BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA.

FACULTAD DE INGENIERÍA
COLEGIO DE GEOFÍSICA

"Uso de atributos sísmicos en la Interpretación Estructural y Sedimentaria en el Campo H a niveles del Mioceno"

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
Licenciatura en Ingeniería Geofísica.

P R E S E N T A:
Miguel Ángel Estrada Ruíz.

Tutor externo:
Ing. Roberto Yudiche Contreras.

Tutor Interno:
M.C. José Serrano Ortiz

Puebla, Pue **Septiembre/2015**

Dedicatoria

A mis padres por su apoyo

Incondicional.

AGRADECIMIENTOS

A la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla en particular a el colegio de Ingeniería Geofísica por brindarme la oportunidad de crecer profesionalmente y permitirme conocer a personas muy importantes en mi vida.

A el Dr. Jorge Barrios Rivera por darme la oportunidad de realizar mis prácticas profesionales en el proyecto Uchukil, y por darme las facilidades y los medios para realizar este trabajo; también agradezco a los Ingenieros dentro del proyecto por sus conocimientos y apoyo durante mi estancia.

A mis Asesores de tesis, el Lic. Roberto Yudiche Contreras, le agradezco la oportunidad que me dio al trabajar con usted, por las enseñanzas, su apoyo y sobre todo por su amistad. A el M.C. José Serrano Ortiz, le agradezco su tiempo, paciencia, dedicación y la preparación brindada para la elaboración de esta tesis.

A mis amigos gracias por su apoyo, critica, ánimos y compañía incondicional.

ÍNDICE

RESUMEN 7

CAPÍTULO I 8

INTRODUCCIÓN 8

1.1. Planteamiento del problema 9

1.2. Objetivos 9

1.3. Justificación 10

CAPÍTULO II 11

MARCO GEOLÓGICO 11

2.1. Ubicación 11

2.2. Geología regional 12

2.2.1. Descripción de la cuenca 12

2.2.2. Plays visualizados 15

2.2.3. Marco tectónico 17

2.3. Geología local 19

2.3.1. Ubicación del Campo H 19

2.3.2. Antecedentes Geológicos 21

2.3.3. Estratigrafía 23

2.3.4. Columna Geológica 23

2.3.5. Columna Estratigráfica 24

2.3.6. Descripción litológica para el pozo H-1 25

2.3.7. Descripción litológica para el pozo H-101 26

2.3.8. Evaluación petrofísica de los pozos H-1 y H-101 27

2.4. Geología Estructural 29

2.5. Geología Económica (Sistema Petrolero). 32

2.5.1. Roca Generadora 32

2.5.2. Roca Almacenadora 32

2.5.3. Roca sello 34

2.5.4. Trampa 35

2.5.5. Sincronía y Migración 35

CAPÍTULO III 41
MARCO TEÓRICO 41
3.1. Facies 41
3.2. Estratigrafía 41
3.2.1. Unidades estratigráficas 42
3.2.2. Unidades Litoestratigráficas 42
3.2.3. Unidades Bioestratigráficas 42
3.2.4. Unidades Cronoestratigráficas 42
3.3. Ambientes sedimentarios 43
3.3.1. Ambientes Sedimentarios Marinos 43
3.3.2. Ambientes Someros: Zona Nerítica 46
3.3.3. Ambientes Profundos 49
3.4. Petrofísica 49
3.4.1. Porosidad (φ) 50
3.4.2. Porosidad Efectiva (PHIE) 50
3.4.3. Permeabilidad (K) 50
3.4.4. Volumen de Arcilla (Vsh) 51
3.4.5. Saturación de Agua (Sw) 52
3.5. Sísmica 53
3.5.1. Impedancia Acústica 53
3.5.2. Coeficiente de Reflexión 54
3.5.3. Facies sísmicas 55
3.5.4. Ondas Sísmicas 56
CAPÍTULO IV 58
ATRIBUTOS SÍSMICOS 58
4.1. Aspectos Generales 58
4.2. Clasificación de los Atributos Sísmicos 59
4.3. Atributos instantáneos 60
4.3.1. Amplitud Instantánea 61
4.3.2. Fase Instantánea 62

4.3.3. Frecuencia Instantánea 63
4.4. Atributos Geométricos 63
4.4.1. Echado y Azimut 64
4.5. Interpretación De Atributos Sísmicos 65
4.5.1. Amplitud Instantánea 66
4.5.2. Frecuencia Instantánea 70
4.5.4. Suavizamiento Estructural 73
4.5.5. Varianza 76
4.6 Análisis Estructural y Sedimentario del Campo H 78
4.6.1. Sección T16330 79
4.6.2. Sección T16490 82
4.6.3. Sección T16640 84
4.6.4. Sección T16330 86
4.6.5. Sección T16490 89
4.6.6. Sección T16640 91
CAPÍTULO V 93
RESULTADOS 93
CAPÍTULO VI 97
CONCLUSIONES 97
Referencias 98

RESUMEN

En este trabajo se presentan los resultados de la interpretación sísmica 3D, de un área de 55 km^2 perteneciente al Campo H localizado en aguas territoriales del Golfo de México, a 17 km al NW del puerto de Dos Bocas, Tabasco. Este estudio tiene la finalidad de identificar y predecir variaciones litológicas, así como cuerpos asociados a los procesos de sedimentación y las estructuras geológicas presentes.

La metodología empleada consiste en la aplicación de los principales Atributos Sísmicos (Amplitud Instantánea, Frecuencia Instantánea, Suavizamiento Estructural, y Varianza) para determinar la distribución de la roca almacén y sus relaciones con las estructuras litológicas presentes, y así generar modelos estructurales y sedimentarios.

Con la aplicación de los atributos sísmicos se logró obtener una mejor claridad de las estructuras presentes en los niveles objetivo Mioceno Medio y Mioceno Superior. Con lo cual se pudo determinar que el área del Campo H se encuentra afectada por fallamiento normal secundario de poco salto que se extiende en dirección NW-SE.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

Un adagio en el campo petrolero es “El petróleo esta donde usted lo encuentra”, lo que implica que la perforación es la herramienta de perforación primaria. Esto fue sin duda cierto en el pasado, y el resultado fue relativamente bajo. Sin embargo el desarrollo de las ciencias de la Tierra ha cambiado todo eso.

Los últimos veinte años han sido testigos de un desarrollo significativo en la forma en que son usados los datos sísmicos para la exploración y producción de aceite y gas. Posiblemente el más importante ha sido el uso de sísmica 3D, no solo para mapear estructuras en detalle, sino también para inferir propiedades de los yacimientos en un análisis de Amplitud Sísmica y la aplicación de Atributos.

Dentro de los principales objetivos de una interpretación basada en atributos sísmicos, está el extrapolar la información obtenida en el pozo, como espesor de yacimiento, porosidad y saturación de hidrocarburos, a un análisis bidimensional en secciones sísmicas, o tridimensional en cubos sísmicos.

El segundo objetivo de la interpretación basado en atributos sísmicos es reconstruir la historia tectónica, depositacional y diagenética de la zona de estudio, la cual nos permite inferir la litología, porosidad, capa sello, densidad de fractura y orientación de fracturas.

Tercero, los atributos sísmicos pueden proveer el control de calidad en el procesamiento de datos. Al interpretar en cortes de tiempo (time slices) los analistas pueden fácilmente identificar características geológicas tales como fallas estructurales y huellas de adquisición, lo que ha permitido optimizar parámetros de procesamiento (Chopra y Mafurt, 2006).

1.1. Planteamiento del problema

El proyecto Alfa se ubica en el sureste de México, en aguas territoriales del Golfo de México, frente a la costa de los estados de Veracruz y Tabasco. Dentro del proyecto se ubica el campo H donde se encuentran dos pozos: H-1 y H-101.

Estructuralmente el pozo H-101 se encuentra en una trampa tipo anticlinal con su eje principal NW-SE, afectada por dos sistemas de fallas extensionales orientadas W-E, al Norte está limitada por fallas normales conjugadas que forman un conjunto de fosas y pilares, indicativo de los esfuerzos distensivos a los que estuvo sometido la zona y al Sur por fallas normales paralelas, al Oriente la estructura esta intrusionada por sal. Cabe mencionar que el pozo H-1 se encuentra dentro del mismo sistema de fallas pero en una estructura de trampa combinada de componentes estructural estratigráfico que se localiza en el centro de dicho sistema.

En vista de lo anterior, se pretende realizar la aplicación de Atributos sísmicos para la Interpretación sísmica, así como establecer un modelo estructural y sedimentario. En este sentido, se interpretaran las superficies correspondientes a los niveles objetivo (Mioceno Medio y Mioceno Superior).

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

- Determinar, clasificar y predecir variaciones en la litología, aplicando atributos sísmicos, en el Campo H, Área Omega, en el proyecto Alfa.
- Generar modelos estructurales y sedimentarios.

1.2.2. Objetivos específicos

- Interpretar horizontes sísmicos.
- Generar atributos sísmicos.
- Realizar visualización 3D.
- Elaborar secciones sísmicas.

- Correlacionar los datos obtenidos de la aplicación de Atributos Sísmicos.

1.3. Justificación

Lograr una mejor definición de las estructuras litológicas y sedimentarias, permitirá optimizar y mejorar la interpretación de los datos sísmicos. La identificación de las principales estructuras estratigráficas existentes en el subsuelo conllevara a determinar la ubicación y delimitación del yacimiento así como identificar las rutas de migración de los Hidrocarburos.

Por otro lado, el uso de nuevos métodos de clasificación y predicción de facies sísmicas, como lo son los Atributos Sísmicos, aportara un crecimiento en el conocimiento y en las técnicas de caracterización de yacimientos. Este método se convierte en una poderosa herramienta, ya que no requiere procedimientos sofisticados y de una gran cantidad de datos, como los métodos estadísticos convencionales, siendo capaz de realizar dichas actividades de una forma rápida, sencilla y eficaz.

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO

2.1. Ubicación

El proyecto Alfa se ubica en el sureste de México, en aguas territoriales del Golfo de México, frente a la costa de los estados de Veracruz y Tabasco. Está limitado al norte por la isobata de 500 metros, que colinda con el proyecto Beta; al este por el proyecto Gamma, al oeste por el proyecto Delta, y al sur por la línea de costa de los estados de Veracruz y Tabasco. Considerando el grado de conocimiento geológico-petrolero, el proyecto se ha dividido en dos áreas prospectivas: Sigma y Omega, figura II.1. Cubre una superficie de 10,882 km^2 conformando un polígono irregular con vértices en las coordenadas que se anotan en la figura 1.

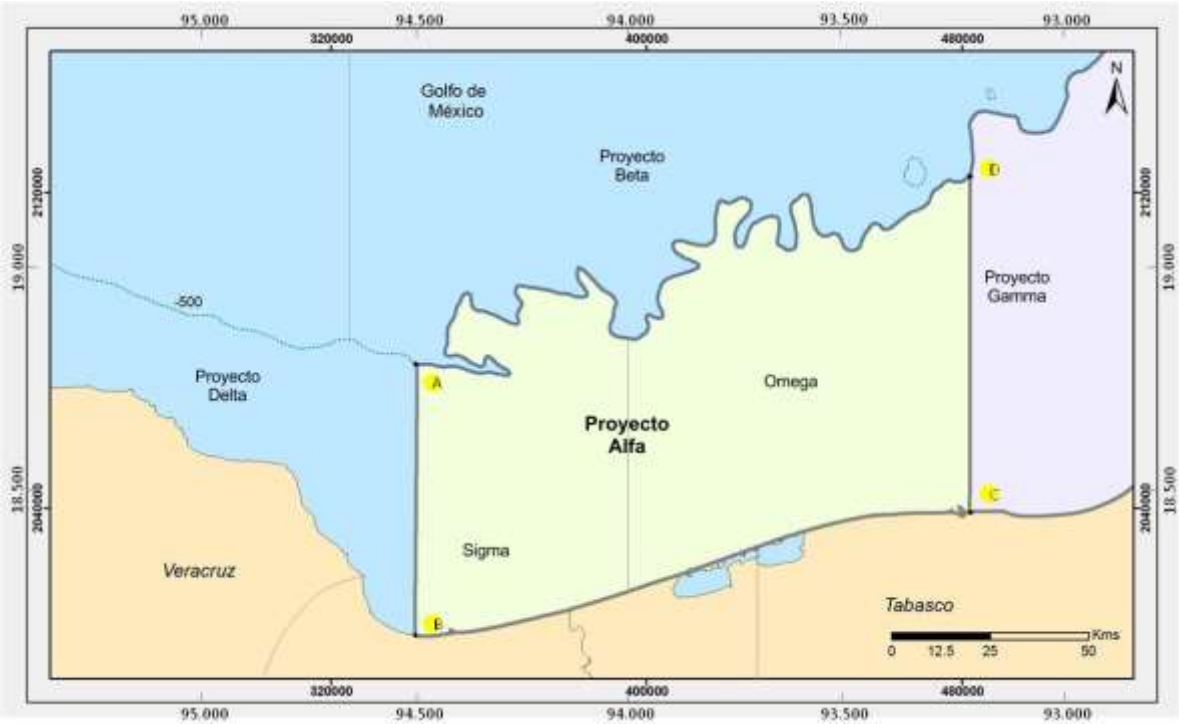

Figura 1. Ubicación del proyecto Alfa.

La actividad exploratoria en la zona, inició en el año de 1949, con los trabajos exploratorios en la Plataforma Continental del Golfo de México, frente a los estados de Veracruz y Tabasco, dando como resultado la definición de estructuras

asociadas a levantamientos salinos, denominadas como: Rab Grande, Rab Chico, Conejero, Chico Marino y Santa Lucia.

De 1996 a 2011 se da paso a la adquisición e interpretación de la información sísmica 3D, se realizan estudios geológicos y geoquímicos que se complementan con el análisis de la información aportada por los pozos perforados. Este análisis es la base para la definición y entendimiento de los modelos estructurales, sedimentarios, estratigráficos y geoquímicos que sustentan las nuevas localizaciones exploratorias con mayores posibilidades de éxito comercial.

De 1983 a 2011 se han perforado 31 pozos exploratorios, con los cuales se han descubierto 12 yacimientos de aceite y 4 de gas, siendo en total 16 pozos productores y 15 improductivos. Los hidrocarburos descubiertos en rocas siliciclásticas han permitido evaluar los plays Plioceno y Mioceno, siendo en el Mioceno Superior donde mejores resultados se han obtenido en cuanto a la exploración y producción de hidrocarburos en el área Omega, con los pozos del campo “Y” Terciario y recientemente con el pozo H-101.

A nivel Mesozoico, en el año 2008 el pozo X-1DL resultó productor en un grainstone de oolitas de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano con una producción de aceite ligero de 32°API del orden de 9,200 bpd. En 2011 se tuvo el más reciente descubrimiento a nivel Cretácico Medio con el pozo X-101, que tuvo una producción inicial de 3,786 bpd de aceite ligero de 37°API en carbonatos fracturados.

2.2. Geología regional

2.2.1. Descripción de la cuenca

El proyecto Alfa se localiza en la porción marina de la provincia petrolera del Sureste, que es una de las más prolíficas de aceite y gas del país, comprende las Provincias geológicas Cinturón Plegado de Catemaco en la porción occidental, Salina del Istmo en su porción central, y Reforma Akal en su porción oriental. El

proyecto está comprendido, en su mayor parte, en la provincia Salina del Istmo (figura 2).

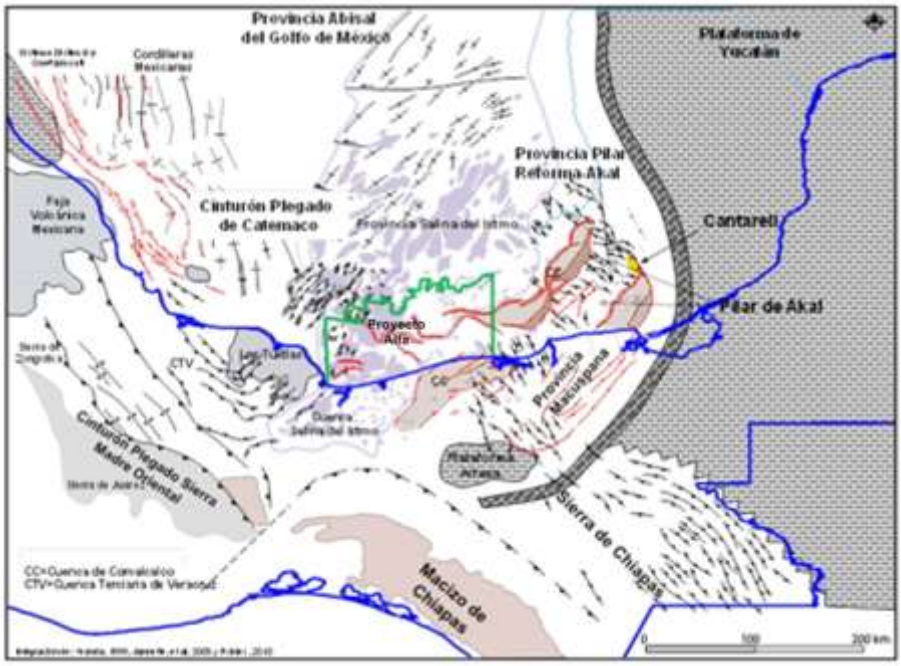

Figura 2. Provincias geológicas del sureste de México.

Con base en la información de pozos complementada con datos sísmicos, gravimétricos y magnetométricos, se interpreta que la historia tectónica de las Cuencas del Sureste está directamente relacionada con la evolución geodinámica de las márgenes convergentes entre las placas de Norteamérica y de Cocos, y el desprendimiento y deriva del bloque Chortis durante casi todo el Cenozoico. La interacción de estas placas mantuvo en un régimen compresional al oriente de México durante el Eoceno, formando el cinturón plegado y cabalgado de la Sierra de Zongolica, esta sierra, que constituyó la margen occidental de la Cuenca de Veracruz, aportó grandes cantidades de sedimentos a la misma y también a la Cuenca Salina del Istmo en el Oligoceno-Mioceno.

Para el Mioceno Inferior-Medio, la deformación compresional tuvo su máximo desarrollo en la Sierra de Chiapas alcanzando el área marina de Campeche, con la formación del cinturón plegado Akal y el cinturón plegado Chuktah-Tamil; mientras que, en la cuenca Salina del Istmo, sólo se han observado anticlinales de edad Mioceno orientados casi Norte-Sur, al igual que en la franja marina

adyacente a la línea de costa, que pueden corresponder a las últimas manifestaciones hacia el norte de la deformación compresiva del Mioceno.

El levantamiento y erosión del Macizo de Chiapas marca el inicio de un nuevo ciclo sedimentario siliciclástico, cuya dirección de aporte al nor-noroeste, así como la actividad de fallas extensionales asociadas y el desalojo de sal, permiten el depósito de grandes espesores de sedimentos arcillo-arenosos en las cuencas del Terciario de Macuspana y Comalcalco durante el Mioceno Superior–Plioceno Inferior. Los esfuerzos extensionales generados durante la formación de estas cuencas desarrollaron, pendiente abajo y en dirección hacia aguas profundas del Golfo de México, sistemas contraccionales con ejes orientados NE-SW y edades que van desde Mioceno Superior-Plioceno Inferior (Cinturón Plegado de Catemaco), Plioceno Medio y Plioceno Superior-Reciente, las cuales son concordantes con las edades de formación de las cuencas terciarias.

Estos regímenes tectónicos actuaron en las cuencas del Mesozoico y Terciario conjuntamente con la tectónica salina, la cual inició su actividad desde el Jurásico Superior con la formación de almohadillas y prismas de sal asociados a bloques basculados por fallamiento normal, que indujeron la formación y distribución de las facies oolíticas del Kimmeridgiano. Se tienen evidencias de que durante el Oligoceno-Mioceno Inferior ocurrieron los primeros emplazamientos de sal alóctona a través del rompimiento y fallamiento de la carpeta sedimentaria antes y durante la deformación compresiva del Mioceno, dentro de las cuencas de Comalcalco y Salina del Istmo principalmente; estos cuerpos de sal alóctona se alojaron en o cerca del fondo marino formando altos estructurales como los que se observan hoy en día en el fondo marino en aguas profundas del sur del Golfo de México y estuvieron actuando y controlando la distribución de las litofacies del Mioceno Medio-Superior, hasta ser cubiertos y soterrados por sedimentos siliciclásticos de los sistemas deltaicos progradacionales del Plioceno-Pleistoceno.

Todos estos eventos tectónicos que actuaron en la cuenca en diferentes tiempos y con diferentes direcciones de esfuerzos, conformaron el marco tectónico-sedimentario propicio para que ocurriera sincronía de los elementos del sistema

petrolero, originando los grandes yacimientos de hidrocarburos que se han descubierto en la Provincia del Sureste desde la década de los 70's, muchos de los cuales se encuentran actualmente en producción.

2.2.2. Plays visualizados.

En el proyecto se han definido tres plays de interés; uno en Terciario: Mioceno; dos en Mesozoico: representados por el Cretácico Fracturado y el Jurásico Superior Kimmeridgiano, que se describen a continuación:

Play Jurásico Superior Kimmeridgiano

El Jurásico Superior Kimmeridgiano está constituido por un sistema predominantemente terrígeno en la base, en el Kimmeridgiano medio por un sistema mixto terrígeno-carbonatado y en el Kimmeridgiano Superior es predominantemente carbonatado.

El play Jurásico Superior Kimmeridgiano, está conformado por una roca almacén principal de bancos de ooides depositadas en un ambiente de rampa interna a rampa media, con espesores netos de hasta 300 m, representada por facies de packstone-grainstone de ooides y dolomías con sombras de ooides, con porosidades 2 a 16% de tipo móldica, intergranular y fracturas. La intensa dolomitización en éstas, sugiere exposición a diagénesis subaérea.

Play Cretácico

La roca almacén del play Cretácico está representada principalmente por carbonatos fracturados del Cretácico Inferior y Cretácico Medio, así como brechas calcáreas con cierto grado de dolomitización a nivel del Cretácico Superior en pequeñas zonas donde se localizan los campos "X" y "Y".

El Cretácico Inferior (Barremiano-Aptiano) está constituido por mudstone-wackestone de organismos bentónicos e intraclastos, en ocasiones dolomitizado, así como mudstone-wackestone con cuarzo que se intercala con lutitas limosas de color negro.

El Cretácico Medio (Albiano-Cenomaniano) está representado por mudstone-wackestone de foraminíferos, dolomías microcristalinas con laminaciones y estilolitas, mudstone-wackestone arcilloso con intercalaciones de lutita arenosa y limosa del Cenomaniano.

Play Mioceno

Este play en el proyecto Alfa se encuentra subdividido en Mioceno Inferior, Mioceno Medio y Mioceno Superior.

En el proyecto Alfa el Mioceno Medio y Mioceno Inferior se caracterizan por tener arenas de ambientes profundos cuya batimetría va de batial inferior a batial superior, con espesores considerables de arenas las cuales fueron probadas en los pozos X-1 y X-DL1; sin embargo, a pesar de realizarse tres pruebas de producción en estos pozos, solo el X-1 recuperó una muestra de aceite. Este nivel estratigráfico fue probado con éxito en el pozo H-1, el cual resultó productor de aceite de 26ºAPI, aunque la prueba resultó finalmente evaluada como no concluyente, pues se filtró agua de formación. Posteriormente se perforó el pozo H-101, ubicado a 1,700 metros del pozo H-1, con el cual se pudo probar la arena impregnada, obteniendo gastos de 2,441 bpd de aceite de 28°API por estrangulador de ½".

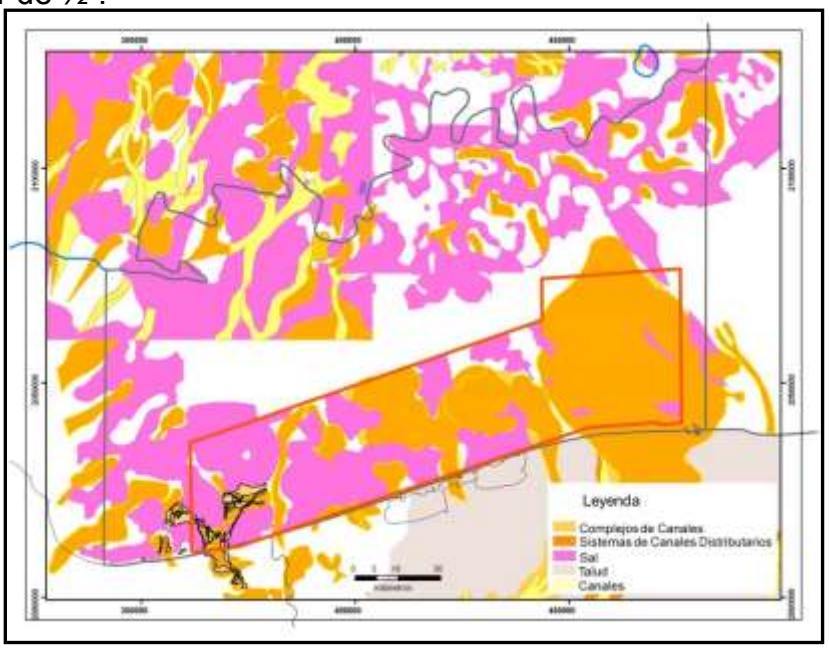

Figura 3. Mapa de facies para el play Mioceno Medio.

El Mioceno Superior está constituido por arenas de abanicos submarinos y canales depositadas en ambientes de talud y cuenca; este nivel fue probado con éxito en el campo “Y”; aunque no se han encontrado hidrocarburos en la parte occidental. En la figura 4, se presenta la distribución de las facies arenosas del Mioceno Superior, el espesor bruto de la roca almacén de este play varía entre 90 m y 1,625 m, con porosidades de 18% a 23%, siendo el campo “Y” el principal y único campo descubierto en este nivel estratigráfico.

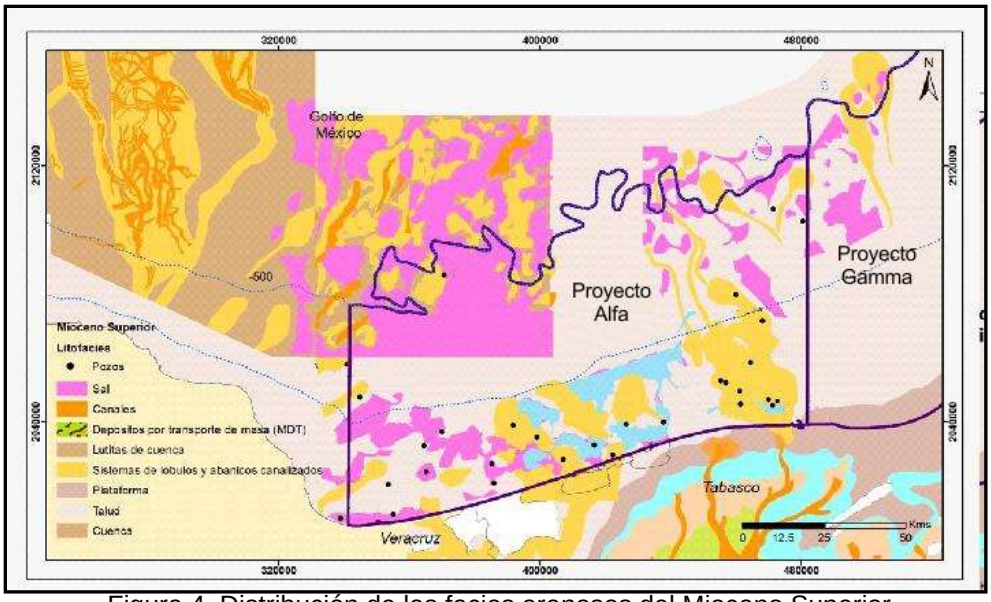

Figura 4. Distribución de las facies arenosas del Mioceno Superior.

2.2.3. Marco tectónico

A nivel regional, en el Mioceno Medio el evento Chiapaneco forma la cadena plegada y cabalgada Reforma-Akal, a partir de una superficie de despegue a nivel de la sal del Calloviano, formando pliegues orientados NW-SE y convergentes al noreste. Asociado a esta superficie, un volumen importante de sal se movilizó hacia el norte-noroeste de la Provincia Salina del Istmo, causando a su vez que las estructuras de la cadena de Reforma-Akal bascularan en la misma dirección y crearan así nuevos depocentros, en donde, desde entonces y hasta el reciente, se depositaron varios kilómetros de espesor de sedimentos clásticos, que empezaron a deslizarse por gravedad también hacia el NNW, o sea, hacia la misma dirección en la que se inclinaban los pliegues de la cadena Reforma-Akal.

El peso de estos sedimentos propició que la secuencia discordante del Mioceno

Tardío comenzara a tener un deslizamiento gravitacional hacia el NNW, iniciando así la formación de grandes fallas normales lístricas orientadas WSW-ENE; es decir, casi perpendiculares a la orientación de los pliegues de la cadena Reforma-Akal. Estas fallas normales regionales, sintéticas y antitéticas, constituyeron los límites de las cuencas de Comalcalco-Salina del Istmo y de la cuenca de Macuspana, las cuales se aprecian en la sección sísmica regional de la figura 5.

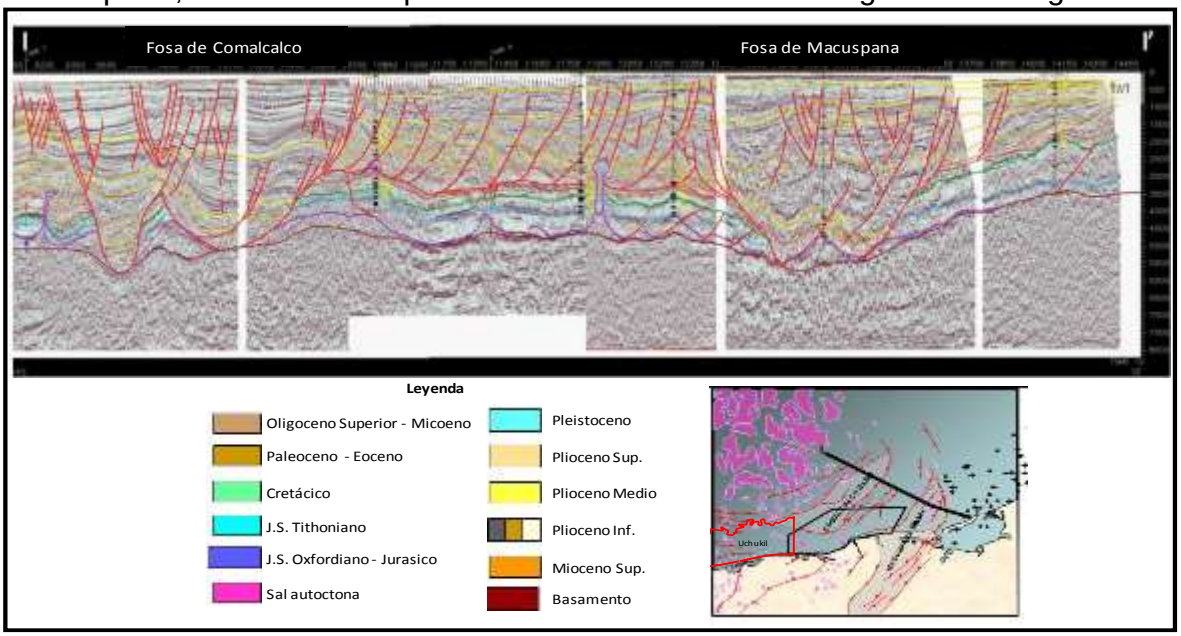

Figura 5. Sección sísmica regional mostrando las fosas del Terciario de Macuspana y Comalcalco.

Al sur del proyecto Alfa se observa el evento compresivo del Mioceno que afecta a la carpeta sedimentaria del Mesozoico y Paleógeno utilizando la sal como despegue a través de fallamiento inverso, dio origen a una serie de bloques cabalgantes con orientación NW-SE. Durante este proceso inició la evacuación de los primeros cuerpos salinos. También, se observa el evento de distensión del Plioceno-Pleistoceno y evacuación de la sal, desarrollando grandes lenguas y canopies dentro de las rocas del Neógeno. Al norte y este del proyecto la tectónica salina es más evidente que el sistema compresivo, donde se observan estructuras compresivas asimétricas poco desarrolladas y nucleadas por sal, orientadas al NW-SE, mientras que las secuencias del Neógeno son intrusionadas por grandes cuerpos de sal alóctona y afectadas principalmente por fallamiento normal. (Figura 6).

