

ARTÍCULOS

Identificación de potenciales zonas de acumulación de gas natural en el miembro Zacachum de la Formación Subibaja del campo Amistad. El Oro (Ecuador)

Identification of potential natural gas accumulation zones in the Zacachum member of the Subibaja Formation of the Amistad field. El Oro (Ecuador)



Gilson Alexander Peñaloza-Tinoco¹, Diego Andrés Ruilova-Torres², Víctor Froilán Collaguazo-Zhagnay³
Olegario Alonso-Pandavenes⁴



gapenaloz@uce.edu.ec

¹ Universidad Central del Ecuador. FIGEMPA. Gilberto Gatto Sobral s/n. 170803. Quito, Pichincha, Ecuador.



di.a.r.t89@gmail.com

² EP-PETROECUADOR. Geofísica. Av. De la República y Teresa Cepeda. 170508. Quito, Pichincha, Ecuador.



vfcollaguazo@uce.edu.ec

³ Universidad Central del Ecuador. FIGEMPA. Gilberto Gatto Sobral s/n. 170803. Quito, Pichincha, Ecuador.



omalonso@uce.edu.ec

⁴ Universidad Central del Ecuador. FIGEMPA. Gilberto Gatto Sobral s/n. 170803. Quito, Pichincha, Ecuador.

FIGEMPA: Investigación y Desarrollo

Universidad Central del Ecuador, Ecuador

ISSN-e: 2602-8484

Periodicidad: Semestral

Modalidad: Continua

vol. 21, núm. 1, 2026

revista.figempa@uce.edu.ec

Recepción: 18 octubre 2024

Aprobación: 28 julio 2025

DOI: <https://doi.org/10.29166/revfig.v21i1.7387>

Autor de correspondencia:

gapenaloz@uce.edu.ec

RESUMEN

Los reservorios del campo Amistad de edad Mioceno medio están representados por los miembros Zacachum y Saiba pertenecientes a la formación Subibaja. Si bien el miembro Zacachum es uno de los reservorios principales, su potencial hidrocarbúfero se encuentra limitado debido a la respuesta de la presencia de gas en los registros geofísicos de los pozos perforados en el área levantada del campo, omitiendo sus flancos. Además de por la escasez de estudios enfocados en identificar áreas prospectivas. El establecimiento de la base se ha realizado de acuerdo a la respuesta de los registros de pozo, restringiendo así no solo su potencial hidrocarbúfero, sino su espesor real. Es esencial contar con una base real establecida del miembro para realizar los estudios y análisis correspondientes para la caracterización del mismo, incluyendo la identificación de potenciales objetivos, con la finalidad de realizar cálculos para establecer las reservas o recursos del hidrocarburo encontrado. En esta investigación se pretende establecer la base real del miembro e identificar potenciales zonas de acumulación de gas natural, asociándolos con el ambiente sedimentario identificado. Para ello, se han implementado técnicas de interpretación sísmica, análisis sismoestratigráfico, atributos sísmicos y descomposición espectral, análisis de Indicadores Directos de Hidrocarburos, datos bioestratigráficos (pozos Amistad Sur 01 y Amistad 01) y análisis de espesores y de la curva del Gamma Ray. Como resultado se ha definido la base del miembro junto con la caracterización de su sismofacie, incluyendo la detección de amplitudes anómalas e Indicadores Directos de Hidrocarburos y el reconocimiento de electroformas en el registro de Gamma Ray. La integración de resultados permitió identificar probables zonas de acumulación de gas a lo largo de la superficie del miembro Zacachum y el establecimiento de su ambiente sedimentario caracterizado como una llanura deltaica.

Palabras claves: Zacachum; atributos; sismoestratigráfico; Amistad; ambiente de deposición

ABSTRACT

The Zacachum and Saiba members of the Subibaja formation represent the Middle Miocene age reservoirs in the Amistad field. Although the Zacachum member is one of the main reservoirs, its hydrocarbon potential has been limited due to the presence of gas recorded in the geophysical logs in the drilled wells in the structural high area of the field, omitting its flanks and the lack of studies focused on identifying prospective areas. In addition, the base has been established according to the records of these well-logs, thus restricting not only its hydrocarbon potential but also its real thickness. Therefore, it is essential to have an established real base of the member, to carry out the corresponding studies and analysis that lead to its characterization, and to identify potential targets to perform calculations to establish the reserves or resources of the hydrocarbon that has been found. This research aims to establish the real base of the member and identify potential natural gas accumulation zones, associating them with the sedimentary environment to be identified. The seismic interpretation techniques, sismostratigraphic analysis, seismic attributes and spectral decomposition, DHI analysis, biostratigraphic data from the Amistad Sur 01 and Amistad 01 wells, thickness analysis, and the GR curve have been implemented. The result is the authentic base of the



Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons Atribución 4.0 Internacional (CC BY 4.0)

Cómo citar:

Peñaloza-Tinoco, G.A., Ruilova-Torres, D.A., Collaguazo-Zhagnay, V.F. & Alonso-Pandavenes, O. (2026). Identificación de potenciales zonas de acumulación de gas natural en el miembro Zacachum de la Formación Subibaja del campo Amistad. El Oro (Ecuador). *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 21(1), e7387. <https://doi.org/10.29166/revfig.v21i1.7387>

member together with the characterization of its seismic facies, detection of anomalous amplitudes and Direct Hydrocarbon Indicators, and the recognition of electroforms in the GR (Gamma-ray) log. The integration of results allowed the identification of probable gas accumulation zones along the surface of Zacachum and the establishment of its sedimentary environment as a deltaic plain.

Keywords: Zacachum; attributes; seismostratigraphic; Amistad; depositional environment

INTRODUCCIÓN

La cuenca del Golfo de Guayaquil-Tumbes (CGGT), situada al suroeste de la isla Puná en la desembocadura del río Guayas (Figura 1), se trata de un sistema *pull-apart* cuyo basamento se encuentra deformado y en donde se han desarrollado y depositado diferentes secuencias sedimentarias desde el Paleógeno hasta la actualidad (Ruilova, 2022).

