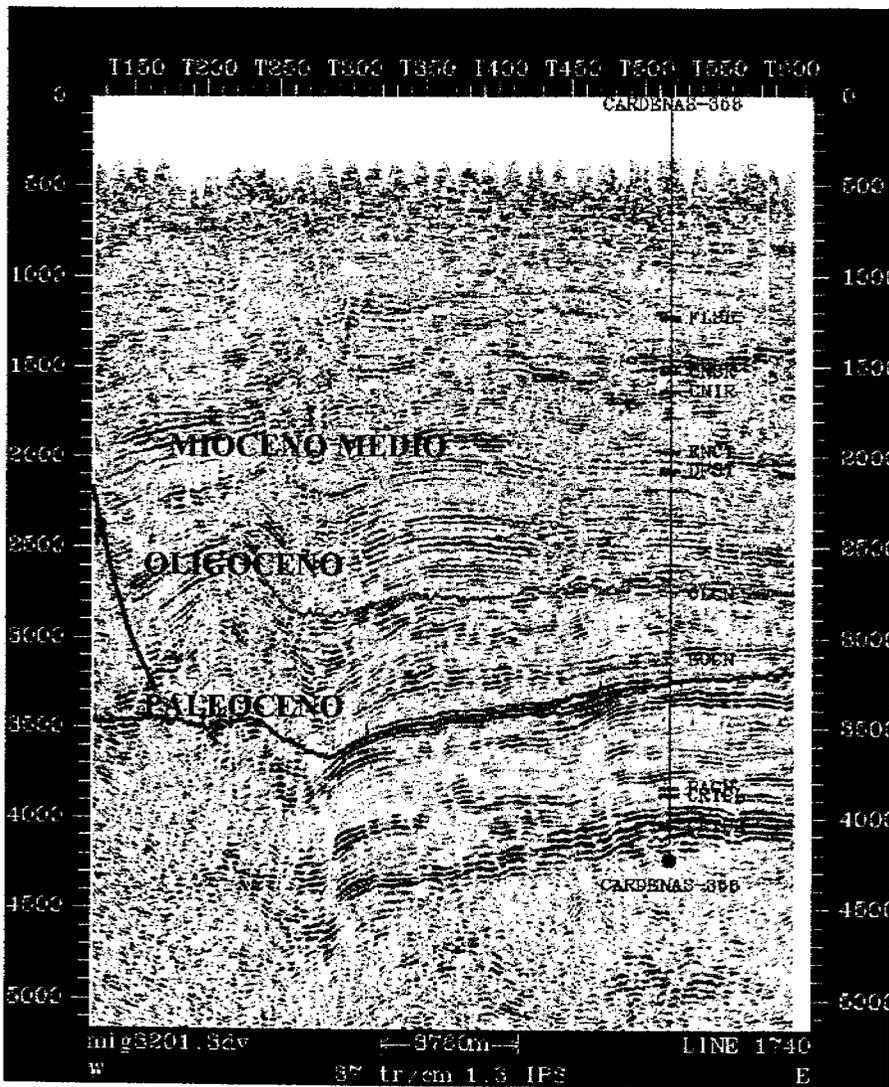
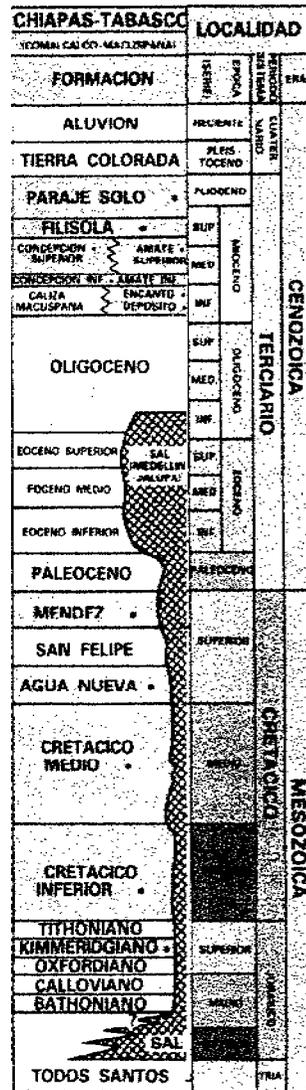


FIG.III.1.7 Línea 1740. Límites de secuencia interpretados, asociados a las edades Mioceno Medio (amarillo), Oligoceno (anaranjado) y Paleoceno (vino).

La siguiente gráfica muestra la columna tipo del área de estudio.

FIG.III.1.8 Columna tipo del área de estudio.
Tomada de Schlumberger, 1999.



III.2 Descripción de Datos de Pozos

Dentro del área se ubican dos importantes campos productores: Cárdenas y Mora. En estos campos se encuentran los pozos Cárdenas 101, 171, etc. y Mora 1, 33, los pozos Palomino y Cuatajapa productores en horizontes del Mesozoico, así como los pozos Naranjeno, Canalete, Congregación, Marisma, Chayote, Peluzal, Encino y Encrucijada, productores en horizontes del Terciario. Sólo se tienen estudios paleotológicos en los pozos Cárdenas -101, Mora-1 y Encino-101.

En la figura III.2.1 se muestra un ejemplo de la condición de los registros geofísicos tomados en los pozos ubicados dentro del área de estudio.

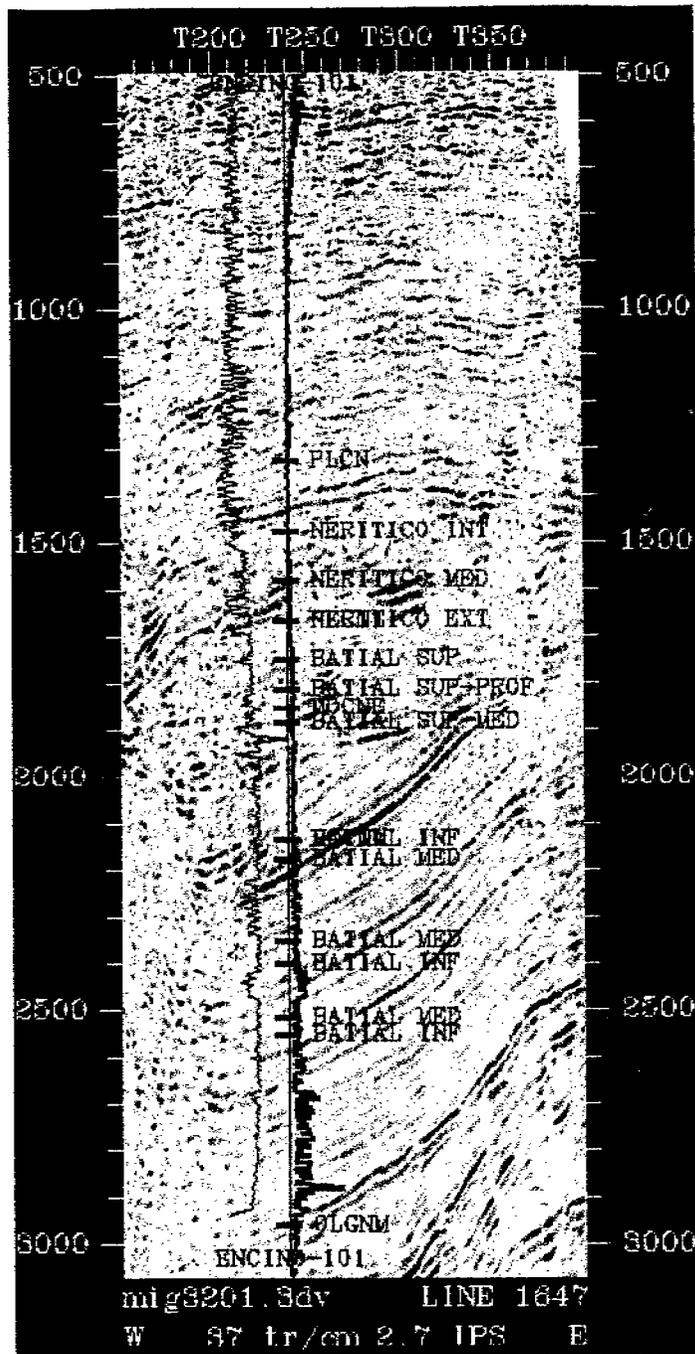


FIG.III.2.1 Registro SP (potencial espontáneo) en rojo, que reflejó diversos cuerpos arenosos (hacia la izquierda de la línea de lutitas), empero el registro eléctrico (curva negra) está incompleto, por lo que no podemos tener indicios sobre el contenido de fluidos en dichos cuerpos arenosos.

La nominación formacional no es acorde al Código de Nomenclatura Estratigráfica, pues de acuerdo al sistema de depósito estas unidades originan cuerpos de geometría caprichosa que hacen que las litofacies que caracterizan e identifican a cada formación rompan con las reglas de posición estratigráfica, unidades litoestratigráficas confinantes, tipo de contacto, correlación lateral y vertical, esto último hace que la edad varíe tanto lateral como verticalmente las propiedades litológicas representativas de cada unidad formacional. TABLA.III.1.7

III.3 Interpretación

DESCRIPCIÓN ESTRUCTURAL REGIONAL DEL CUBO SÍSMICO APOMPO MORA

El Mesozoico del cubo sísmico Apompo se caracteriza por la presencia de fallas regionales inversas con orientación NW- SE que despegan posiblemente en la sal Pre-Jurásica. Estas estructuras se encuentran afectadas por evacuaciones salinas.

El Terciario se encuentra dominado por fallas regionales normales lístricas con orientación NE – SW que despegan de la discordancia cartografiada de edad Oligoceno, Eoceno y/o Paleoceno, con fallas normales contrarias. (FIG.III.3.1 y 2)

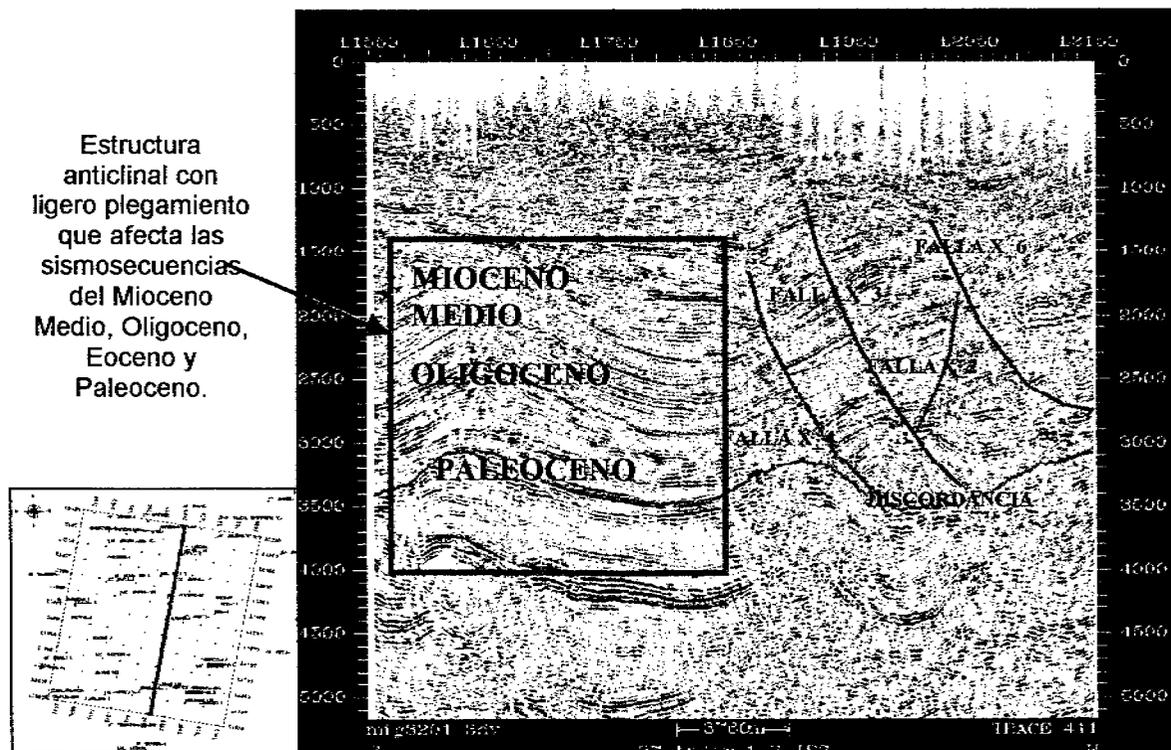


FIG.III.3.1.Línea 411. Fallas regionales lístricas normales.

POZOS UBICADOS DENTRO DEL "CUBO"
SÍSMICO APOMPO MORA

		T E R C I A R I O																			
CUATERNARIO		NEOGENO						MIOCENO													
PLEISTOCENO		PLIOCENO						OLIGOCENO													
NOMBRE DEL POZO	iden	PARAFE SOLO	ESPESOR PARAFE SOLO	FILOSOLA	ESPESOR FILOSOLA	CONCEPCIÓN SUPERIOR	NERÍTICO INTERNO - MEDIO	NERÍTICO MEDIO-EXTERNO	ESPESOR CONC. INF.	ENCANTO	ESPESOR ENCANTO	DEPOSITO	DEPOSITO	BATAL INFERIOR	ESPESOR	ESPESOR SUPERIOR	ESPESOR	ESPESOR MEDIO	ESPESOR INFERIOR	ESPESOR SUPERIOR	
		PARAFE SOLO	ESPESOR PARAFE SOLO	FILOSOLA	ESPESOR FILOSOLA	CONCEPCIÓN SUPERIOR	NERÍTICO INTERNO - MEDIO	NERÍTICO MEDIO-EXTERNO	ESPESOR CONC. SUP.	CONCEPCIÓN INFERIOR	ESPESOR CONC. INF.	ENCANTO	DEPOSITO	DEPOSITO	BATAL SUPERIOR	ESPESOR ENCANTO	ESPESOR SUPERIOR	ESPESOR	ESPESOR MEDIO	ESPESOR INFERIOR	ESPESOR SUPERIOR
		TRANSICIONAL																			
1	Palomino -1	9,7	1315,3	1326	537	1862	243	2106	103	2208	825	2833	959	3792	-3782	0	4380	4390			
2	Mora -1	0	2027	2027	249	2270	110	2380	280	2870	310	2980	720	3700	-3700	0	3940	3940			
3	Encino -101	1485	-1485	0	0	1880	1880	1980	280	2220	380	2800	1595	4195	330	4825	315	4840	30	4870	
4	Canalete -1	0	1885	1885	1070	2955	215	3170	25	3195	420	3615	365	3980	-3980	0	4020	4020			
5	Cárdenas -101	1570	-1570	0	0	1670	480	1860	225	2076	80	2136	1116	2945	365	3310	120	3430	70	3500	
6	Cárdenas -171	0	1000	1000	670	1670	480	1860	225	2076	80	2136	1116	2945	-3260	0	4035	4035			

NOTA: Todos los datos están dados en metros.
al nivel de la mesa rotaria

NOTA: PARA LA CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA DE LAS FORMACIONES DEL NEOGENO SE EMPLEÓ LA COMPILACIÓN HECHA POR BIÓLOGOS ARNULFO DIAZ PUEBLA, CLARA MARIN SOSA, CELIA CÁRDENAS LARA (1989).