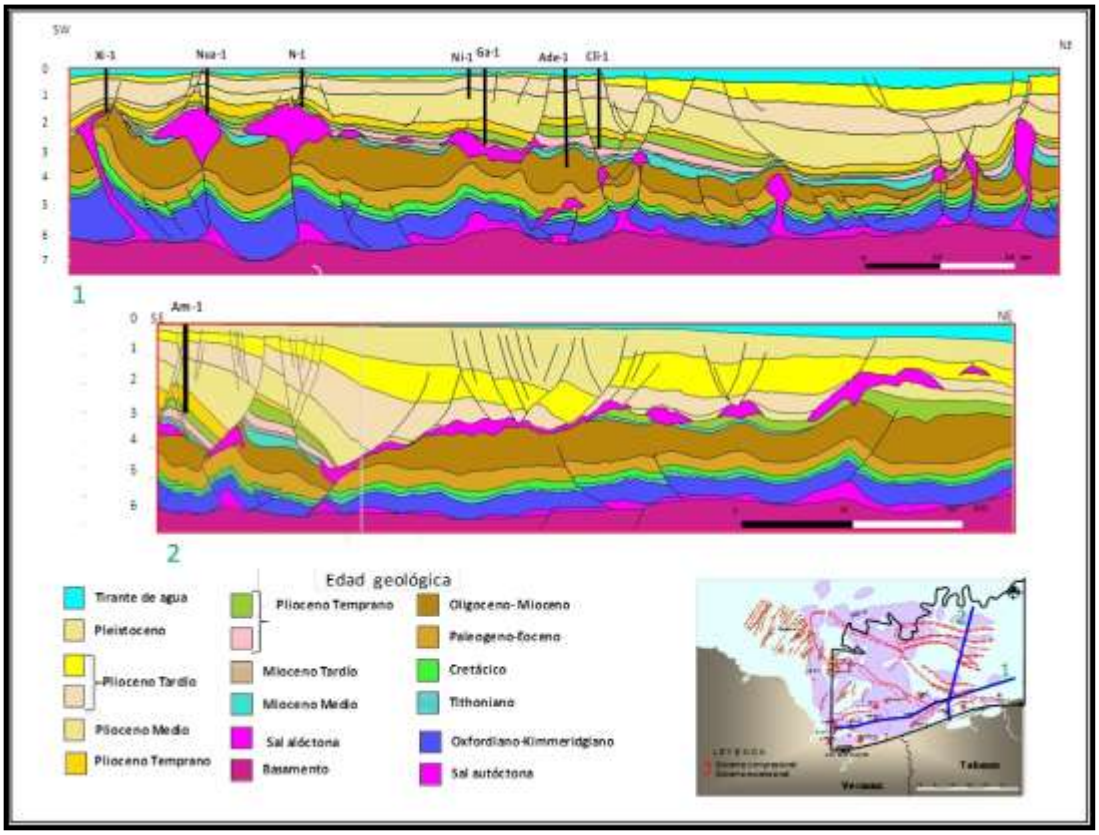

Figura 6. Secciones estructurales que muestran el marco tectónico presente en el proyecto Alfa.

2.3. Geología local

2.3.1. Ubicación del Campo H

El campo se encuentra ubicado entre las líneas L4222 a L4722 y en las trazas T16253 a T16753 del estudio sísmico Unión Conejo 3D, Santa Lucia OBC, Koo-Tico OBC y Nim-Kim 3D; estos cubos fueron procesados para su unión por la Compañía Mexicana de Geofísica en el año 2008(Figura 7).

El campo se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, a 17 km al NW del puerto de Dos Bocas, Tabasco.

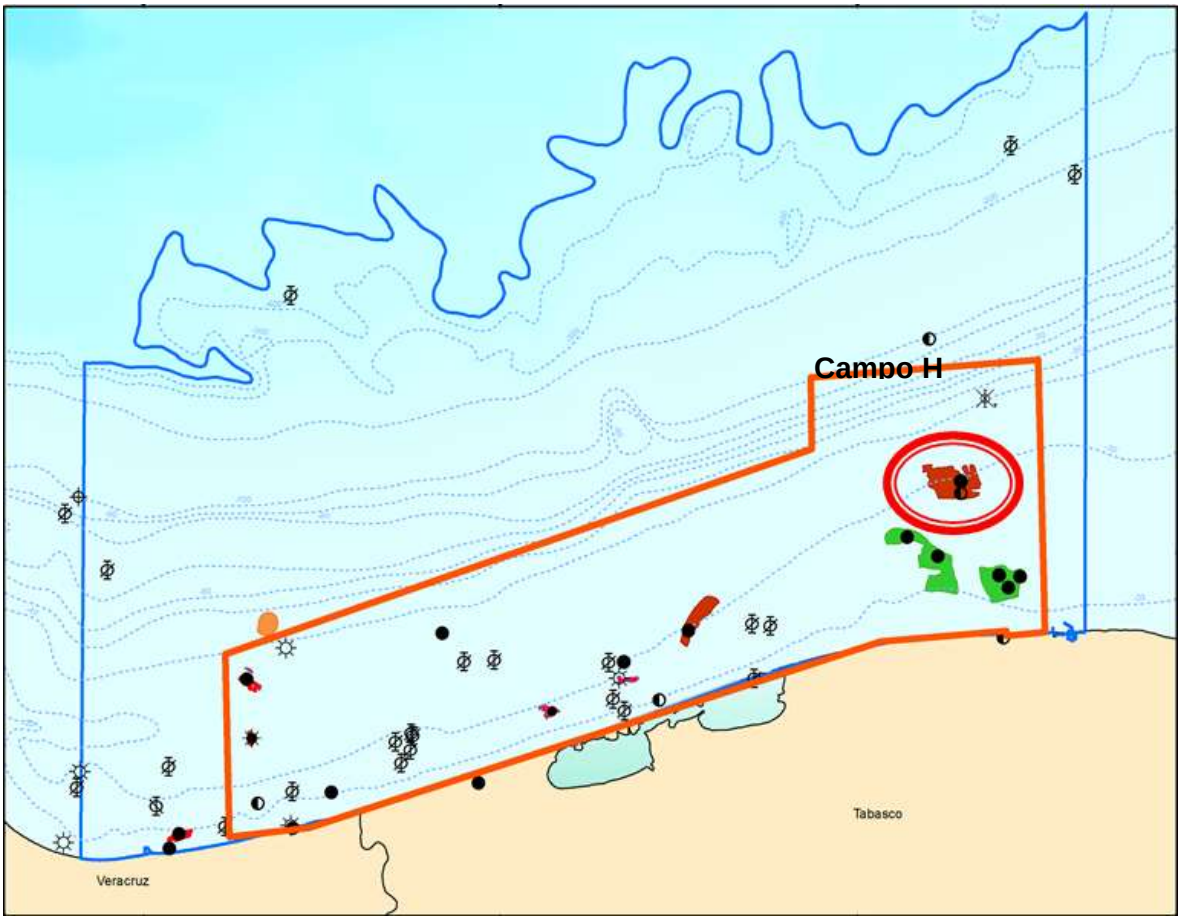

Figura 7. Ubicación del Campo H, La unión de los estudios sísmicos (Unión Conejo 3D, Santa Lucia OBC, Koo-Tico OBC y Nim-Kim 3D) se encuentra representado por el polígono en rojo.

Dentro de este campo se encuentran dos pozos: H-1 y H-101. El pozo H-1 tuvo como principal objetivo obtener información litológica, sedimentológica y petrofísica de las rocas del Mioceno Medio y Superior, con la finalidad de calibrar con mayor detalle las características de las secuencias terciarias, ajustar los modelos geológicos, sistemas petroleros, así como evaluar el potencial almacenador de hidrocarburos. El pozo H-101 tuvo como objetivo principal encontrar acumulación de aceite ligero en arenas depositadas en abanicos de talud del Mioceno Medio.

Se propusieron intervalos de producción para los pozos H-1 y H-101(Tabla 1).

Pozo	INTERVALO (M)	EDAD	Rt (ohm/m)	Φ (%)	SW (%)	OBSERVACIONES
H-1	2527-2548	MIOCENO MEDIO	3-20	26-31	20-38	Productor de Aceite de 26° API API; Qo=598 Bpd. X ¼"
H-101	2498-2510	MIOCENO MEDIO	3-4	25.9	24.5	Productor de Aceite de 28° API API; Qo=2453 Bpd. X ½"

Tabla 1. Pruebas de Producción para los pozos H-1 y H-101.

2.3.2. Antecedentes Geológicos

Se tomó como referencia la información de los siguientes pozos perforados, los cuales se localizan cerca del campo H (Tabla 2).

POZO	PROF. TOTAL (m)	RESULTADO	INTERVALOS PRODUCTORES
X-1	6285	Productor de aceite	6377-6408 m. JSK 5892-5976 m. KS-KM
X-DL1	5980	Productor de aceite	5550-5980 m. JST-JSK
Y-1	6550	Productor de aceite	6155-6180 m. KS
Y-101	5725	Productor de aceite	3990-4065 m. Plioceno Inferior

Tabla 2. Pozos cercanos al campo H.

Cabe señalar que todos estos pozos han sido con objetivo Mesozoico. Actualmente el campo “Y” está en etapa de desarrollo a nivel Terciario.

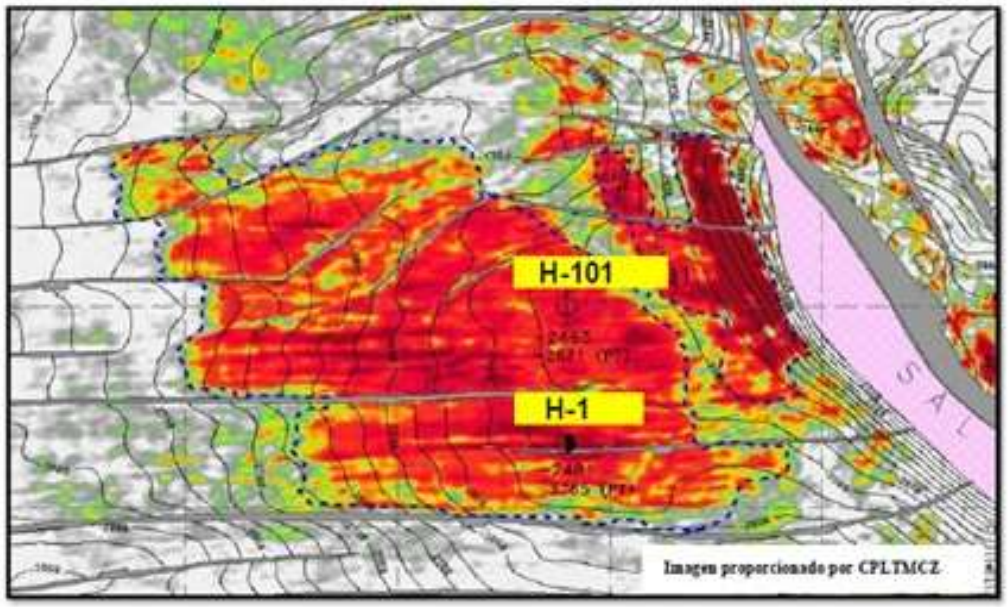

Figura 8. Anomalía de Amplitud RMS sobre el horizonte PLM (Plioceno Medio) Ventana de análisis 30 ms.

2.3.3. Estratigrafía

2.3.4. Columna Geológica

En base al análisis de las muestras de canal y núcleos, así como del apoyo de registros geofísicos, se determinaron las columnas geológicas de los pozos H-1 y H-101(Tablas 3 y 4 respectivamente).

EDAD	PROGRAMADA (MVBMR)	REAL (MVBMR)	ESPESOR (M)
REC.- PLEISTOCENO	62	62.4	
PLIOCENO MEDIO	725		
PLIOCENO INFERIOR	955		
MIOCENO SUPERIOR (OBJETIVO 1)	1895	1835	640
MIOCENO MEDIO (OBJETIVO 2)	2465	2470	1310
MIOCENO INFERIOR	3805	3780	20 p
PROFUNDIDAD TOTAL	3800	3800	

Tabla 3. Columna Geológica Cronoestratigráfica del pozo H-1.

EDAD	PROGRAMADA (MVBMR)	REAL (MVBMR)	ESPESOR (M)
REC.- PLEISTOCENO	27	62.1	532.9
PLIOCENO SUPERIOR		595	165
PLIOCENO MEDIO	760	760	150
PLIOCENO INFERIOR	1300	910	850
MIOCENO SUPERIOR	1745	1760	675
MIOCENO MEDIO	2400	2435	130
PROFUNDIDAD TOTAL	2630	2565	

Tabla 4. Columna Geológica Cronoestratigráfica del pozo H-101.

2.3.5. Columna Estratigráfica

La columna geológica atravesada, comprende rocas que van desde el Reciente-Pleistoceno hasta el Mioceno Inferior. Las relaciones estratigráficas se presentaron de manera concordante. Figura 9.

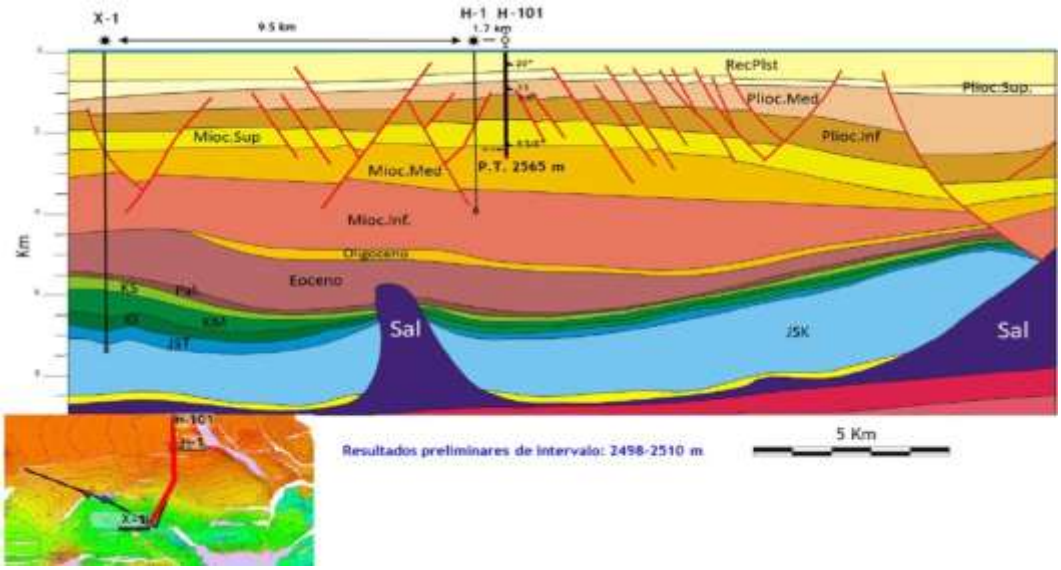

Figura 9. Sección Arbitraria donde se presentan las relaciones estratigráficas.

2.3.6. Descripción litológica para el pozo H-1

Mioceno Inferior (3780 – 3800 m) Espesor: 20m penetrados

Está conformado por lutita gris claro y gris verdoso, suave a semidura, calcárea; capas delgadas de mudstone café claro, parcialmente dolomitizado, sin porosidad observable. El ambiente de depósito corresponde a Batial superior.

Mioceno Medio (2470– 3780 m) Espesor: 1310m

Está conformado por lutita gris claro, en partes gris oscuro, suave a semidura, calcárea; delgados flujos de arena de cuarzo blanco, traslucido de grano fino, subangulosos, bien clasificado; capas delgadas de mudstone café claro, compacto, parcialmente dolomitizado. El ambiente de depósito corresponde al Batial Superior.

Mioceno Superior (1830– 2470 m) Espesor: 640m

Capas gruesas de lutita gris claro y gris verdoso, suave, calcárea, de aspecto bentonitico, con intercalaciones de arenisca de cuarzo blanco, translucido de grano fino a muy fino, bien clasificado con porosidad primaria intergranular buena. El ambiente de depósito corresponde al Batial Superior.

Plioceno Inferior (***1105- 1830m) Espesor: 725m. Perforados.

Consta de lutita gris verdoso y gris claro, suave y calcárea, en partes ligeramente arenosa; delgados flujos de arena de cuarzo blanco de grano fino, subangulosos y bien clasificados, con porosidad primaria intergranular regular, pirita finamente diseminada. El ambiente de depósito corresponde a Batial Superior.

***Nota: la cima del Plioceno Inferior no pudo determinarse debido a que la primera muestra recuperada fue a la profundidad de 1105m, cuya edad corresponde a Plioceno Inferior.

2.3.7. Descripción litológica para el pozo H-101

Mioceno Medio (2435 – 2565 m) Espesor 130 m.

Está constituido por lutita gris claro, en partes gris oscuro, suave a semidura, calcárea; flujos de arena de cuarzo blanco, traslúcido, de grano medio a grueso, mal clasificado, subangulosos a subredondeados; capas delgadas de arenisca de cuarzo café claro a oscuro, con buena porosidad primaria intergranular. El ambiente de depósito corresponde a Batial Superior.

Mioceno Superior (1760 – 2435) Espesor 675 m.

Lutita gris verdoso, suave a semidura, en partes arenosa, ligeramente calcárea; con intercalaciones de arena de cuarzo gris claro, de grano fino a medio, subangulosos a subredondeados, regularmente clasificados. El ambiente de depósito corresponde a Batial Superior.

Plioceno Inferior (910-1760 m) Espesor 850 m.

Lutita gris verdoso y gris claro, suave y calcárea; delgados flujos de arena de cuarzo blanco, grano fino, subangulosos y bien clasificados, pirita finamente diseminada. El ambiente de depósito corresponde a Batial Superior.

Plioceno Medio (760 – 910 m) Espesor 150 m.

Lutita gris claro, suave, ligeramente calcárea y ligeramente arenosa; trazas delgadas de arena de cuarzo blanco y translúcido de grano medio y grueso, subangulosos a subredondeados, regular a mal clasificados. El ambiente de depósito corresponde a Batial Superior.

Plioceno Superior (595 – 760 m) Espesor 165 m.

La parte superior consta de horizontes de arena de cuarzo blanco a translúcido de grano grueso, subangulosos a subredondeados, mal clasificados, con restos de moluscos, la parte inferior está compuesta por lutita gris claro a gris verdoso,

suave a semidura, ligeramente calcárea. El ambiente de depósito corresponde a Batial Superior.

2.3.8. Evaluación petrofísica de los pozos H-1 y H-101

La interpretación de los registros geofísicos, se realiza con la finalidad de calcular los porcentajes de minerales principales que componen la roca. Se calibra con la litología de campo, análisis petrográfico y análisis de núcleos. Hasta lograr el mejor ajuste, ya que de ello dependen los parámetros petrofísicos calculados (Sw, Phie, k).

Con la información de registros geofísicos calibrada con los núcleos en profundidad y con la componente de porosidad total determinado se procedió a la evaluación de los pozos.

De acuerdo con la evaluación petrofísica realizada, usando el modelo de litología completa para los pozos H-1 y H-101, se observan las variaciones en volumen de minerales y de matriz presente, así como la distribución de los fluidos de acuerdo con su porosidad Figura 10 y Figura 11.

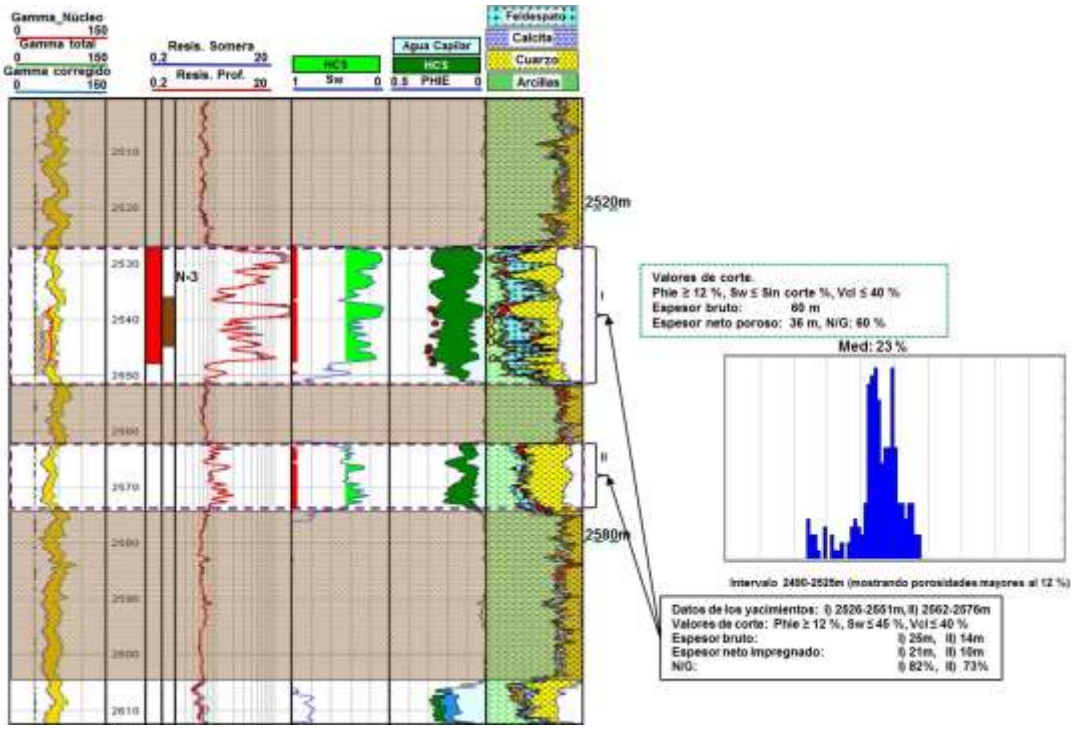

Figura 10. Evaluación petrofísica del pozo H-1

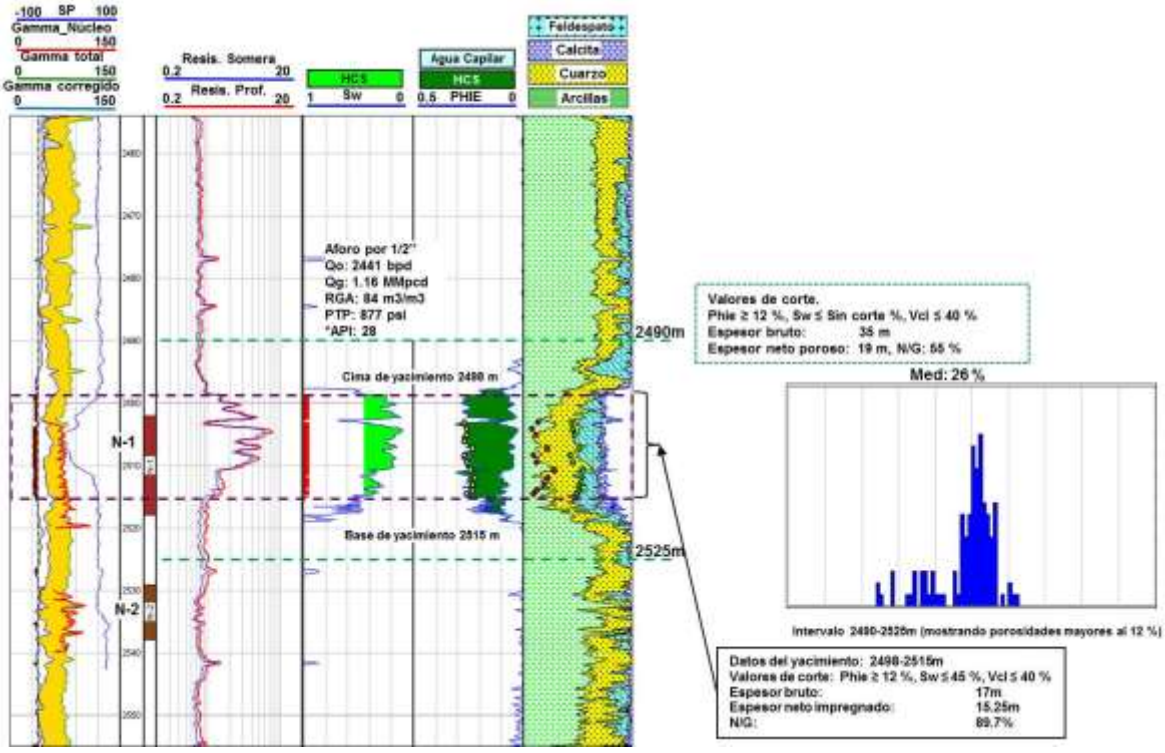

Figura 11. Evaluación petrofísica del pozo H-101

El yacimiento se localiza en el intervalo 2498-2515 m, de edad Mioceno medio, está constituido por arenisca lítica de grano fino a medio, la composición

mineralógica de los clastos en orden de importancia es: cuarzo, feldespatos y fragmentos de roca (caliza, líticos volcánicos, esquisto, lodolita calcárea, cuarcita, limolita y piroxenos), escasas micas, moderadamente clasificada, con porosidad primaria intergranular de 20-26% y buena impregnación de aceite, la mayor parte de la arcilla presente está en forma estructural (formado clastos), lo cual no afecta la porosidad intergranular y la permeabilidad que de acuerdo a los núcleos esta entre los 10 y 250 mD.

2.4. Geología Estructural

El área donde se ubica el Campo H confluyen tres provincias Tectónicas: La Fosa de Comalcalco, La Provincia Salina Del Golfo Profundo y La Provincia Salina Del Istmo. Estas provincias son rasgos estructurales recientes que deformaron estructuras aún más antiguas relacionadas con la subducción de la Placa de Cocos bajo el Macizo de Chiapas (Figura 12).

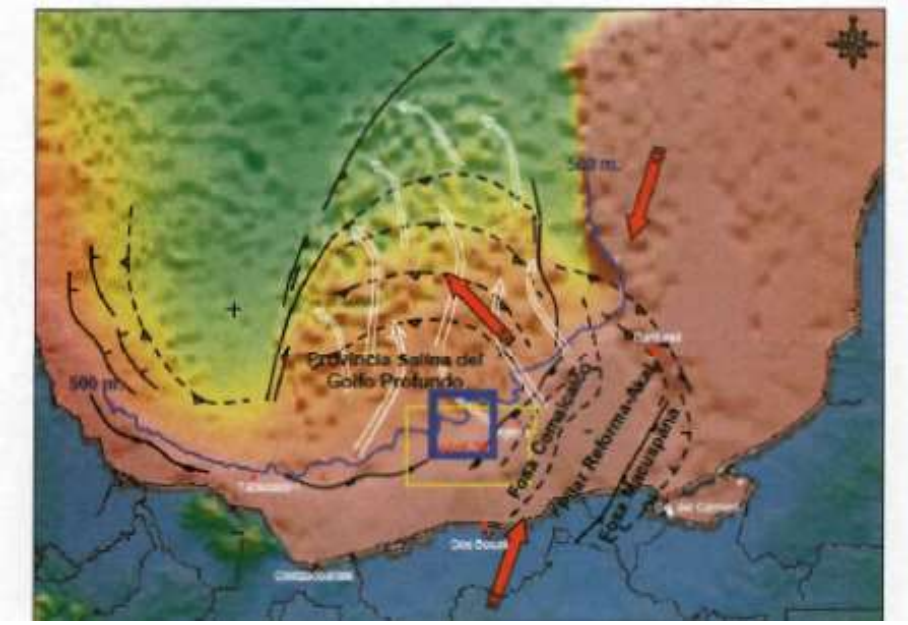

Figura 12. Plano estructural del área donde se ubica el campo H.

La interpretación sísmica estructural de las secuencias objetivo Mioceno Superior (MS) y Mioceno Medio (MM) Figura 13, indica que el área de estudio ha estado sometida a una fuerte influencia salina y una severa tectónica extensional, lo cual ha provocado un intenso sistema de fallamiento normal con diferentes direcciones

y patrones, donde a nivel de los objetivos pueden diferenciarse dos grupos de fallas: el primero de ellos se caracteriza por tener una relación directa o asociado a la presencia de cuerpos de sal alóctona que bordean el área y sobre los que se acuñan las secuencias. Dicho sistema tiene una importante penetración en profundidad y adicionalmente limita el área de depósito de las secuencias objetivo.

El segundo sistema de fallamiento presenta una orientación preferencial Este-Oeste y afecta a ambas secuencias objetivo (MS, MM), llegando en diversas zonas casi hasta el fondo marino. El origen de este fallamiento muy probablemente está relacionado al colapso de secuencias infrayacientes por evacuación de la sal hacia la periferia del área de depósito.

La actividad salina que estableció controles en la sedimentación de las secuencias, combinada con la intensa tectónica extensional que ha estado sometida el área, dieron como resultado la formación de estructuras tipo “tortuga”, las cuales se forman por el colapso de las secuencias depositadas hacia los flancos de un depocentro inicial, debido a la evacuación de la sal que producía el confinamiento. La importancia de las estructuras tipo “tortuga”, radica principalmente en el hecho de invertir las posiciones estructurales originalmente bajas (depocentros) y su posible mejor calidad de roca almacén, en altos estructurales actuales.

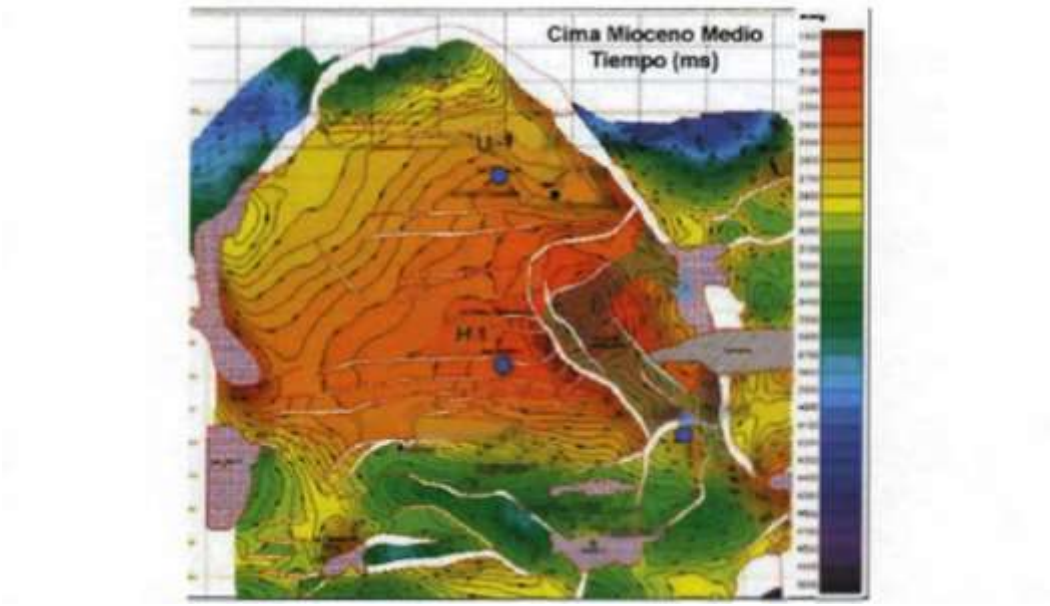

Figura 13. Configuración estructural en tiempo del Mioceno Medio contornos cada 50 ms del Campo H.

El pozo H-1 se localiza en una trampa combinada con componente estructural-estratigráfica, conformada como una estructura anticlinal de forma dómica tipo “tortuga” por evacuación de sal limitada hacia el NE por una falla normal que la separa de la fosa de Comalcalco. Hacia su culminación, y a nivel de los objetivos (Mioceno Superior, Mioceno Medio), se encuentra afectada por fallamiento normal secundario de poco salto que se extiende en dirección NW-SE (Figura 14).

El pozo H-101 se encuentra en una trampa tipo anticlinal con su eje principal NW-SE, afectada por dos sistemas de fallas extensionales orientadas W E, al Norte está limitada por fallas normales conjugadas que forman un conjunto de fosas y pilares, indicativo de los esfuerzos distensivos a los que estuvo sometido la zona y al Sur por fallas normales paralelas, al Oriente la estructura esta intrusionada por sal.

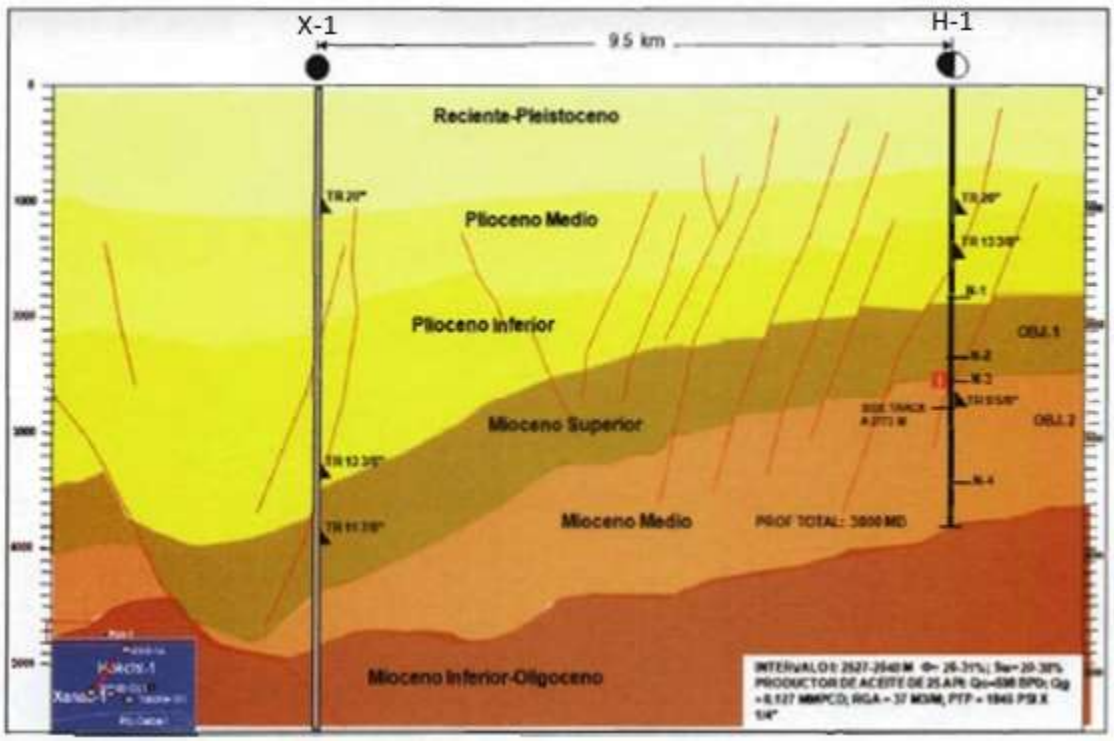

Figura 14. Sección geológica- estructural mostrando el fallamiento distensivo.