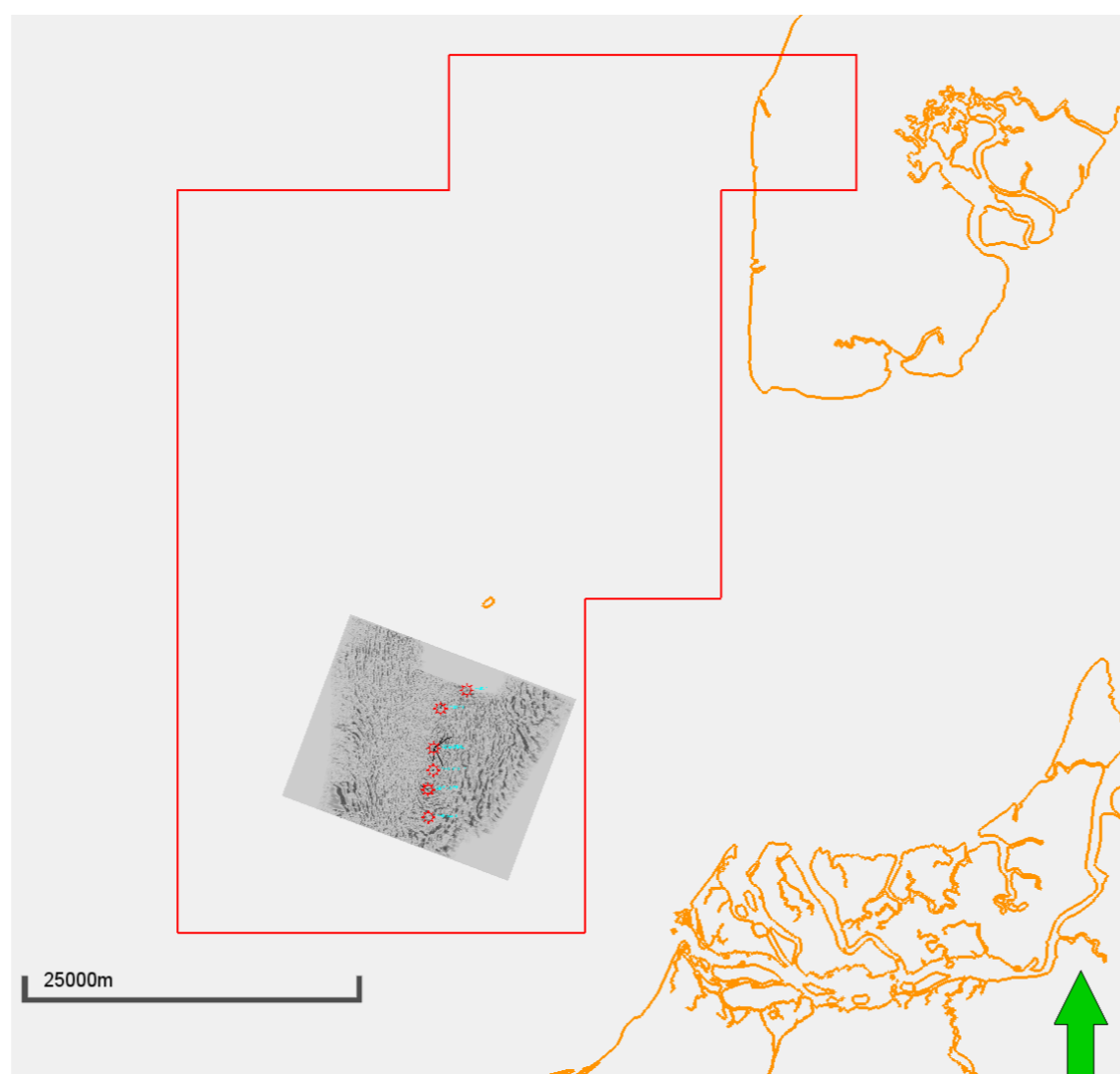


FIGURA 1

Situación de la zona de estudio

Se observa la delimitación y ubicación del Bloque 6 con la indicación de la posición del cubo sísmico Amistad 3D (PSTM), los pozos perforados en el campo y su relación con la línea de costa, al sur, y la isla Puná (EP Petroecuador, 2024).

Esta zona es el resultado de la actividad tectónica transformante dextral del sistema de fallas Dolores-Guayaquil, el cual, a su vez, ha generado estructuras mayores, tanto extensivas como compresivas (Ruilova, 2022; Deniaud, 1998). Dentro de este grupo de estructuras compresivas se encuentra el campo Amistad, el cual, litoestratigráficamente, está compuesto por una alternancia de arenas y lutitas (Petroecuador, 2009). En ella, sus reservorios principales están representados por dos miembros: el inferior, denominado Saiba, y el superior, Zacachum, los cuales pertenecen a la Formación Subibaja, que se clasifica como de tipo sin-extensional (Castro, 2020; Aguilar *et al.*, 2009).

La secuencia del miembro Zacachum está compuesta por capas de areniscas cuarzosas de grano fino, arcillolitas, lutitas, limolitas y carbón (Marks, 1951; Benítez, 1982 en Ordóñez *et al.*, 2006). En la actualidad, su límite inferior o base no ha sido definido ni identificado en sus dimensiones reales con precisión. Tampoco han sido estudiadas las potenciales zonas hidrocarburíferas como las áreas de acumulación de gas o determinado con precisión su ambiente de sedimentación.

La presente investigación ha planteado la hipótesis de la posibilidad de establecer y determinar la base real del miembro Zacachum de la formación Subibaja, la definición de su potencial hidrocarburífero y la caracterización de su ambiente de sedimentación empleando, de forma principal, los datos sísmicos del cubo adquirido en el campo Amistad, así como de registros y datos de pozos obtenidos por la empresa EP-Petroecuador.