TABLA.III.1.7

CIMAS Y ESPESORES DE POZOS

MESOZOICO																										
PALEOGENO						CRETACICO																				
EOCENO						PALEOCENO																				
ESPESOR	MEDIO	ESPESOR	INFERIOR	ESPESOR	5359	ESPESOR	SUPERIOR	ESPESOR	MEDIO	ESPESOR	INFERIOR	ESPESOR	5683	MÉNDEZ	ESPESOR	SAN FELIPE	ESPESOR	SAN FELIPE	AGUA NUEVA	ESPESOR	AGUA NUEVA	MEDIO	ESPESOR	INFERIOR	ESPESOR	
-4390		0		5359	5359	-5359							5683	5683	137	6020	135	5955	54	6009	6030					
-3940		0		4556	4556	-4556							4722	4722	-4722		0		0							
150	5020	565	5585	205	5790	-5790				8000	6000		70	6070	-6070		0		0							
-4020		0		0		0							0		0		0									
90	3590	600	4190	40	4230	-4230							4845	4845	-4845		0									
-4035		0		5025	5025	-5025							5212	5212	273	5485	87	5572	81	5633	5883					

TABLA apomora

JURÁSICO		SUPERIOR					DOLOMITAS	ESPESOR DOLOMITAS	SAL GIMA	ESPESOR SAL	PROFUNDIDAD TOTAL	OBSERVACIONES
		TITHONIANO	ESPESOR	KIMMERIDGIANO	ESPESOR	OXFORDIANO						
6030	109	6139	-6139	0	0	0	0	0	6326	6326	Improductivo de Agua Salada	
5104	87	6201	-6201	0	0	0	0	0	5388	5388		
	0		0	0	0	0	0	0	6651	6651		
	0		0	0	4102	0	0	4102	32	4134		
6883	0		0	0	0	0	0	0	5365	5365	Productor (K) 5235-5245 Aceite	
	-5883		0	0	0	0	0	0	6000	6000	Improductivo Saso	
FORMACIONES (PALEO-LITO)												
INFORME FINAL												
VSP												

Estas fallas regionales dividen el cubo sísmico en tres partes con características estructurales distintas; la parte central y sur oriental, donde se observa un ligero plegamiento que afecta las sismosecuencias Mioceno Medio, Oligoceno, Eoceno y en algunas partes al Paleoceno, que forman estructuras anticlinales y sinclinales relativamente fáciles de cartografiar, en donde también se observan fallamiento normal e inversiones estructurales locales entre las sismosecuencias Mioceno Medio y Oligoceno (FIG.III.3.1 y 2)

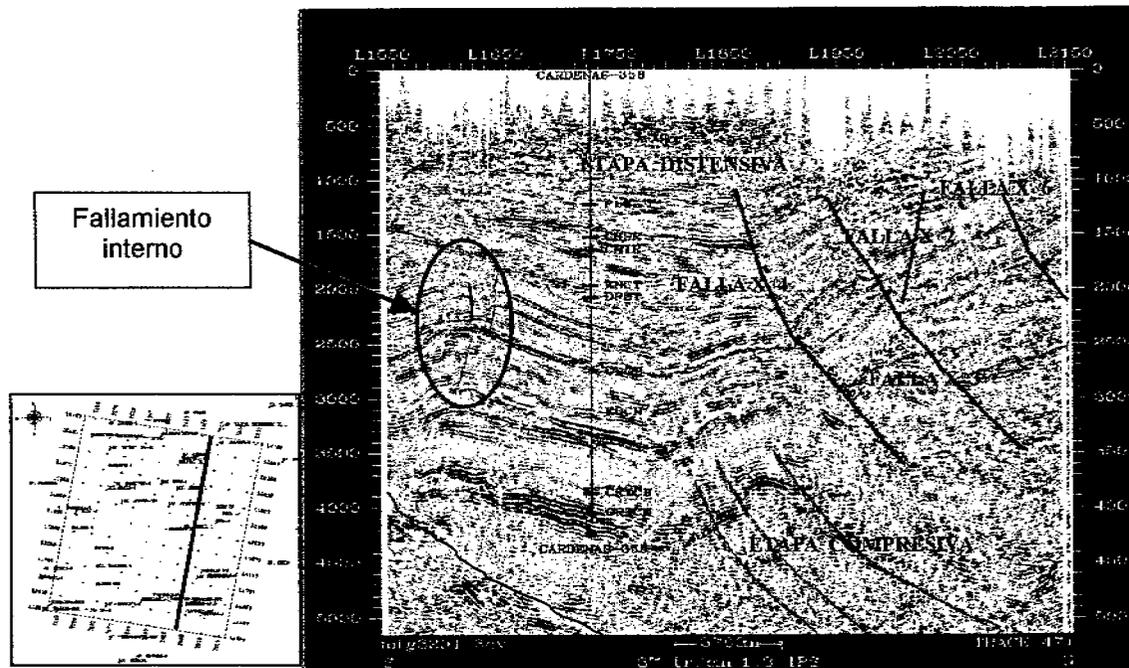


FIG.III.3.2.Línea 471. Principales etapas de deformación.

En la parte NE del cubo el fallamiento es intenso, pero ya no se observa el plegamiento de las sismosecuencias, e igual que en el Mesozoico, las estructuras en ésta porción se encuentran afectadas por intrusiones salinas.

Al cartografiar las fallas regionales y los límites de las sismosecuencias interpretadas se observa un gran alto estructural en la porción SE del cubo, que corresponde a un anticlinal orientado NW – SE, y otra estructura de dimensión considerable limitada entre las fallas regionales X_3 y X_4. En éstos mapas observé también las estructuras afectadas por la evacuación de la sal, en la parte NE y centro NW del cubo (FIG.III.3.3, 4 y 5).

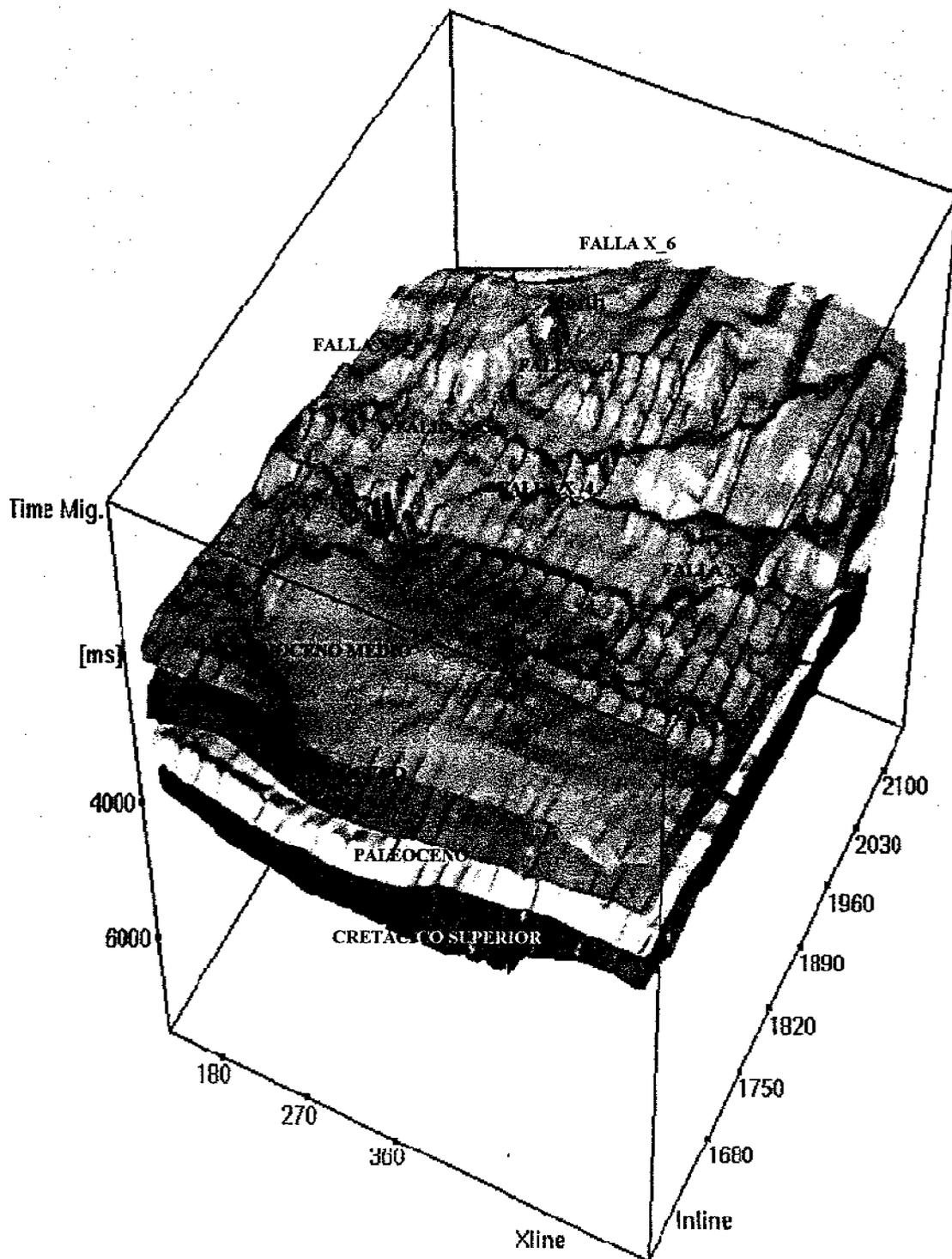


FIG.III.3.5 Imagen tridimensional de las cimas de las sismosecuencias interpretadas.

DESCRIPCIÓN SISMOESTRATIGRÁFICA Y LITOLÓGICA DEL CUBO SÍSMICO APOMPO MORA

Se determinaron los límites de las sismosecuencias cartografiadas con base en sus características sísmicas:

Paleoceno

La sismosecuencia del Paleoceno se encuentra limitada en la parte superior por un horizonte reflector discontinuo, de fuerte amplitud, afectado en algunas partes por depósitos salinos, y en su base por la cima del Cretácico Superior. Su estructura interna es paralela, con algunos cuerpos arcillosos que descansan sobre la cima del Cretácico Superior (FIG.III.3.6). Como ya se mencionó la secuencia de rocas del Paleoceno al Oligoceno, de las Cuencas Terciarias del Sureste, carece de términos de formaciones. Esto debido a que dicho intervalo de tiempo geológico está representado, de manera general, por una secuencia monótona que únicamente es distinguible por medio de estudios paleontológicos. La homogeneidad de esta secuencia es la causa de que no se pueda diferenciar con base en sus propiedades litoestratigráficas. A la sucesión de rocas que componen la columna Cenozoica del área de estudio, están constituidas en su tercio inferior por una potente secuencia arcillosa y en el medio-superior por una arenoarcillosa y otra arcilloarenosa.

La secuencia marcadamente arcillosa se presenta del Paleoceno Medio al Mioceno Inferior arriba de la discordancia del Cretácico. Esta da inicio en su parte basal con una brecha calcárea y ocasionalmente algunos conglomerados. En su porción restante y a diferentes niveles estratigráficos presenta delgados horizontes de bentonita, así como delgados cuerpos arenosos de forma tabular.

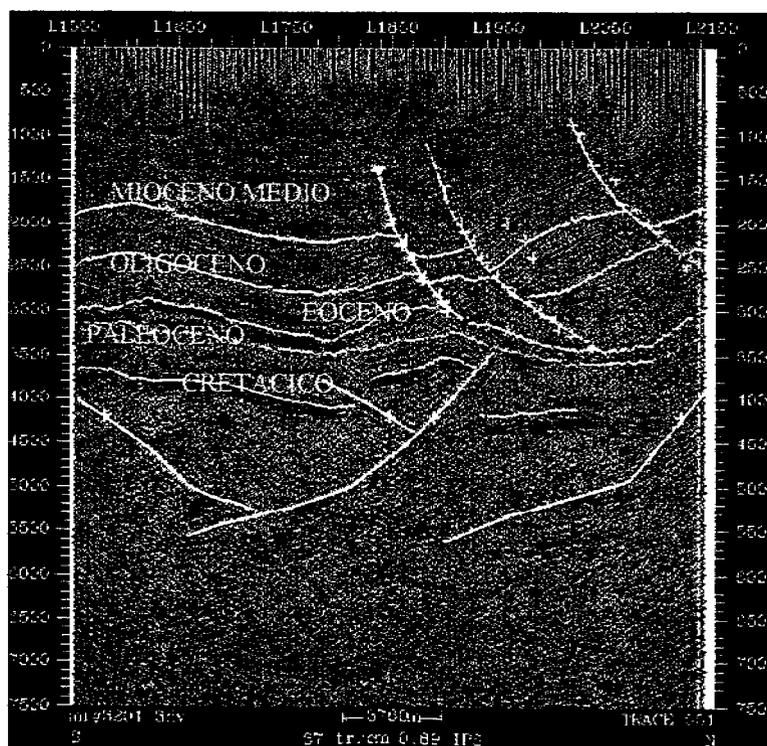


FIG.III.3.6 Línea 551. Sismosecuencias interpretadas.

Eoceno

La sismosecuencia se encuentra limitada en la parte superior por un horizonte reflector continuo de alta amplitud, y su base se encuentra limitada por la cima del Paleoceno. Su estructura interna es de carácter arcilloso que litológicamente está integrada por lutitas y lutitas arenosas con esporádicas interestratificaciones delgadas de cuerpos arenosos tabulares y cuerpos evaporíticos. El Ambiente de depósito determinado para estas litologías es de mar abierto (talud inferior y superior).

Oligoceno

Esta sismosecuencia se encuentra limitada en su cima por un horizonte reflector continuo de fuerte amplitud, que se encuentra afectado por cuerpos salinos, y limitada en su base por la cima del Eoceno. Internamente está dominada por cambios de facies laterales, reflexiones de fuerte amplitud semiparalelas, y por terminaciones hacia arriba / hacia abajo (Onlap/Downlap) (Widmier, 1979). Esta sismosecuencia se encuentra afectada por diapirismo salino (FIG.III.3.7).

Mioceno

El Mioceno en las Cuencas del Sureste tiene gran extensión en el subsuelo y consiste de una secuencia alternante de lutitas fosilíferas y areniscas depositadas en ambientes batiales. En general, las secuencias areno-arcillosa y arcillo-arenosa se mencionan del Mioceno Medio al Reciente, sobreyacen de manera concordante al Mioceno Inferior y en forma discordante a rocas pre-Oligoceno Superior.

Litológicamente, a la primera la constituyen cuerpos arenosos de forma lenticular y espesor variable que se alternan y/o interestratifican lateral y verticalmente, dentro de la potente secuencia arcillo arenosa. En forma esporádica se presentan cuerpos areno-conglomeráticos, conglomerados o bien gravas.

El ambiente de depósito de estas secuencias va de mar abierto somero a continental y se depositaron preferentemente sobre una extensa plataforma donde concurrían depósitos de abanicos submarinos, sistemas deltaicos y fluviales bajo un marco predominantemente regresivo hacia el norte.

Mioceno Medio

La sismosecuencia Mioceno Medio está limitada en su cima por un horizonte reflector discordante, de alta amplitud y continuo, y en su base por la cima del Oligoceno. Su estructura interna es paralela y continua, con poca influencia salina. El ambiente de depósito determinado para ésta sismosecuencia, con base en la TABLA.III.1.7 es Batial Inferior a Superior.

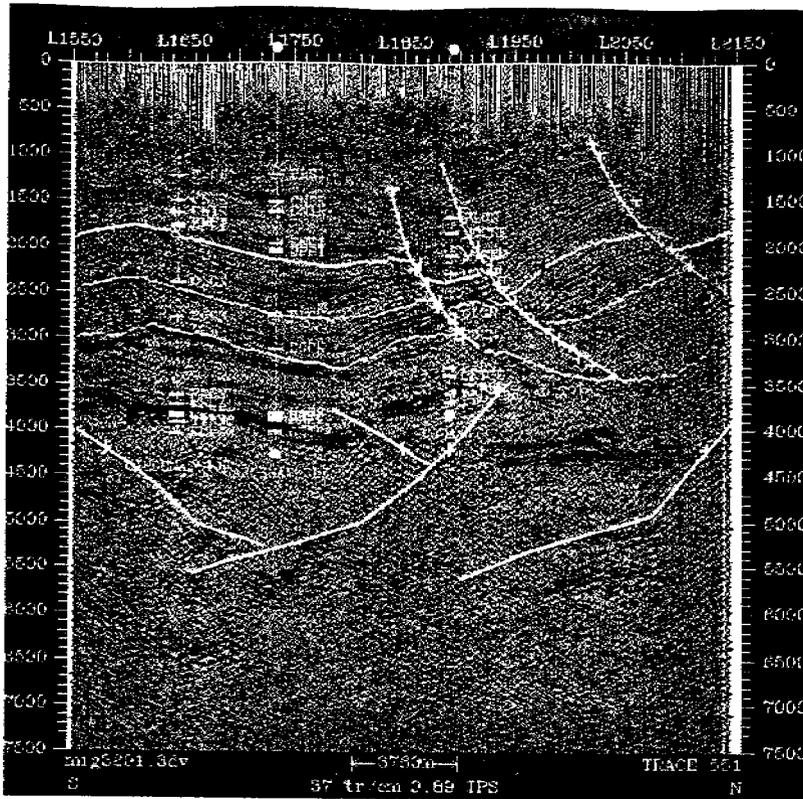


FIG.III.3.7 línea 551. Sismosecuencias interpretadas.