2.5. Geología Económica (Sistema Petrolero).

2.5.1. Roca Generadora

Las características de la roca generadora en áreas cercanas al pozo, corresponde a rocas del Jurásico Superior Tithoniano, las cuales se encuentran a una profundidad entre 5500m a 6000m, constituida por mudstone café claro y gris oscuro a negro, carbonoso con intercalaciones de lutita gris oscura a negro, calcárea y carbonosa, y un espesor de 500m.

2.5.2. Roca Almacenadora

La roca almacenadora del yacimiento productor del pozo H-1 de edad Mioceno Medio, está constituido por una arenisca lítica de cuarzo (litarenita) de grano fino a medio, regular a bien clasificada, granos subangulosos a subredondeados, regularmente consolidada, en partes ligeramente calcárea, con buena porosidad primaria intergranular, color café claro a oscuro por impregnación de hidrocarburos, con intercalaciones de lutita arenosa, gris claro (Figura 15).

Figura 15. H-1, Núcleo 3 (2536-2545 m) Rec. 9.0m 100% Contacto entre a. Arenisca de grano fino y b. Lutita arenosa. Arenisca lítica (litarenita) de grano fino a muy fino.

En el pozo corresponde a una arenisca lítica (litarenita) de grano fino, constituida por granos subredondeados y subangulosos de cuarzo, feldespatos y fragmentos de roca (caliza, líticos volcánicos, lodolita calcárea, cuarcita, limolita y piroxenos), regular a bien clasificada, regularmente consolidada, con intercalaciones de lutita gris claro, arenosa, con buena porosidad primaria intergranular de 15-20% e impregnación de hidrocarburos.

El Mioceno Medio, se reporta hacia la zona de yacimiento con datos paleontológicos correspondientes a un ambiente Batial Medio (Talud Medio) en un complejo sedimentario de abanicos y canales, y aunque en este tipo de ambientes de depósito, los cuerpos sedimentarios presentan variaciones laterales muy marcadas, se tiene a nivel de yacimiento, una buena correlación entre los pozos (Figura 16)

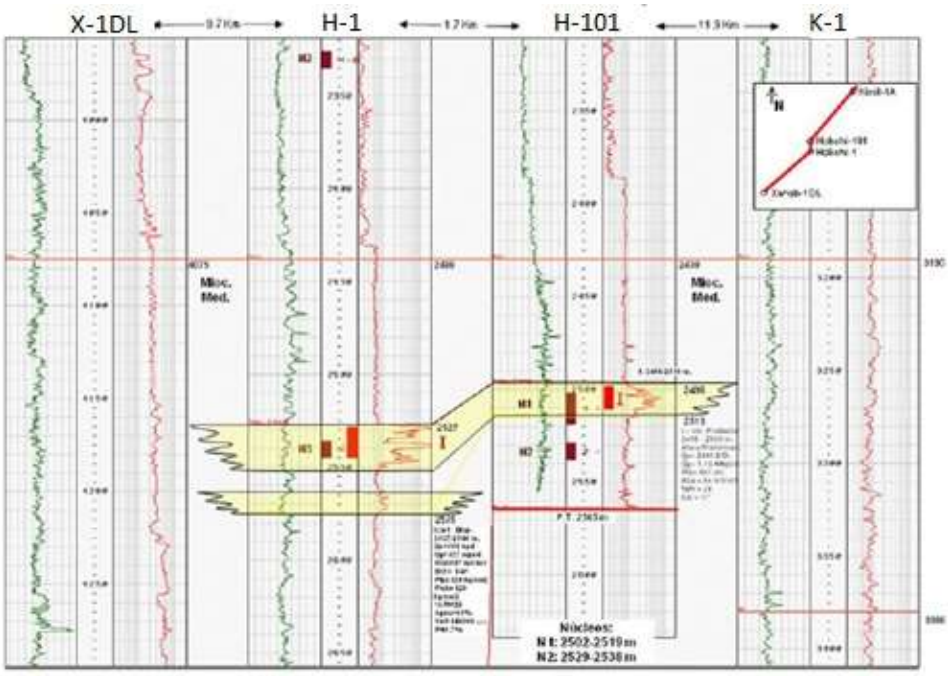

Figura 16. Sección de correlación estratigráfica entre los pozos X-1dl, H-1, H-101 y K-1.

2.5.3. Roca sello

El sello vertical para las facies arenosas del Mioceno Medio y del Mioceno Superior lo constituyen los depósitos hemipelagicos interestratificados dentro de la secuencia arenosa. De acuerdo a las relaciones neto/bruto calculadas en cada uno de los pozos del área, los espesores de lutitas, para el Mioceno Medio, varía de 168 a 925 m., en promedio de 493 m. Por otro lado los espesores de roca sello calculados entre los cuerpos de arena varían de 20 a 50 m., para el Mioceno Superior el valor promedio es de 160 m de lutitas con espesores de cuerpos de arena de 10-30 m.

El área ha estado sometida a una fuerte influencia salina y a una severa tectónica extensional, es precisamente en el Mioceno, donde la sal ha ejercido un control importante en la sedimentación de las secuencias terrígenas, la interacción entre la presencia de sal y el gran aporte de sedimentos hacia la cuenca dieron origen a la formación de mini cuencas por evacuación de sal. En estas mini cuencas se generó el espacio suficiente para el depósito de sedimentos dentro del talud.

En el Mioceno Medio existe una gran variabilidad en su espesor debido a los movimientos diferenciales de los cuerpos de sal que los confinan, dichos efectos son menos notables en el Mioceno Superior, donde el espesor presenta menos variabilidad por efecto de la sal, para la parte superior del Mioceno la sedimentación prácticamente había cubierto los cuerpos de sal .

2.5.4. Trampa

El último evento tectónico reconocido dentro de este proyecto es el distensivo, caracterizado por la creación de fallamiento normal de crecimiento, asociado a depósitos gruesos de secuencias alternantes de arenas y lutitas, que inició en el Neógeno y que se considera responsable de la generación de las trampas existentes, las cuales se clasifican como estratigráficas y combinadas.

En el área Omega la deformación salina controló en cierto grado el depósito de las arenas del Mioceno; por tal motivo, las trampas son combinadas y la afectación tectónica es distensiva originando fallamiento normal.

El play Mioceno en esta zona, especialmente a nivel Mioceno Medio y Mioceno Superior, se caracteriza por tener ambientes profundos cuya batimetría va de batial inferior a batial superior, con buena presencia de arenas.

2.5.5. Sincronía y Migración

Para las trampas estratigráficas y estructurales del play Mioceno la roca generadora está constituida por las lutitas y calizas arcillosas de edad Jurásico Superior Tithoniano, las cuales presentan un porcentaje de carbono orgánico total (COT) mayor a 4%, e índice de hidrógeno mayor a 500 miligramos de hidrocarburo/gramos de carbono orgánico total.

La roca sello de los yacimientos del Mioceno, está conformada por una secuencia de lutitas compactas de extensión regional, que varían de espesor de 25 a 65 metros. Dentro de estos espesores de arcillas, existen algunos que corresponden a límites de secuencias, separando paquetes de arenas-arcillas, los cuales son fácilmente identificables en los datos sísmicos, ya que se caracterizan por ser de

alta amplitud positiva, con espesor identificable con la resolución de los datos sísmicos y de extensión casi continua debido a su carácter semi-regional.

En el área del proyecto Alfa el sistema generador del Jurásico Superior Tithoniano (roca madre), actualmente se encuentra activo y a una profundidad superior a los 6 kilómetros. Este sistema generador actúa como fuente principal y de él proceden las acumulaciones (volúmenes) de hidrocarburos en los plays Jurásico Superior Kimmeridgiano, Cretácico, Mioceno y Plioceno del área del proyecto Alfa.

Las rocas del Jurásico Superior Tithoniano se constituyen de lutitas y mudstone arcilloso depositadas en medios de plataforma externa a cuenca que reflejan pulsos transgresivos asociados a una superficie de máxima inundación, donde se establecieron condiciones altamente reductoras, que favorecieron la alta producción de materia orgánica así como las condiciones de preservación de la misma. Durante el Jurásico Superior en el área del proyecto Alfa, prevalecieron los ambientes de depósito profundo, depositándose una secuencia arcillo-calcárea en condiciones favorables para la precipitación y preservación de arcillas carbonatadas ricas en materia orgánica y en ocasiones bituminosas y dolomitizadas.

La calidad del contenido orgánico se representa por sus valores del Índice de Hidrógeno presente en la materia orgánica, variando entre 100 a 700 mg de Hcs/g de COT, es decir, entre más hidrogenizada una roca se caracteriza con mayor potencial generador de aceite y gas. En el área del proyecto Alfa la roca generadora del Jurásico Superior Tithoniano presenta valores medianos a altos de IH, que la caracterizan en esos mismos rangos para delimitar su potencial generador, figura 17.

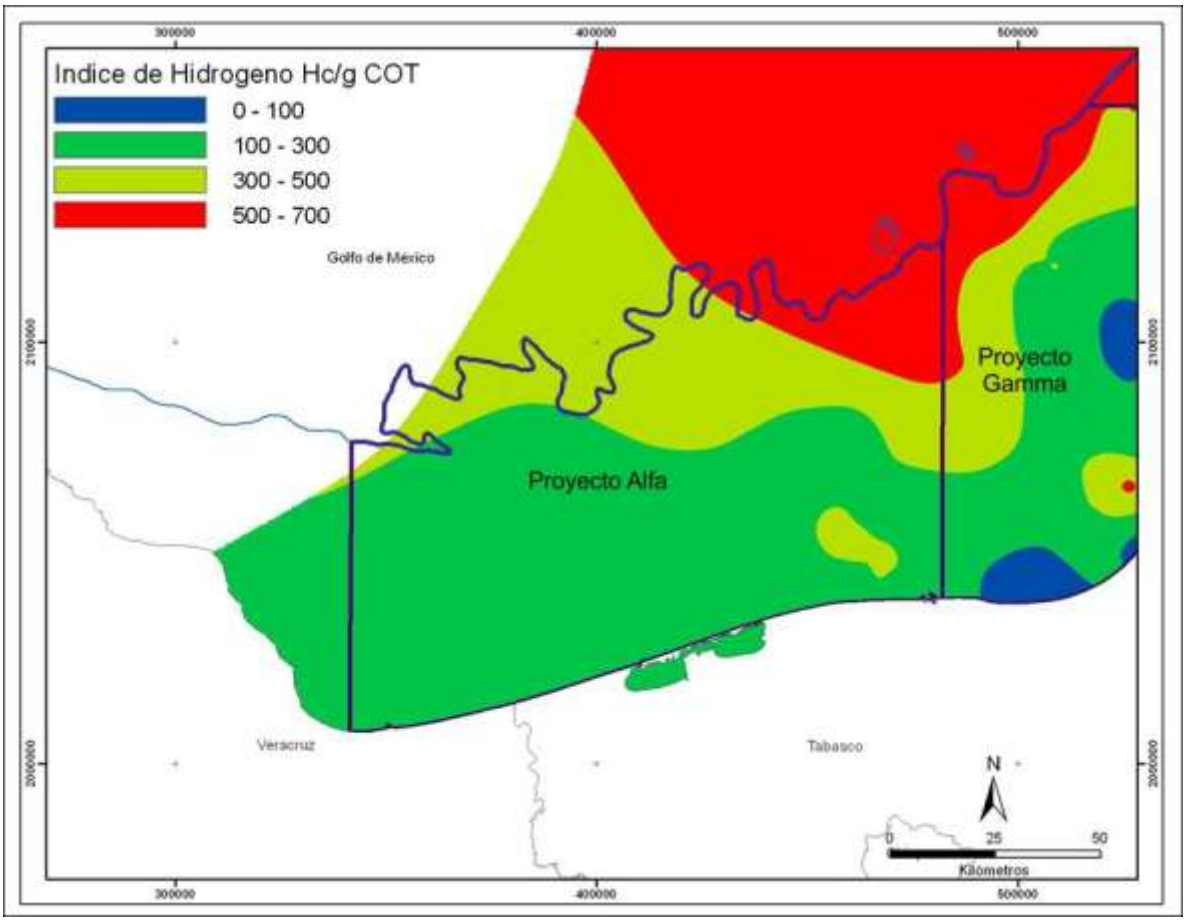

Figura 17. En área del proyecto Alfa, se muestra la distribución del contenido de hidrogeno en las rocas generadoras del Jurásico Superior Tithoniano.

La madurez termal de la roca generadora es el grado de evolución térmica que adquiere durante el proceso de sepultamiento, esta se estima a través de los valores de la reflectancia de vitrinita (Ro) equivalente, el cual es uno de los principales parámetros para estimar el grado de transformación que sufre la materia orgánica en hidrocarburos.

En el área del proyecto Alfa el grado de madurez estimado a través de los valores de reflectancia de vitrinita indican que la mayor parte del área se encuentra entre los valores de 0.5 a 1.5 % de Ro, lo que significa que la roca generadora del Tithoniano se encuentra en la etapa de madurez media a madurez alta, es decir, dentro de la ventana de generación de hidrocarburos ligeros (27 a 35°API) y Superligeros (35 a 45°API) y en la etapa final de la ventana de generación condensado y gas (> 45°API), figura 18.

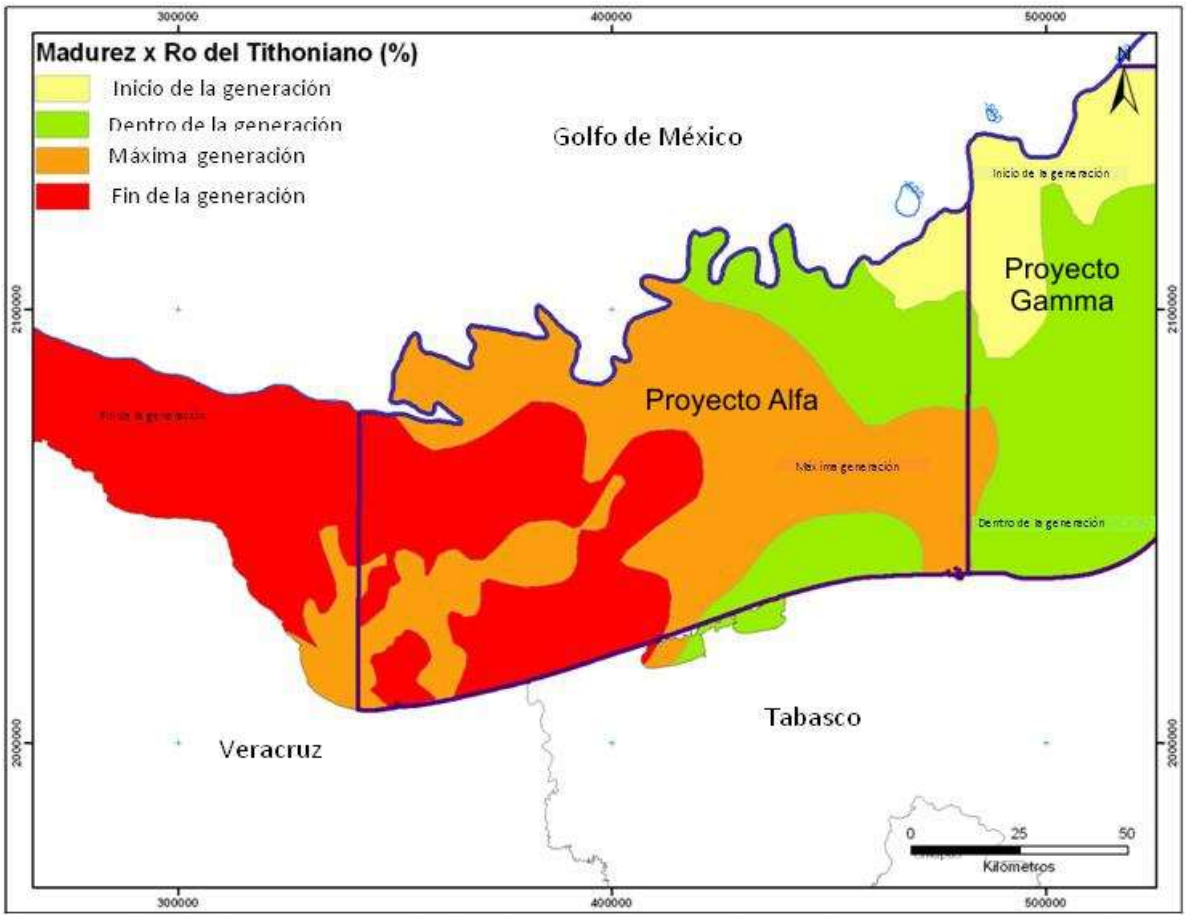

Figura 18. Distribución de la madurez de la materia orgánica por reflectancia de la vitrinita (Ro%).

La figura 19 corresponde al modelo geológico-geoquímico 2D, mostrando la migración de los hidrocarburos a partir de la roca generadora, posteriormente alcanzando a las rocas almacenadoras del Cretácico y luego la migración a través de fallas y finalmente la acumulación en las arenas del Mioceno en el área del proyecto Alfa.

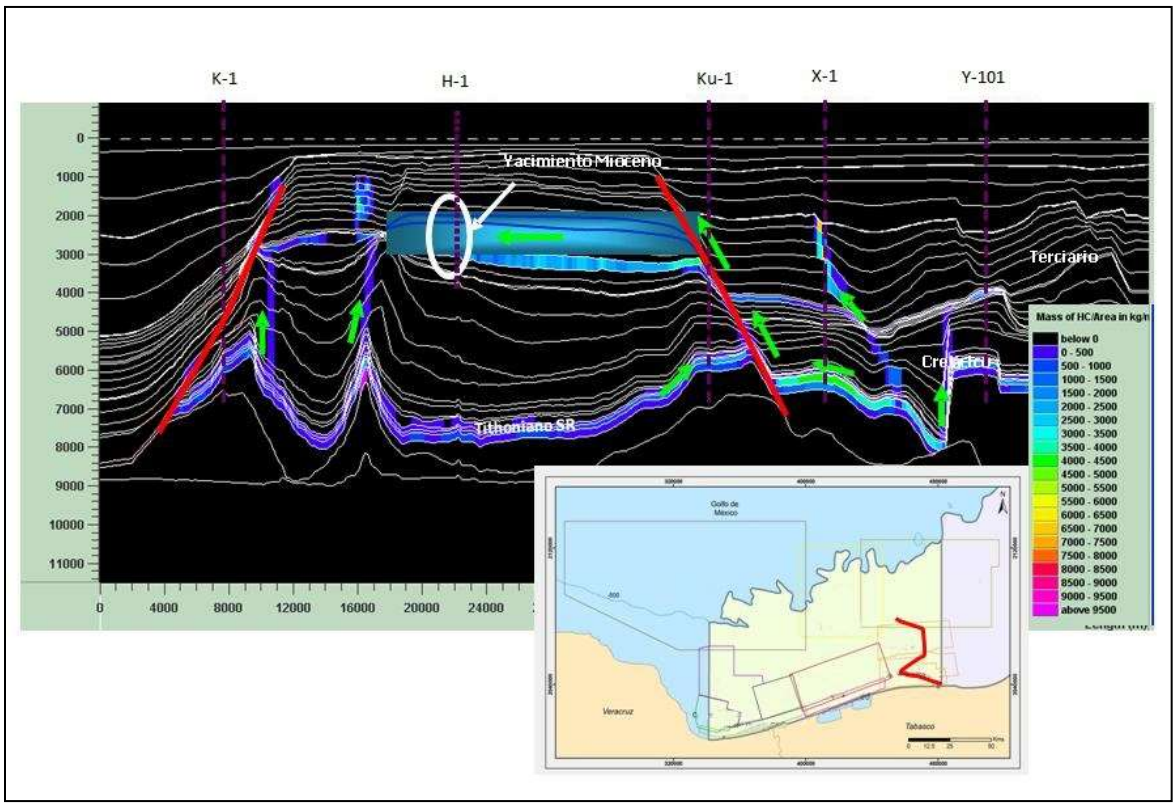

Figura 19. Modelo 2D de migración de los hidrocarburos a partir de las rocas generadoras de Tithoniano, almacenados en rocas del Cretácico.

Para el sistema petrolero Tithoniano–Mioceno, el elemento principal de roca generadora corresponde al Jurásico Superior Tithoniano constituido por lutitas y mudstone arcilloso y bituminoso que cargan a rocas del Mioceno y Plioceno, que corresponden a arenas de abanicos submarinos y canales depositadas en ambientes de talud y cuenca; este nivel fue probado en el campo Y. Las trampas son de tipo combinado cuyo desarrollo inicia durante el Mioceno Medio; el proceso de generación–migración de hidrocarburos acorde al modelado geológico, se ha estimado a partir del Oligoceno Superior hasta la actualidad, por lo que se considera que existe una buena sincronía, figura 20.

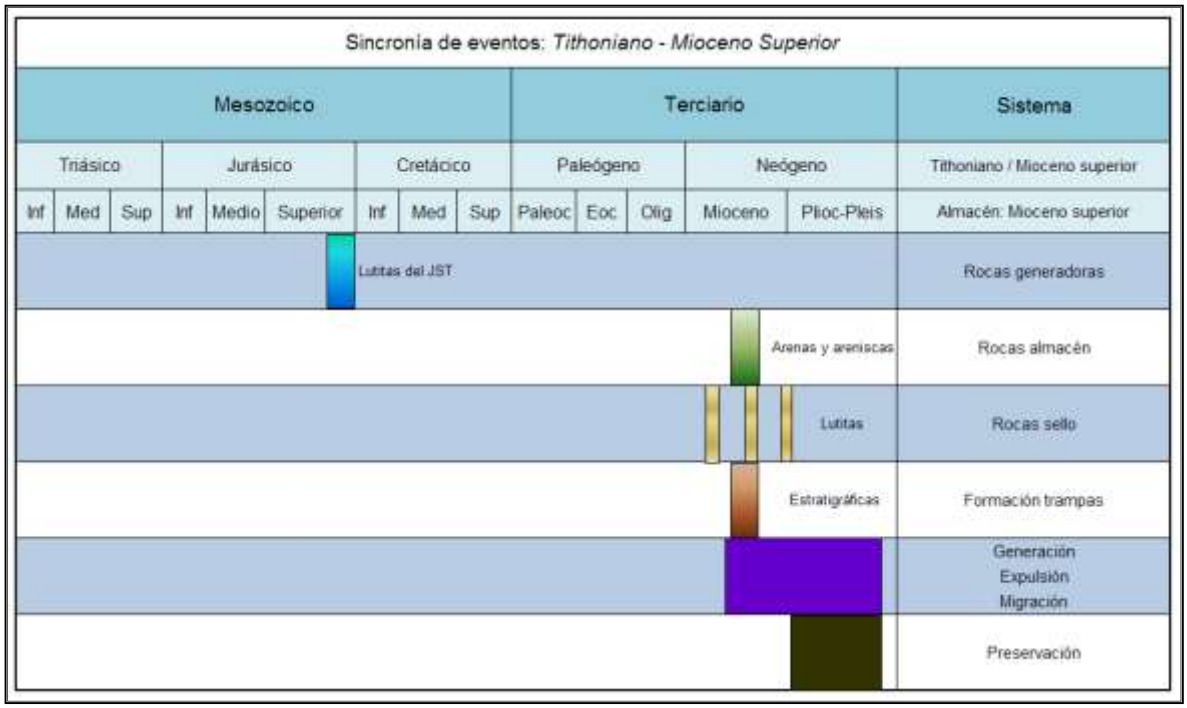

Figura 20. Diagrama de eventos del sistema petrolero Tithoniano-Mioceno.

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1. Facies

Es el conjunto de caracteres litológicos y paleontológicos que presenta un depósito, desde el punto de vista de las condiciones geográficas locales que han contribuido a su formación y las cuales pueden haber ocurrido en el fondo del mar (figura 21).

Las facies pueden definirse, desde el punto de vista litológico, como facies arenosa, facies arrecifal, etc., o desde el punto de vista paleontológico, como facies coralina, de rudistas, etc. Cuando una unidad cambia, lateralmente por transición lenta a otra clase de roca, se dice que hay un cambio de facies; así, una graduación de grava, arena, lutita y caliza nos indicaría un cambio de facies costera, nerítica y batial. Es muy importante el estudio de las facies en las rocas sedimentarias, ya que en esta forma podemos estudiar los distintos caracteres litológicos de una formación que se origina en un solo intervalo de tiempo geológico.

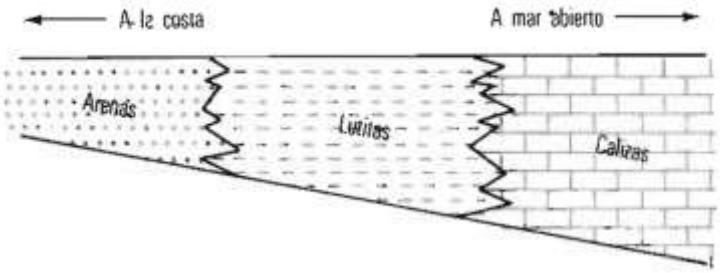

Figura 21. Ejemplo de facies marina

3.2. Estratigrafía

Es el estudio de secuencias verticales de rocas estratificadas y sus variaciones laterales en capas individuales a escala regional (Baars & Stevenson, 1991).

3.2.1. Unidades estratigráficas

Partiendo de correlaciones entre secuencias estratigráficas, estas pueden definirse según el enfoque que poseen, las cuales pueden ser litoestratigráficas (litología), bioestratigráficas (tiempo y espacio) y cronoestratigráficas (temporales).

3.2.2. Unidades Litoestratigráficas

Se establecen a partir de las características litológicas de la sucesión estratigráfica. Su principal limitación se encuentra al momento de correlacionar a grandes distancias puesto que la representación de éstas abarca una extensión lateral relativamente grande, pero aun así siguen siendo las más empleadas debido a la objetividad con que representan la información del subsuelo. Las unidades litoestratigráficas se encuentran influenciadas por los ambientes sedimentarios; a medida que estos varían ocurren cambios en las características y propiedades litológicas, por lo que la extensión de estas unidades se encuentra limitada en el espacio. En orden de importancia estas unidades son: capa, miembro, formación (unidad básica) y grupo.

3.2.3. Unidades Bioestratigráficas

Estas unidades parten de la clasificación de las rocas estratificadas en función de las características paleontológicas que presentan. Son bastante precisas pues se fundamentan en la presencia física de fósiles, los cuales, al estar regidos por la evolución son irrepetibles y pueden aparecer en toda la superficie terrestre. Su principal limitación radica en que al estar limitadas a la presencia de fósiles sólo cubren de manera eficiente el Fanerozoico y aun así existen materiales azoicos en los que no es posible realizar división bioestratigráfica alguna. La unidad principal es la biozona.

3.2.4. Unidades Cronoestratigráficas

Dividen la columna estratigráfica basándose en el tiempo, y se refieren a los estratos que se han depositado durante un tiempo determinado. Las unidades cronoestratigráficas son unidades materiales mientras que las unidades

geocronológicas son divisiones puramente temporales, intangibles, aunque se encuentran irremediablemente asociadas a las primeras. Estas son las unidades fundamentales pues a través de ellas pueden ser correlacionadas las columnas estratigráficas de todo el mundo. Son utilizadas en el establecimiento de la escala de tiempo geológico.

3.3. Ambientes sedimentarios

Los ambientes sedimentarios son áreas de la superficie terrestre que presentan determinadas características físicas, químicas y biológicas, en las cuales se acumulan sedimentos. Entre los factores que influyen en la depositación de un sedimento se encuentran: la geología y geomorfología, el clima, la flora y la fauna y, en el caso de ambientes subacuáticos intervienen la profundidad, salinidad, temperatura y movilidad del agua. Los ambientes sedimentarios se clasifican en: continentales, transicionales y marinos (Figura 22).

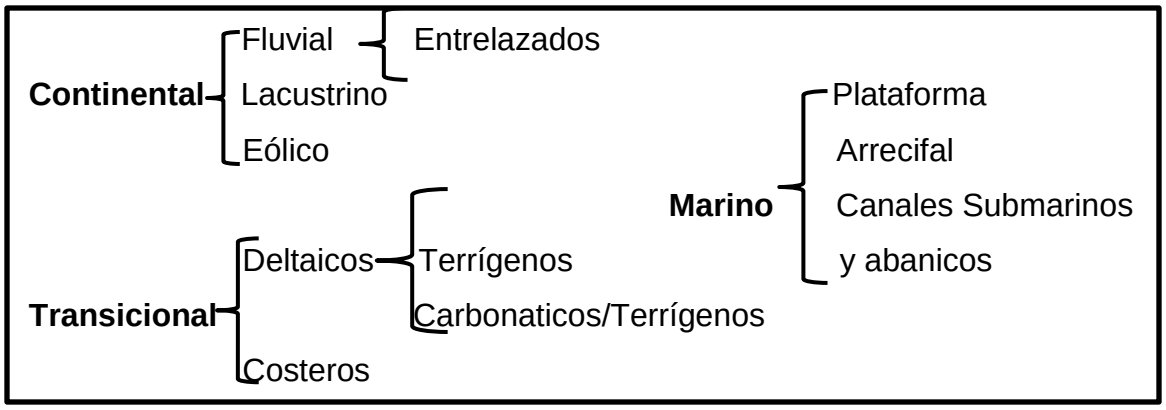

Figura 22. Clasificación de los ambientes sedimentarios según Selley

En el caso particular de esta tesis pertenece al medio transicional y marino.

3.3.1. Ambientes Sedimentarios Marinos

El ambiente marino es la zona del océano que yace (hacia el mar) debajo de la zona dominada por los procesos costeros. Varía de pocos metros a más de 10.000 m de profundidad. Se subdivide en: plataforma continental, el rompiente continental, el talud y la cuenca abisal. Contienen la mayor parte del registro fósil y son propicios para la generación de hidrocarburos.

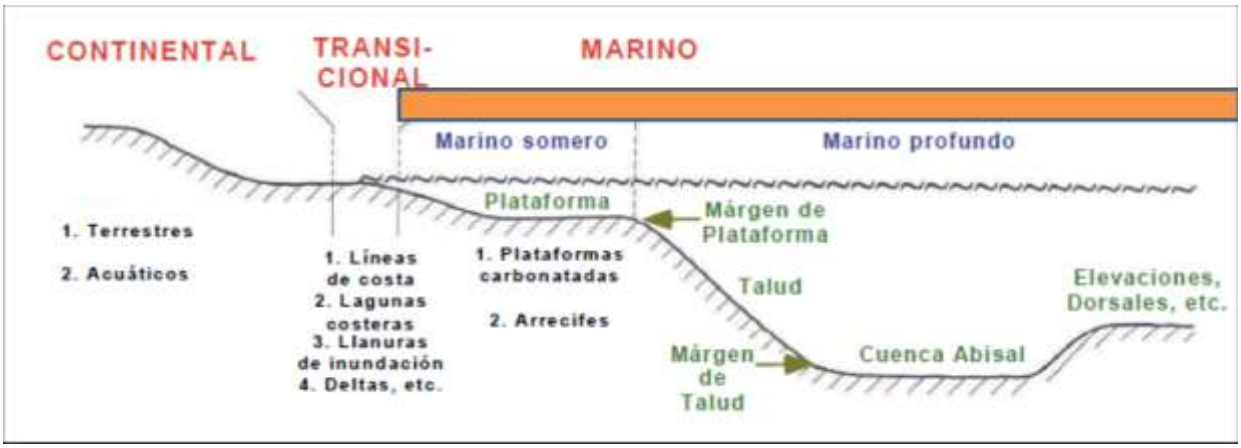

Figura 23. Ambientes sedimentarios marinos.