La metodología aplicada ha sido el uso de los indicadores y marcadores de las áreas potenciales de acumulación empleando los atributos sísmicos como delimitadores de la unidad geológica. Por otra parte, el análisis de la curva del *Gamma Ray* (GR) ha permitido identificar electroformas que estarían asociadas a las condiciones deposicionales de dicha unidad. Mediante el procesamiento y la correlación de todos los datos disponibles y a través de la implementación de un análisis seismostratigráfico ha sido posible determinar la base real y las potenciales áreas de acumulación de gas natural identificando los Indicadores Directos de Hidrocarburo (*Direct Hydrocarbon Indicators*, DHI); mientras que también se ha podido concretar el ambiente sedimentario del miembro Zacachum.

MATERIALES Y MÉTODOS

La información empleada en esta investigación ha sido proporcionada por la empresa pública EP-Petroecuador, la cual ha puesto a disposición los siguientes documentos y datos:

- Cubo sísmico Amistad 3D (PSTM) adquirido en el año 2000 por la empresa EDC. Tiene una superficie de 200\{⁹, lo componen 570 *inlines* y 1410 *crosslines*, tiene polaridad americana y fase cero.
- Información obtenida de los 17 pozos perforados dentro del campo Amistad, incluyendo la bioestratigrafía, litología, edades, masterlogs, cromatografías de gases y ambientes de deposición, así como sus registros de pozo (*Gamma Ray*, resistividad, sónico, densidad y porosidad de neutrones). De ellos, siete pozos disponen de información de *checkshots* y perfil sísmico vertical (VSP). Todos los pozos evidenciaron la presencia de gas y sus profundidades totales llegaron hasta la zona de estudio. Cuatro de estos pozos atraviesan totalmente el miembro Zacachum e ingresaron al miembro Saiba, perteneciente a la misma formación.
- Información detallada del pozo exploratorio Amistad Sur-1, el cual evidenció la presencia de gas y atravesó por completo el miembro Zacachum. Su profundidad total alcanzó el miembro que se encuentra por debajo del miembro Saiba pertenecientes a la formación Subibaja.
- Definición de los topes estratigráficos de las formaciones y unidades, como la Formación Progreso y los miembros Zacachum y Saiba de la formación Subibaja.

Complementariamente se dispone de información y documentos publicados, como los estudios realizados por Ordoñez et al. (2006), Cobos y Montenegro (2010); Aguilar et al. (2009); Deniaud, (1998); Deckelman et al. (2008); EP-Petroecuador (2024) y Peñaloza (2024); así como informes internos previos y actuales de la empresa pública relativos al campo Amistad.

La metodología aplicada en la realización de esta investigación ha constado de una interpretación sísmica del tope y la base del miembro Zacachum, así como del tope de la formación Progreso, a partir de los datos del cubo Amistad 3D realizados dentro del campo Amistad. También del análisis de la sismoestratigrafía y la bioestratigrafía del miembro Zacachum, el análisis de las formas de las curvas de los registros *Gamma Ray* de los pozos del campo Amistad, para el miembro Zacachum; así como del análisis de atributos sísmicos y anomalías de amplitud en el mismo miembro. Por último, se ha realizado una descomposición espectral y la correlación de todos los resultados obtenidos.

La interpretación sísmica en el dominio de tiempo ha sido realizada mediante el empleo del software PETREL (2015), la cual ha sido aplicada con el fin de determinar las superficies tope y base del miembro Zacachum. Esto ha permitido definir la superficie tope de la formación Progreso. Inicialmente se ha procedido con el procedimiento de atado de la interpretación sísmica a los topes estratigráficos, obtenidos de la información procedente de los datos de los pozos del campo Amistad disponibles, y mediante la elaboración de sismogramas sintéticos. Las superficies antes mencionadas fueron interpretadas a lo largo de amplitudes positivas (picos).

Aplicando el análisis en la sismoestratigrafía, se consigue identificar la geometría de las amplitudes y las diferentes terminaciones de las unidades estratigráficas estudiadas, tanto hacia el tope como hacia la base del miembro investigado. El objetivo de este procedimiento es el de establecer su base real. La interpretación de la superficie que delimita el tope de la formación Progreso ha tenido como finalidad la de ser aplicada en la ejecución de un modelo de velocidades complementario. Mediante este procedimiento también se pretende definir e interpretar las principales fallas que controlan la tectónica local del campo Amistad, y con ello, por consiguiente, poder establecer los polígonos de fallas en las superficies tope y base del miembro Zacachum.

Para convertir las superficies mapeadas en valores de profundidad, y sobre los resultados obtenidos en los procedimientos anteriores, se ha procedido a realizar un modelo de velocidades a partir de las superficies interpretadas en tiempo y los topes estratigráficos.

Disponiendo ya del modelo estructural de este miembro, se procedió analizar la bioestratigrafía de la unidad mapeada, la cual proporcionó información relativa al ambiente de depósito y su edad. De igual manera, se analizaron las formas de las curvas de los registros *Gamma Ray* de los 17 pozos con el objetivo confirmar el ambiente de depósito ya establecido con la bioestratigrafía.

En la Tabla 1 se muestran los parámetros y ventanas de tiempo relativos a los atributos sísmicos empleados, siendo los aplicados los de RMS de amplitud, *Envelope* y *Arc Length*. El objetivo que se persigue con estos valores es el de encontrar y resaltar los patrones que puedan estar relacionados al ambiente de depósito de este miembro y establecer la potencial presencia de arenas, las cuales puedan estar relacionadas con el contenido de acumulaciones de gas.