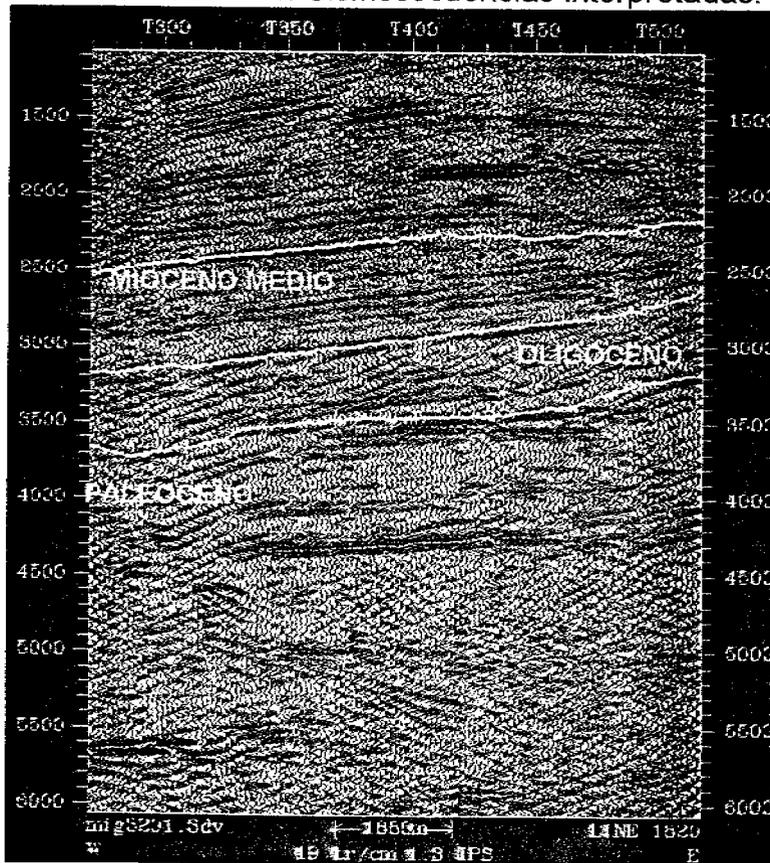


FIG.III.3.8 Línea 1820. Detalle, geometrías internas de las sismosecuencias interpretadas.

IV. RESULTADOS

IV.1 Metodología

Las técnicas de facies sísmicas y redes neuronales fueron utilizadas de la manera siguiente:

Etapa 1.- Interpretación estructural convencional:

- Determinación del polígono cronoestratigráfico
- Definición de estilos estructurales
- Cartografía de horizontes cronoestratigráficos en tiempo

Etapa 2.- Determinación de facies sísmicas

- Clasificación de facies sísmicas
- Cartografía de patrones de reflexión

Etapa 4.- Clasificación de facies sísmicas con red neuronal

- Interpretación de límites de secuencias cronoestratigráficas
- Visualización de secuencias cronoestratigráficas
- Búsqueda de puntos brillantes y anomalías de amplitud
- Ubicación de prospectos y distribución de los prospectos en el cubo
- Caracterización del prospecto elegido
- Interpretación de reflectores cercanos
- Construcción de intervalo de interés para cada prospecto
- Mapas de atributos – Mapas de facies sísmicas utilizando redes neuronales.

Etapa 5.- Interpretación de resultados

IV.2 Visualización de oportunidades petroleras

Cuando se quiere asociar una anomalía de amplitud observada en datos sísmicos 3D con una acumulación de hidrocarburo, se debe ser cuidadoso, ya que una anomalía de amplitud no es un indicador directo de hidrocarburos, y en realidad las anomalías de amplitud observadas pueden ser la respuesta a varios factores como un cambio de litología en el caso de la alta amplitud de los carbonatos respecto a los terrígenos, y no a contenido de fluidos. Actualmente se realizan estudios especializados como AVO e inversión acústica y elástica con la finalidad de aumentar la certeza sobre el contenido de hidrocarburos, basándose en la existencia de las anomalías de amplitud. Aunque estos métodos todavía son costosos y requieren de una preparación específica de los datos, no existen técnicas que los sustituyan.

Para el propósito de visualización, fue utilizado un recurso de interpretación conocido como opacidad. La opacidad es un filtro de amplitud, que permite seleccionar manualmente un intervalo de valores absolutos de amplitud, con base en un histograma que muestra el total de las amplitudes presentes en los datos sísmicos analizados. Finalmente se despliega el intervalo de amplitudes seleccionado. (FIG.IV.2.1)

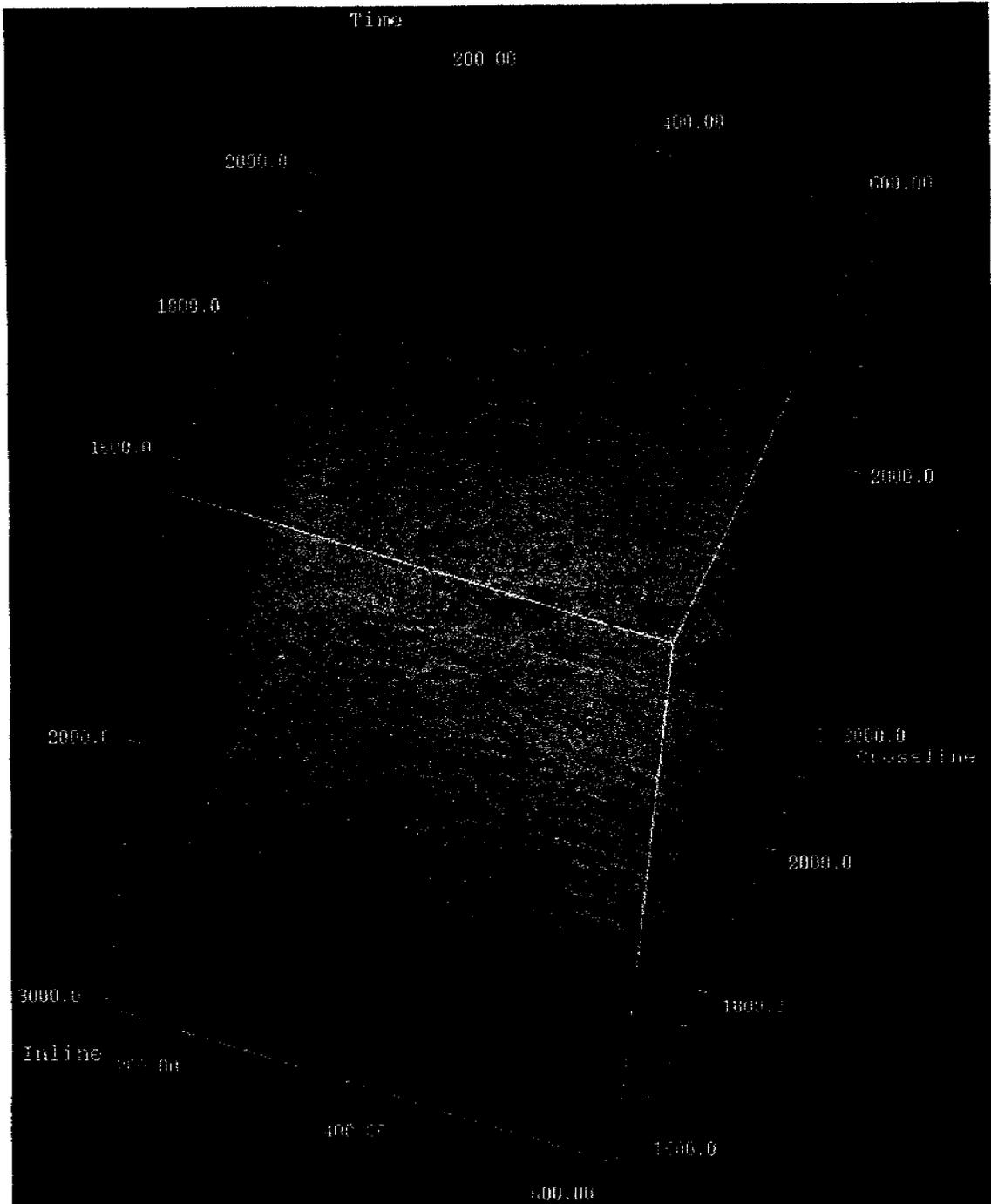


FIG.IV.2.1 Cubo de opacidad. Para el despliegue de opacidad, seleccione el rango de las amplitudes de polaridad negativa, y valores absolutos altos contenidas en el conjunto de datos (rojo)

Resultado de la visualización:

- Fueron visualizados 8 prospectos.
- Los prospectos fueron determinados a partir de anomalías de amplitud y posición estructural prometedoras.
- Las anomalías de amplitud (valores fuertes de amplitud) pueden ser indicadores de presencia de hidrocarburos en ambientes clásticos. Por eso fueron favorecidas las anomalías de amplitudes detectadas en los niveles del Mioceno y Oligoceno donde se encuentran yacimientos, en el área de la Cuenca de Comalcalco.

A continuación se describen de manera breve las características de los prospectos visualizados.

PROSPECTO X_1

Inline 1928

Xline 548

Tiempo 2300 ms

Anomalía en la parte somera, caracterizada por altos valores de amplitud ubicados en posiciones estructuralmente altas (anticlinal y flanco de anticlinal controlado por una falla).

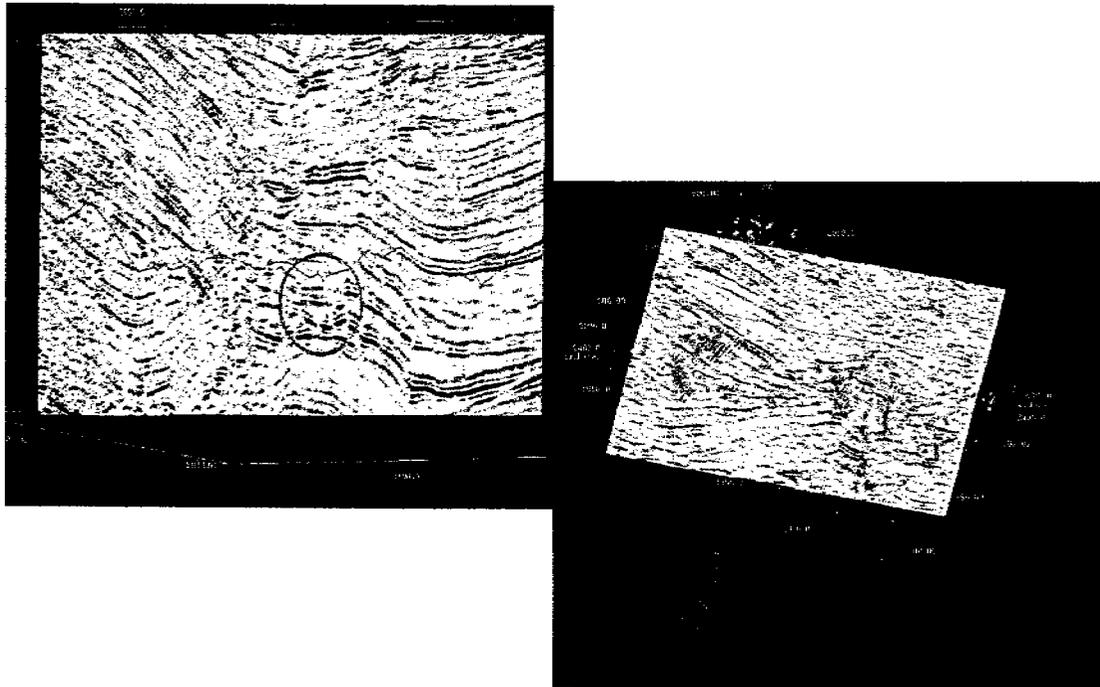


FIG.IV.2.2 Prospecto X_1.

PROSPECTO X_2

Inline 1866

Xline 242

Tiempo 3432 ms

Anomalia caracterizada por altos valores de amplitud ubicados en una trampa estructural (anticlinal).

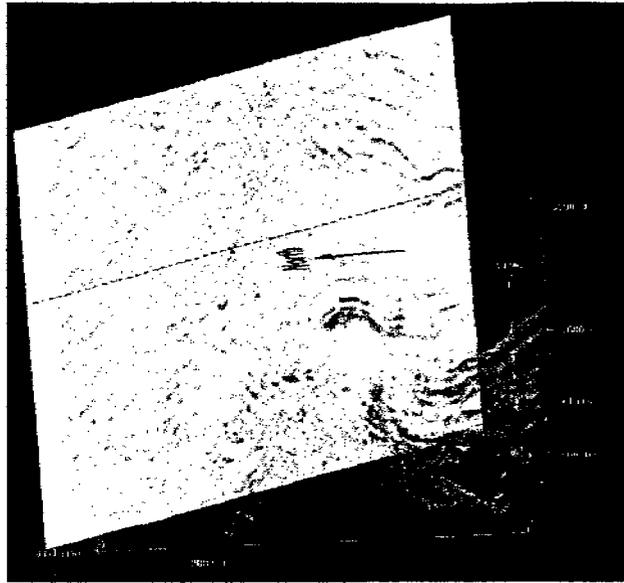


FIG.IV.2.3 Prospecto X_2.

PROSPECTOS X_3

Inline 2012

Xline 390

Tiempo 1550 ms

Anomalia caracterizada por altos valores de amplitud ubicados en una trampa estructural (anticlinal).

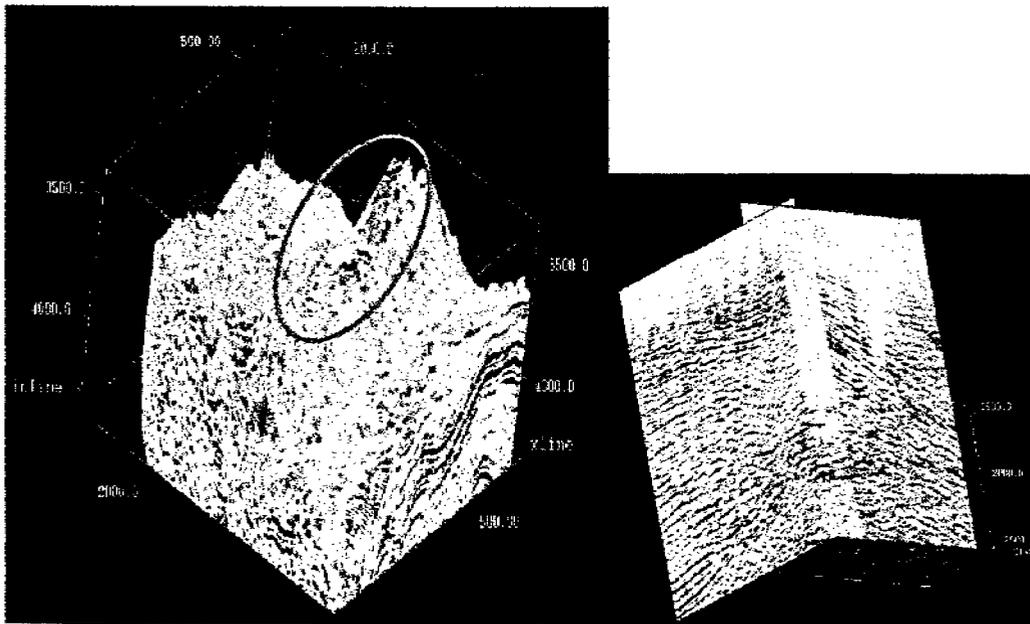


FIG.IV.2.4 Prospecto X_3.

PROSPECTO X_4

Inline 1965

Xline 356-550

Tiempo 4020-4380 ms

Anomalía en niveles más profundos (mesozoico), caracterizada por altos valores de amplitud ubicados en una trampa estructural (anticlinal).

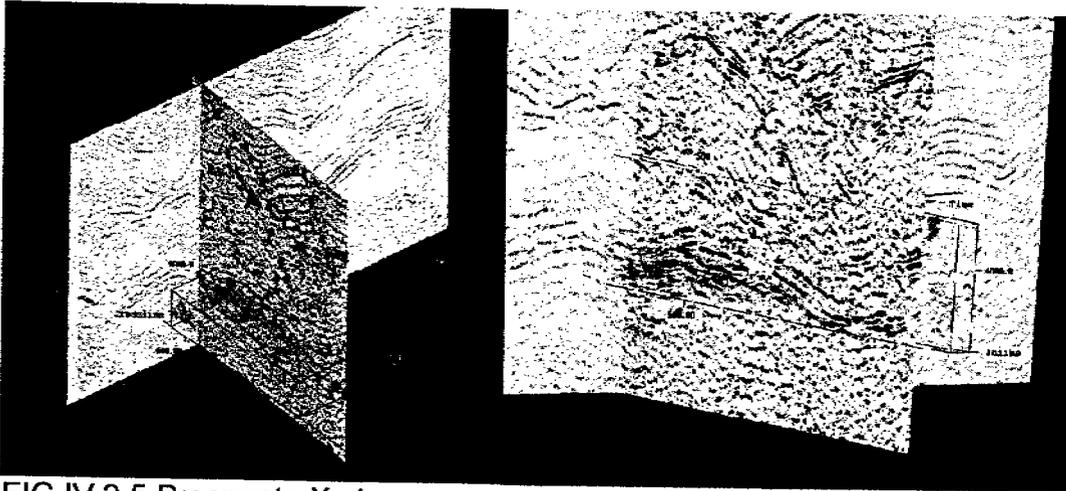


FIG.IV.2.5 Prospecto X_4.