La subdivisión clásica de medios marinos ha sido modificada para proporcionar una clasificación más realista basada en los organismos presente así como en una mejor comprensión.

La zona nerítica se cita ahora como la zona sublitoral, se extiende desde el nivel de la baja marea hasta una profundidad de 200 m. El medio batial de 200 m, ha sido modificado para extenderse a profundidades de 4050 m. El medio abisal que clásicamente abarca todas las profundidades de 4050 m a 6500 m. Las grandes fosas oceánicas se consideran como hadal mayores de 6300 m.

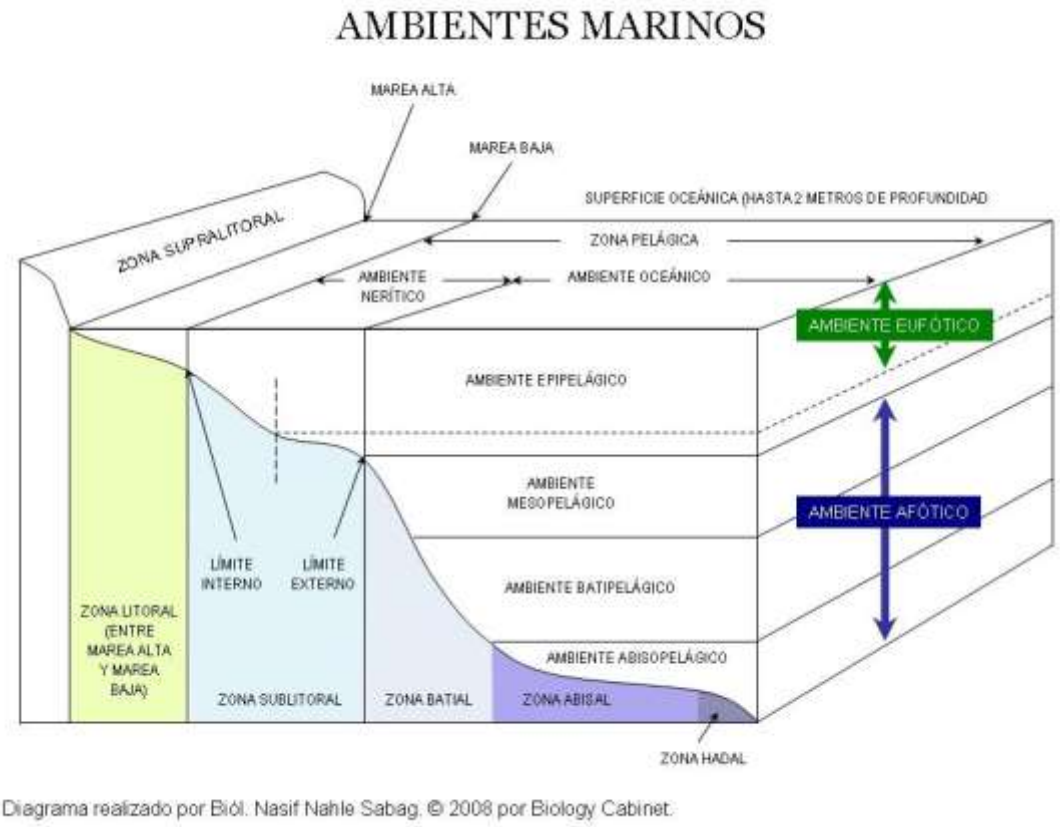

Figura 24. Zona de profundidad bentónica.

Los ambientes bentónicos se divide en:

- ™Zona costera submareal (bajo la marea alta, corresponde a la zona supramareal).
- ™Litoral (entre la marea alta y la baja).
- ™Sublitoral (bajo la marea baja, corresponde a la mayor parte de la plataforma continental).
- ™Batial (zona de talud).
- ™Abisal y Hadal (trincheras profundas).

3.3.2. Ambientes Someros: Zona Nerítica

El tipo de sedimento en estos ambientes está determinado por: ™la Presencia de elevaciones continentales en las regiones costeras adyacentes (Ambiente tectónico), y por el patrón de drenaje de los ríos.

Plataforma continental: Es el área alrededor de los márgenes continentales desde la línea de costa hasta el rompiente continental (a una profundidad promedio de 200 m). Es subyacida por corteza continental. Se extienden cientos a miles de kilómetros más adentro. Se caracteriza por un ángulo relativamente suave.

Plataformas terrígenas: Son aquellos en los que predomina el aporte de material clástico, producto del intemperismo químico y físico de las rocas prexistentes que son transportadas a la cuenca de depósito desde el continente.

Plataformas carbonatadas: Una plataforma carbonatada es un cuerpo sedimentario que tiene un relieve topográfico, compuesto por depósitos calcáreos autóctonos (Wilson, 1975). Son áreas marinas (0-200 m de profundidad), con cierta estabilidad tectónica, en las que predomina la sedimentación evaporítica o carbonatada. Aunque pueden coincidir con la plataforma continental adyacente a los continentes (especialmente en los márgenes pasivos), pueden estar también aisladas en el océano (asociadas a montes submarinos).

Supralitoral

La zona supralitoral o de salpicaduras es la que humedece el rocío del mar y el salpicar del oleaje, pero que prácticamente nunca se ve sumergida. Su amplitud es variable, dependiendo de factores como la fuerza del oleaje y la inclinación y orientación de la costa, estando generalmente comprendida entre 30-50 cm en las zonas poco expuestas al oleaje y 2-3 m en las más expuestas. Las especies supralitorales están adaptadas a unas condiciones de vida muy duras por la falta de agua, por los extremos de temperatura que se alcanzan (elevados en verano y bajos en invierno), por la fuerte insolación y por los grandes cambios de salinidad que se producen (costras de sal por evaporación, lluvias).

Las comunidades propias de esta zona son pobres en especies y muy homogéneas a escala mundial.

Mediolitoral

La zona Mediolitoral, de mareas o de rompientes, es aquella en la que se encuentran las comunidades de organismos que requieren o toleran un cierto grado de inmersión, pero no pueden sobrevivir a inmersiones permanentes o semipermanentes. Se encuentra inmediatamente por encima del nivel del mar, estando mojada casi constantemente por el oleaje. Su amplitud va a depender de la fuerza del oleaje y de la inclinación y orientación del litoral, ya que las mareas en el Mediterráneo son muy reducidas. Generalmente, se la divide en dos subzonas: una superior, donde la inmersión es rara, y otra inferior, donde las inmersiones son más frecuentes pero no permanentes.

Infralitoral

Su límite superior está marcado por los organismos que requieren una inmersión continuada, y el inferior por la desaparición de las fanerógamas marinas y las algas fotófilas. El límite superior va a depender de la fuerza del oleaje y de la inclinación y orientación del litoral. Por el contrario, el inferior depende de la claridad de las aguas (15-20 m en la Costa Brava catalana y 28-35 m en Baleares y SE peninsular). Se suele dividir en dos subzonas, una superior, hasta los 10-15 m, de mayor incidencia del oleaje, y una inferior, donde el hidrodinamismo depende principalmente de las corrientes.

Circalitoral

La zona circalitoral se extiende desde el nivel inferior alcanzado por las fanerógamas marinas y las algas fotófilas, hasta la máxima profundidad donde llegan las algas multicelulares. Su límite superior se encuentra entre los 15-35 m de profundidad, según la claridad de las aguas, y el inferior, alrededor de los 100 m. El final de esta zona coincide aproximadamente con la porción inferior de la plataforma continental y el margen superior del talud continental.

El sistema afital, caracterizado por la ausencia de luz, se extiende por prácticamente todo el talud continental (zona batial) y por las llanuras abisales (zona abisal).

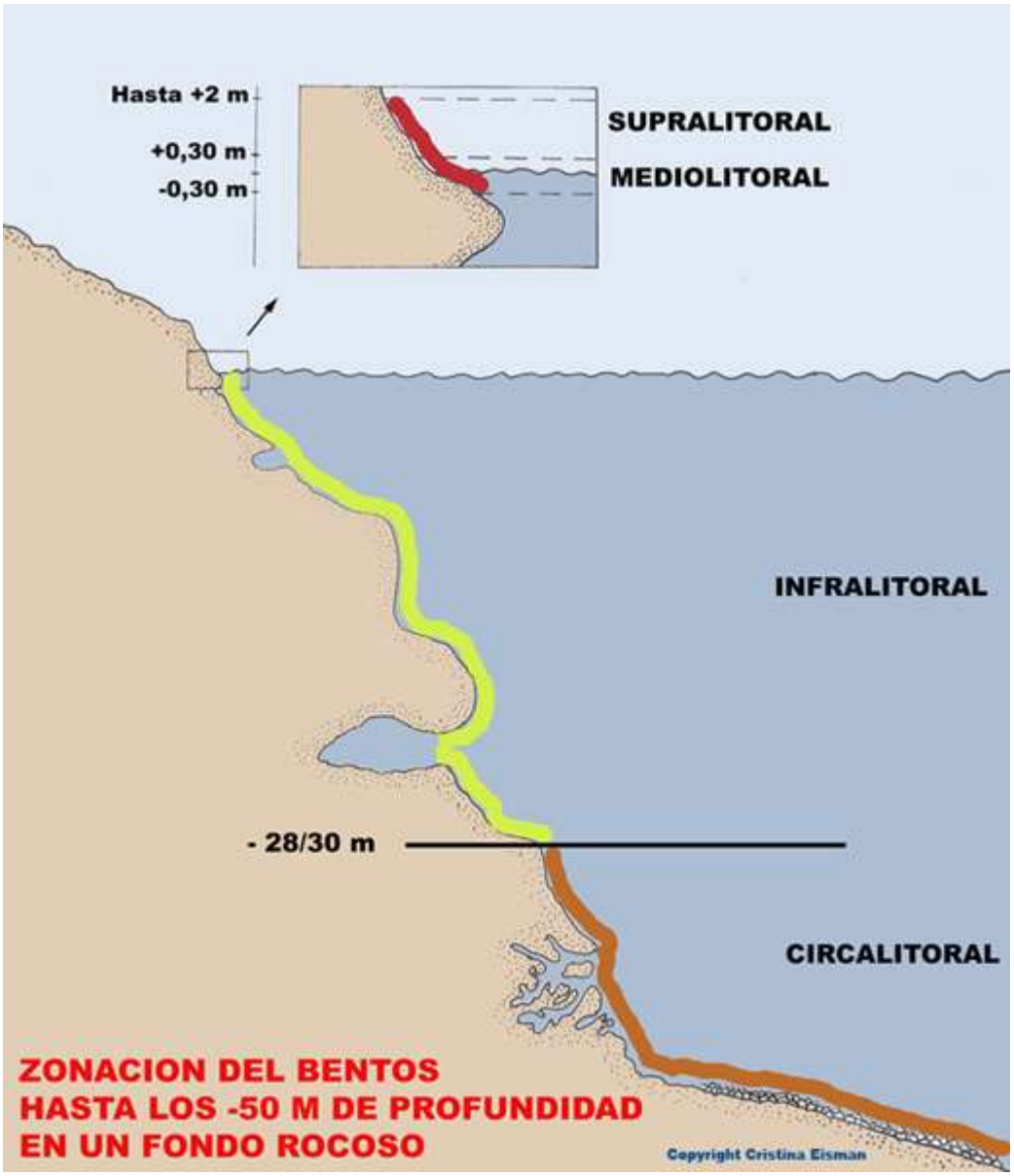

Figura 25. Esquema del perfil del relieve submarino en un corte transversal de un fondo rocoso con la distribución de las zonas hasta los 50 m de profundidad (Cristina Eisman).

3.3.3. Ambientes Profundos

Zona Batial

Este ambiente comprende las profundidades entre los 180 y los 4050 metros.

El batial superior (zona epibatial) se extiende hasta los 180 metros, incluye gran parte de las pendientes exteriores de las plataformas continentales, (talud).

El medio meso batial (batial inferior) comprende la mayor parte del piso de las cuencas oceánicas. Los sedimentos batiales incluyen arena muy fina, lodo y sedimentos calcáreos, glauconíticos y silíceos. la energía mecánica es esencialmente despreciable excepto en lo que las corrientes de densidad o los fenómenos de derrumbamiento pueden afectar.

El complejo biológico es principalmente importante en la contribución a la sedimentación hecha por los restos de los organismos flotantes.

Zona Abisal y Hadal

Estos medios abarcan todas las profundidades oceánicas mayores de 4050 m y el medio hadal en particular abarca las trincheras oceánicas a profundidades mayores de 6,200 m. La luz no penetra a las profundidades abisales, la presión hidrostática sobrepasa a los 140 kg/cm2, y la temperatura es generalmente inferior a 5 grados centígrados, estas condiciones impiden seriamente el desarrollo de la vida.

3.4. Petrofísica

La Petrofísica es una rama de la geología, cuyo propósito fundamental es el estudio de las propiedades físicas de las rocas y de los fluidos presentes en ellas a través del análisis de perfiles de pozo y muestras de núcleos, a fin de proveer información sobre la prospectividad de un área determinada.

Entre los parámetros que se busca estimar para llevar a cabo la caracterización petrofísica de un área se encuentran: la Arcillosidad (Vsh), la Porosidad (φ), la

Permeabilidad (k) y la Saturación de Hidrocarburos (1 – Sw), siendo el objetivo principal de esto la identificación y localización de zonas prospectivas (intervalos de interés) para la explotación hidrocarburífera, la distribución de los fluidos y su cuantificación volumétrica.

3.4.1. Porosidad (φ)

Es el espacio poroso por unidad de volumen de roca, en otras palabras, es la fracción del volumen total de una muestra que se encuentra ocupada por espacios vacíos. Se conocen dos tipos de porosidad: Total y Efectiva, siendo la porosidad total aquella que considera el volumen total de los poros y la efectiva la que toma en cuenta únicamente aquellos poros que se encuentran interconectados (Lárez, 2002).

Algunas de las fuentes a través de las cuales puede estimarse la porosidad son: perfiles radiactivos, microperfiles, gráficas y análisis de núcleos, siendo esta última la fuente más confiable de todas.

3.4.2. Porosidad Efectiva (PHIE)

Es el espacio vacío dentro de la matriz rocosa que se encuentra interconectado y que contribuye al flujo de los fluidos en un reservorio. De esta manera, quedan excluidos poros aislados y volúmenes porosos ocupados por agua absorta en minerales de arcilla u otros granos donde el agua asociada a ellos se considere inmóvil y en consecuencia inefectiva.

La porosidad total es todo el espacio vacío de una roca, contribuya ésta o no al movimiento de los fluidos. Por esta razón la porosidad efectiva es típicamente menor que el valor de porosidad total (Schlumberger Oilfield Glossary, 2005).

3.4.3. Permeabilidad (K)

La permeabilidad es una propiedad de yacimiento que describe la manera en que un fluido fluye a través del medio poroso. Ésta se encuentra determinada por la cantidad y el tamaño de los poros dentro del yacimiento. El tamaño de los poros, a

su vez, depende del tamaño de las partículas que forman el medio, la cantidad de carga y la cantidad de cemento añadido tras la deposición.

La permeabilidad determina el comportamiento del yacimiento y del pozo. Cuando un solo fluido fluye a través de la formación se puede medir lo que se conoce como permeabilidad absoluta que es más o menos independiente del fluido. Sin embargo, cuando 2 o más fluidos están presentes, cada uno reduce la capacidad de fluir del otro. La permeabilidad efectiva es la permeabilidad de cada fluido en presencia de los otros, y la permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. En un yacimiento en producción, el interés se centra en la permeabilidad efectiva, inicialmente de petróleo, gas o agua a diferentes saturaciones (Ayán et al.).

3.4.4. Volumen de Arcilla (Vsh)

Indica el grado de arcillosidad presente en un volumen de roca. Es importante el conocimiento del volumen de arcilla presente en arenas puesto que a medida que se hace mayor, disminuye la calidad de la roca como reservorio.

El volumen de arcilla puede estimarse a partir de un registro de rayos gamma (gamma ray (GR)) tomando en cuenta la línea de lutita y la línea de arena, como se muestra en la ecuación:

$$Vsh_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{sd}}{GR_{sh} - GR_{sd}} \quad \ldots(1)$$

Dónde: GR_{log} es el valor de gamma ray leído en el registro, GR_{sd} y GR_{sh} son los valores de gamma ray correspondientes a las líneas de arena limpia y de lutita respectivamente.

Para evaluaciones rápidas, un corte de gamma ray de 50% es frecuentemente utilizado para discriminar calidad del reservorio (Tracs International) (Figura 26).

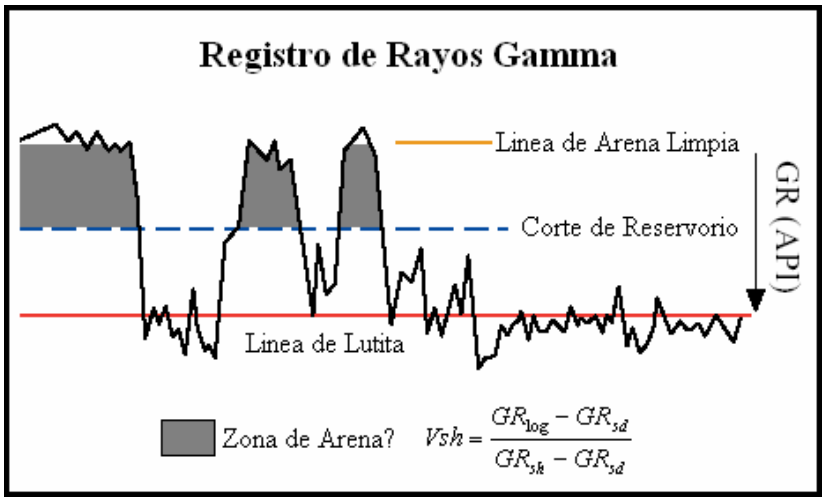

Figura 26. Registro de Rayos Gamma. Se aprecian las líneas de arena limpia y lutita, así como la línea de corte de calidad de reservorio. Modificado de Open Hole Wireline Logging. TRACS INTERNATIONAL. [Documento en línea]

Otra manera de obtener el volumen de arcilla de una formación es a partir de registros de Potencial Espontáneo (SP) de manera similar al caso de Rayos Gamma:

$$Vsh_{SP} = \frac{SP_{log} - SP_{sd}}{SP_{sh} - SP_{sd}} \ldots (2)$$

Dónde: SPl_{og} es el valor de potencial espontáneo leído en el registro, SP_{sd} y SP_{sh} son los valores de potencial espontáneo correspondientes a las líneas de arena limpia y de lutita respectivamente.

3.4.5. Saturación de Agua (Sw)

Es la fracción de agua en un espacio poroso dado. Generalmente se expresa en volumen/volumen, porcentaje o en unidades de saturación. A menos que se diga lo contrario, la saturación de agua es la fracción de agua de formación (agua connata) en la zona virgen. A la saturación de agua se le conoce como *saturación total de agua* si el espacio poroso referido es la *porosidad total* y se le denomina *saturación de agua efectiva* si se refiere a la *porosidad efectiva*.

Si el término se emplea sin ningún calificativo, se suele referir a la saturación de agua efectiva (Schlumberger Oilfield Glossary, 2005).

3.5. Sísmica

3.5.1. Impedancia Acústica

La impedancia acústica del subsuelo es una propiedad física que determina los coeficientes de reflexión con incidencia normal a través de su contraste, y es expresada como la densidad multiplicada por la velocidad sísmica de la onda P del medio, (Gadallah, 1994).

$$Z = \rho V_p \ldots (3)$$

Esta propiedad es de gran importancia en los métodos sísmicos, ya que la reflexión de una onda se produce en interfases que separan dos medios con diferentes impedancias acústicas.

Debido a que la impedancia es función de la densidad y la velocidad (Figura 27) y estos parámetros dependen de la porosidad, litología, tipo de fluido dentro de la roca, saturaciones entre otros, resulta de utilidad para predecir cambios en secciones y mapas (producto de inversiones sísmicas) de dichos parámetros, aunque debe ser visto con cuidado ya que más de uno de estos parámetros puede variar al mismo tiempo dentro del yacimiento.

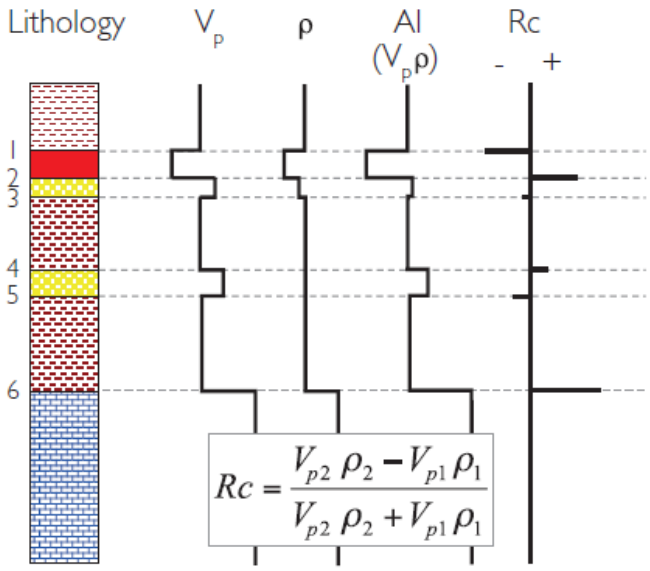

Figura 27.Coeficiente de Reflexión tal como se define por la diferenciación del registro de Impedancia Acústica (modificado de Anstey, 1982)

3.5.2. Coeficiente de Reflexión

Es la relación que existe entre la amplitud de la onda incidente y la onda reflejada, en otras palabras: una medida de la energía que se refleja (Figura 28a). El coeficiente de reflexión (R) para una interfase es gobernado por el contraste de impedancias acústicas de las dos masas de rocas adyacentes.

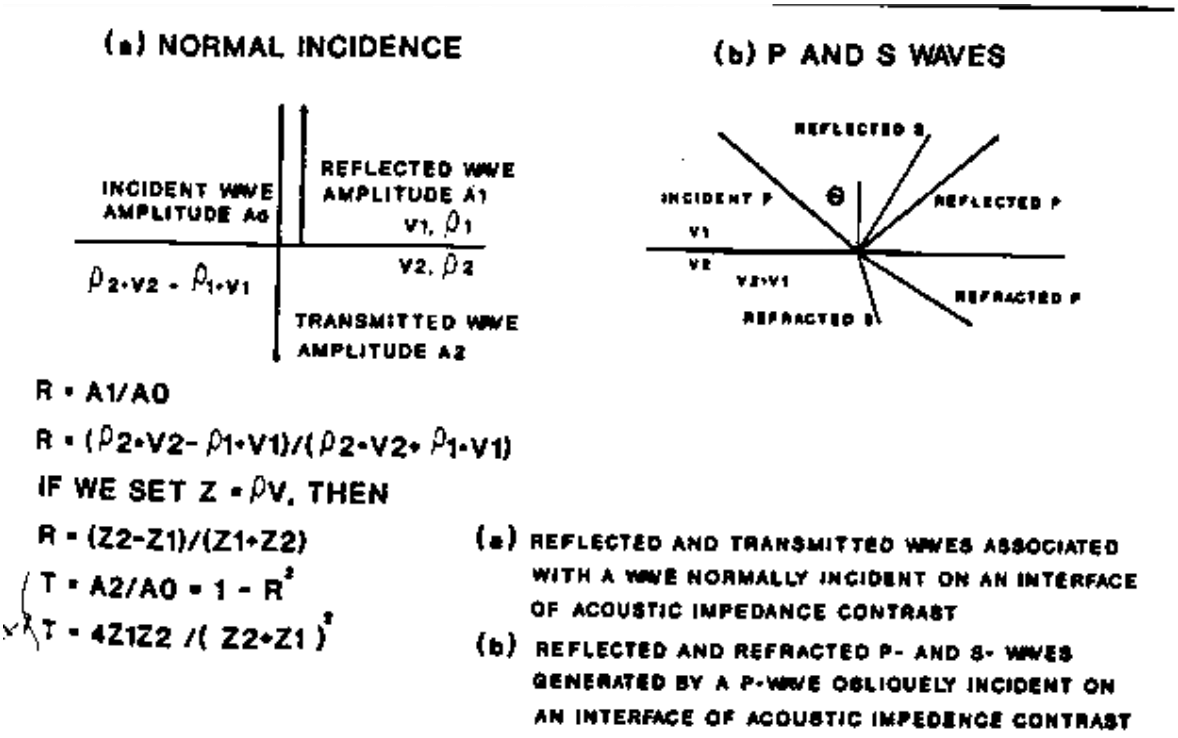

Figura 28. Ecuaciones de Zoeppritz

Para una onda que incide normalmente, el coeficiente de reflexión es:

$$R = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} \ldots (4)$$

Dónde:

R es Coeficiente de Reflexión, cuyos valores oscilan entre -1 y 1

$\boldsymbol{\rho_1}$ y $\boldsymbol{\rho_2}$ son las densidades de los medios 1 y 2 respectivamente

$\mathbf{V_1}$ y $\mathbf{V_2}$ son las velocidades de los medios 1 y 2 respectivamente

Los valores de R oscilan entre –1 y 1 y su signo depende de la relación entre las impedancias acústicas de los medios a través de los cuales se transmite la onda. Si la onda se propaga de un medio de mayor a uno de menor impedancia los valores de reflectividad se hacen negativos y viceversa. Algunos valores típicos de reflectividad se presentan a continuación, en la Tabla 5:

Reflectividad	Dirección en que se propaga la onda
-1	De agua a aire
0.5	De agua a roca
0.2	De lutita a arena

Tabla 5. Algunos Valores típicos de Reflectividad

Por otra parte, si la incidencia de la onda no es normal, el coeficiente de reflexión depende de otros parámetros, como las velocidades de onda s, y se describe como una función del ángulo incidente a través de las ecuaciones de Zoeppritz (figura 28b).

3.5.3. Facies sísmicas

Una facie sísmica puede ser definida como una región en el volumen de datos sísmicos que tiene patrones de reflexión característicos distinguibles de aquellos de otras áreas, basándose en la amplitud de reflexión, continuidad, geometría y configuración interna de los reflectores.

El análisis de facies sísmicas es la descripción e interpretación geológica de estos parámetros de reflexión sísmica. De esta manera representa una poderosa técnica cualitativa para el análisis estratigráfico de los datos sísmicos tanto en la exploración de hidrocarburos como en la caracterización de yacimientos.

Los parámetros de las facies sísmicas proveen información considerable de la geología del subsuelo. La configuración de reflexión revela patrones de espesor, con los que se pueden interpretar procesos depositacionales y de erosión. Las reflexiones en contactos de fluidos pueden ser identificadas. La continuidad de reflexión es asociada con la homogeneidad de los estratos. La amplitud de

reflexión contiene información de los contrastes de impedancia de las interfaces y el espaciamiento entre ellas; también puede predecir cambios laterales.

3.5.4. Ondas Sísmicas

Las ondas sísmicas que normalmente son detectadas y grabadas, pueden ser vistas como señales analíticas, con una parte real y otra imaginaria, de las cuales solo la parte real es detectada y mostrada. Esto es equivalente a un fasor dependiente del tiempo. Bajo este punto de vista la traza sísmica (g(t)) puede ser expresada.

$$g(t) = R(t)\cos\theta(t)..(5)$$

Dónde: *R (t)* es la envolvente de la traza sísmica y θ *(t)* es su fase.

Para describir la traza sísmica, podría imaginarse un vector perpendicular al eje del tiempo (Figura 29) cuya longitud varía en el tiempo y que rota alrededor de dicho eje como una función temporal. La proyección de este vector rotatorio sobre el plano real genera la traza sísmica convencional (g (t)), pero si es proyectado sobre un plano imaginario se obtiene la traza cuadratura (h (t)), la cual se define así:

$$h(t) = R(t)\sin\theta(t)\ldots(6)$$

A través de la aplicación de la transformada de Hilbert a la traza grabada se obtiene la traza cuadratura imaginaria.

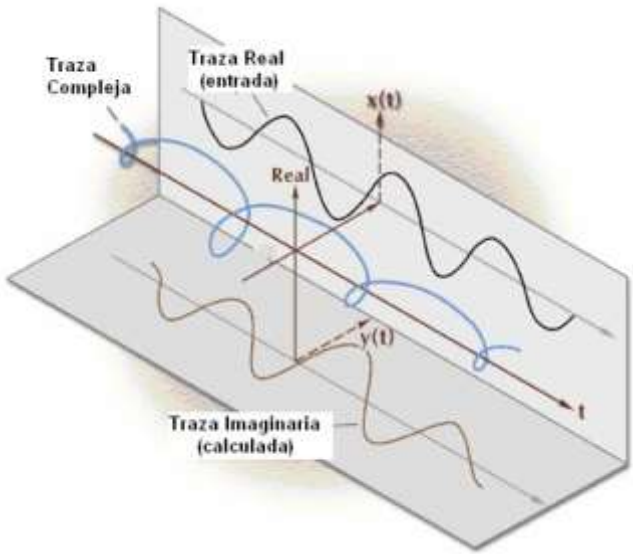

Figura 29. Componentes real e imaginaria de la Traza Sísmica Compleja (tomada de AAPG, 2003)

La traza sísmica refleja la medida de la velocidad con que oscila una partícula o de la presión que experimenta (si se graba con geófonos o hidrófonos, respectivamente) como resultado del paso de las ondas sísmicas a través del medio que la contiene. Una onda sísmica perturba las partículas del medio a través del cual se propaga alterando su posición de equilibrio, y por esto, se puede decir que la traza sísmica convencional g (t) puede ser vista como una medida de la energía cinética.

El movimiento de las partículas es recobrado a través de una fuerza restauradora, por lo que dicha energía es preservada en forma de energía potencial: a medida que una partícula se mueve como respuesta al paso de la onda sísmica, la energía es transformada de cinética a potencial de forma cíclica. La medida de esta energía potencial es representada por la traza de cuadratura h (t).

CAPÍTULO IV

ATRIBUTOS SÍSMICOS

4.1. Aspectos Generales

El incremento de la dependencia de los datos sísmicos requiere que obtengamos toda la información posible de los datos sísmicos de reflexión.

Los atributos sísmicos son diferentes formas de analizar y desplegar las reflexiones sísmicas por medio de diferentes algoritmos matemáticos cuyo fin es extraer la mayor cantidad de información relevante para la caracterización de un yacimiento.

En otras palabras, cualquier procedimiento que extrae y despliega la amplitud, fase, frecuencia o forma de la traza sísmica en un formato entendible y conveniente es una herramienta para la caracterización de yacimientos, la cual se conoce como atributo sísmico.

Los atributos sísmicos usados para la caracterización del yacimiento son: variaciones temporales, y espaciales de la amplitud de reflexión, fase de reflexión, frecuencia de la ondicula y la forma de la ondicula. Las interpretaciones estratigráficas y estructurales basadas en los estudios sísmicos se hacen analizando patrones superficiales de estos atributos sísmicos a lo largo de horizontes sísmicos seleccionados.

Dentro de los principales objetivos de una interpretación basada en atributos sísmicos, está el extrapolar la información obtenida en el pozo, como espesor del yacimiento, porosidad y saturación de hidrocarburos a un análisis bidimensional en secciones sísmicas, o tridimensional en cubos sísmicos.

El segundo objetivo de la interpretación basado en atributos sísmicos es reconstruir la historia tectónica, depositacional y diagenética de la zona de estudio, la cual nos permite inferir la litología, porosidad, capa sello, densidad de fractura y orientación de fracturas.

Tercero, los atributos sísmicos pueden proveer el control de calidad en el procesamiento de datos. Al interpretar en cortes de tiempo (time slices) los analistas pueden fácilmente identificar características geológicas tales como fallas estructurales y huellas de adquisición, lo que ha permitido optimizar parámetros de procesamiento (Chopra y Mafurt, 2006).

Los atributos sísmicos pueden ser derivados de la traza compleja o bien a través de análisis estadísticos de amplitud y de frecuencia, espectrales y de correlación.

4.2. Clasificación de los Atributos Sísmicos

Los atributos sísmicos pueden ser clasificados de diferentes formas; estas clasificaciones han cambiado a través de los años, la manera más común de clasificarlos es basada en sus relaciones directas del significado interpretativo que ellos representan. Taner *et al.* (1994) dividen los atributos en dos categorías: geométricos y físicos. Los atributos geométricos realzan la visibilidad de las características geométricas de los datos sísmicos; estos incluyen echado, azimut y continuidad. Los atributos físicos están relacionados con los parámetros físicos del subsuelo y por lo tanto con la litología. Estos incluyen amplitud, fase y frecuencia. Los atributos físicos puede dividirse aún más en atributos pre-apilamiento y post-apilamiento antes o después de la migración (Taner, 2001). Otra clasificación frecuentemente utilizada es la empleada por Brown (1996, 2001) quien clasifica los atributos de acuerdo al dominio donde se obtienen (tiempo, amplitud, frecuencia y atenuación). Chen y Sydney (1997) basan la clasificación en categorías dinámicas/cinemáticas y categorías de características geológicas de yacimiento. Barnes (1997) desarrolló una clasificación de atributos de traza compleja dependiendo de la relación entre los diferentes atributos y los datos sísmicos. Comúnmente se les denomina atributos instantáneos. En los últimos años se han desarrollado los atributos espectrales, los cuales se aplican en la caracterización de yacimientos debido a que los cambios en las características espectrales y de amplitud de la señal sísmica pueden estar asociados a la presencia de fluidos y fracturas dentro del sistema de rocas (Del-Valle-García y

Ramírez-Cruz, 2006). Con el fin de cubrir los objetivos de la presente tesis se hará hincapié en los atributos instantáneos y en los atributos geométricos.