TABLA 1
Parámetros y ventanas de tiempo usadas en los atributos sísmicos

Ventana de aplicación	Atributo sísmico	Ventanas de tiempo (intervalos)
30 ms	RMS de amplitud	-50 ms
90 ms	<i>Envelope</i>	-100 ms
200 ms	<i>Arc length</i>	-120 ms

Complementariamente, ha sido realizada una descomposición espectral cuyo objetivo sería el de resaltar potenciales Bright-Spots los cuales estarían en relación y representación de las arenas saturadas de gas. Esta metodología es ampliamente empleada por diversos autores por ejemplo Subrahmanyam y Rao, 2008 (Koson et al., 2014) en la evaluación de la presencia de gas, así como para resaltar canales y geometrías relacionadas al ambiente de depósito.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Interpretación Sísmica

El tope y la base del miembro Zacachum, así como el tope de la formación Progreso, constituyen los marcadores regionales que se observan a nivel de toda la cuenca, los cuales son identificados como reflectores sísmicos (Ruilova, 2022). Ha podido ser evidenciado que los topes estratigráficos coinciden con los reflectores sísmicos (Ver Figura 2) (Ruilova, 2022; EP-Petroecuador, 2024).

Las fallas definidas e interpretadas en este estudio presentan una inclinación tendente a la subverticalidad, mostrando un desplazamiento normal y atravesando el campo (Figura 3a). Sin embargo, en el área donde se evidencia un alto estructural, se produce un cambio en la cinemática en algunas de estas fallas (Figura 3b), evidenciando una inversión tectónica (Ruilova, 2022; EP Petroecuador, 2024; Deckelman *et al.*, 2008).

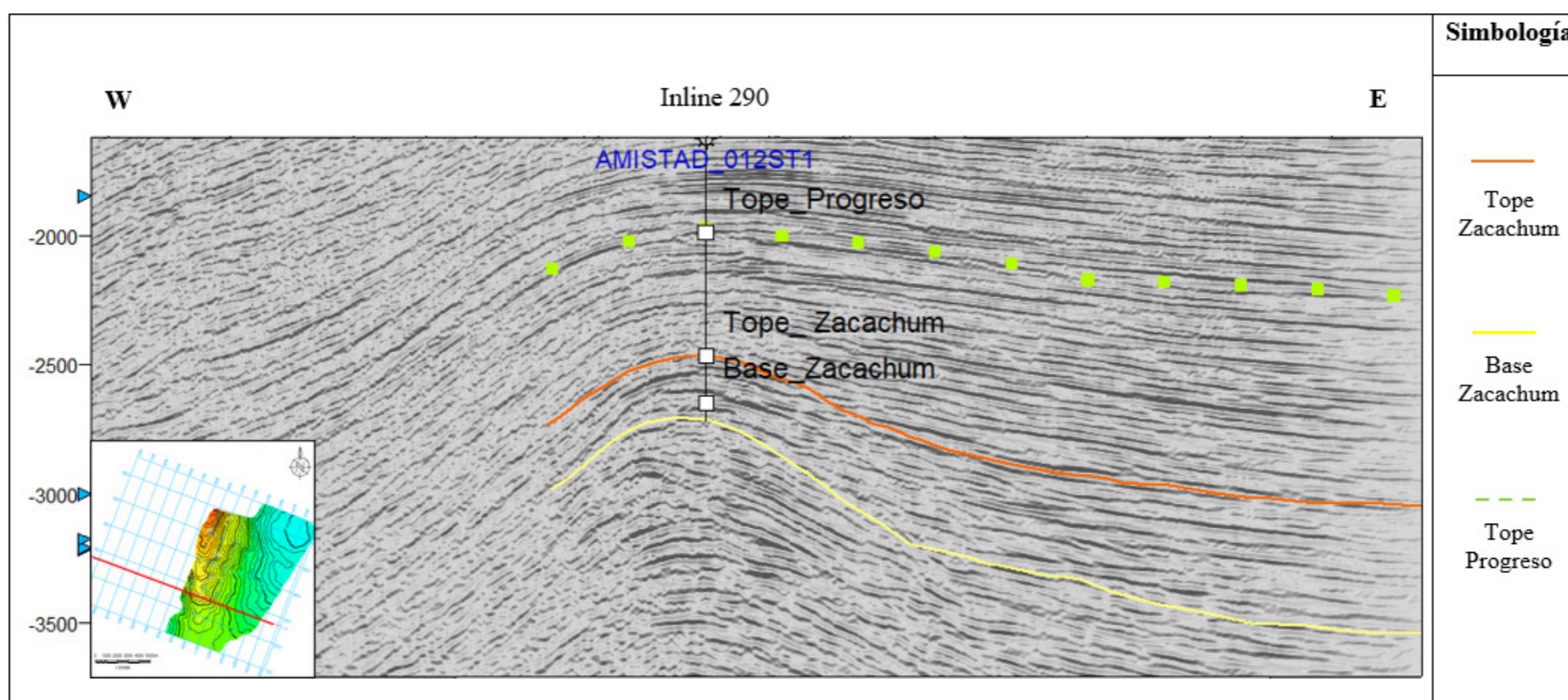


FIGURA 2

Interpretación de la sección sísmica (Inline 290)

Muestran los topes de las unidades geológicas indicadas, empleando como referencia los datos marcadores presentes en el pozo AMISTAD_012ST1 (en el cuadro de la izquierda se presenta su posición en planta)

Sismoestratigrafía

El análisis sismoestratigráfico puede ser descrito de acuerdo con las terminaciones y geometrías de las amplitudes que lo componen interna y externamente (Mitchum *et al.*, 1977; Roksandic, 1978; Veeken, 2007). Mediante el empleo del análisis sismoestratigráfico se puede llegar a predecir el ambiente de depósito y la litología, además de poder realizarse la definición de la estratigrafía secuencial en el área estudiada (Vail *et al.* 1991).