PROSPECTO X_5

Inline 1885

Xline 320 - 345

Tiempo 2780 ms

Anomalía somera caracterizada por altos valores de amplitud

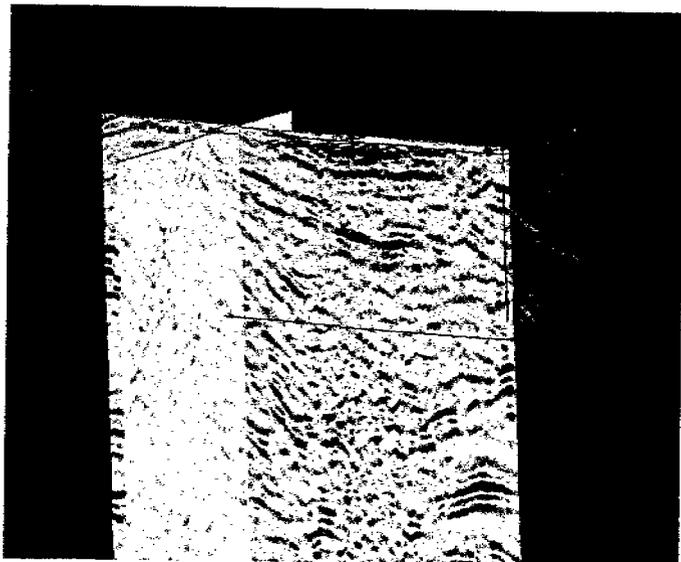


FIG.IV.2.6 Prospecto X_5

PROSPECTO X_6

Inline 1973

Xline 426 - 456

Tiempo 3260 ms

Anomalía somera caracterizada por altos valores de amplitud

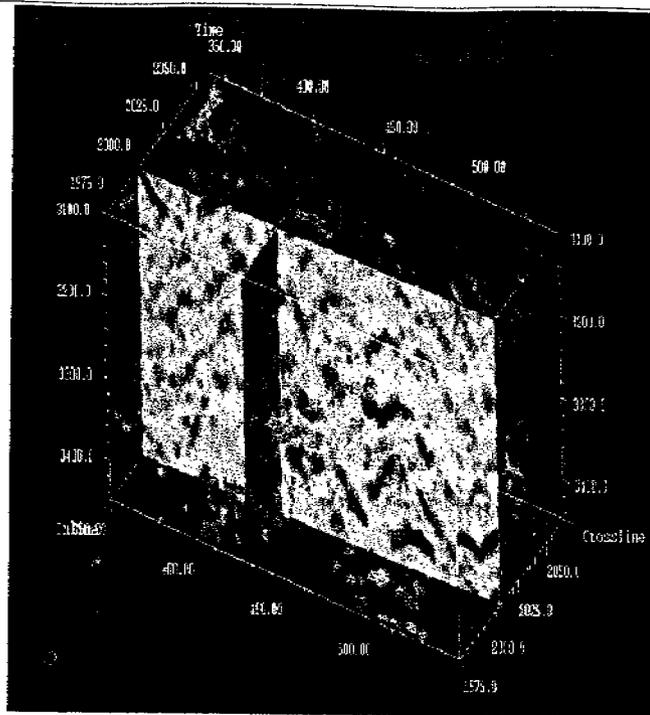


FIG.IV.2.7 Prospecto X_6

PROSPECTO X_7

Inline 2027

Xline 278 - 308

Tiempo 2920 ms

Anomalía caracterizada por altos valores de amplitud, con forma geométrica muy interesante, que puede relacionarse con un depósito fluvial-deltaico.

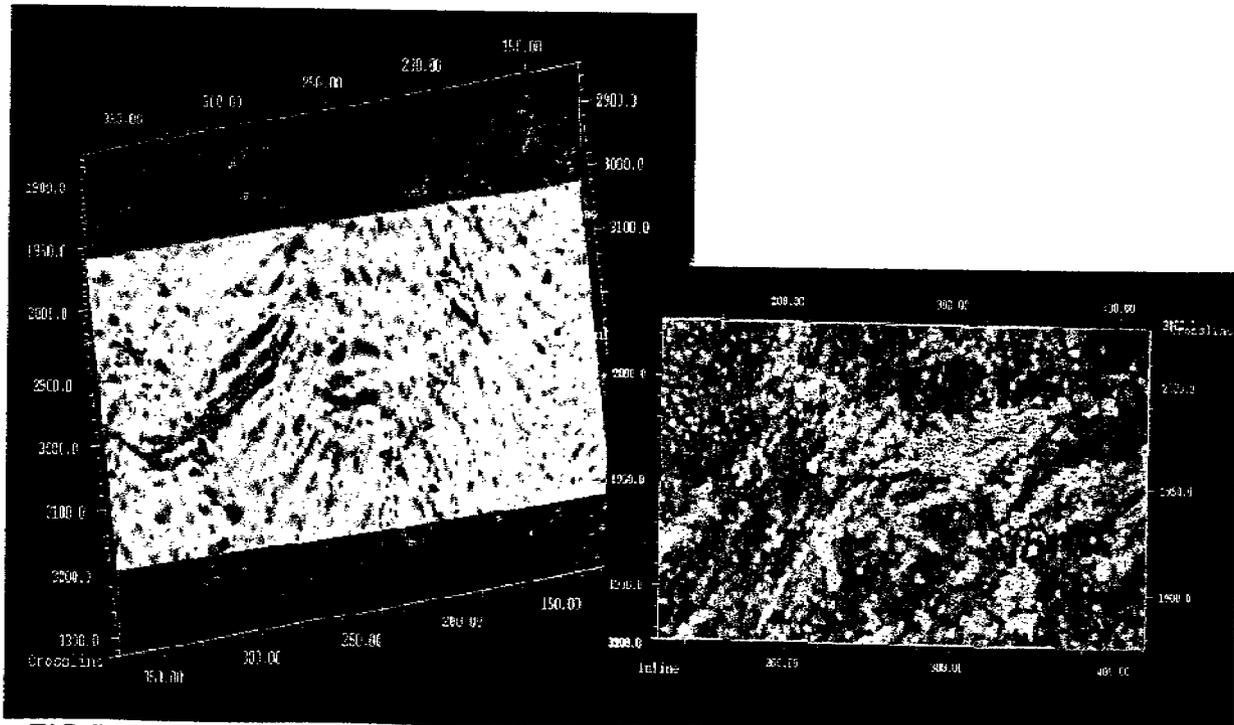


FIG.IV.2.8 Prospecto X_7.

El prospecto X_57 fue utilizado para la determinación y clasificación de facies. A continuación muestro la interpretación estructural hecha. La estructura correspondiente al prospecto X_57 consiste en un anticlinal con rumbo NW-SE limitado por fallas normales con rumbo NE- SW que despegan de la discordancia del oligoceno y fallas antitéticas post-deposicionales y de acomodo normales, posiblemente reactivadas por esfuerzos compresivos locales por la tectónica salina presente en el área (FIG.IV.2.9).

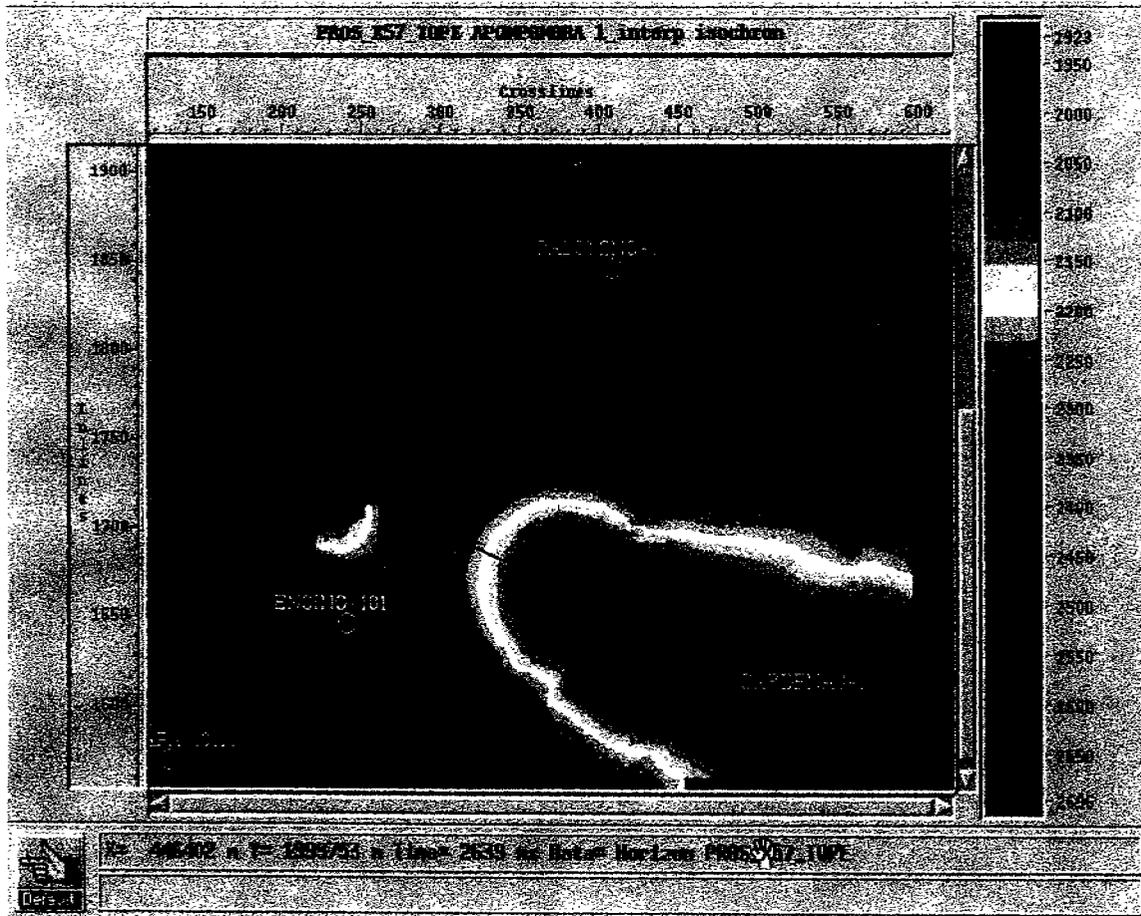


FIG.IV.2.9 Prospecto X_57.

Mapa estructural en tiempo. Se puede observar el alto estructural en rojo, con mayor predominio hacia el centro de la estructura principal, a la que podemos asociar con un anticlinal alargado, simétrico, con rumbo NW-SE.

Las Figuras IV.2.10 y IV.2.11, muestran la aplicación de atributos estructurales, del prospecto X_57, que facilitan la delineación de la estructura.

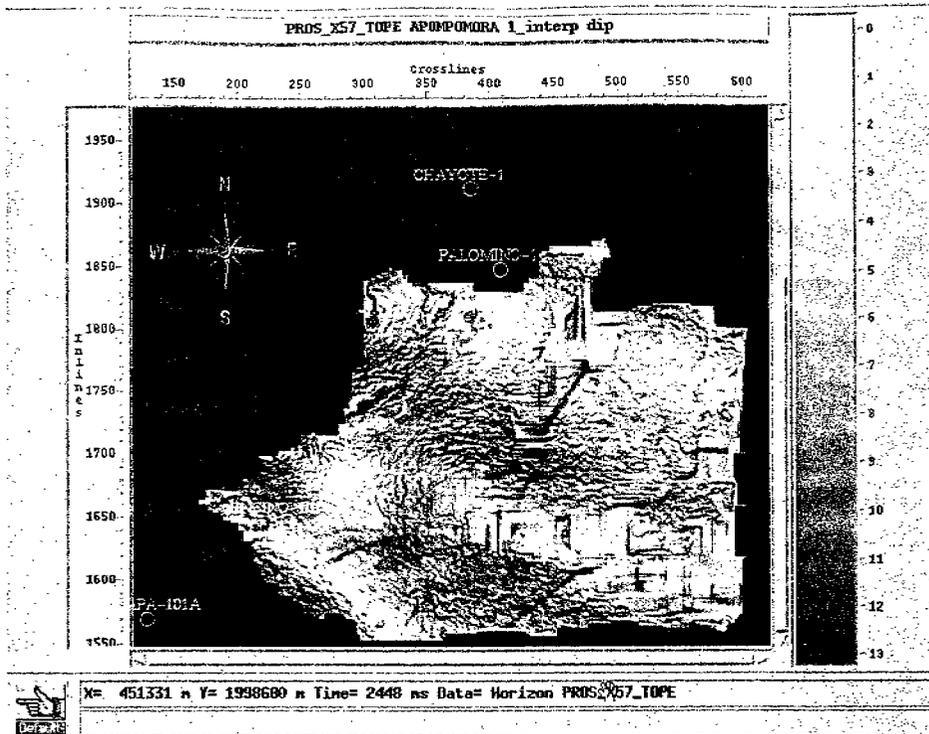


FIG.IV.2.10 Mapa de echado de la oportunidad X_57 en tiempo.

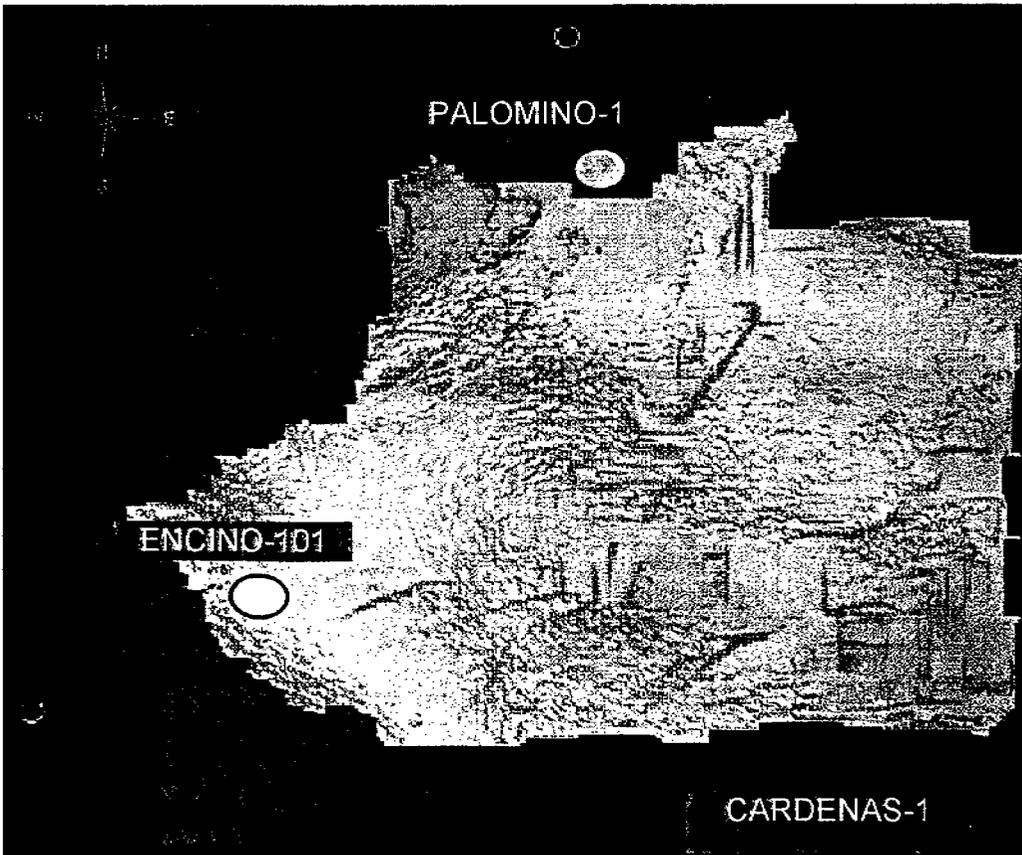


FIG.IV.2.11 Mapa mezclado de amplitud y echado de la oportunidad X_57 en tiempo.