4.3. Atributos instantáneos

Los atributos instantáneos son calculados muestra a muestra, y representan variaciones instantáneas de varios parámetros. Barnes (1997) reconoció la amplitud y la fase como atributos fundamentales de los cuales todos los otros son derivados. Los atributos más comunes de este tipo son *amplitud instantánea o envolvente de amplitud, fase instantánea y frecuencia instantánea* (Tabla 6).

RESUMEN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS

	Amplitud Instantánea	Fase Instantánea	Frecuencia Instantánea
Definición	$a(t) = \sqrt{x^2(t) + y^2(t)}$	$\phi(t) = arctan\frac{\lvert y(t)\rvert}{\lvert x(t)\rvert}$	$F(t) = \frac{d(\phi(t))}{dt}$
Uso Interpretativo	• Identificar fallas y canales, detectar yacimientos de gas o "puntos brillantes (bright spots)". • Definir eventos reflectores masivos como discordancias. • Detectar efectos de sintonía (tuning effects) de estratificación delgada.	• Revela eventos débiles tales como canales y abanicos por ganancia de continuidad. • Ayuda a identificar límites de secuencias sísmicas y patrones de estratificación sedimentaria. • Inversión evidente de fase cuando el gas esta presente.	• Identificar discordancias estructurales y/o estratigráficas laterales como acuñamientos, contactos aceite/agua, contactos aceite/gas. • Definir límites de comportamientos de yacimientos.

Tabla 6. Tabla de atributos Instantáneos

Los valores instantáneos de atributos tales como, la envolvente de la traza, sus derivadas, la frecuencia y la fase pueden ser determinadas de trazas complejas. En el apéndice A se aborda a detalle el concepto de traza compleja, y de la transformada de Hilbert, los cuales son conceptos imprescindibles para el estudio de atributos instantáneos.

4.3.1. Amplitud Instantánea

La amplitud instantánea, también conocido como intensidad de reflexión, es la amplitud independiente de la fase. Es una función del tiempo que puede tener su máximo valor en puntos de la fase que no pertenecen a un pico o valle de la traza real, especialmente si el evento está compuesto por varias reflexiones. Por ello, la máxima intensidad de reflexión asociada con un evento reflector puede ser diferente de la máxima amplitud del pico o valle de la traza real, (Taner, 1979).

La amplitud instantánea es la envolvente de la traza sísmica. Para un instante de tiempo, la amplitud instantánea es calculada como la raíz cuadrada de la energía total de la señal sísmica:

$$a(t) = \sqrt{x^2(t) + y^2(t)} \ldots (7)$$

Por lo tanto, la amplitud instantánea es siempre positiva y en el mismo orden de magnitud de la traza real.

Los principales usos de la amplitud instantánea en la interpretación son:

· Provee información acerca de contrastes en la impedancia acústica y por consiguiente en la reflectividad.

· Los cambios laterales en la amplitud instantánea están siempre asociados con grandes cambios litológicos o con acumulaciones de hidrocarburos.

· Reflexiones con alta amplitud, conocidas como “bright spot” (punto brillante), indican posibles acumulaciones de gas.

· Cambios bruscos en la amplitud instantánea son asociados a fallas o rasgos depositacionales como canales.

· Detecta límites de secuencias.

· Correlación espacial de porosidad y otras variaciones litológicas.

· Puede detectar y calibrar efectos de entonamiento de capa delgada, que pueden resultar de la interferencia constructiva o destructiva de las ondículas reflectoras.

· Distingue un reflector masivo, por ejemplo una discordancia, de un grupo compuesto de reflectores.

4.3.2. Fase Instantánea

La fase instantánea es definida como la fase de la traza compleja; describe el ángulo entre la traza y su transformada de Hilbert para un tiempo dado:

$$\phi(t) = arctan\frac{|y(t)|}{|x(t)|}\ldots(8)$$

La fase instantánea es una medida de la continuidad de eventos en una sección sísmica, ya que es independiente de la amplitud instantánea. Su valor es siempre un número entre -180° y +180°. La tasa temporal de cambio de la fase instantánea es la frecuencia instantánea.

Los principales usos de la fase instantánea en la interpretación son:

· Mejor indicador de continuidad lateral.

· Como la fase es independiente de la amplitud instantánea, detalla la continuidad de eventos, haciendo más visibles los eventos débiles.

· Puede detectar y calibrar efectos de entonamiento de capa delgada.

· Como no tiene información de la amplitud, todos los eventos son representados.

· Muestran rasgos depositacionales tales como acuñamientos (pinchouts), discordancias angulares, canales, abanicos, geometría depositacional interna, zonas de engrosamiento y adelgazamiento, offlap, onlap, límites de secuencia, difracciones, y la interferencia de eventos con diferentes características de buzamiento.

4.3.3. Frecuencia Instantánea

La frecuencia instantánea, al igual que la fase, es un valor asociado a un instante de tiempo. Representa la tasa de cambio de la fase instantánea como una función del tiempo. Es una medida de la pendiente de la fase de la traza y es obtenida tomando la derivada de la fase:

$$F(t) = \frac{d(\phi(t))}{dt} \ldots(9)$$

La mayoría de los eventos están compuestos de reflexiones individuales de varios reflectores cercanos entre sí, con contraste de impedancia acústica y separación constantes. La superposición de reflexiones individuales puede producir un patrón de frecuencia que caracterizan al evento completo. La frecuencia de un evento compuesto por un número de reflexiones cambiará gradualmente a medida que la secuencia de capas cambia en grosor o litología.

4.4. Atributos Geométricos

De acuerdo a Taner (2001) los atributos geométricos describen la relación espacial y temporal de todos los otros atributos. Chopra y Mafurt (2006) muestran que los atributos geométricos definen la morfología y la variabilidad lateral de los reflectores sísmicos. La continuidad lateral medida por la semblanza es un buen indicador de similitud de estratos así también como de discontinuidad. Los echados de los estratos y las curvaturas dan información deposicional. Los atributos geométricos son también usados para interpretación estratigráfica puesto que definen eventos característicos y sus relaciones espaciales, y pueden ser usados para cuantificar características que directamente asistan en el reconocimiento de patrones deposicionales, y la litología relacionada. Los mapas de echado y azimut de reflectores sísmicos interpretados son usados rutinariamente para mapear fallas discretas en interpretaciones sísmicas convencionales. Los mapas de curvatura son usados para predecir fracturas, y los mapas derivados de la amplitud pueden ser usados con mapas de borde de

acumulación de hidrocarburos. Chopra y Mafurt (2006) sub-dividen los atributos geométricos en: Echado y Azimut.

4.4.1. Echado y Azimut

Se han desarrollado algoritmos que permiten calcular volúmenes 3D de echado y azimut del reflector (reflector dip y azimut) sin necesidad de interpretar un horizonte dado. Además de ser una herramienta de interpretación importante, el echado y el azimut definen una superficie de reflector local sobre la cual se pueden detectar discontinuidades, o inversamente, a lo largo del cual podemos filtrar datos para extraer su componente de coherencia.

Los cubos de echado y azimut sólo muestran cambios relativos en echado y azimut ya que en general no se tiene una conversión tiempo profundidad exacta.

El echado aparente se calcula a partir de los números de onda instantáneos k_x y k_y, los cuales son las derivadas en *x* y *y* de la fase instantánea φ. Se calculan los echados aparentes *p* y *q* medidos en *ms/m* a partir de las siguientes ecuaciones:

$p = \frac{K_x}{\omega}$ Numero de onda instantáneo. … (10)

$q = \frac{K_y}{\omega}$ Echado aparente instantáneo. …(11)

$K_x = \frac{\partial \phi}{\partial x}$ y $k_y = \frac{\partial \phi}{\partial y}$ Números de onda en línea y traza respectivamente. …(12)

4.5. Interpretación De Atributos Sísmicos

El proceso de interpretación de atributos estructurales y su relación con el modelo estructural y sedimentario en el campo H se basó en dos fases simultáneas. En la primera fase se interpretó y evaluó el nivel de fallamiento observado en el cubo sísmico, donde patrones de dirección fueron interpretados en los niveles de interés (Mioceno Medio y Mioceno Superior). Durante la segunda fase estos patrones de fallamiento fueron asociados con las estructuras sedimentarias y ambientes de depósito para la obtención de los modelos estructurales y sedimentarios, y la distribución de la roca almacén.

Se generaron diferentes atributos, de los cuales se determinó que los atributos que mejor definen la intensidad y orientación de las zonas fracturadas son:

• Amplitud Instantánea, también conocida como Envolvente.

• Frecuencia instantánea (instantaneous frequency).

• Suavizamiento Estructural (Structural Smoothing).

• Varianza (Edge Method).

La frecuencia instantánea se mide en Hertz (Hz) y es la tasa de cambio de la fase sobre el tiempo.

El suavizamiento estructural de la señal guiada por la estructura local, incrementa la continuidad de los reflectores sísmicos y resalta las discontinuidades de la sísmica.

La Varianza, es la estimación de pequeñas varianzas locales en la señal, se puede aplicar un suavizamiento vertical para la reducción de ruido. Es usualmente usado para la detección de límites y resaltar las discontinuidades de la señal sísmica.

Para llevar a cabo la interpretación del estudio se utilizó la información sísmica de la megaunión de los cubos Unión Conejo 3D, Santa Lucia OBC, Koo-Tico OBC y

Nim-Kim 3D, en su versión PSTM (Migración Preapilamiento en Tiempo), reprocesado por la Compañía Mexicana de Geofísica en el año 2008 con una extensión de 3096 Km2 (Figura 30).

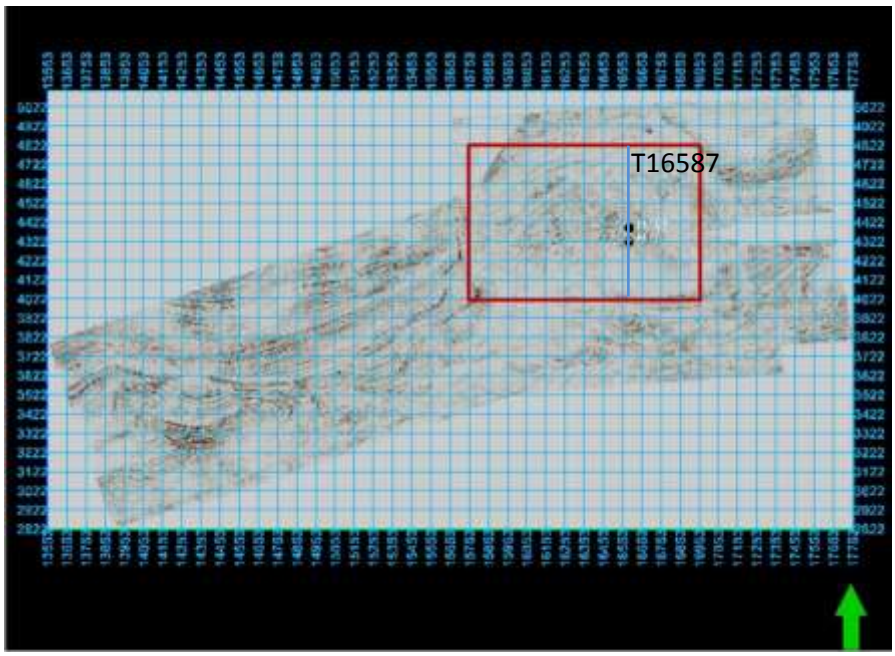

Figura 30. Corte en tiempo a 1500 ms de la unión Conejo 3D, Santa Lucia OBC, Koo-Tico OBC y Nim-Kim 3D, en su versión PSTM.

A continuación se muestran la aplicación de cada Atributo en la Traza sísmica 16587 del área indicada por el polígono rojo de la figura 34 correspondiente al Campo H, también se muestra su relación con los sistemas de fallas y ambientes sedimentarios.

4.5.1. Amplitud Instantánea

En la figura 31 se muestra la amplitud instantánea para la Traza sísmica 16587 en la cual se pueden apreciar los pozos H-1 y H-101. En la imagen superior se muestra la traza sísmica y en la parte inferior se muestra el atributo aplicado a la traza sismica. Se puede observar la continuidad y los límites de las secuencias sísmicas así como la porosidad presente en los niveles objetivo representado por altas amplitudes relacionada a los puntos brillantes, también se pueden apreciar con mayor claridad las variaciones litológicas laterales. En la figura A.2 y A.3 del Anexo se muestra el atributo de amplitud instantánea para las líneas 4322 y 4394.

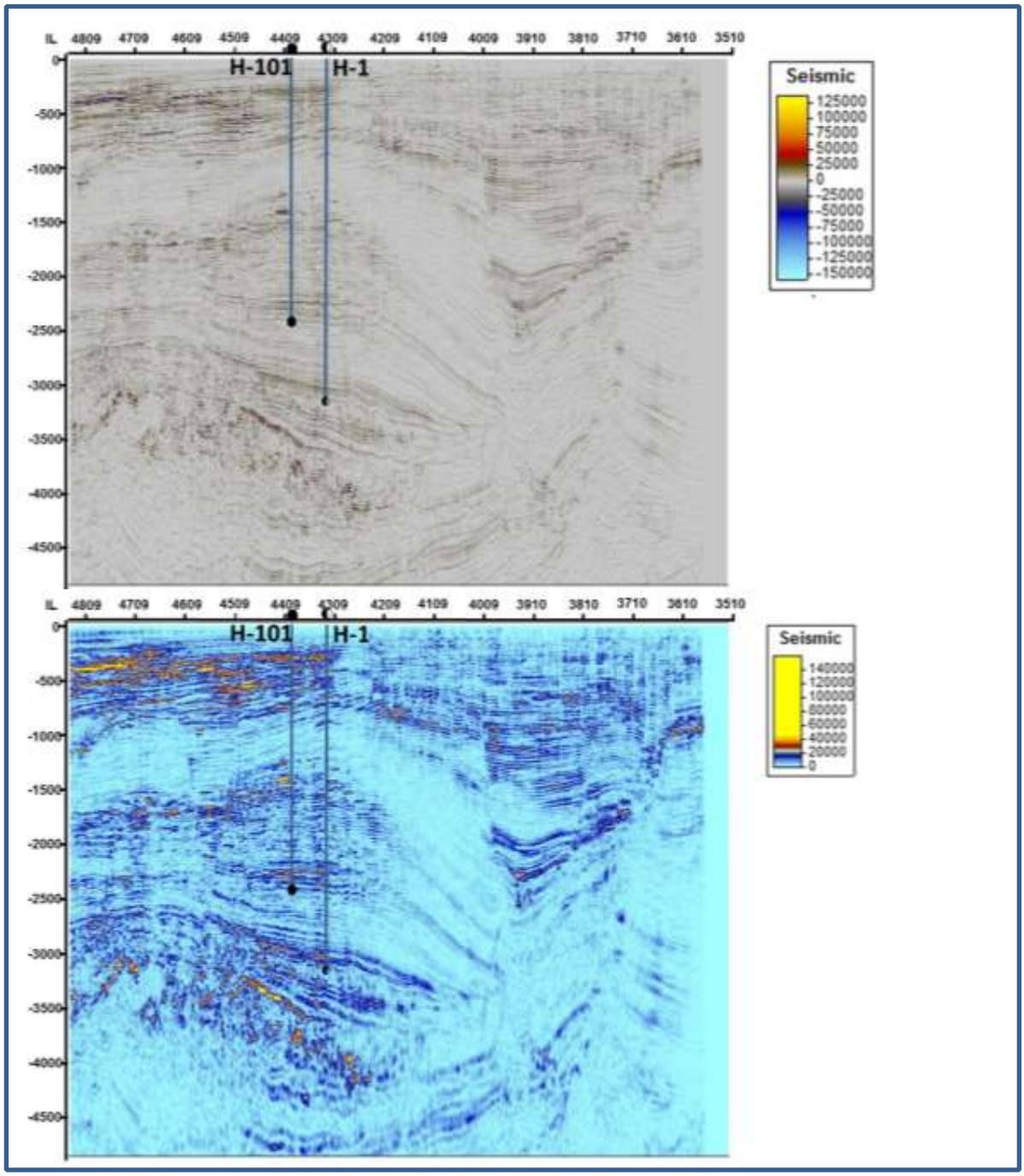

Figura 31. Amplitud Instantánea para la Traza sísmica 16587

En la figura 32 se muestra la amplitud instantánea para la Traza sísmica 16587 la cual ha sido interpretada para una mejor observación de las continuidades sísmicas horizontales y las discontinuidades laterales. En la imagen superior se muestra la interpretación para los horizontes sísmicos y en la parte inferior se muestra la interpretación de las fallas. Con estas interpretación es más evidente los cambios de facies.

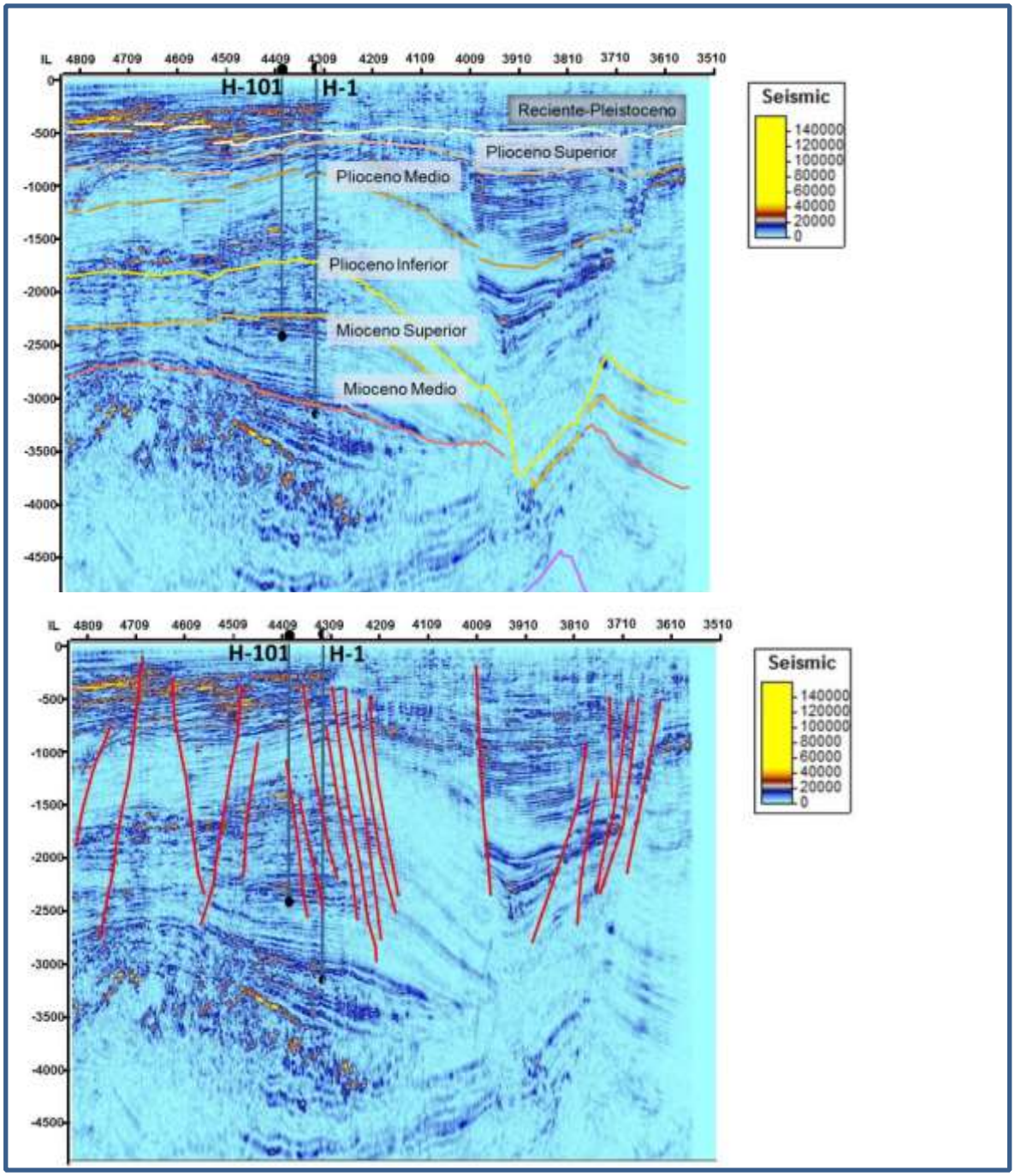

Figura 32. Traza sísmica 16587 interpretada (Amplitud Instantánea).

En la figura 33 se muestra el corte en tiempo (Time slice) a 2510 ms correspondiente a la cima del Mioceno Medio en la cual se puede observar el sistema de fallas y los rasgos estratigráficos definidos. En la imagen superior se muestra el corte en tiempo del cubo sísmico, en la imagen inferior se presenta el

Atributo, en el cual es más visible la dirección del sistema de fallas E-W, presentes en la parte central de la imagen.

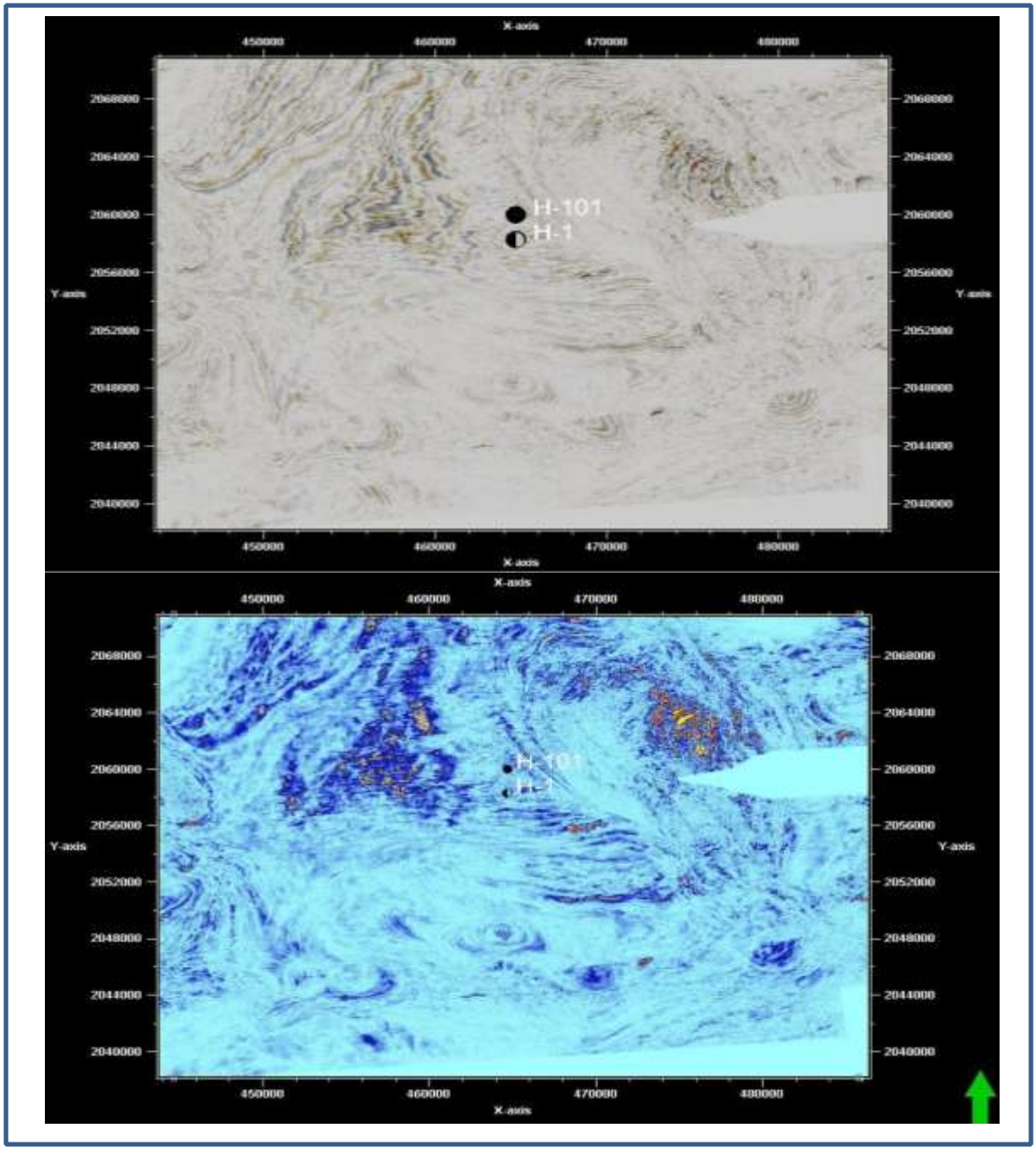

Figura 33. Amplitud Instantánea para la Cima del Mioceno Medio, 2510 ms.

4.5.2. Frecuencia Instantánea

En la figura 34 se observa con una gran claridad las discordancias sísmicas correspondientes a la traza 16587, en la imagen superior se encuentra la traza sísmica, y en la imagen inferior el Atributo aplicado a la Traza sísmica, en esta imagen se definen los horizontes sísmicos detalladamente.

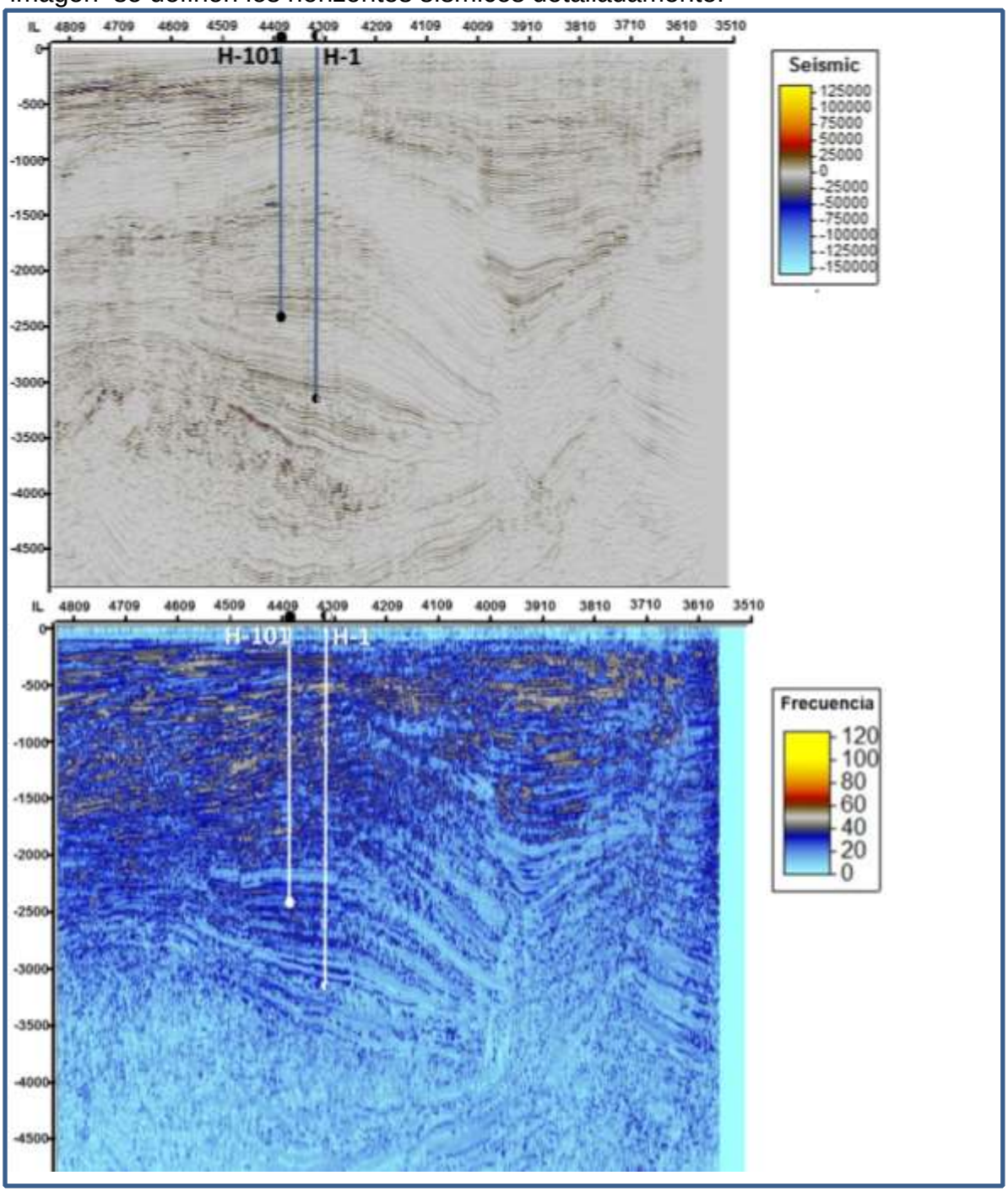

Figura 34. Frecuencia Instantánea para la Traza sísmica 16587

Para poder observar los detalles de las discordancias horizontales se interpretaron los horizontes sísmicos. En la figura 35 se muestra el Atributo Interpretado,

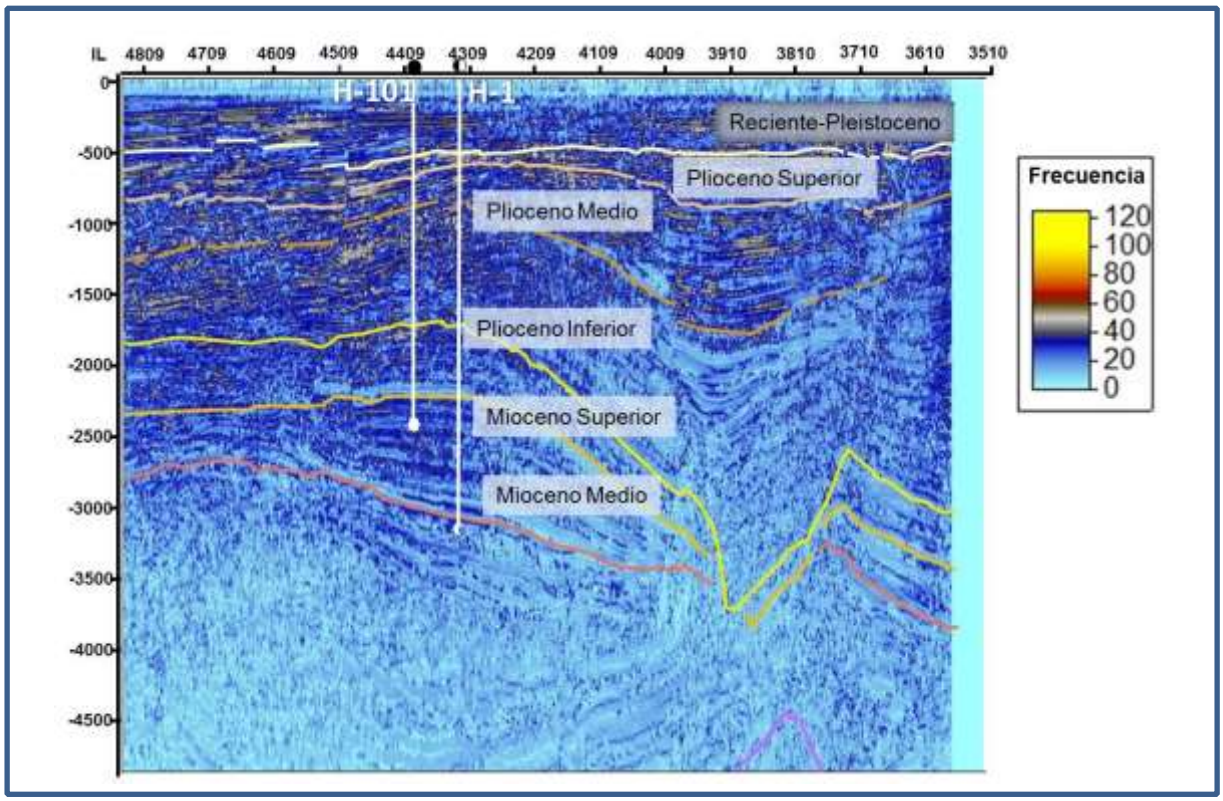

Figura 35. Traza sísmica 16587 interpretada (Frecuencia Instantánea).