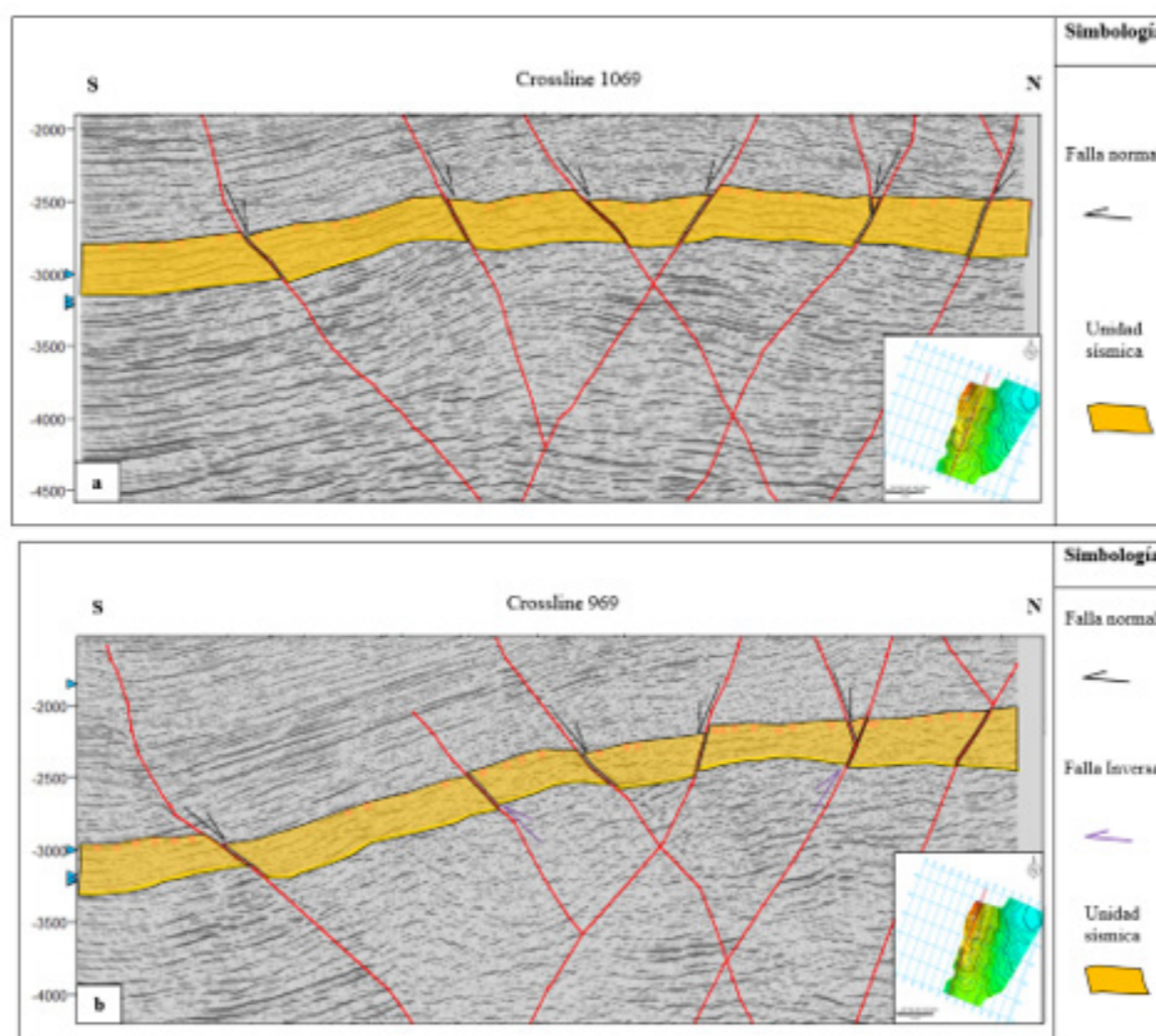


FIGURA 3

(a) Fallas normales interpretadas en la sección Xline 1069 e inversión tectónica en algunas fallas normales interpretadas en la sección Xline 969°

(b) Abajo a la derecha de cada sección se muestra la posición de las secciones en planta

El miembro Zacachum muestra una configuración interna que está representada por una alternancia entre reflectores paralelos a subparalelos y donde se pueden distinguir geometrías progradacionales con una dirección E-W. Estos reflectores exhiben continuidades bajas a moderadas, con rasgos de amplitud de baja a alta y frecuencias de bajas a moderadas (Figura 4).