Los métodos convencionales de estratigrafía sísmica, los cuales basados en discordancias angulares y terminaciones de reflexiones sísmicas, no son muy confiables en estratos continentales debido al dominio de reflexiones horizontales y paralelas y/o discontinuas e incoherentes. Ciclos de ascenso y descenso del nivel base, a corto, mediano y largo término son identificados en núcleos, registros eléctricos y secciones sísmicas, respectivamente. Este nuevo enfoque se basa en la predicción de los atributos de las ondas sísmicas y la geometría de las reflexiones a partir de un volumen de datos sísmicos. Esta predicción se basa en: (1) la existencia de un contraste de impedancia acústica y (2) la resolución vertical y lateral. Esta técnica ayuda a la reducción del riesgo exploratorio y a la predicción de trampas estratigráficas y combinadas.

El análisis de la distribución horizontal y vertical de las facies presentes dentro de una anomalía de amplitud puede ayudarnos a asociar dicha anomalía con una respuesta geológica que sea susceptible de contener hidrocarburos, y no afirmar dicha premisa basados únicamente en la existencia de la anomalía en sí. En otras palabras, a partir de la extracción de la amplitud como se muestra, e la Figura IV.2.12 pueden identificarse varias anomalías a las que, en primer termino, podemos asociar con contenido de hidrocarburos, contenido en arenas, con geometría de lóbulo deltaico y pequeños canales de distribución de sedimentos siliciclásticos. Sin embargo, también se observan altos valores absolutos de amplitud que corresponden a las fallas interpretadas.

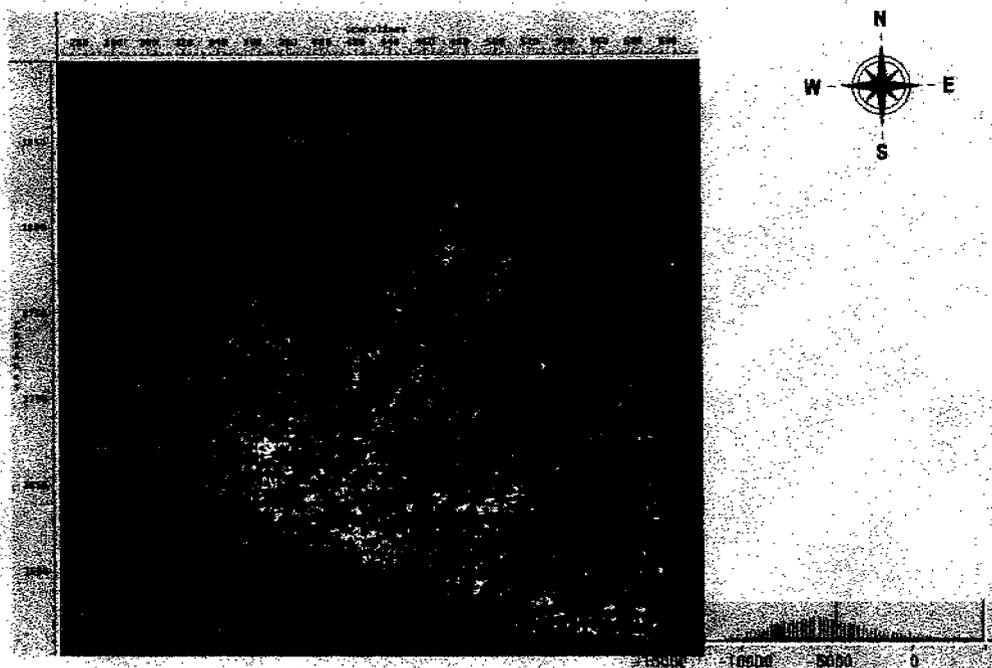


FIG.IV.2.12 Mapa de eventos de amplitud de polaridad negativas. Los más fuertes (valles) están dentro del intervalo de interés.

IV.3 Determinación de facies sísmicas

A partir de la interpretación estructural regional y local correspondiente al prospecto X_57 (FIG.IV.2.9, 10, 11 y 12) u oportunidad elegida, se delimitó la distribución horizontal de la anomalía sobre la que se realizó el análisis de facies sísmicas. Esto permitió conocer la distribución vertical de dicha anomalía.

Fue necesaria la interpretación de un horizonte de referencia o de interés que contuviese la anomalía igual al interpretado como oportunidad dentro de la sismosecuencia Mioceno Medio (IV.3.1) que permitiera, al recorrerlo a través de una ventana en tiempo, determinar la distribución vertical de la anomalía de amplitud y las facies contenidas dentro de ésta correspondiente al prospecto encontrado. A partir de éste horizonte de referencia, se determinaron cortes sísmicos con variación en el tiempo, cada uno correspondiente a una extracción de amplitud para un nivel por debajo o por arriba del horizonte oportunidad, dentro de una ventana de -100 a $+100$ milisegundos (FIG.IV.3.1, 2 Y 3). Así se pudo definir la distribución vertical de la anomalía de amplitud, y definir un intervalo de interés, con base en los mapas de amplitud de los cortes realizados: el intervalo más delgado que contiene la anomalía de amplitud (FIG.IV.3.4, 5, 6 y 7).

Como muestran las figuras, el análisis de los cortes en tiempo tomados, consistió en determinar la geometría de las anomalías de amplitud y su consistencia o continuidad vertical, con el mapa de amplitud total (FIG.IV.2.12) en la que identificábamos la geometría de un lóbulo deltaico, y/o de probables canales distributarios trenzados. En la FIG.IV.3.8 se identifican tres probables canales distributarios, a partir de los datos sísmicos a 24 ms por arriba del horizonte de referencia.

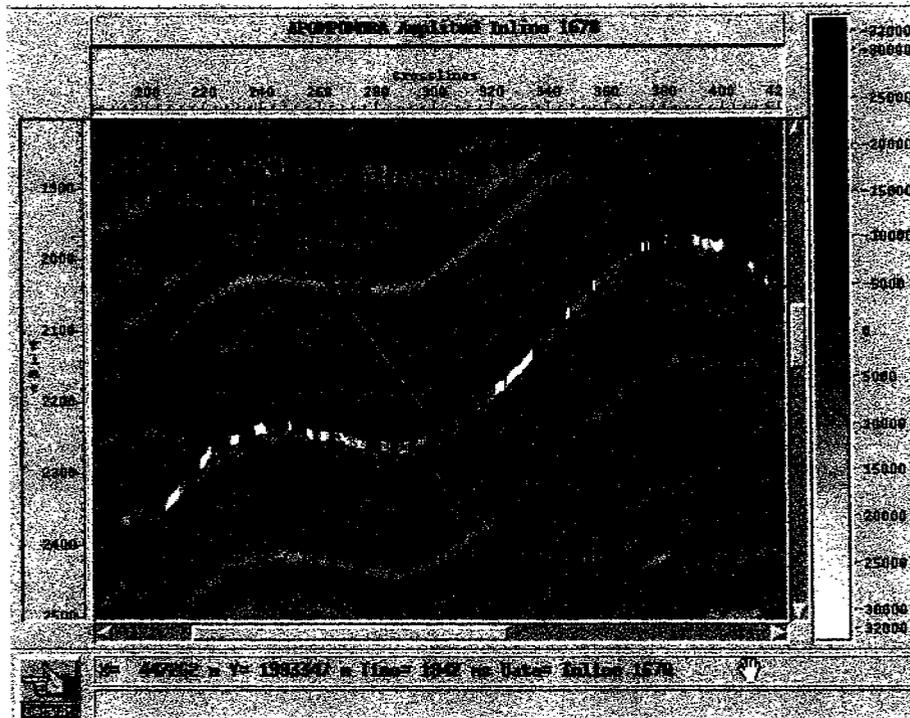


FIG.IV.3.1 Horizonte de referencia y horizonte interpretado como Mioceno Medio.

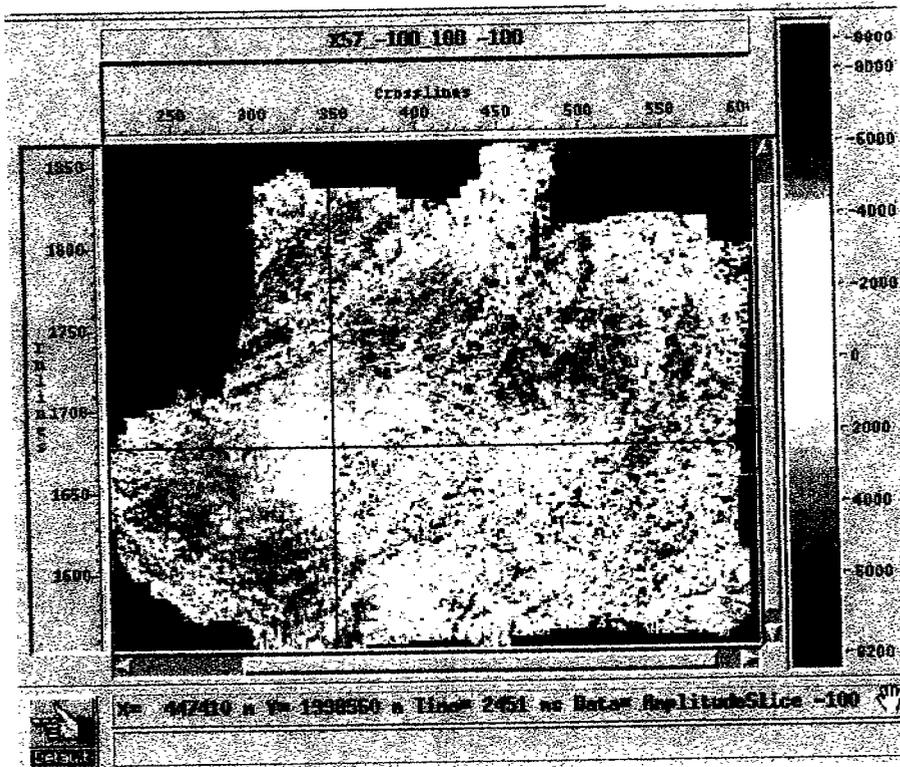


FIG.IV.3.2 Mapa de amplitud, correspondiente a 100 ms por debajo del horizonte de referencia.

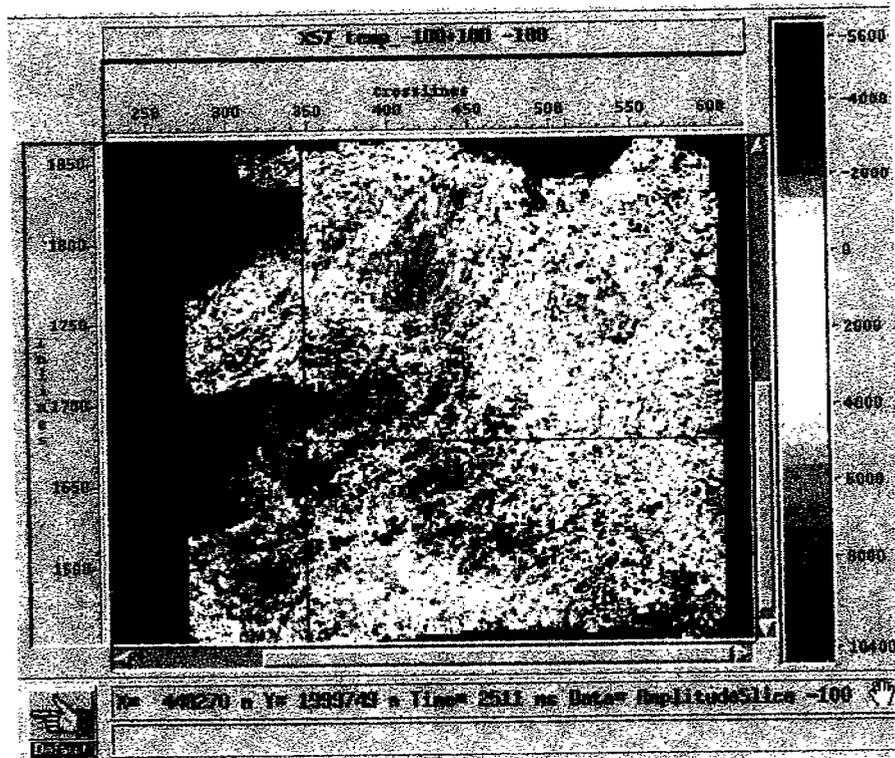


FIG.IV.3.3 Mapa de amplitud, correspondiente a 100 ms por arriba del horizonte de referencia.

Prospecto X57 – Horizon Slices / Slice -20ms

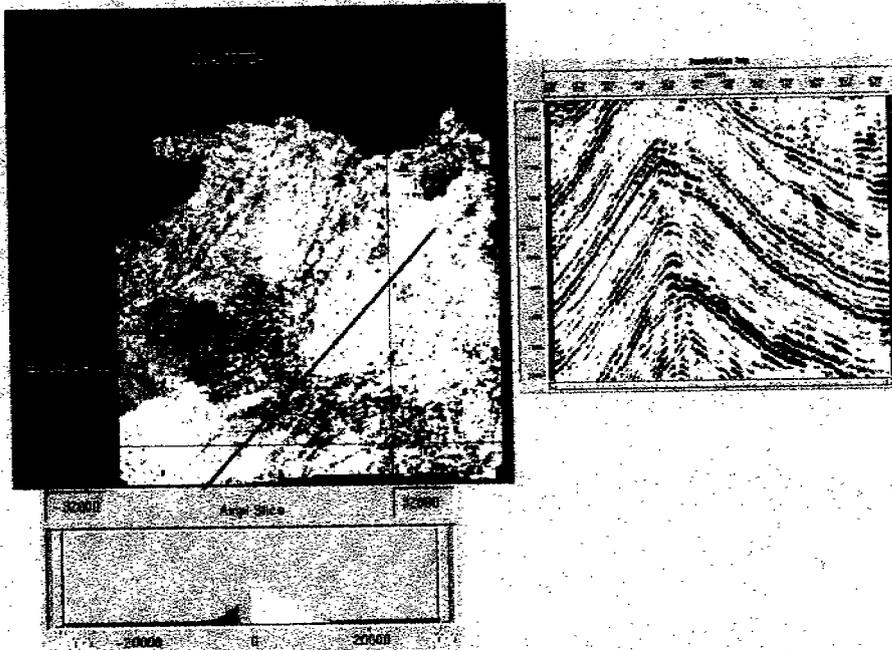


FIG.IV.3.4 Mapa de amplitud, correspondiente a 20 ms por arriba del horizonte de referencia.

Prospecto X57 – Horizon Slices / Slice -12ms

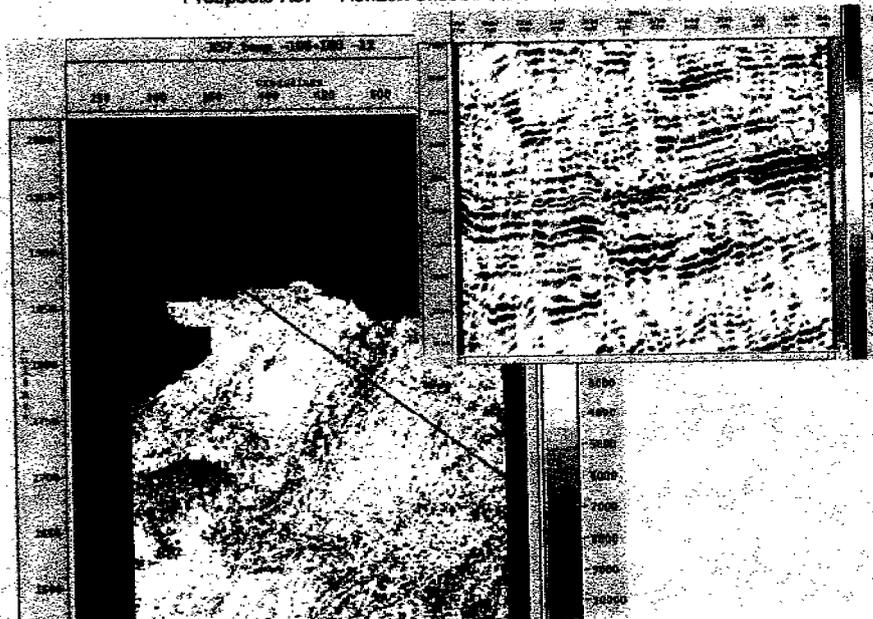


FIG.IV.3.5 Mapa de amplitud, correspondiente a 12 ms por arriba del horizonte de referencia.



FIG.IV.3.6 Mapa de amplitud, correspondiente a 24 ms por debajo del horizonte de referencia.