En la figura 36 se muestra el corte en tiempo a 2510ms de Frecuencia Instantánea correspondiente a la cima del Mioceno Medio en la cual se puede observar discontinuidades sísmicas en el centro de la imagen, también se identifican cuerpos de sal localizados en la parte superior izquierda de la imagen y a la derecha de los pozos H-1 y H-101 separados por una falla con dirección NW-SE.

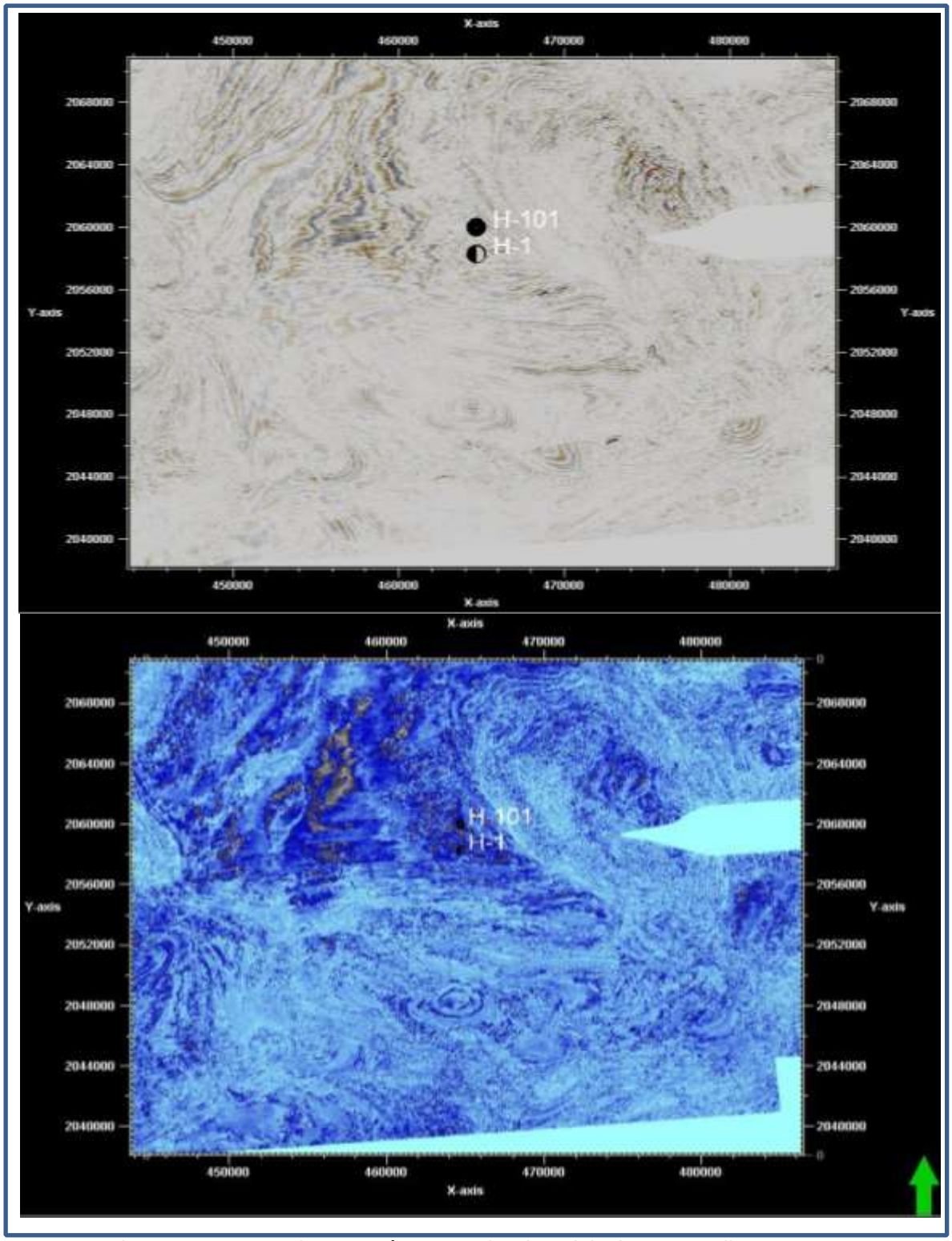

Figura 36. Frecuencia Instantánea para la Cima del Mioceno Medio, 2510 ms.

4.5.4. Suavizamiento Estructural

En la figura 37 que se muestra a continuación se pueden apreciar con un mayor detalle y resolución la estratigrafía. En la primera imagen se presenta la Traza sísmica 16587, en la segunda imagen se muestra el Atributo de Suavizamiento Estructural aplicado a la Traza sísmica, en esta segunda imagen se puede observar claramente las fallas principales, así como la continuidad de los reflectores sísmicos, también nos resalta las discontinuidades laterales debido a las estructuras locales.

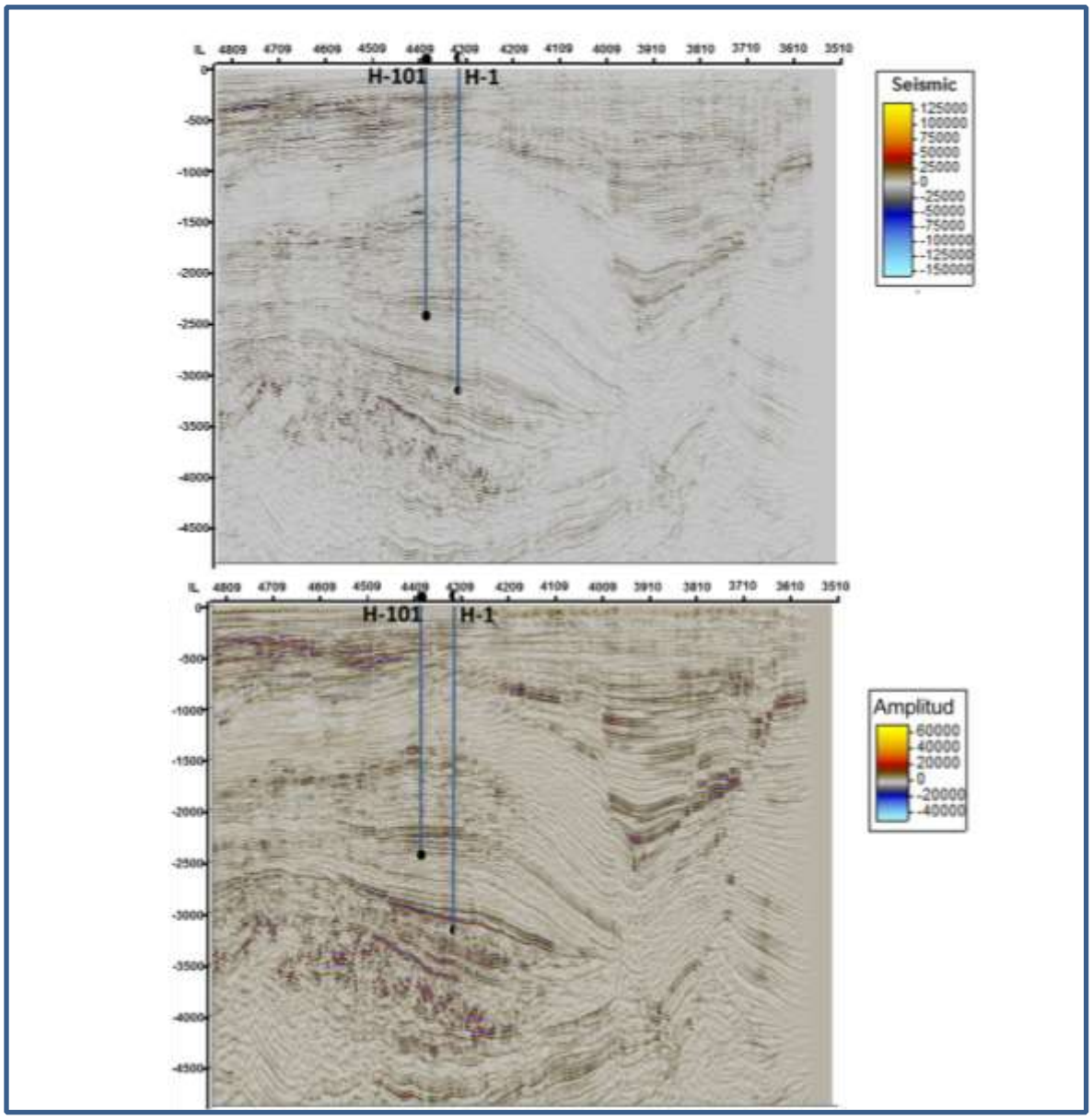

Figura 37. Suavizamiento Estructural para la Traza sísmica 16587

La utilización de este atributo nos permite observar con una mayor claridad el sistema de fallas, pero a su vez nos otorga una mejor definición de los alineamientos estratigráficos. En la figura 38 se muestra la interpretación para el atributo, en la primera imagen se interpretan los horizontes y en la segunda imagen se interpretaron las fallas.

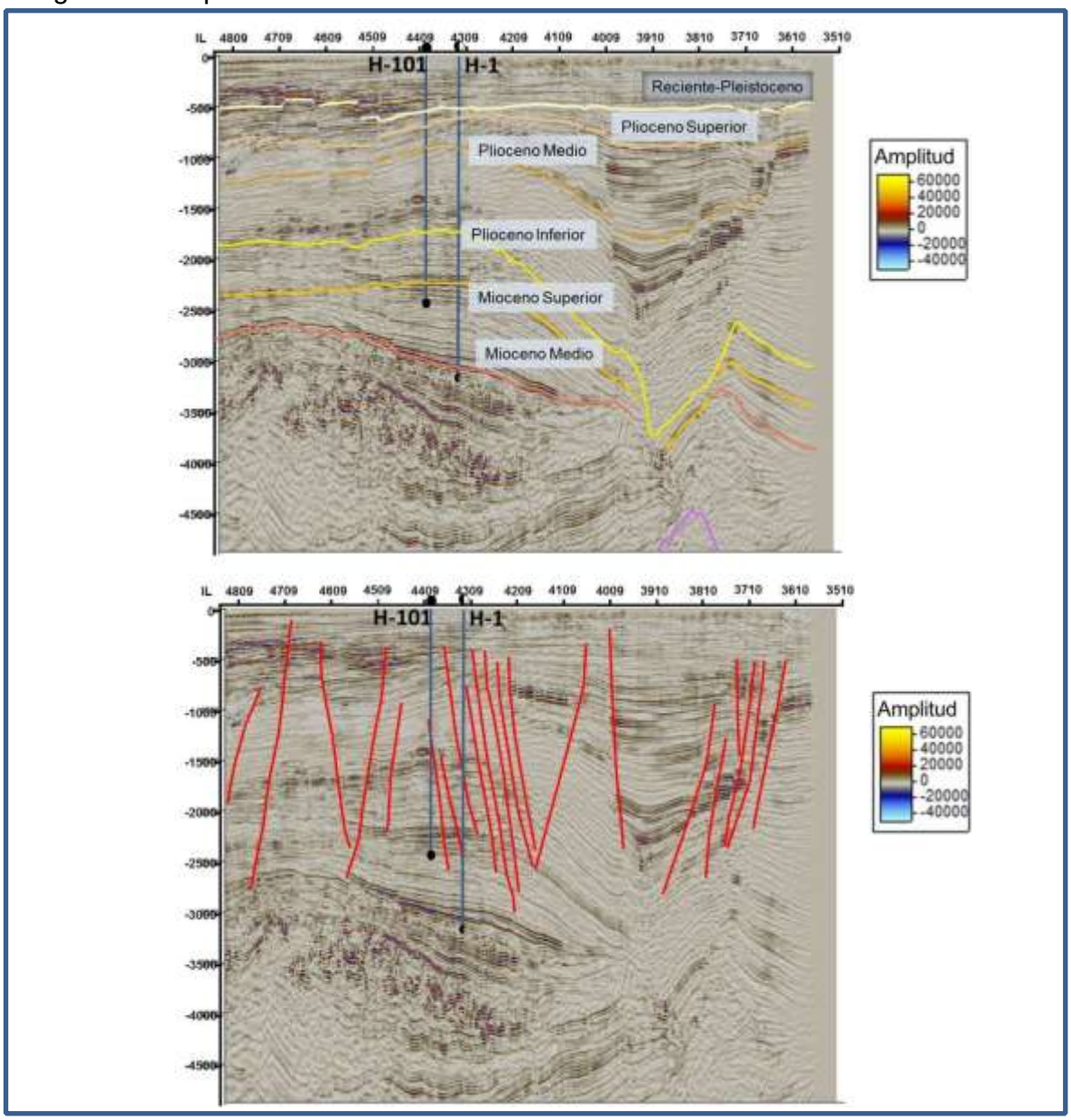

Figura 38. Traza sísmica 16587 Interpretada (Suavizamiento Estructural)

En el corte en tiempo a 2510 ms del Suavizamiento Estructural (imagen inferior) correspondiente a la cima del Mioceno Medio se puede observar el sistema de fallas al centro de la imagen con dirección E-W, pero se pierde claridad de los demás rasgos estructurales y sedimentarios.

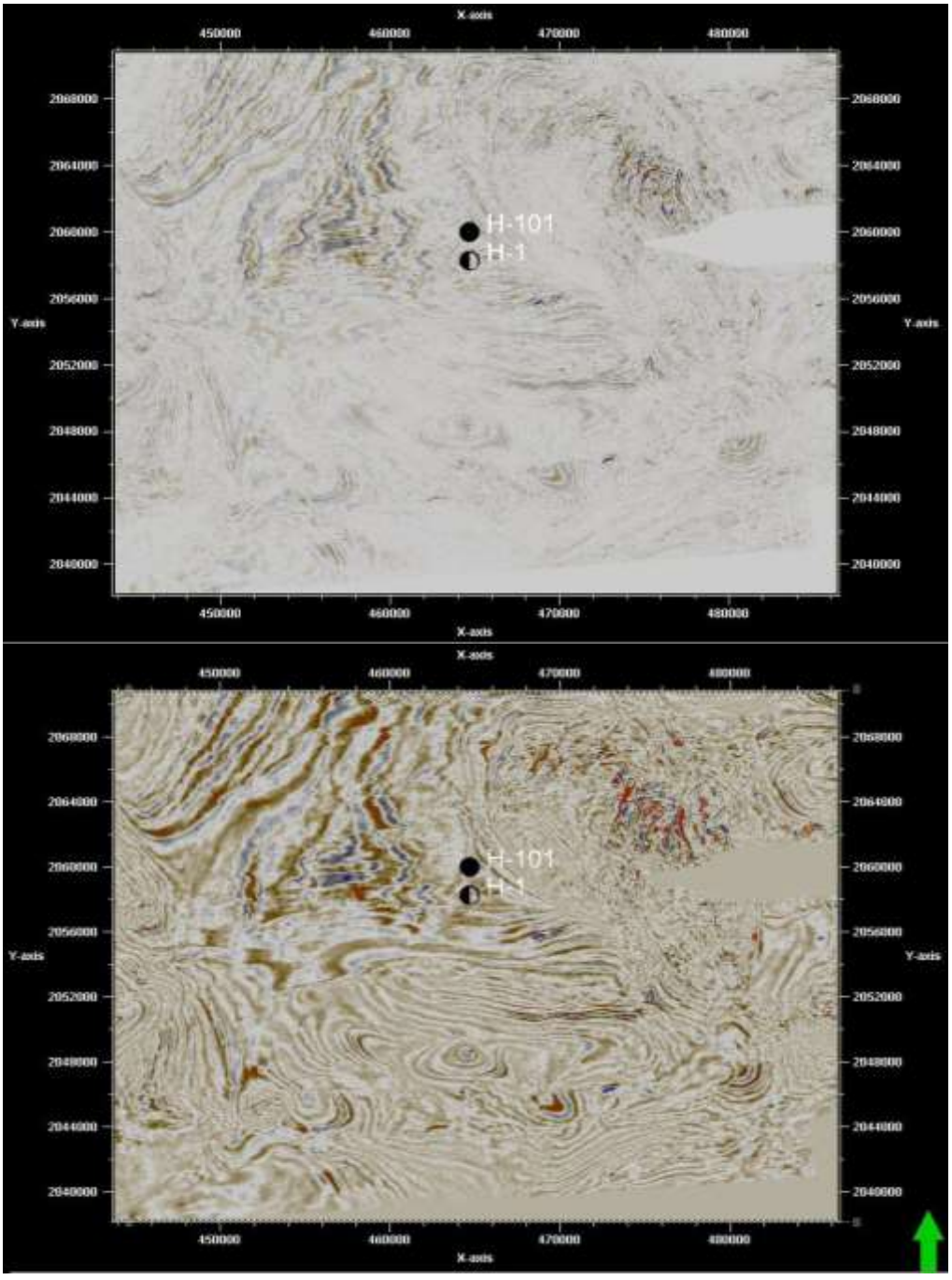

Figura 39. Suavizamiento Estructural para la Cima del Mioceno Medio, 2510 ms.

4.5.5. Varianza

Los valores en este atributo representan los cambios abruptos en la forma de onda indicando fallas, fracturas, diapiros de sal, entre otros.

La Figura 40 muestra el atributo de Varianza para la traza sísmica 16587, la resolución observada es buena, se distinguen los principales sistemas de fracturas presentes al igual que en el atributo de frecuencia Instantánea.

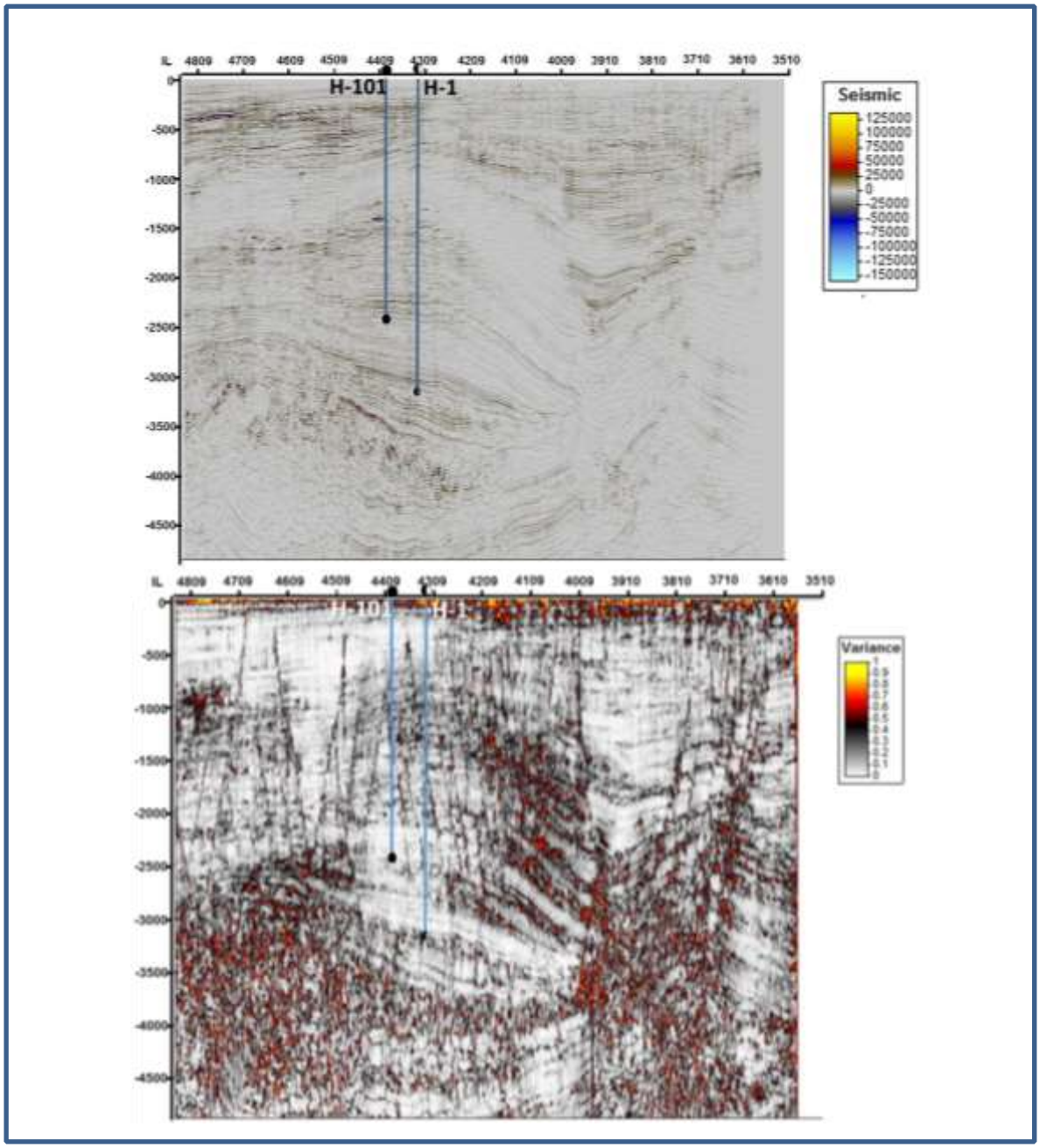

Figura 40. Traza sísmica 16587 (imagen superior), Varianza (imagen Inferior)

En la Figura 41 se muestra el atributo de Varianza para la Cima del Mioceno Medio a 2510 ms. Se puede observar con relativa facilidad las alineaciones en sentido este-oeste resaltando los lineamientos secundarios y los principales lineamientos estructurales, se identifican los cuerpos de sal en la parte superior izquierda de la imagen y el cuerpo de sal localizado al noroeste de los Pozos H-1 y H-101.

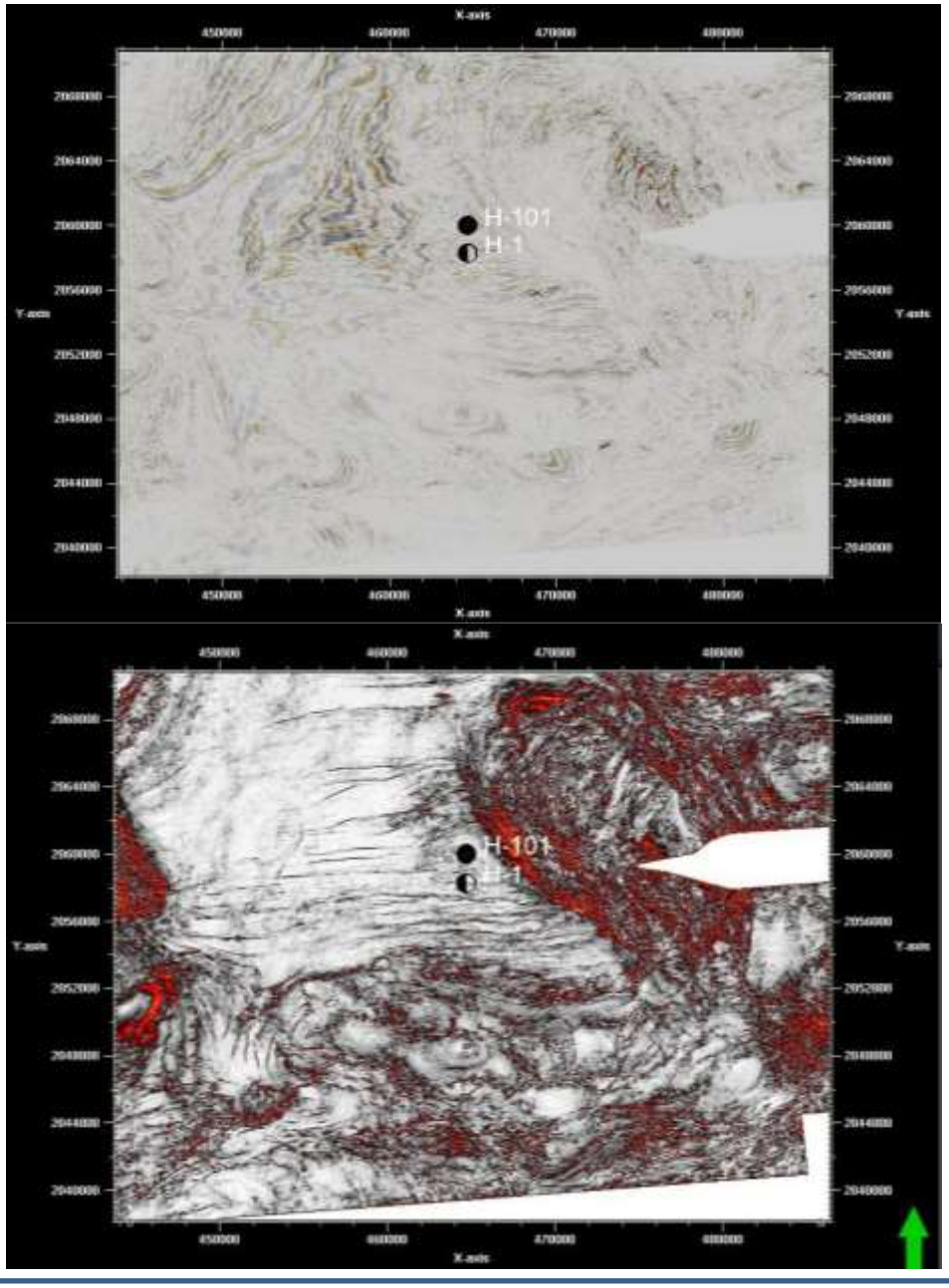

Figura 41. Cima del Mioceno Medio, 2510 ms (imagen superior), Varianza para la Cima del Mioceno Medio, 2510 ms (imagen Inferior).

4.6 Análisis Estructural y Sedimentario del Campo H

Después de generar los atributos en el cubo sísmico y haber interpretado los rasgos estructurales para el campo H, se procedió a, el análisis estructural y sedimentario del campo H.

En esta primera fase de la interpretación se evaluó el nivel de fallamiento observado en el cubo sísmico, donde patrones de dirección fueron interpretados en los niveles de interés (Mioceno Medio y Mioceno Superior).

Como podemos observar en el Corte en tiempo a 2510 ms (figura 42) correspondiente a la cima del Mioceno Medio, las fallas principales tiene una orientación **W** - **E**, motivo por el cual se han generado tres secciones estructurales **T16330**, **T16490** y **T16640** que corren de **N** - **S**, las cuales muestran las relaciones estructurales echado arriba de ambos lados hacia el bloque de interés **H**, indicando el movimiento y la migración de los hidrocarburos.

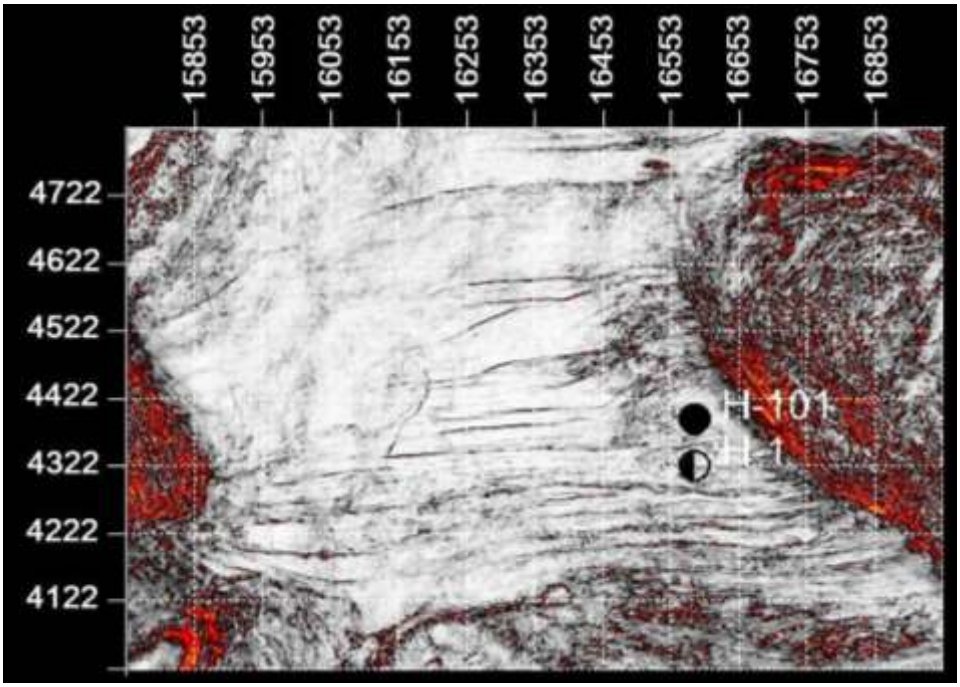

Figura 42. Atributo Varianza. Corte en tiempo correspondiente a la cima del MS a 2510ms.

En la Figura 43 se muestran los polígonos de falla (Polígonos Rojos), y sal localizada cerca de la zona de interés.

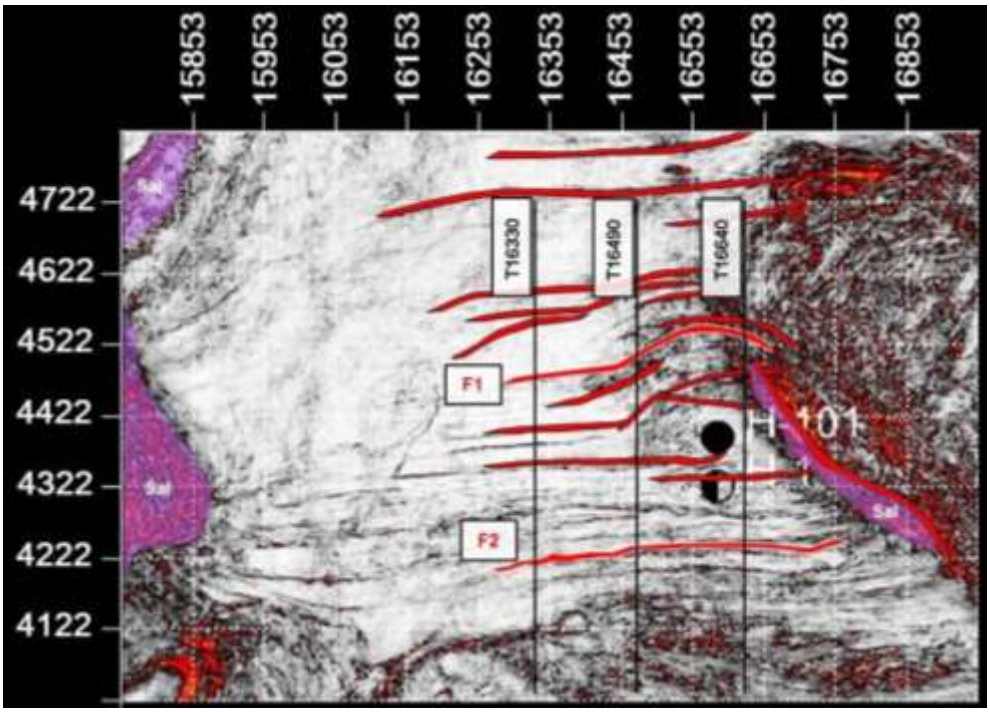

Figura 43. Atributo Varianza. Corte en tiempo a 2510ms.

4.6.1. Sección T16330

En la figura 44 se muestran dos imágenes a y b, correspondientes a la sección T16330. En la imagen a) correspondiente a el atributo Suavizamiento Estructural se observa con claridad la continuidad y la definición de los rasgos estructurales, mientras que en la imagen b) perteneciente a el atributo Varianza se pierde la continuidad de estos rasgos, pero existe una mejor definición y detección de las fallas y fracturas presentes.