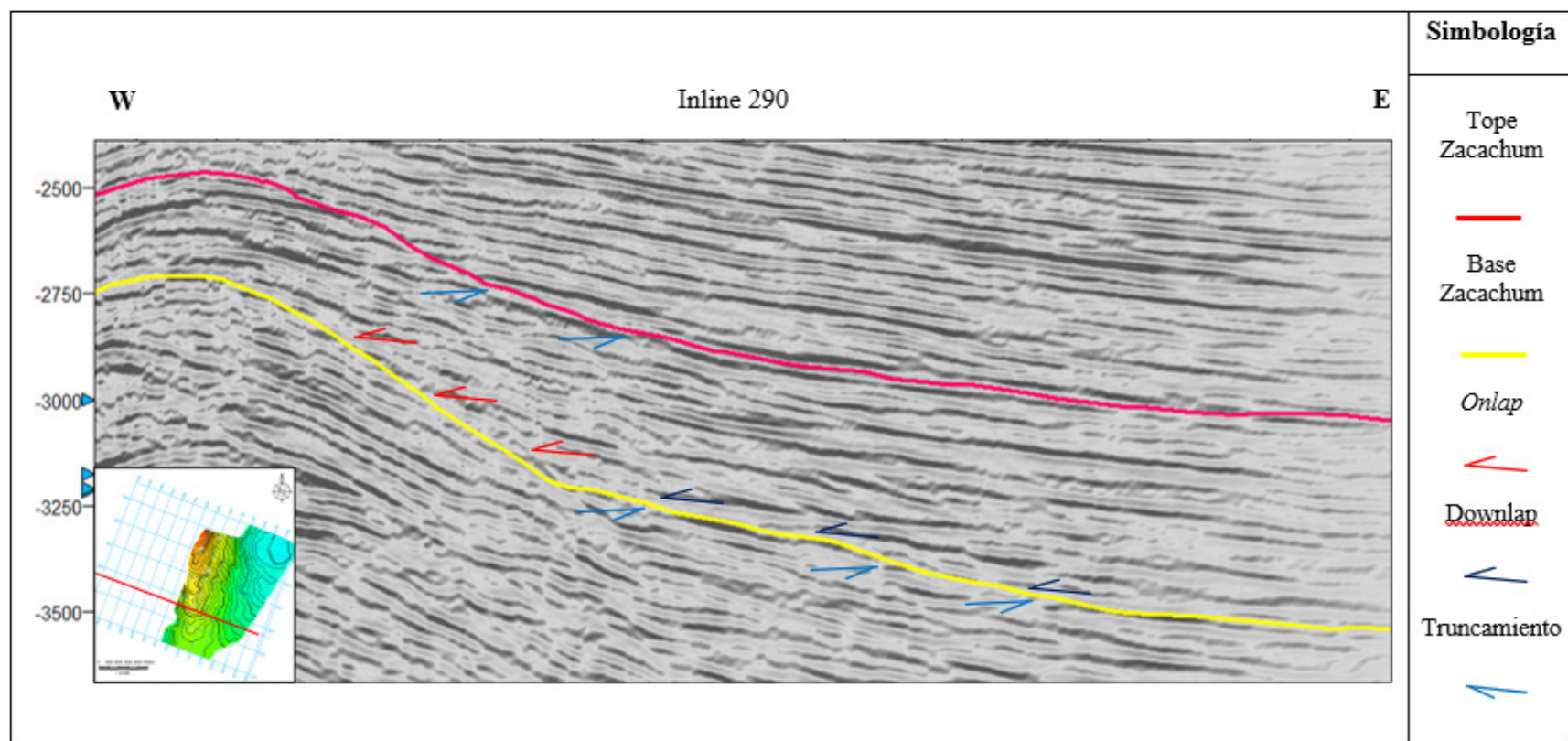


FIGURA 4

Interpretación de terminaciones de los estratos en el miembro Zacachum

Representando la dirección de deposición y procesos de erosión en la base y techo de la unidad. Ejemplo de interpretación en la sección *Inline 290*.

Se observan cambios de espesor a lo largo de esta unidad, disminuyendo notablemente hacia el alto estructural y aumentando hacia el flanco este de la estructura (en la Figura 4 se muestra un ejemplo para la línea sísmica *Inline 290*). La dirección observada para la deposición de los materiales que componen esta unidad es de este a oeste.

Las terminaciones de los estratos son claramente identificables tanto en el tope como en la base del miembro Zacachum. Hacia la base se observan *onlaps* aparentes que terminan contra el alto estructural (Catuneanu, 2006) y también se pueden distinguir *downlaps* hacia la base en el flanco de la estructura. Asimismo, se evidencia una concordancia de los reflectores hacia el tope del miembro con la unidad superior, distinguiéndose zonas de truncamiento hacia el oeste y hacia el este, como es el caso de la sección *Inline 532* mostrada en la Figura 5.

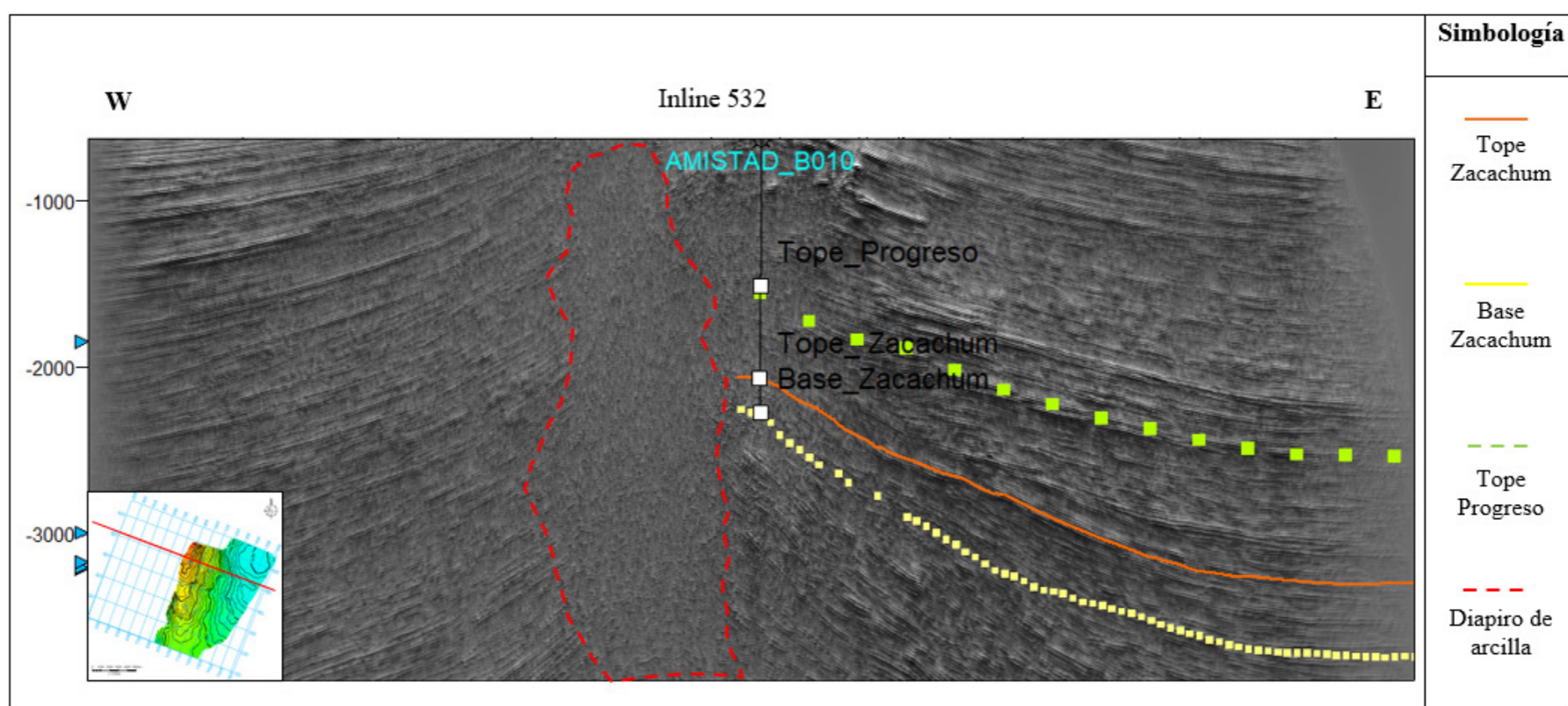


FIGURA 5

Influencia del diapir de arcilla (línea de trazos) en las unidades del campo Amistad

Se observa el cierre de la estructura hacia el oeste. Ejemplo de interpretación en la sección *Inline 532*.