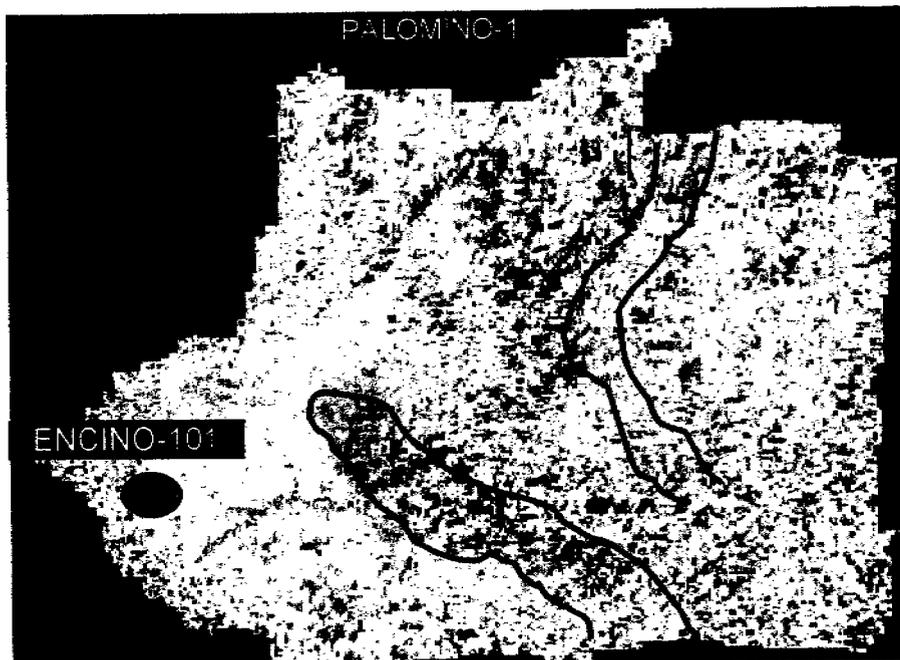


FIG.IV.3.7 Mapa de amplitud, correspondiente a 24 ms por arriba del horizonte de referencia.

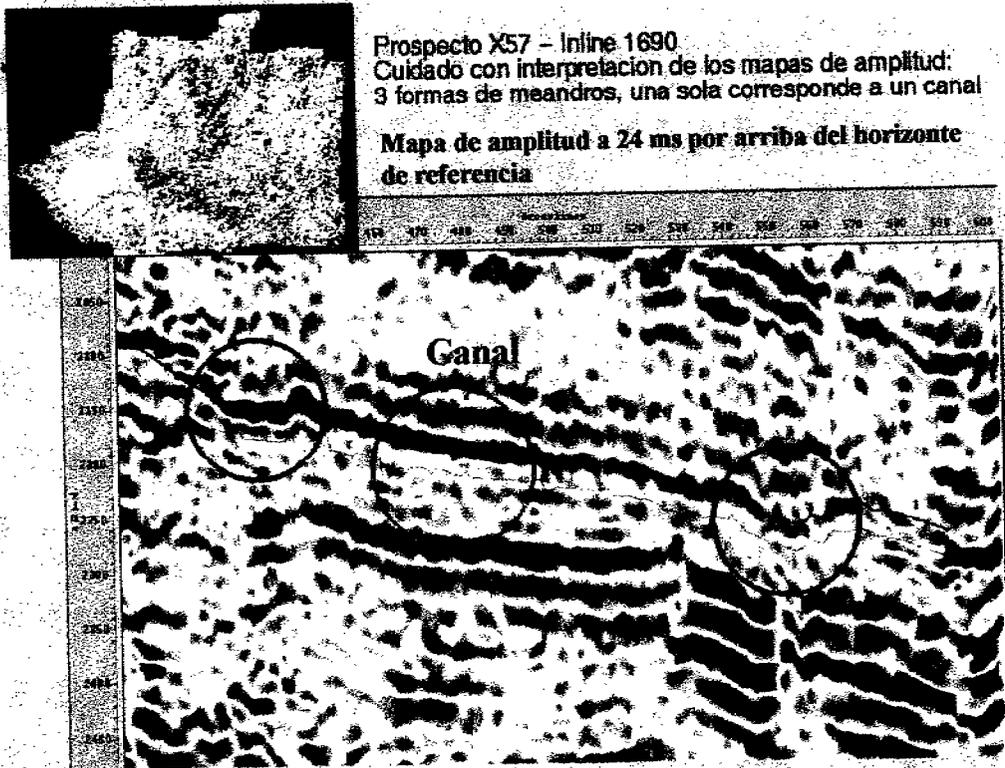


FIG.IV.3.8 Identificación de geometrías correspondientes a posibles canales distributarios. Las amplitudes de polaridad negativa son rojas, y en el mapa de amplitud las polaridades negativas son negras.

Se definió como intervalo de interés un intervalo de -36 a 36 ms, es decir, un intervalo de 72 ms, cuya cima se ubica a 36 ms por encima del horizonte oportuno o de referencia, y cuya base se encuentra a 36 ms por debajo. Es en éste intervalo donde se concentra la expresión promedio mayor de la anomalía de amplitud.

IV.4 Clasificación de facies sísmicas

La clasificación de facies sísmicas es la diferenciación de las respuestas sísmicas ante diferentes condiciones geológicas. Dicha diferenciación o clasificación se realiza a partir del entrenamiento de una red neuronal. La red neuronal realiza una simulación computacional del comportamiento de partes del cerebro humano mediante la réplica en pequeña escala de los patrones que éste desempeña para la formación de resultados a partir de los sucesos percibidos.

El cerebro consta de unidades llamadas neuronas, que están conectadas entre sí formando una red. Concretamente, se trata de poder analizar y reproducir el mecanismo de aprendizaje de sucesos que posee el cerebro humano. La red simula grupos de neuronas, llamados "capas", que están relacionadas unas con otras.

Se elige un número de trazas sísmicas introduciéndolas en la primer "capa", llamada "capa de entrada". Cada capa transfiere la información a sus vecinas, teniendo un peso o ponderación para los valores, lo que va modificando los mismos en su paso a través de la red

En otras palabras a partir del número de traza elegidas de entrada, la red compara con estas todas las trazas existentes en el conjunto de datos en un proceso cíclico. Cuando los datos llegan a la última de las capas, llamada "capa de salida", las trazas resultantes (igual número que el de entrada) serán finalmente el resultado de la red, y al mismo tiempo las trazas modelos con base en las que serán agrupadas y mapeadas las trazas sísmicas en su totalidad.

CLASIFICACIÓN EN FACIES DEL INTERVALO DE INTERÉS (-36 ms/+36 ms)

Usando la técnica de redes neuronales para clasificar las facies sísmicas presentes dentro del intervalo de interés fueron elegidas 12 trazas de entrada.

El número de trazas elegidas de entrada corresponde al número de clases de facies que resultaran del entrenamiento de la red neuronal.

Cada una de estas facies está representada por un color y por la forma típica de las trazas asociadas con la facie de la traza modelo correspondiente. En la Figura IV.4.1 vemos las 12 trazas modelo resultado del entrenamiento de la red neuronal, o clases de facies dentro del intervalo de interés.

La Figura IV.4.2 muestra el histograma de facies, en otras palabras muestra cuantas trazas del intervalo clasificado contiene cada una de las facies sísmicas. Este histograma es usado como control de calidad, ya que si se observa una diferencia sustancial entre ellas será necesario volver a entrenar la red.

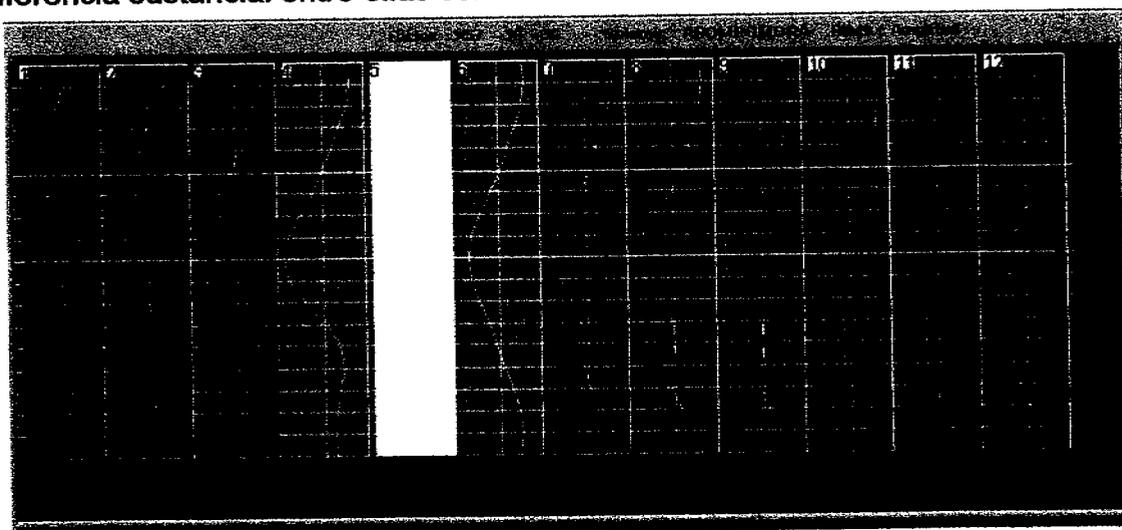
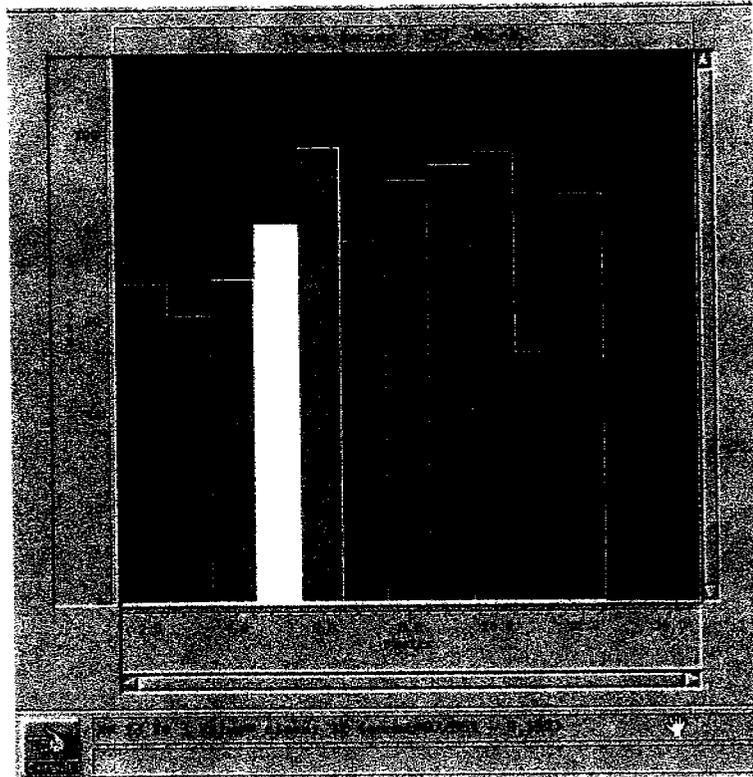


FIG.IV.4.1 Trazas modelo resultado del entrenamiento de la red, o clases de facies en el intervalo de interés (-36 ms/+36 ms)

FIG.IV.4.2
Histograma de las
facies clasificadas.
Por el color
podemos asociar las
columnas con las
facies de la Figura
IV.4.1.



Las trazas que pueden corresponden a un yacimiento con hidrocarburo (medio pico fuerte / valle fuerte / pico fuerte) aparecen con un facies anaranjado / rojo. Respecto a las tendencias del mapa de amplitud calculado para el intervalo -36 +36 milisegundos (FIG.IV.4.2, 3) aparecen con mejor definición.

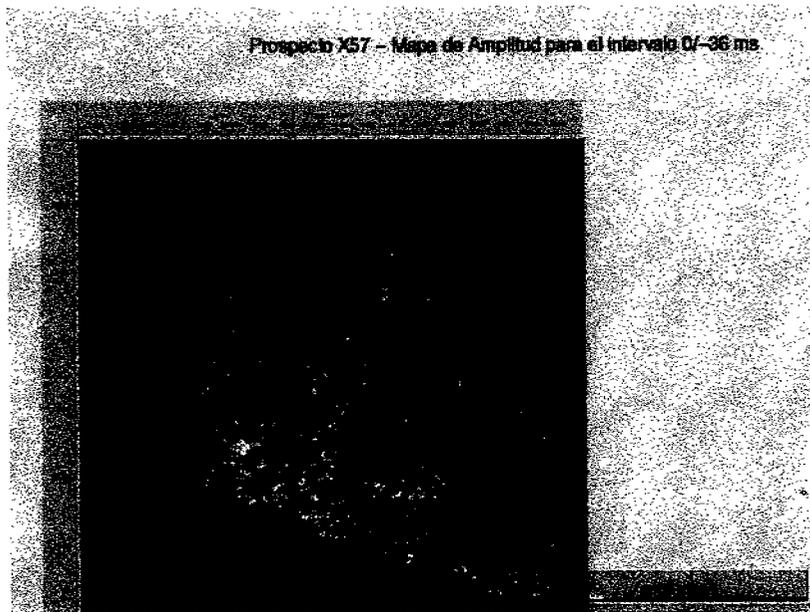


FIG.IV.4.2 Mapa de extracción de amplitud del intervalo
-36 +36.

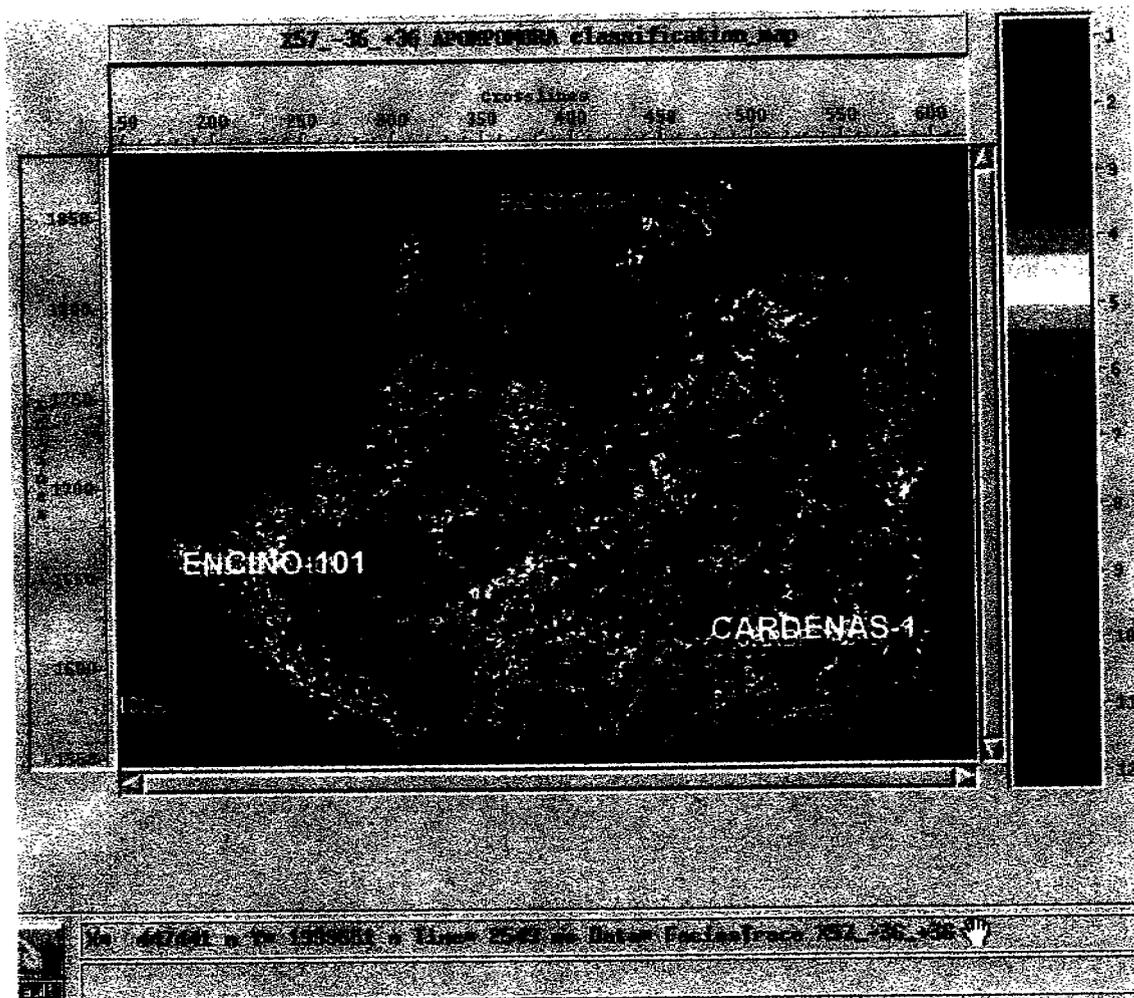


FIG.IV.4.3 Mapa de Facies Clasificadas del intervalo -36 +36.