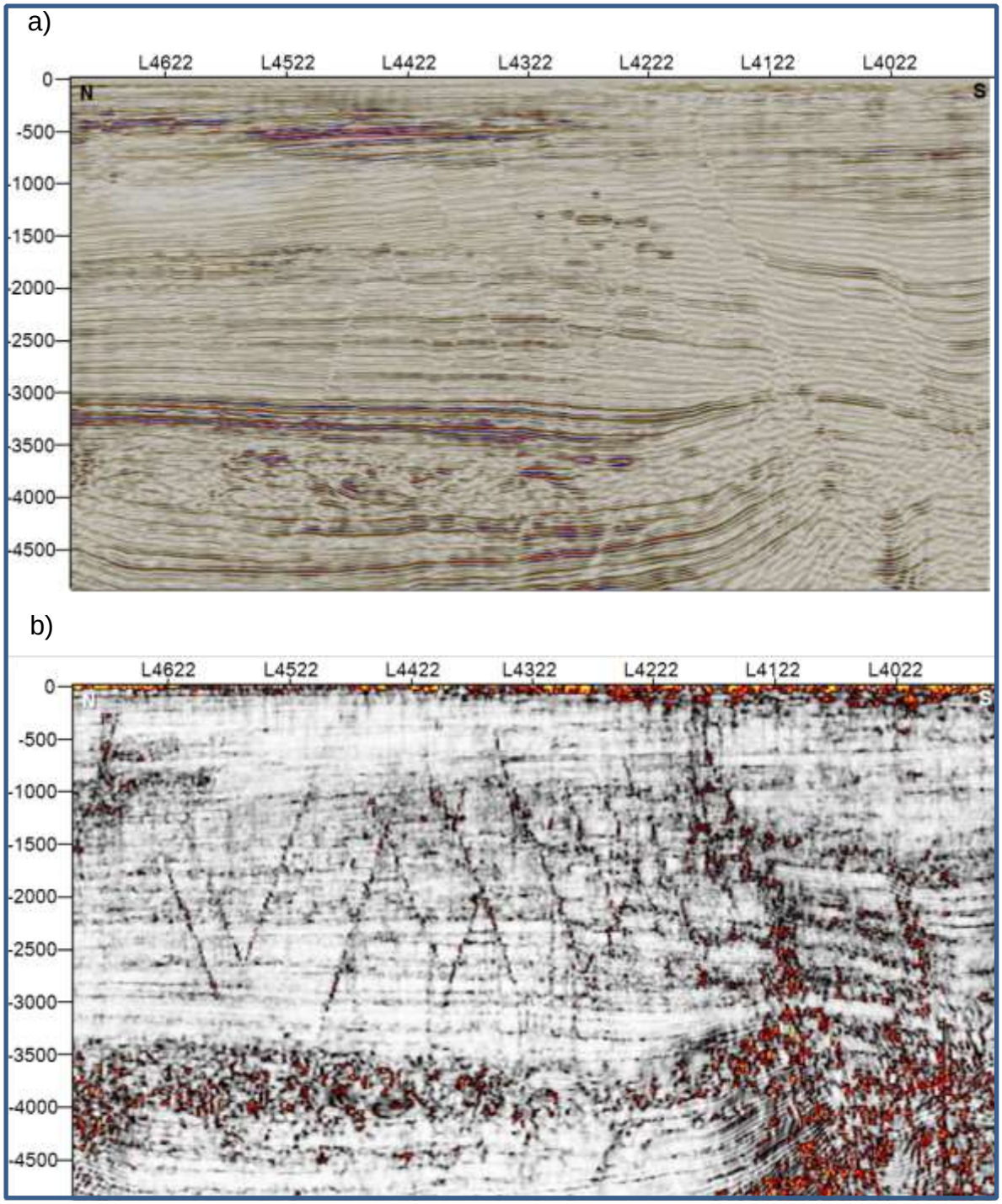

Figura 44. Sección T16330. a) Suavizamiento Estructural, b) Varianza

En la Figura 45 se muestran estos mismos atributos indicando las fallas. Se observa que las fallas F1 y F2 delimitan tres Bloques principales: Bloque Norte, Bloque H, y Bloque Sur. El Bloque H es una estructura de tipo horst.

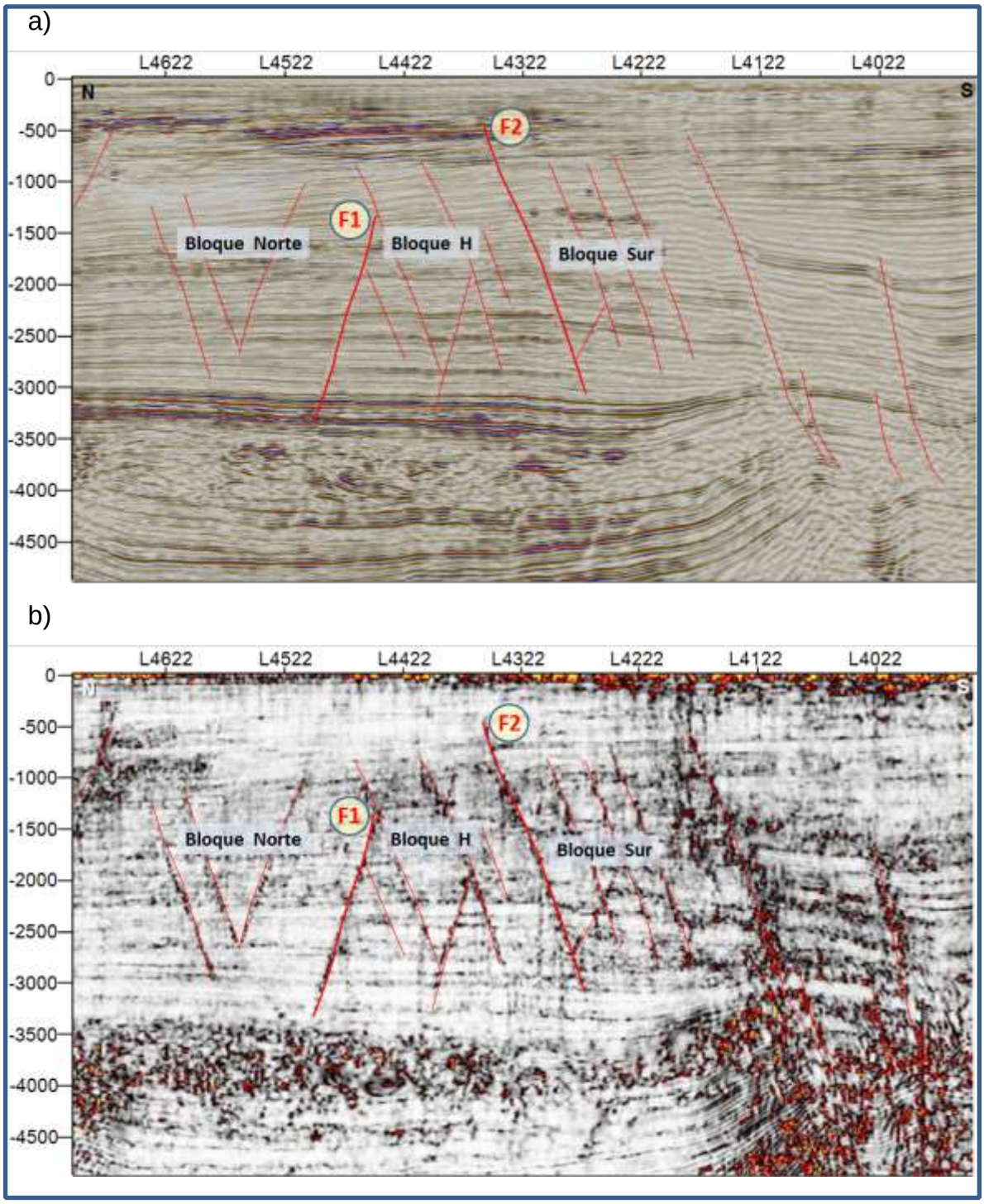

Figura 45. Sección T16330 en la cual se indican las fallas (líneas rojas) que dividen a los bloques; Norte, H y Sur. a) Suavizamiento Estructural, b) Varianza.

4.6.2. Sección T16490

Esta sección se encuentra en la parte central del campo H y es caracterizada por mostrar una serie de fallas normales en el Bloque Sur. En la imagen a) la continuidad de los reflectores nos permite observar el desplazamiento de los bloques, mientras que en la imagen b) solo nos permite identificar claramente los planos de falla.

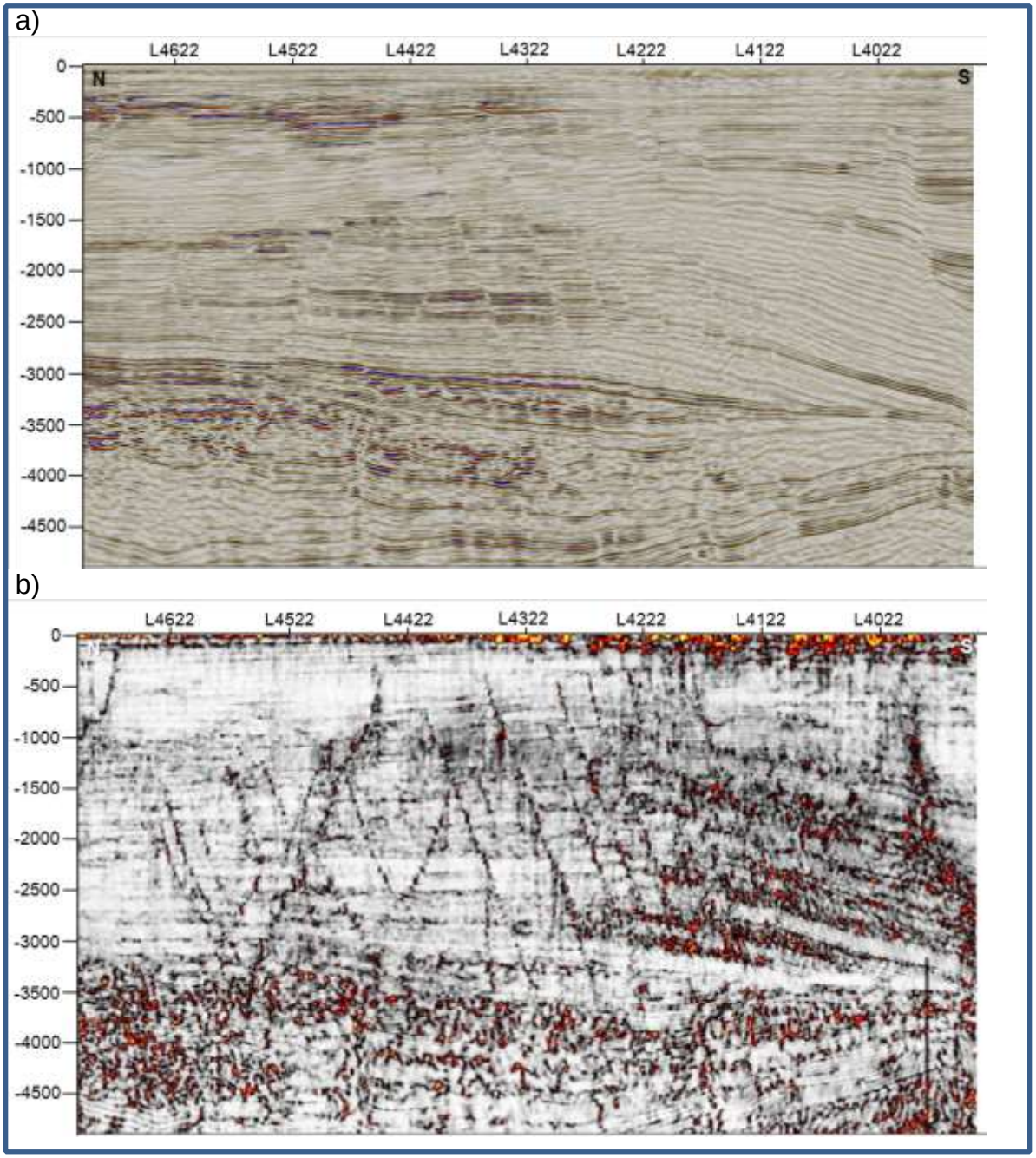

Figura 46. Sección T16490. a) Suavizamiento Estructural, b) Varianza

En la figura 47 podemos observar la serie de fallas secundarias que se encuentran en el Bloque Sur, también se observa que la Falla F1 tuvo una mayor extensión en profundidad.

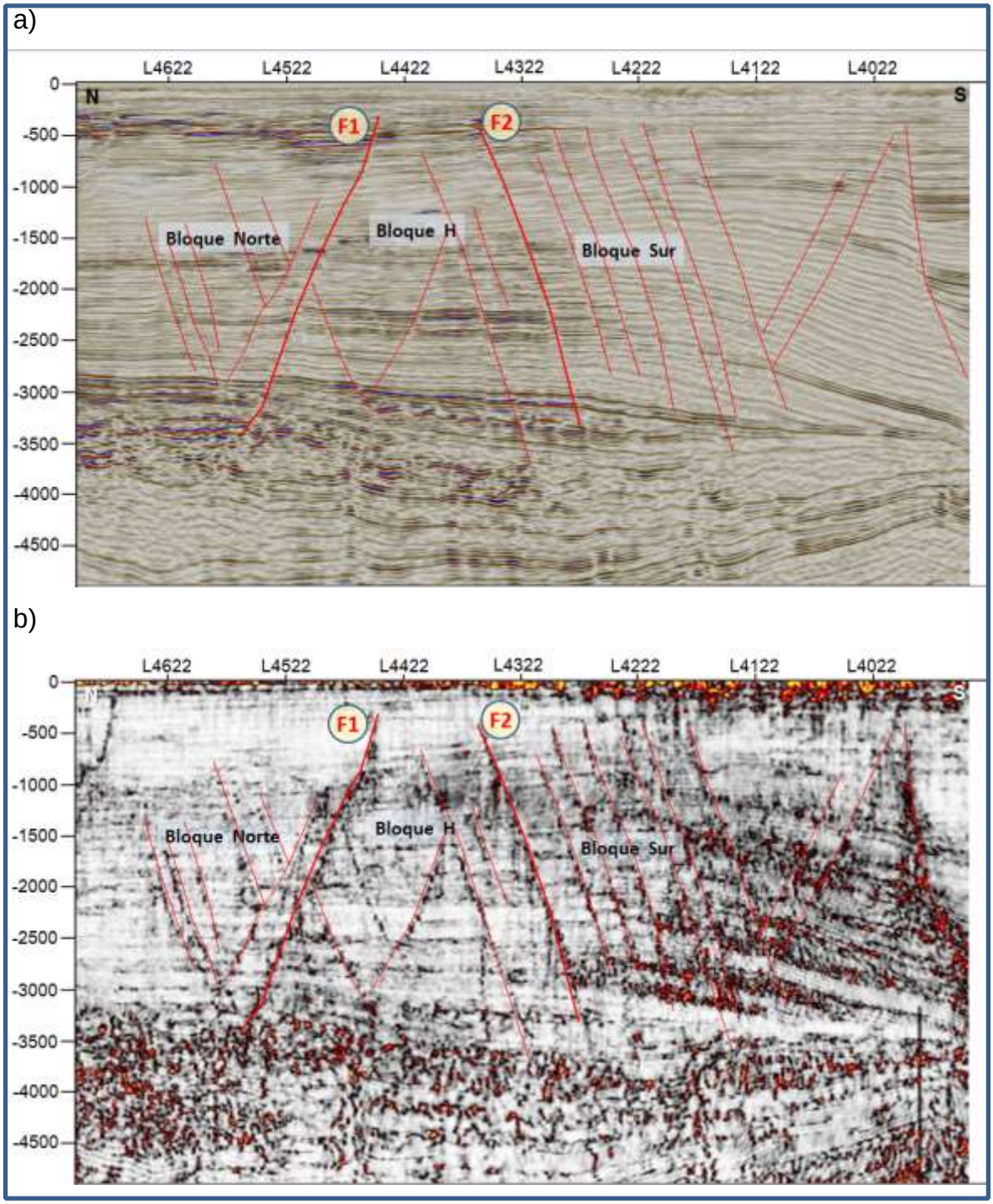

Figura 47. Sección T16490, indicando los planos de falla (líneas rojas). a) Suavizamiento Estructural, b) Varianza

4.6.3. Sección T16640

La sección T16640 muestra las relaciones estructurales echado arriba de ambos lados hacia el bloque de interés H, así como la afectación en el Bloque Norte debido a la sal. Figura 48.

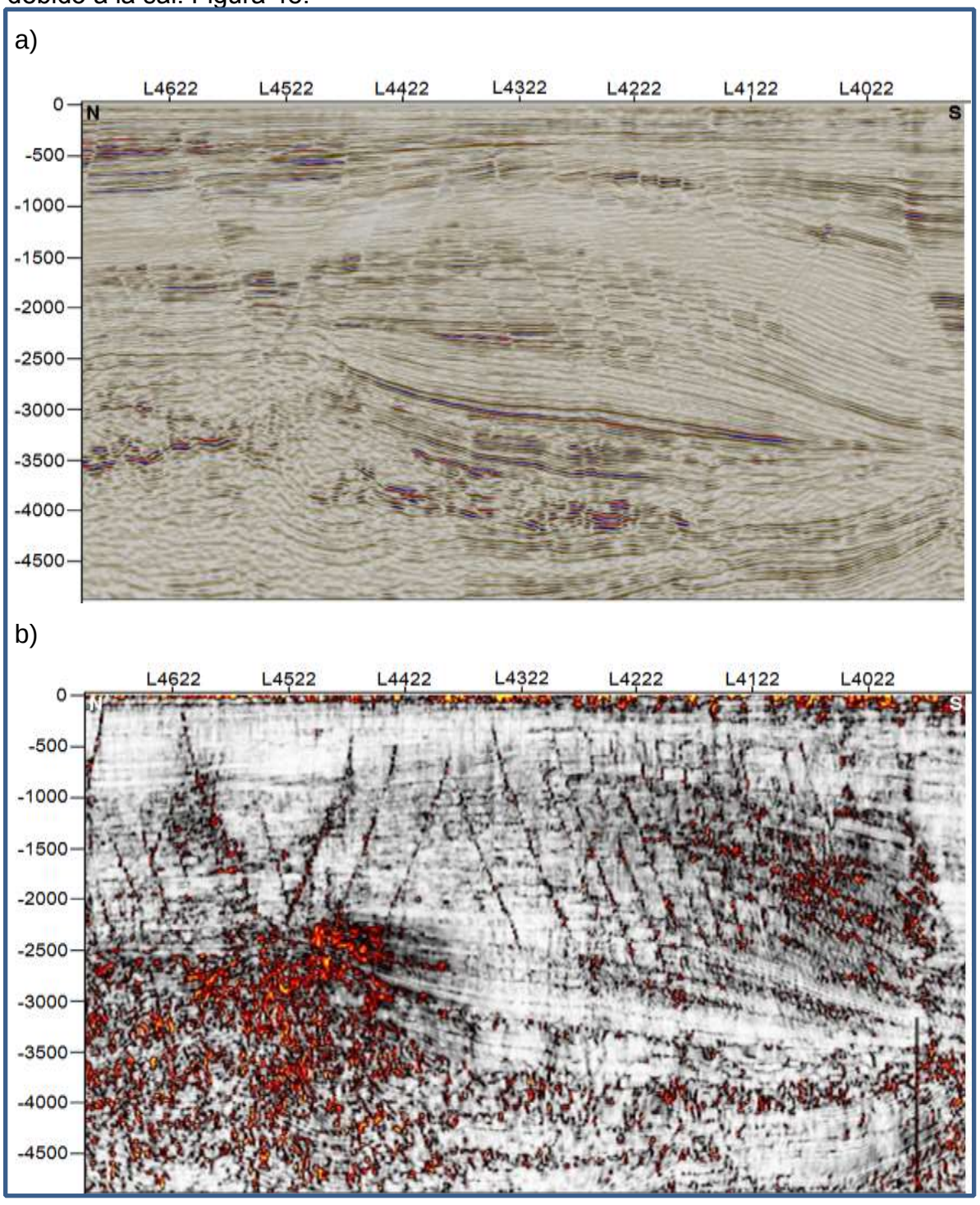

Figura 48. Sección T16640. a) Suavizamiento Estructural, b) Varianza

En la figura 49 se muestran las estructuras locales claramente definidas y la reducción del Bloque Norte debido a la intrusión salina.

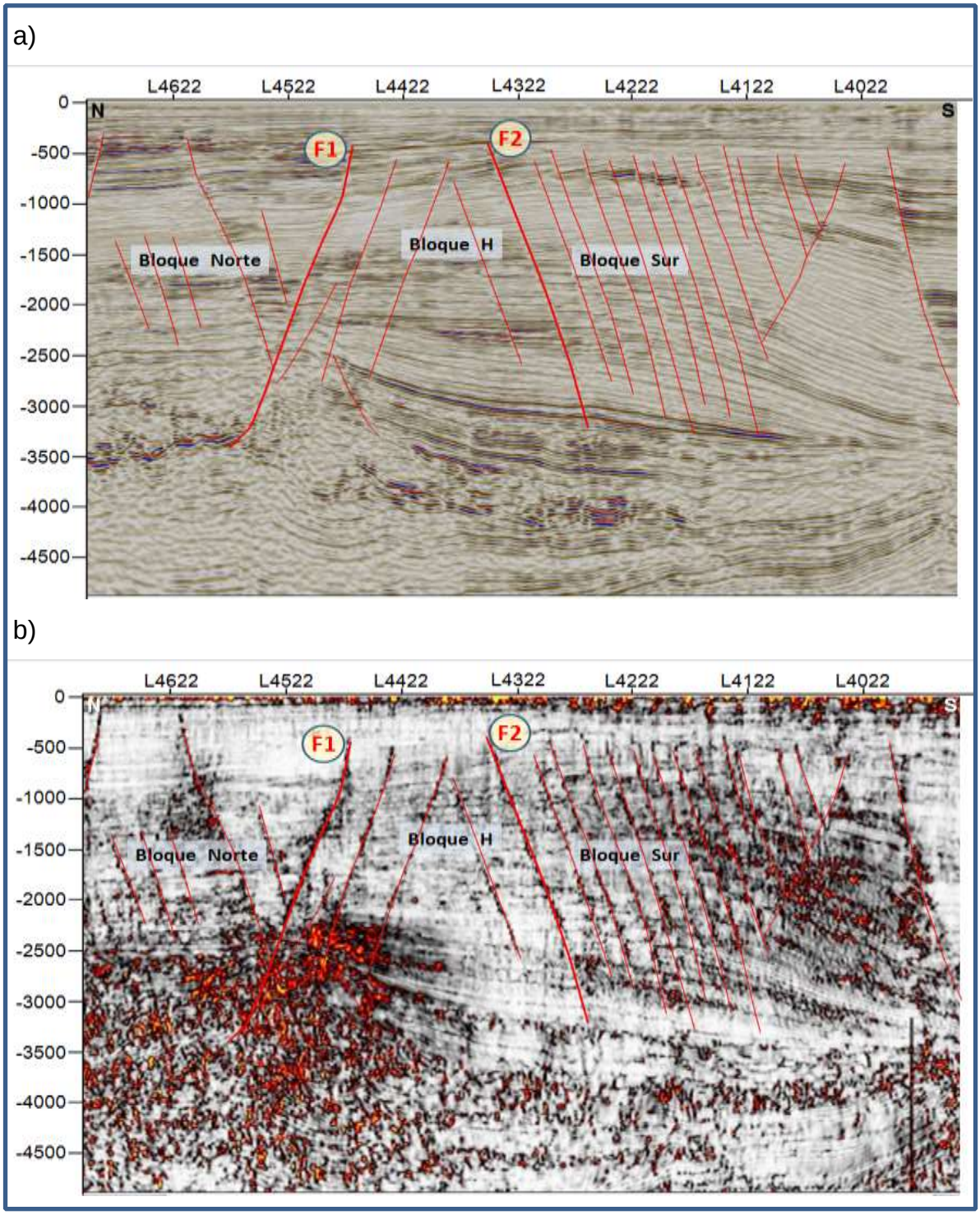

Figura 49. Sección T16640, indicando los planos de falla (líneas rojas). a) Suavizamiento Estructural, b) Varianza

En la segunda fase de la interpretación se evaluaron los horizontes sísmicos, y se correlacionaron con estudios previos, indicando el movimiento y la migración de los hidrocarburos.

4.6.4. Sección T16330

En la figura 50 se muestran los atributos que mejor representan los cambios litológicos y las discontinuidades sísmicas. En la imagen a) correspondiente a la Amplitud Instantánea, se observa con gran claridad los cambios litológicos y la continuidad lateral de los reflectores sísmicos, esto es observado de igual manera en la imagen b) correspondiente a la Frecuencia Instantánea, pero podemos observar una mejor definición de las discordancias sísmicas.

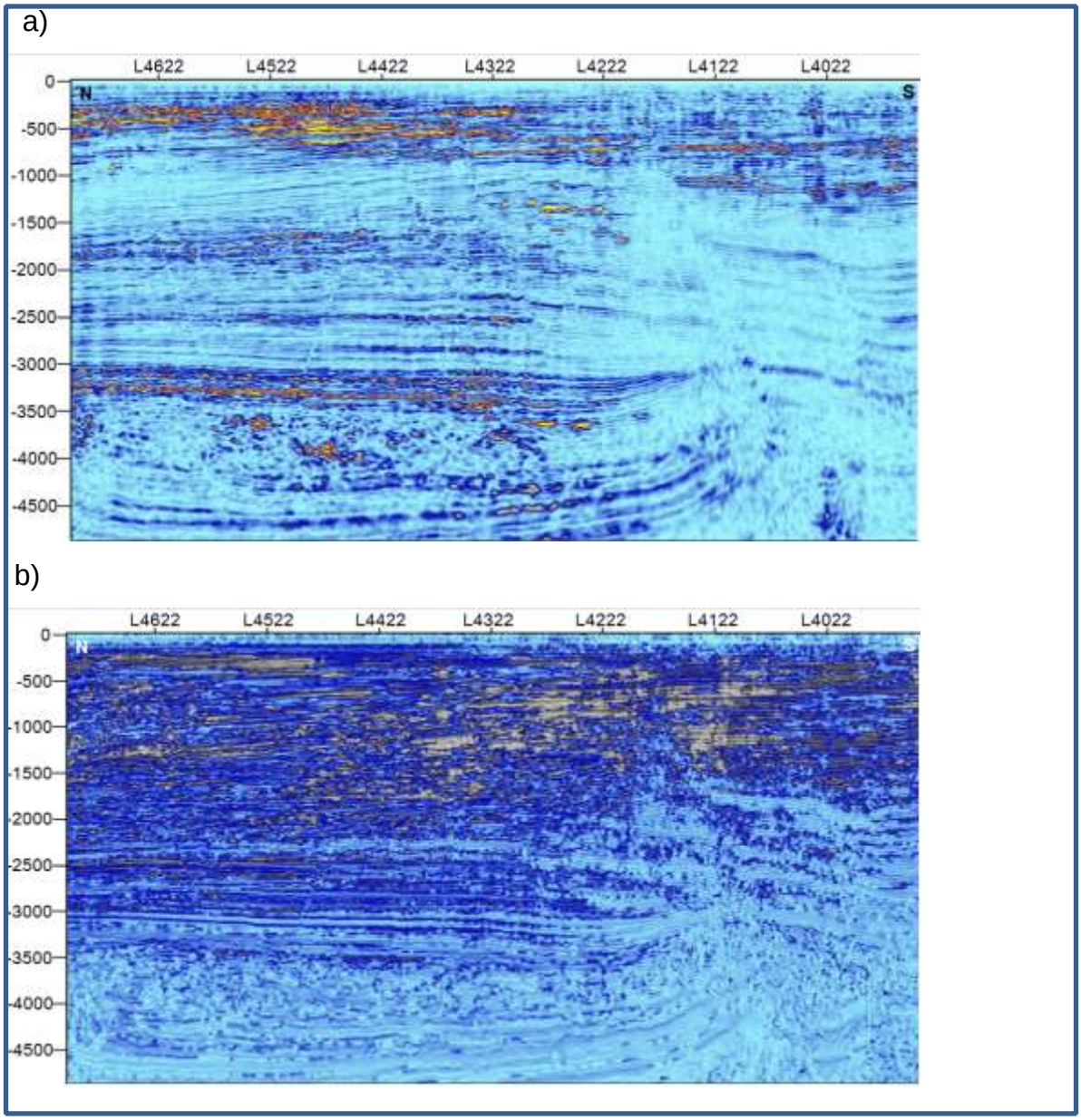

Figura 50. Sección T16330. a) Amplitud Instantánea, b) Frecuencia Instantánea

Con la ayuda de la configuración estructural de la sección T16330, y los horizontes sísmicos previamente interpretados, podemos hacer una mejor interpretación de estos, así como indicar las zonas de movimiento y migración de los hidrocarburos (flechas rojas), Figura 51.

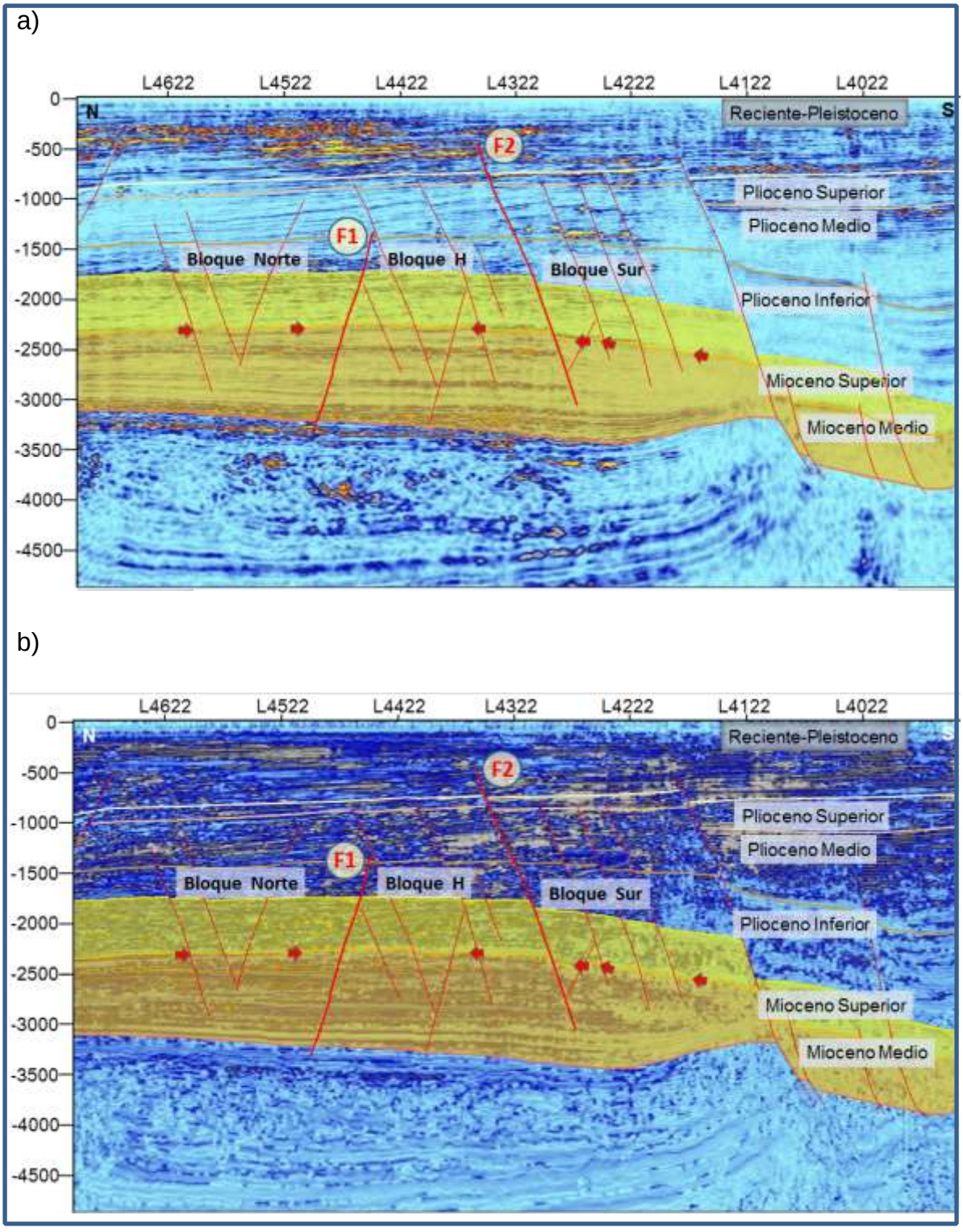

Figura 51. Sección T16330. a) Amplitud Instantánea, b) Frecuencia Instantánea.

4.6.5. Sección T16490

En esta sección son más notables las discordancias tanto laterales como horizontales. La Amplitud Instantánea nos proporciona información sobre las variaciones litológicas, la Frecuencia Instantánea nos proporciona información de las discordancias estructurales y estratigráficas laterales. Figura 52.