Mapa de espesores

La variación de los espesores observados en el miembro Zacachum en el campo Amistad muestra que los mayores espesores se localizan hacia el sector suroriental y nororiental, llegando a superar los 1500 pies (457,2 m) de potencia (estos se encuentran representados por las tonalidades cálidas en la imagen de la Figura 6). Por otra parte, y en el área del levantamiento, se aprecian espesores más reducidos, los cuales disponen de valores que no llegan a exceder los 1400 pies (426,7 m), encontrándose estas áreas situadas hacia el suroccidente y noroccidente (ver en la Figura 6 la representación mediante colores fríos).

Según Selley (1978) citado en Radwan (2021), la geometría de las curvas del Gamma Ray refleja la distribución del tamaño de grano y permite inferir la tipología del ambiente deposicional. En este contexto, Cant (1992) citado en Nazeer et al. (2016) menciona que existen cinco tipos de formas de la curva del GR que pueden ser empleados en la interpretación del ambiente deposicional: cilíndrico/caja, embudo, campana, simétrica e irregular/serrada.

En la correlación de los pozos realizada, la cual se muestra en la Figura 7, se puede observar claramente las diferencias de espesor del miembro Zacachum en varias zonas. Así, en los pozos Amistad 01 y Amistad Sur 01 se presentan los mayores espesores, coincidiendo éstos también con las profundidades mayores dentro del campo. Al analizar la curva del GR en los pozos Amistad 01 y Amistad 05ST1 se observa que la curva es principalmente recta, es decir, su electroforma se asocia con la de tipo cilíndrico, mientras que en los pozos Amistad 12ST1 y Amistad Sur 01 la curva es más irregular, con una mayor cantidad de picos crecientes, siendo correlacionada su electroforma con la de tipo serrada/irregular.

Atributos Sísmicos

La respuesta obtenida tras el análisis de los atributos sísmicos indica que la mayoría de las amplitudes anómalas, las cuales coinciden con la ubicación de los espesores mayores, se concentran principalmente hacia el sur y sureste de la unidad (Figura 8).