Con base en el mapa de clasificación de facies sísmicas, se propone la oportunidad 0_9 ubicada dentro del prospecto X_57, para ser estudiada como posible localización. (FIG.IV.4.3)

Cronoestratigráficamente la oportunidad 0_9, corresponde al Mioceno Medio, la paleobatimetría definió el sistema de depósito como abanico submarino con facies de canal y de desbordo en un ambiente marino batial (TABLA.III.1.7 y IV.4.1).

POZO ENCINO 101	
COLUMNA CRONOESTRATIGRÁFICA	
PLIOCENO-RECIENTE	1465
PLIOCENO-INFERIOR	1969
Eoceno Medio REDEPOSITADO	2060
Prob. MIOCENO SUPERIOR	2220
MIOCENO MEDIO	2640
MIOCENO INFERIOR	? 3300
OLIGOCENO SUPERIOR	
	PT 6651
PALEOBATIMETRÍA	
Indeterminada	1465
AMBIENTE DE TRANSICIÓN	1580
NERÍTICO INTERNO	1680
Indeterminada	1760
NERÍTICO MEDIO-EXTERNO	1840
Indeterminada	1863
NERÍTICO EXTERNO	1969
BATIAL SUPERIOR	2080
BATIAL SUPERIOR (PROFUNDO)	2164
BATIAL SUPERIOR-MEDIO	2265
BATIAL MEDIO	
BATIAL INFERIOR	2640
	PT 6651
Biól. Celia Cárdenas Lara	

TABLA.IV.4.1 Columna cronoestratigráfica y paleobatimetría del pozo Encino 101.

POZO: ENCINO-101

COORDENADAS X= 440914 EMR: 19.1 m. CLASIFICACION
UTM Y=1992857 ET: 8M 1-1-06

COLUMNA GEOLOGICA	PROFUNDIDAD		TIEMPO SENCILLO	TIEMPO DE REFLEJO	VELOCIDAD MEDIA	VELOCIDAD INTERVALO FORMACION	
	MEMR	MBNM					
PARAJE SOLO		AFLORA				2130	1.07
FILISOLA	1315	1295	0.6085	1.2170	2130	2823	1.41
CONCEPCION SUP.	1960	1841	0.8370	1.6740	2319	3008	1.50
CONCEPCION INF.	2040	2021	0.8638	1.7272	2340	2500	1.25
ENCANTO	2060	2041	0.8716	1.7432	2342	2965	1.48
DEPOSITO	2600	2581	1.0537	2.1074	2449	3455	1.73
OLIGOCENO	4075	4056	1.4806	2.9612	2739	2773	1.39
EOCENO	4870	4851	1.7573	3.5346	2745	3067	1.53
PALEOCENO	5790	5771	2.0673	4.1345	2792	4351	2.18
KS MENDEZ	6070	6051	2.1316	4.2632	2839	5522	2.76
KS San FELIPE	6315	6296	2.1760	4.3520	2893	5000	2.50
KS AGUA NUEVA	6355	6336	2.1840	4.3680	2901	5090	2.55
CRETACICO MED.	6439	6420	2.2005	4.4010	2918	5977	2.99
CRETACICO INF.	6491	6472	2.2092	4.4184	2930	5803	2.90
J.SUP.	6585	6566	2.2254	4.4508	2950	5652	2.83
PROF. TOTAL	6651	6632	2.2371	4.4741	2955		0.00
PROF. OPER. (VSP)		5021					
PROF. OPER. (R. Sónico)		6626					

*Columna según Tarjeta de Pozo

**Vels. de Intervalo calculadas con el Integrador del Reg. Sónico

***Vels. de Paly KS Mendez tomadas del Pozo Cuatjapa-101a

TABLA.IV.4.2 Tiempo, profundidad y velocidades del pozo Encino-101.

NOMBRE DEL POZO: PALOMINO-1							
COORDENADAS UTM		X=448970	EMR=18	CLASIFICACION			
		Y=2000120	ET=8	1-1-6			
COLUMNA EPOCA	GEOLOGICA FORMACION	PROFUNDIDAD MBNM	TIEMPO SENCILLO	TIEMPO DE REFLEJO	VELOCIDAD MEDIA	VELOCIDAD INTERVALO FORMACION	VELOCIDAD INTERVALO EPOCA
PLEISTOCENO	PARAJE SOLO	AFLORA				2127	2127
PLIOCENO	FILISOLA	1325	0,6230	1,2460	2127	2826	2826
MIOCENO SUP.	CONCEPCION SUP.	1862	0,8130	1,6260	2290	2900	2900
MIOCENO MEDIO	CONCEPCION INF.	2105	0,8968	1,7936	2347	3047	2974
	ENCANTO	2208	0,9306	1,8612	2373	2962	
MIOCENO INF.	DEPOSITO	2833	1,1416	2,2832	2482	3367	3367
OLIGOCENO	OLIGOCENO	3792					
EOCENO	EOCENO	4390					
PALEOCENO	PALEOCENO	5359					
CRETACICO SUP.	CRETACICO SUP.	5697					
CRETACICO INF.	CRETACICO INF.	5989					
J.SUP.ITHO.	J.SUP.ITHO.	6030					
J.SUP.KIMMER.	J.SUP.KIMMER.	6021					
PROF. OPER. (T.P.)	PROF. OPER. (T.P.)	3741	1,4123				
PROF. TOTAL	PROF. TOTAL	6308					

TABLA.IV.4.3 Tiempo, profundidad y velocidades del pozo Palomino-1.

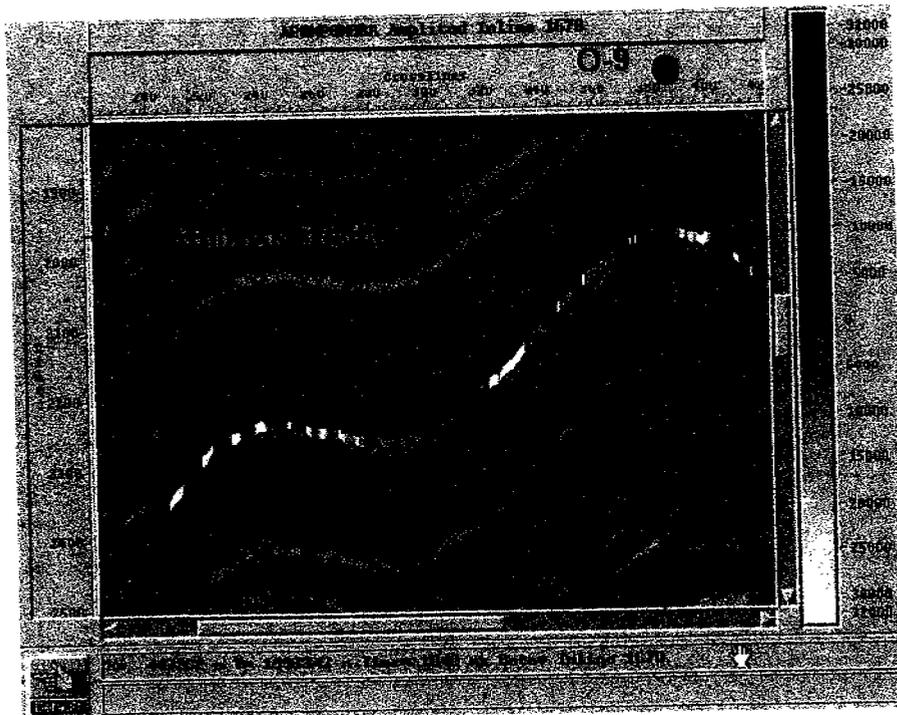


FIG.IV.4.4 Línea 1678. Ubicación de la oportunidad O-9.

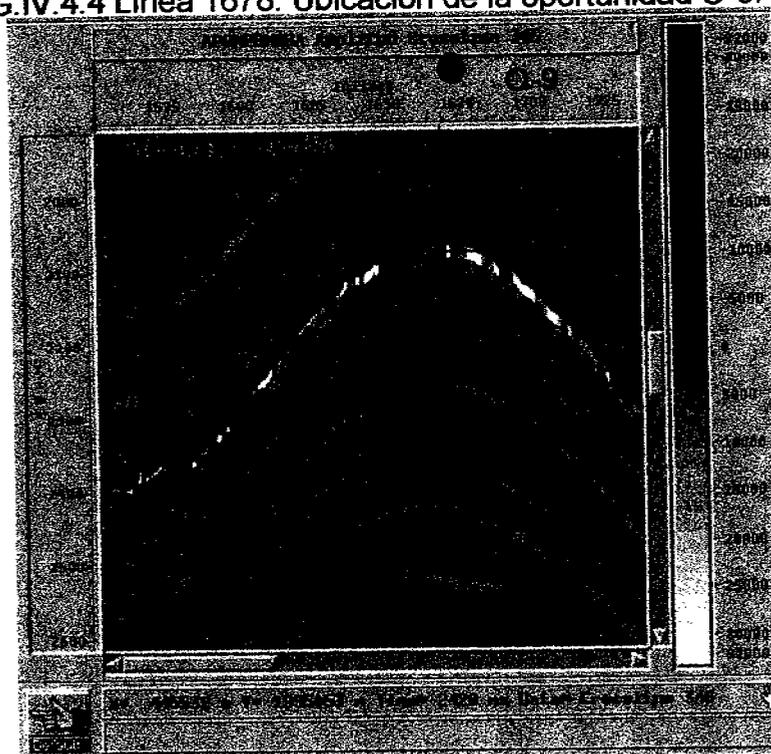


FIG.IV.4.5 Línea 346. Ubicación de la oportunidad O-9.

La ubicación de éstas líneas sísmicas se observa en la Figura IV.4.3. Las Figuras IV.4.4 y IV.4.5 muestran la ubicación de la oportunidad O_9, el horizonte oportunidad con la clasificación de facies interna, dentro de la sismosecuencia Mioceno Medio.

En la Figura IV.4.6 se observa el mapa de clasificación de facies de la oportunidad O_9, con el componente estructural, que permite distinguir de manera más evidente la posición estructural prometedora de la oportunidad.

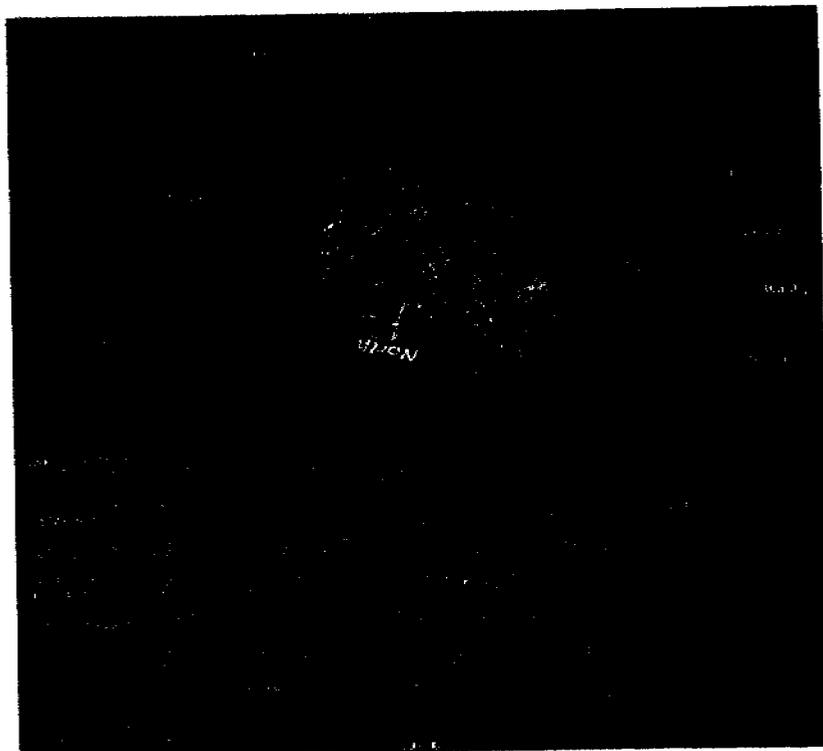


FIG.IV.4.6 Vista tridimensional del prospecto X_57, con clasificación de facies.

Por otro lado con base en las Tablas IV.4.2 y 3 (tabla de tiempo y velocidad del pozo Encino 101 y Palomino-1, respectivamente) se pudo correlacionar el tiempo observado para la oportunidad O_9 (1980 y 2090 ms) con la respuesta de los registros geofísicos de los pozos Encino-101 y Palomino-1, que según la interpretación estructural se encuentran debajo de la oportunidad.

Como se muestran en las Figuras IV.4.7, 8, 9 y 10, los pozos Encino-101 y Palomino-1, cortaron intervalos que según las curvas de los registros, contienen cuerpos arenosos permeables susceptibles de contener hidrocarburo, a nivel de la oportunidad propuesta, y que no fueron probados.

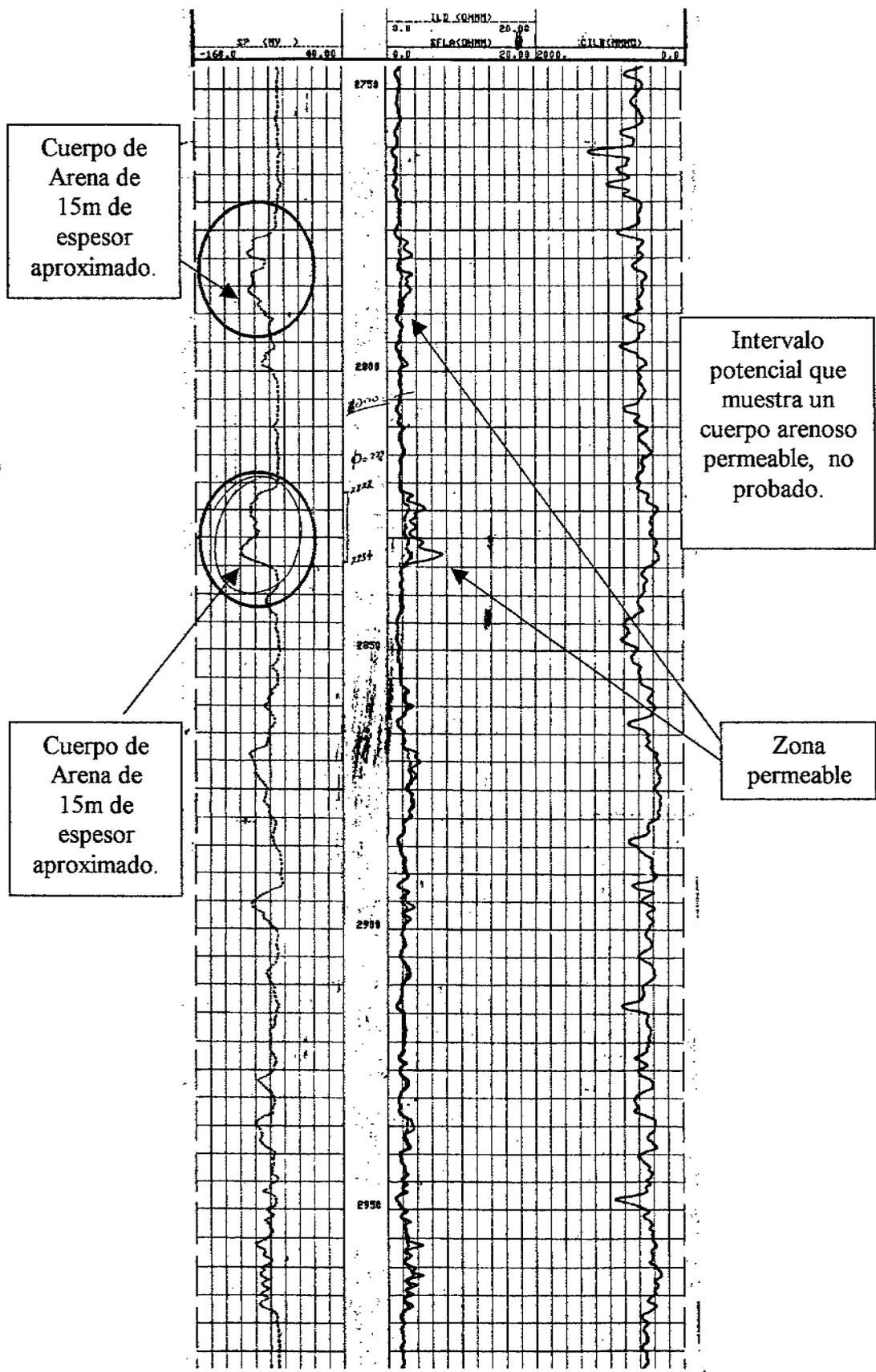


FIG.IV.4.7 Registro pozo Encino 101.