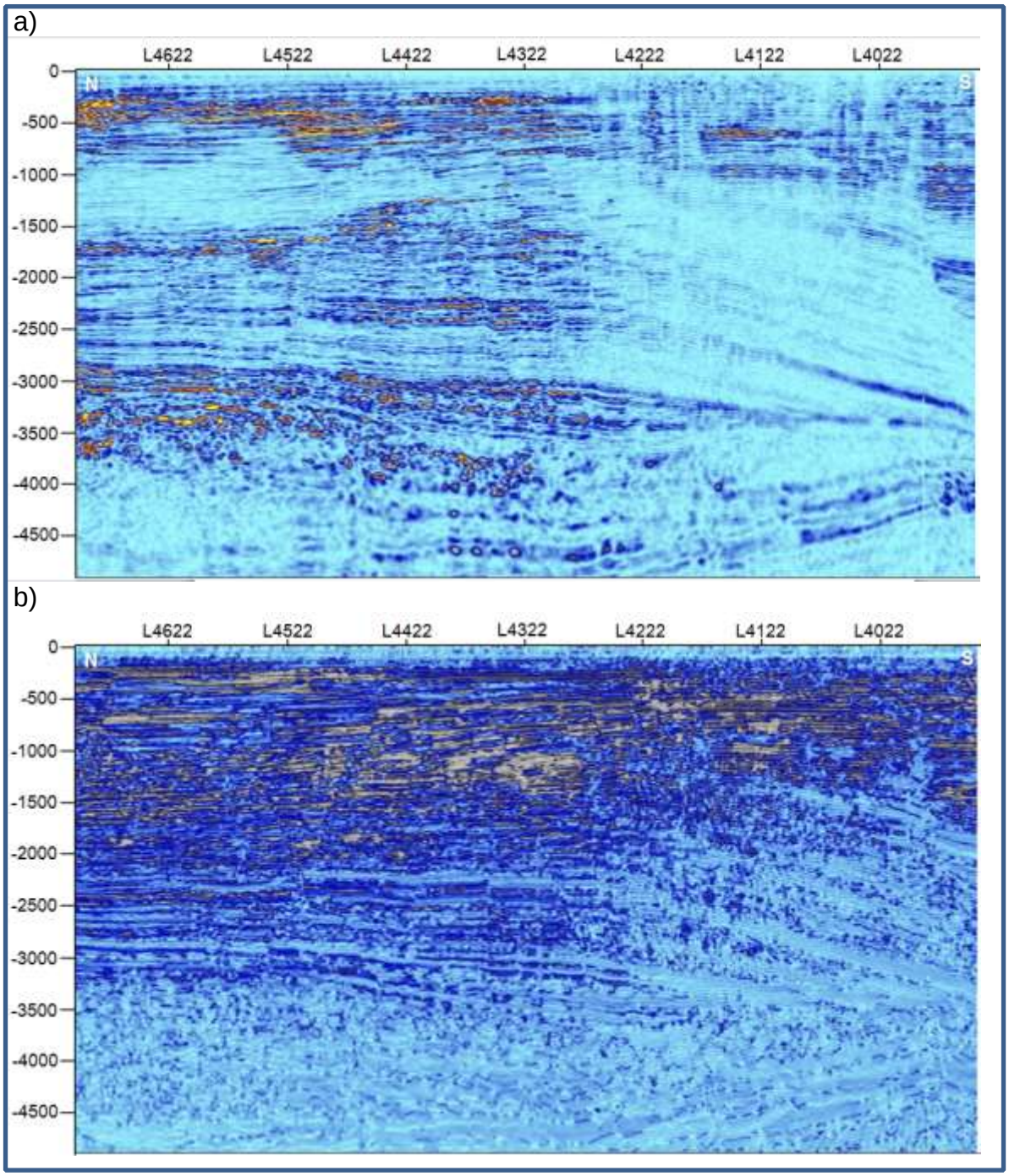

Figura 52. Sección T16490. a) Amplitud Instantánea, b) Frecuencia Instantánea.

En la sección T16490 es más notable la porosidad existente en el campo H, así como los cambios litológicos, y también es visible la localización de las fallas del Bloque Sur.

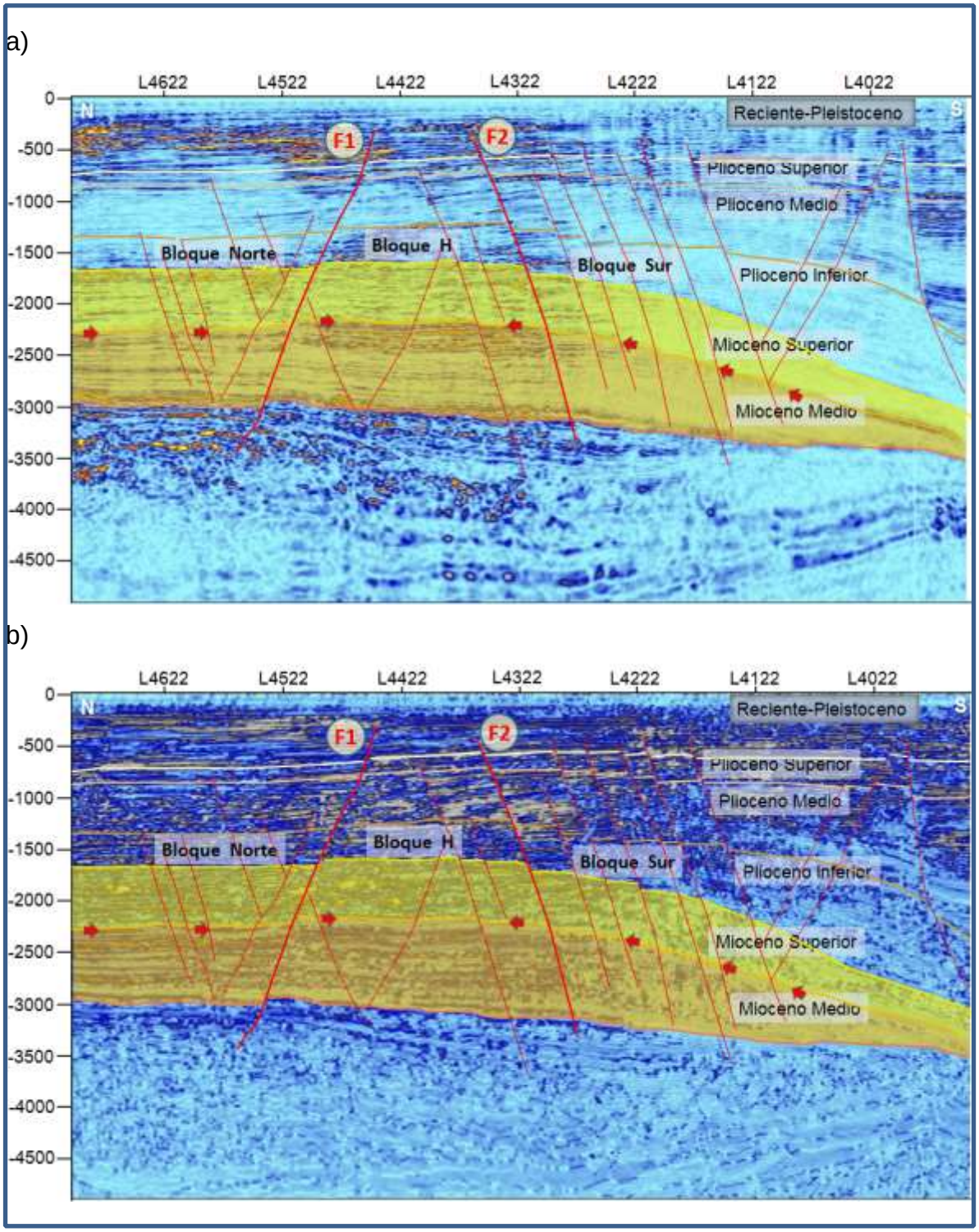

Figura 53. Sección T16490. a) Amplitud Instantánea, b) Frecuencia Instantánea

4.6.6. Sección T16640

La sección T16640 muestra las discordancias estructurales, así como la afectación en el Bloque Norte debido a la acción de la sal, por lo cual es notable el adelgazamiento de los estratos en el Bloque Norte. Figura 54.

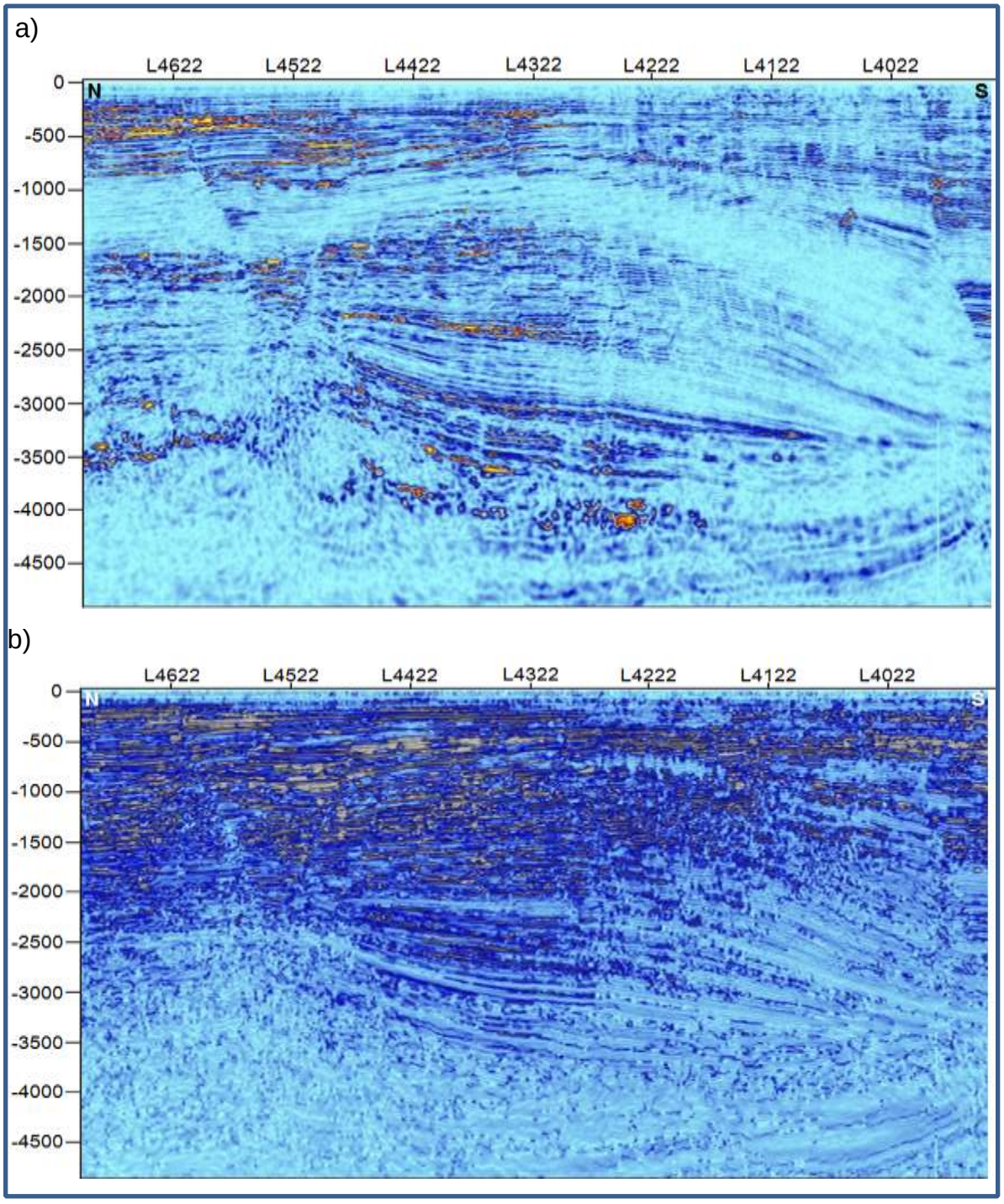

Figura 54. Sección T16640. a) Amplitud Instantánea, b) Frecuencia Instantánea

El análisis de sello lateral en la falla 1, muestra yuxtaposición de la arena productora del Mioceno Medio consigo misma en la porción occidental de la falla, permitiendo la carga de hidrocarburos hacia el área de interés.

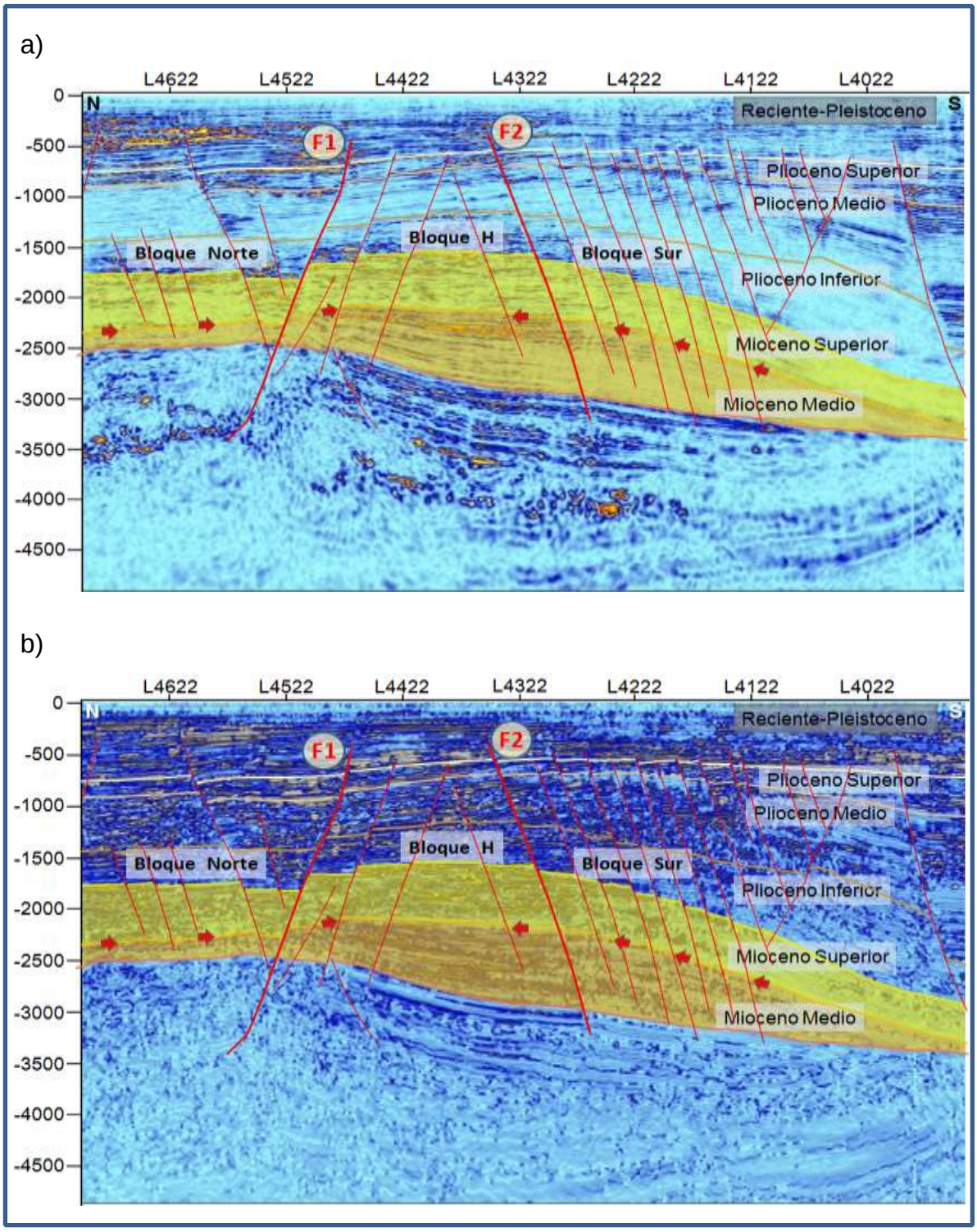

Figura 55. Sección T16640. a) Amplitud Instantánea, b) Frecuencia Instantánea

CAPÍTULO V

RESULTADOS

Con la información obtenida al aplicar los Atributos Sísmicos a los datos sísmicos y con la interpretación realizada en las secciones sísmicas seleccionadas, se obtuvieron los siguientes modelos estructurales y sedimentarios para las secciones sísmicas **T16330**, **T16490** y **T16640** (Figuras 56, 57, y 58 correspondientemente).

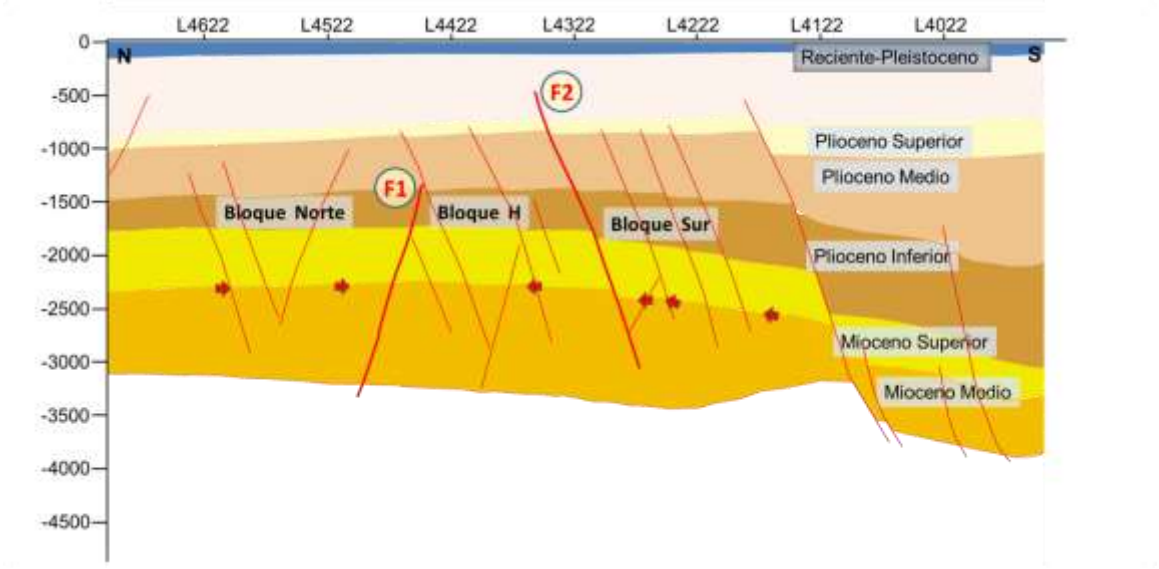

Figura 56. Modelo Estructural y Sedimentario para la sección T16330

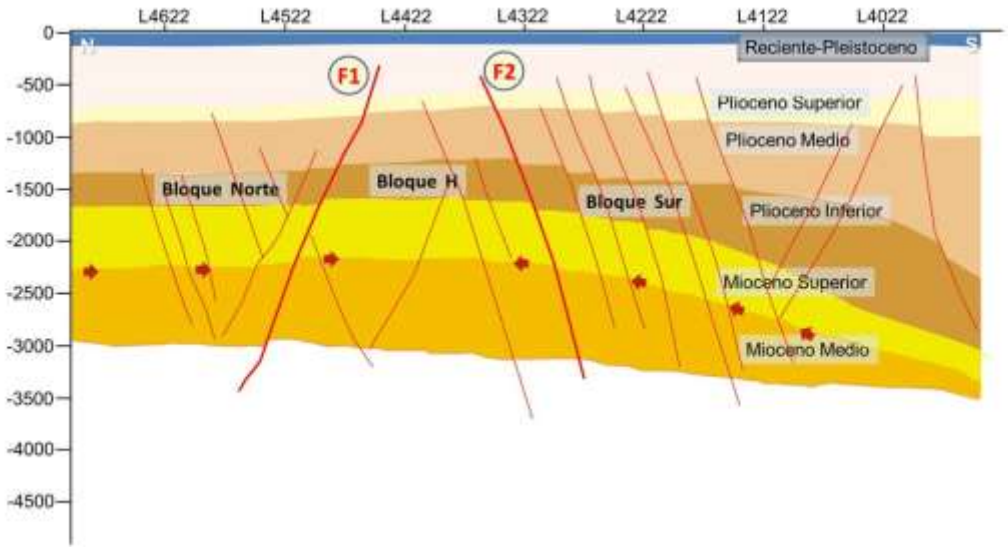

Figura 57. Modelo Estructural y Sedimentario para la sección T16490

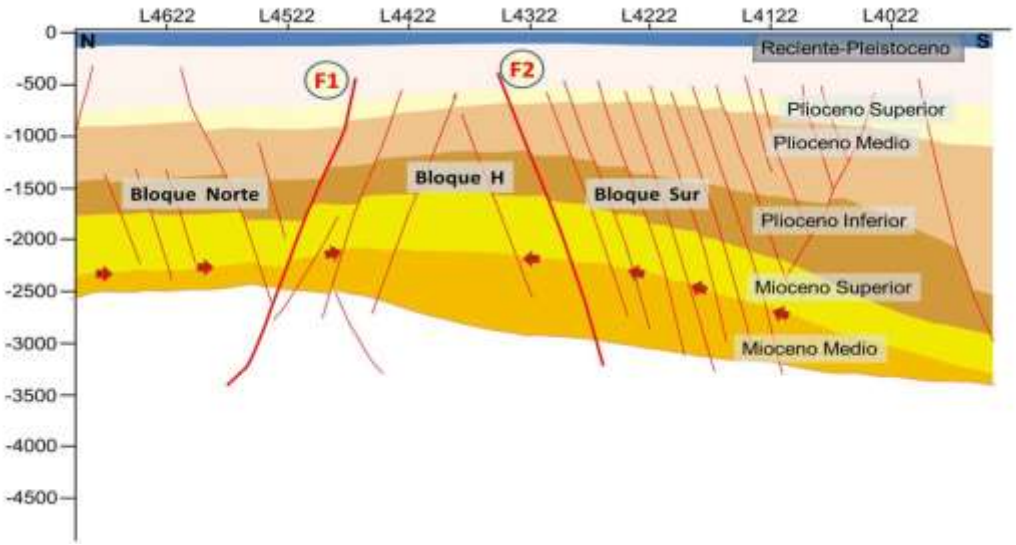

Figura 58. Modelo Estructural y Sedimentario para la sección T16640

Correlacionando los atributos sísmicos con la evaluación petrofísica del pozo H-1 realizada en estudios previos (Figura 59), se lograron identificar los tres paquetes de arena que componen el Mioceno Medio, los cuales son claramente apreciables en las secciones T16490 y T16640.

En la figura 60 se muestra la correlación de la evaluación petrofísica con el atributo Amplitud Instantánea en la sección T16490. En esta imagen se remarcan las capas sello en color café mientras que los 3 paquetes de arena se encuentran entre las capas sello.

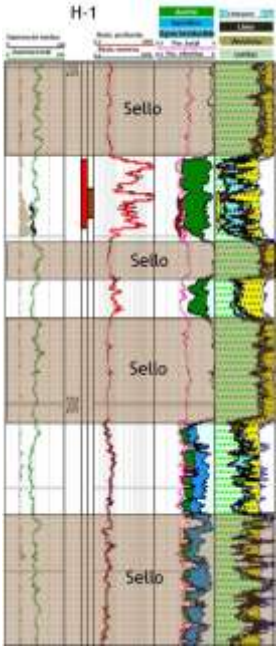

Figura 59. Evaluación petrofísica del pozo H-1

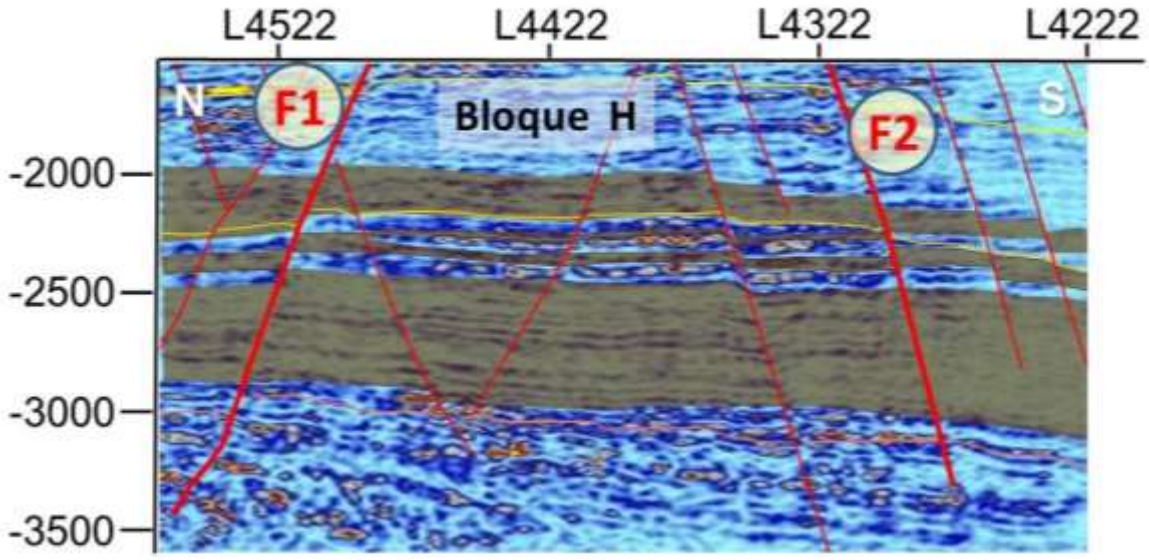

Figura 60. Correlación de Paquetes de arena en la sección T16490

En la figura 61 correspondiente a la sección T16640 también se logran observar las capas sello y los paquetes de arena, pero debido a la acción de la sal las capas superiores son deformadas haciendo menos evidente los tres paquetes de arena.

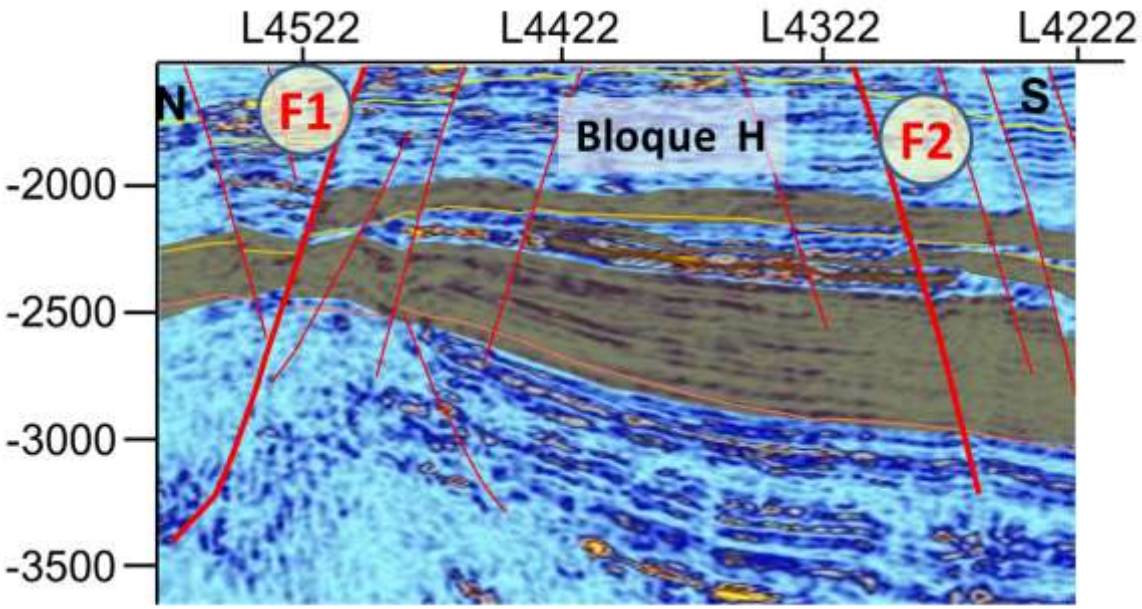

Figura 61. Correlación de Paquetes de arena en la sección T16640

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES

- Se realizó la interpretación estructural del Campo H, utilizando los datos apilados cuya calidad es buena. Se interpretaron seis horizontes correspondientes a los niveles: Reciente- Pleistoceno, Plioceno Superior, Plioceno Medio, Plioceno Inferior, Mioceno Superior y Mioceno Medio, estos dos últimos niveles representan rocas almacén del yacimiento y que por lo tanto fueron los niveles estudiados en esta tesis.
- Las principales características del modelo incluyen un alineamiento de fallas W-E, en las cuales se presentan dos fallas principales F1 y F2 Las cuales dividen el Campo H en tres bloques: Bloque Norte, Bloque H Y Bloque Sur. El Bloque Norte y el Bloque Sur permiten la carga de hidrocarburos hacia el Bloque H.
- El patrón estructural del Bloque H nos indica que es una estructura tipo horst. Esto propicia que el Bloque Norte y el Bloque Sur carguen de hidrocarburos el Bloque H.
- Con base a la correlación petrofísica del pozo H-1, el objetivo Mioceno Medio está compuesto por un paquete de 3 arena.

Referencias

AAPG Online Course. (2003). *Introduction to Seismic Atributes.*

Alfonsi, P. P. (1983). *Ambientes Sedimentarios.* Ciudad Bolívar, Meneven.

Armin Iske, T. R. (2005). *Mathematical Methods and Modelling in Hydrocarbon Exploration and Production.* Berlin: Springer.

Barreto B., J. C. (2004). *RECONOCIMIENTO DE LITOFACIES APLICANDO ATRIBUTOS SÍSMICOS Y MÉTODOS DE CLASIFICACIÓN GUIADA EN LAS PARCELAS 362-7/362-8/362-9/362-10 DEL CAMPO JOBO, ÁREA MAYOR DE TEMBLADOR, ESTADO MONAGAS. Tesis de Licenciatura.* Caracas: Universidad Central de Venezuela.

Chambers, R. L. (2002). *Quantitative Use of Seismic Attributes for Reservoir Characterization .* Broken Arrow, Oklahoma: Quantitative Geosciences, Inc.

Chen Q., S. S. (1997). *Seismic Attribute Technology for reservoir forecasting and .* Houston, Texas: Western Atlas International Inc.

Gadallah, M. R. (1994). *Reservoir Seismology.* Tulsa, Oklahoma: Pennwell Books.

González, E. F. (2006). *PHYSICAL AND QUANTITATIVE INTERPRETATION OF SEISMIC ATTRIBUTES FOR ROCKS AND FLUIDS IDENTIFICATION. Tesis de Doctorado.* STANFORD UNIVERSITY .

Lárez, O. (2002). *Caracterización Petrofísica de las arenas L2M, L2L y O2L de la Formación. Tesis de Licenciatura.* Núcleo Bolívar: Universidad de Oriente.

Lopez Ramos, E. (1993). *Geologia General y de México.* México, D.F.: Trillas.

Miall, A. (1977). *Fluvial Sedimentology.* Calgary, Canada : Canadian Society of Petroleum Geologists.

Nolasco, J. R. (2009). *Análisis de Reservorios Cretácicos Naturalmente Fracturados en Cuencas Mesozoicas del Sureste.* Ciudad del Carmen, Campeche: Pemex, Exploración y Producción.

Ochoa, C. R. (2007). *INVERSIÓN SÍSMICA Y ESTUDIO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS POST APILAMIENTO DE LOS NIVELES I3 Y TU DE LA FORMACIÓN OFICINA EN EL CAMPO GUICO GUARA, ESTADO ANZOATEGUI. Tesis de Licenciatura.* Sartenejas: Universidad Simón Bolíva.

S., K. d. (2006). *INTEGRACIÓN DE ATRIBUTOS SÍSMICOS CON DATOS PETROFÍSICOS PARA DETERMINAR ZONAS PROSPECTIVAS, ARENA. Tesis de Licenciatura.* Sartenejas: Universidad Simón Bolívar.

Satinder Chopra, K. J. (2006). *Seismic attributes.* SEG.

Schlumberger. (s.f.). *Oildfield Glosary.* [Documento en linea].

Sidney, C. Q. (1997a). *Advances in seismic attribute technology.* The Leading Edge.

Simm, R. (2014). *SeismicAmplitude: AnInterpreter'sHandbook.* New York: Cambridge University Press.

Taner, M. (2001). *CSEG.* Recuperado el 2014, de http://www.cseg.ca/recorder/pdf/2001/09Sep/06_Sep2001.pdf

Taner, M. T. (2001). *Seismic Attributes.* Houston, U.S.A.: CSEG Recorder.

Telford, W. M. (1976). *Applied Geophysics.* Cambridge: Cambridge University.

Villanueva Gonzalez L.L., .. S. (2013). *Estudio Sedimentologico del Kimmeridgiano (Bancos Ooliticos) en las Cuencas del Sureste México .* Ciudad del Carmen, Campeche: Pemex, Exploración y Producción.

Yilmaz, Ö. (2001). *Seismic Data Analysis: Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data* (Vol. Second Edition). Tulsa, Oklahoma : Society of Exploration Geophysicists.

BUAP

Oficio No. S.AC. 2172/15
ACEPTACIÓN TEMA TESIS

C. MIGUEL ÁNGEL ESTRADA RUÍZ
PASANTE DE LA CARRERA DE
INGENIERÍA GEOFÍSICA
DE LA B.U.A.P.
PRESENTE.

En atención a la autorización del Tema de Tesis que puso Usted a consideración de esta Facultad, se turnó la misma al :

ING. GEOL. ISAAC RAÚL SORIANO GARIBO
COORDINADOR DEL COLEGIO DE INGENIERÍA GEOFÍSICA

Habiendo autorizado el tema denominado:

"USO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS EN LA INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL Y SEDIMENTARIA EN EL CAMPO H A NIVELES DEL MIOCENO"

Por lo anterior hacemos de su conocimiento que se asigna como Asesor Interno de esta tesis al **M. en C. JOSÉ SERRANO ORTIZ.**

Sin otro particular de momento, me es grato quedar de usted.

ATENTAMENTE
"PENSAR BIEN PARA VIVIR MEJOR"
H. Puebla de Z., 24 de junio de 2015

M.I. EDGAR IRAM VILLAGRAN ARROYO
DIRECTOR

C.c.p.- Mesa de Exámenes Profesionales
Asesor
Archivo
M'EIVA*M'AEPS*rba.

Facultad de Ingeniería
Blvd. Valsequillo y Av. San Claudio s/n, edif. 108 C, Col. San Manuel, Ciudad Universitaria, Puebla, Pue. C.P. 72570
01 (222) 229 55 00 Ext. 7610