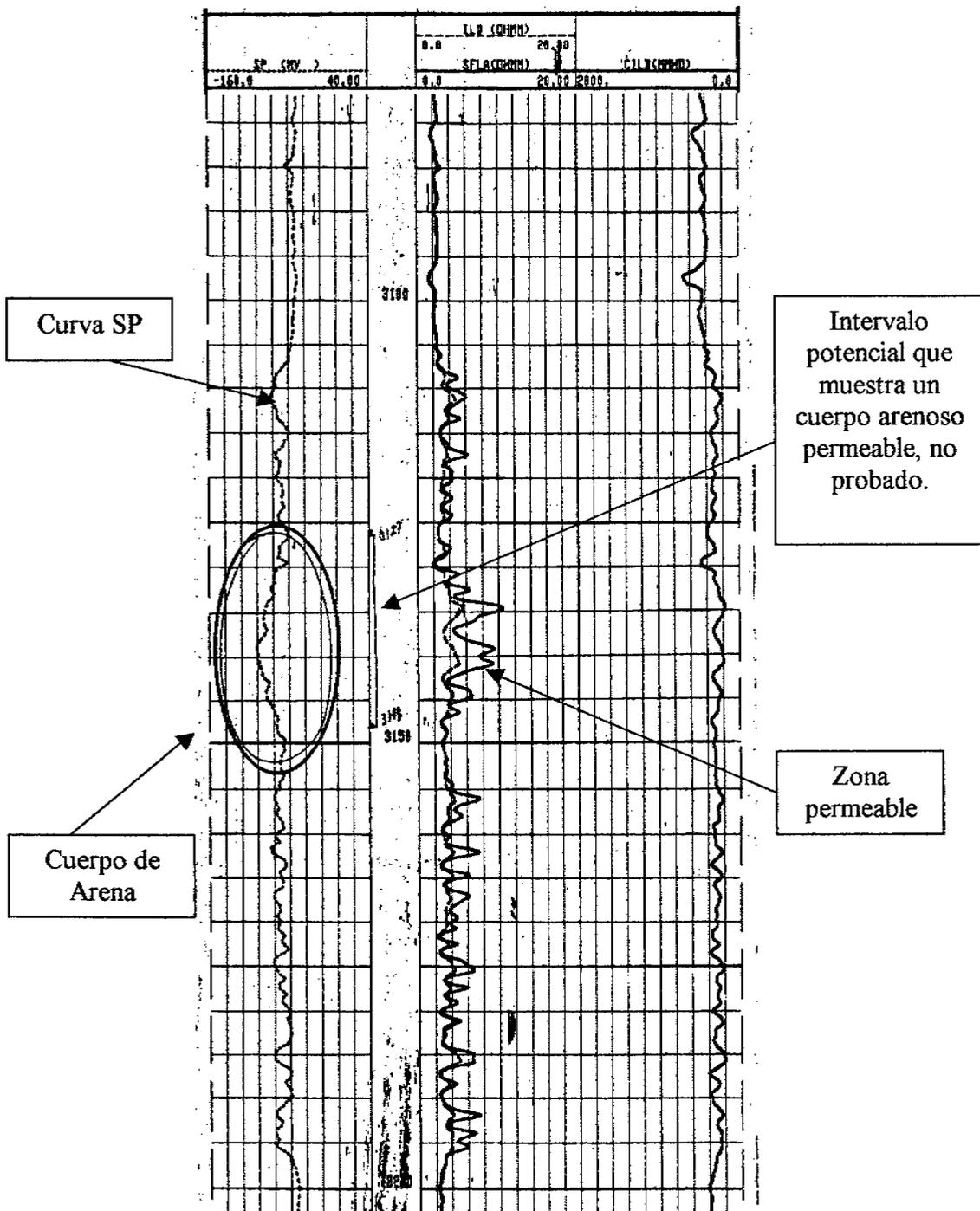


FIG.IV.4.8 Registro pozo Encino 101.

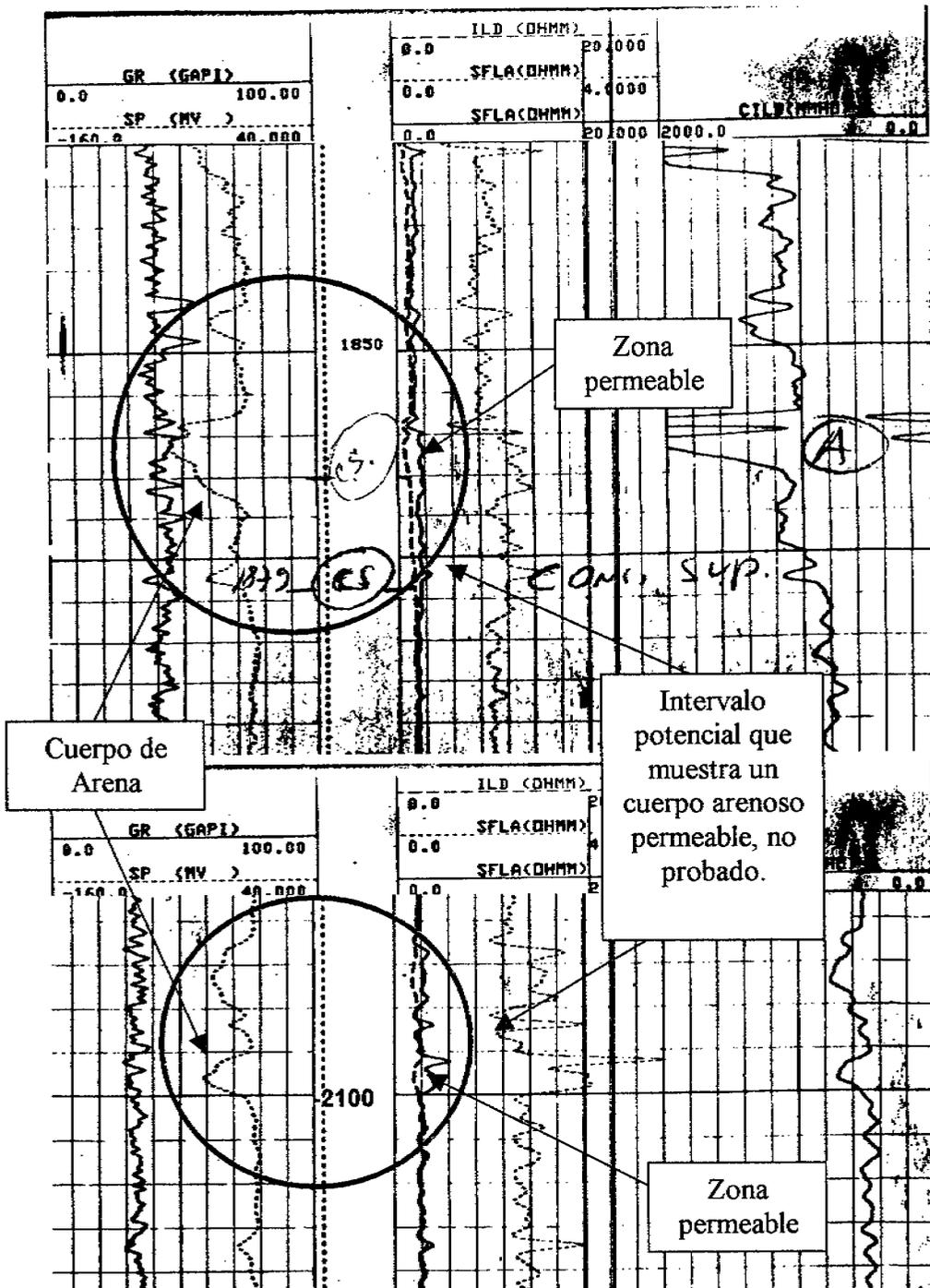


FIG.IV.4.9 Registro pozo Palomino 1.

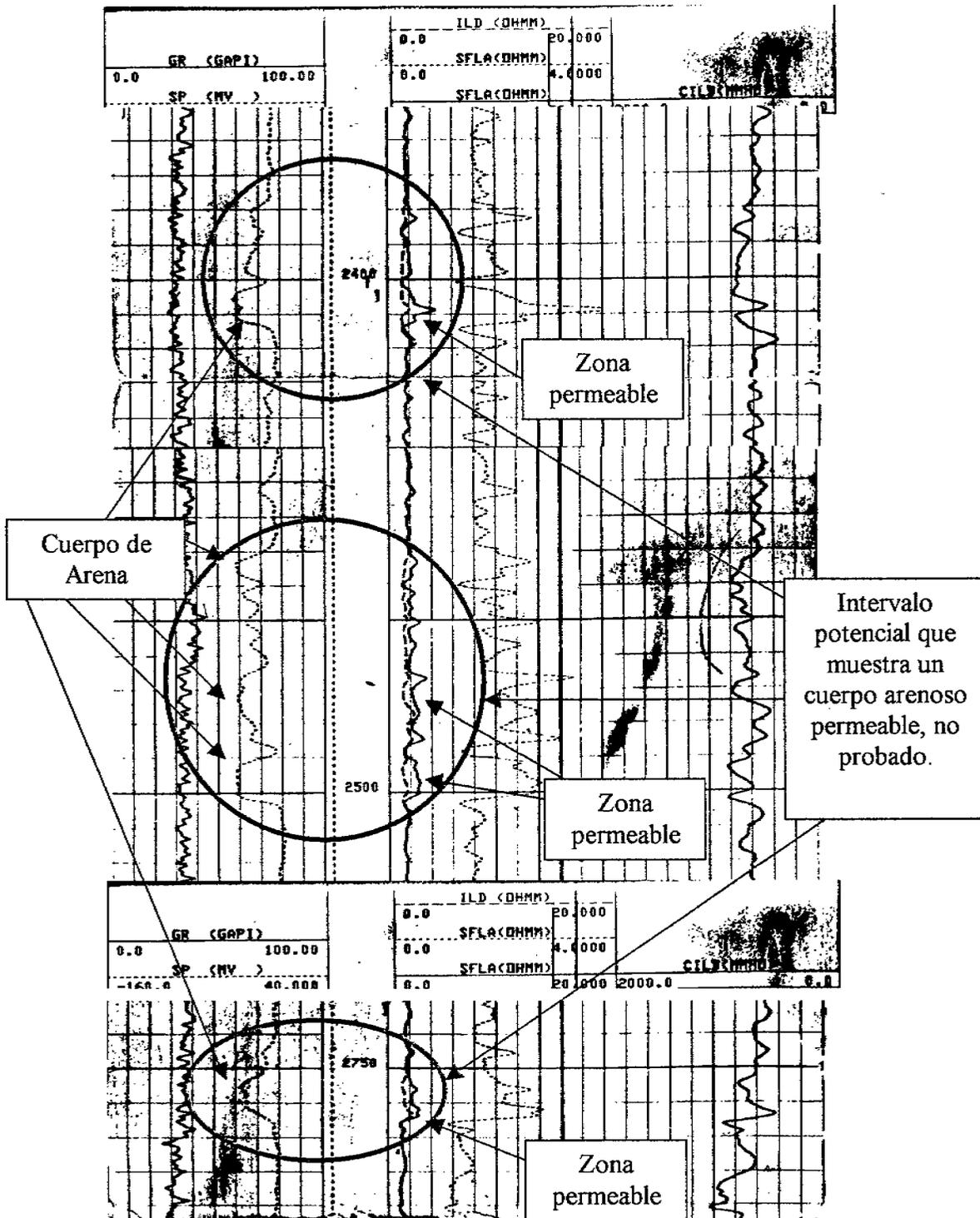


FIG.IV.4.10 Registro pozo Palomino 1.

Los registros mostrados fueron utilizados como referencia para inferir la existencia de cuerpos arenosos porosos al nivel del prospecto X_57, ya que la resolución vertical de los datos sísmicos son incapaces de ver cuerpos de 15m de espesor aproximado como los que se detectan en los registros .

V. CONCLUSIONES

- La determinación de la fase y polaridad de los datos sísmicos utilizados, permitió asociar adecuadamente, las amplitudes negativas y positivas con los cambios de impedancia acústica, que definen las interfases.
- El análisis de facies sísmicas permitió determinar una trampa estratigráfica, con posición estructural favorable, pese a que la resolución vertical de los datos sísmicos utilizados, no es adecuada para un estudio estratigráfico.
- El uso del bloque de amplitud por sí solo, permitió determinar los estilos estructurales presentes en el área de estudio, las sismosecuencias regionales, así como las geometrías principales dentro de éstas últimas, que definieron las zonas potencialmente contenedoras de hidrocarburos de manera regional.
- El análisis en facies sísmicas en localidades y horizontes clave permitió inferir modelo de depósito y distribución de facies. La clasificación de facies mediante redes neuronales permitió la identificación de localidades susceptibles de contener hidrocarburos.
- Mediante técnicas de visualización fueron identificados 8 prospectos exploratorios en el Terciario y en el Mesozoico, todos ellos con una importante componente estructural.
- La combinación de las técnicas de facies sísmicas y redes neuronales permitió discernir entre los prospectos visualizados, aquel con mayor potencial petrolero, así como, diferenciar con mayor precisión la extensión y límite de la trampa estratigráfica.

RECOMENDACIONES

- La alta complejidad de la estructura (presencia de fallas “invertidas”) requiere una correlación estructural más detallada de las fallas y horizontes.
- El uso único del bloque de amplitud no basta para caracterizar los yacimientos en carbonatos: se recomienda adquirir nuevos atributos sísmicos para esta zona:
 - Análisis de AVO
 - Inversión elástica y/o acústica
 - Coherencia
- Una clasificación multi-atributos en facies sísmicas de esos mismos atributos con una calibración con los datos petrofísicos permitiría una caracterización mas completa de los yacimientos en ambientes clásticos.
- Un análisis de cambios verticales de facies por redes neuronales sería también interesante para definir los yacimientos en carbonatos.
- Se recomienda calibrar con pozos el análisis de facies sísmicas para validar la respuesta obtenida.

REFERENCIAS

- Brown, A.R., 1999, AAPG Memoir 42 , SEG Investigations in Geophysics, No. 9, p.44-45.
- Brown, A.R., 1999, Interpretation of three-dimensional seismic data, p. 1-54.
- Brian P. West, May, Eastwood, y Rossen, "Interactive seismic facies classification using textural attributes and neural networks" . The Leading Edge, October 2002.
- Collinson, J.D., 1969, The sedimentology of the Grindslow Shales and the Kinderscout Grit: a deltaic complex in the Namurian of northern England: Journal of Sedimentary Petrology, v. 39, p.194-221.
- COMESA-PEMEX, 1997, Informe de procesado final, prospecto Mora 3D. (COMESA S.A. de C.V.)
- Kallweit, R. S., y L. C. Wood, 1982, The limits of resolution of zero-phase wavelets: Geophysics, v. 47, p. 1035-1046.
- McCulloch, W. y W. Pitts 1973. A logical calculus of de ideas immanent in nervous activity. Bulletin of Mathematical Biophysics 7, 115-33.
- Moreno, L.M., 2003, transmisión de información personal.
- Payton, C.E., 1977, Seismic Stratigraphy – applications to hydrocarbon exploration: American Association of Petroleum Geologists, Memoir 26, 516p.
- PEMEX, 1994, Informe Final, Proyecto cuencas terciarias del sureste y área Marbella.
- Saggaf, M., Al-Marthoon, M. y Toksoz, N., 2001, Seismic facies mapping by competitive neural networks, 71st Ann. Internat. Mtg: Soc. of Expl. Geophysics, 1544-1547.
- Schlumberger, 1999, Geología petrolera de México.
- Sheriff, R.E., 1999, Encyclopedic dictionary of exploration geophysics, 3ra. Edición:SEG
- Vail, P.R. and Mitchum, R.M., 1977, Seismic stratigraphy and global changes of sea level, Part 1: Overview, en Payton, C.E., ed., Seismic Stratigraphy – applications to hydrocarbon exploration: American Association of Petroleum Geologists, Memoir 26, p. 51-52.
- Western-PEMEX, 1998, Informe de procesado final, prospecto Apompo 3D (Western Geophysical de México S.A. de C.V.)
- Widess, M.B., 1973, How thin is a thin bed ?; Geophysics, 38, 1176-1180.