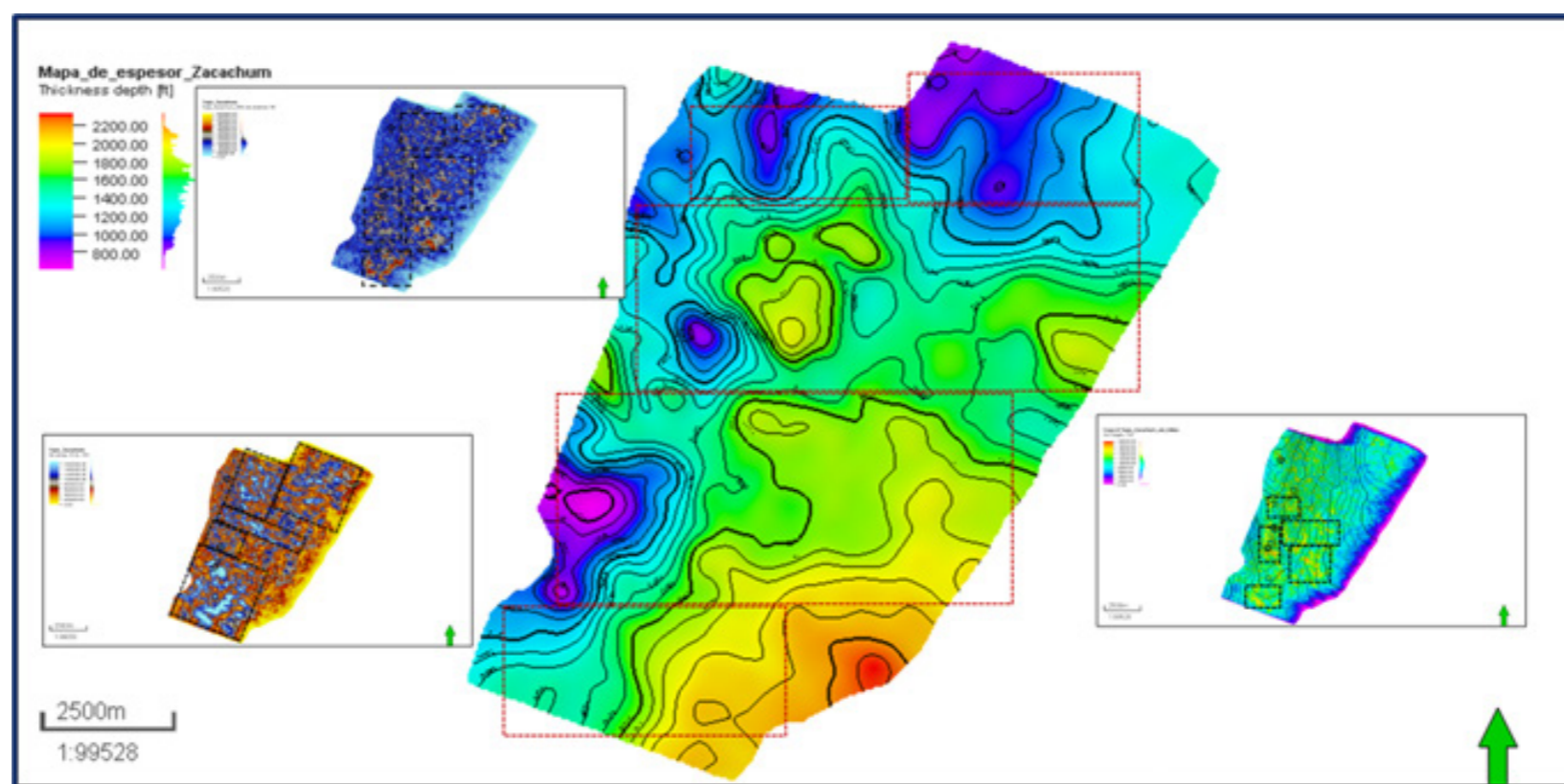


FIGURA 8

Correlación entre los espesores altos y las amplitudes anómalas

La figura central representa el mapa de espesores del miembro Zacachum, siendo representados en los recuadros las delimitaciones de las áreas de espesores coincidentes con las amplitudes anómalas o zonas anómalas de los mapas de atributos representadas por las figuras secundarias.

La superficie del atributo RMS de amplitudes muestra valores altos, los cuales están distribuidos con una dirección preferencial WNW-ESE, y donde la mayoría se encuentran concentradas hacia el sur, representada por tonalidades rojas a pardas en la Figura 9.

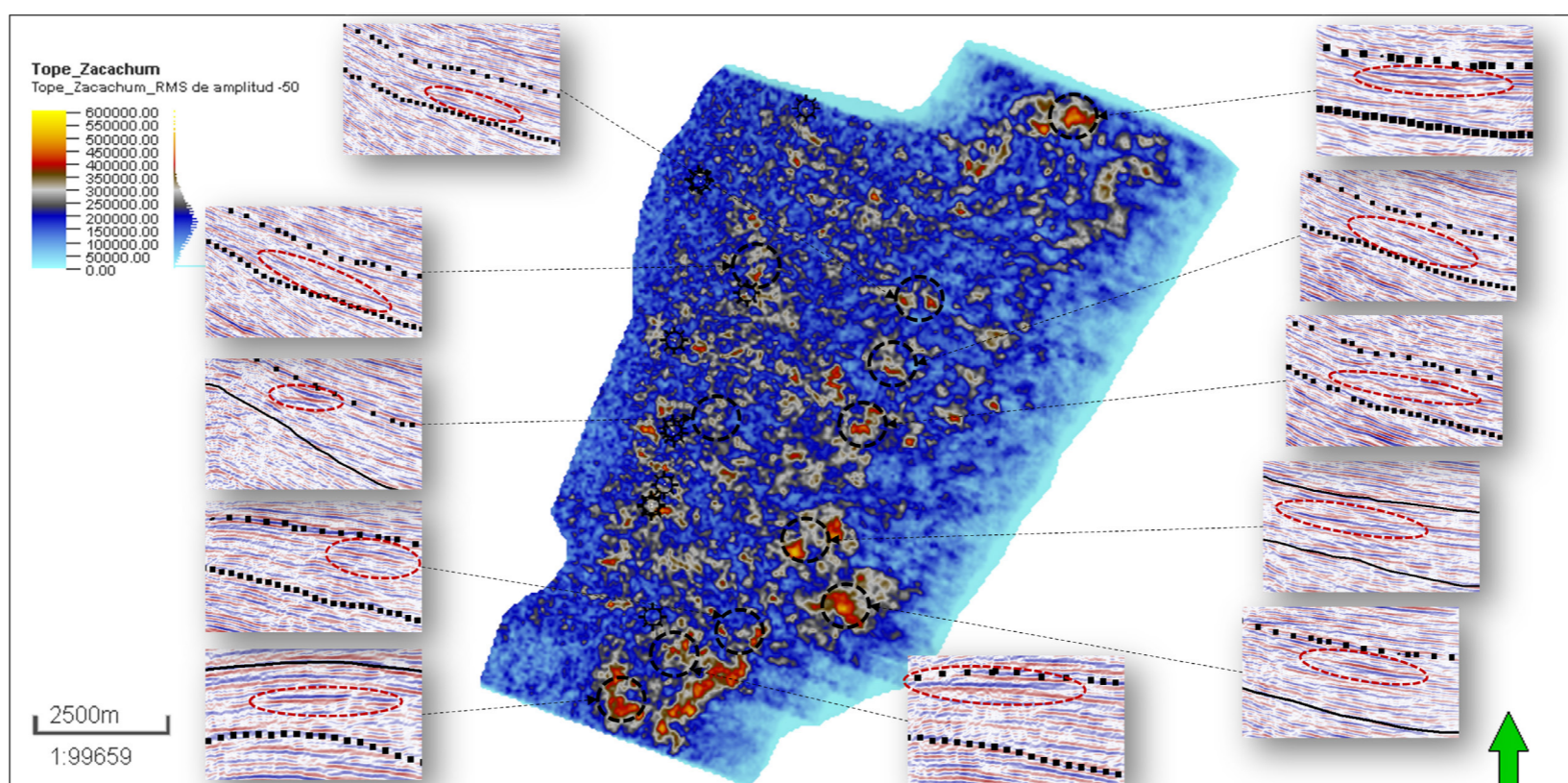


FIGURA 9

Amplitudes anómalas superiores a 350000 (tonalidades rojas y pardas) y su correlación con anomalías de amplitud o DHI.

Las figuras secundarias muestran secciones sísmicas del cubo. En estas secciones se identifican potenciales acumulaciones de gas, las cuales coinciden espacialmente con las amplitudes anómalas del atributo RMS.

De manera similar, mediante el uso del atributo *Arc length* se observa que las amplitudes altas se encuentran concentradas hacia el sur de la superficie y orientadas WNW – ESE en la superficie obtenida en el análisis, Indicadas por tonalidades amarillas y rojas en la Figura 10.

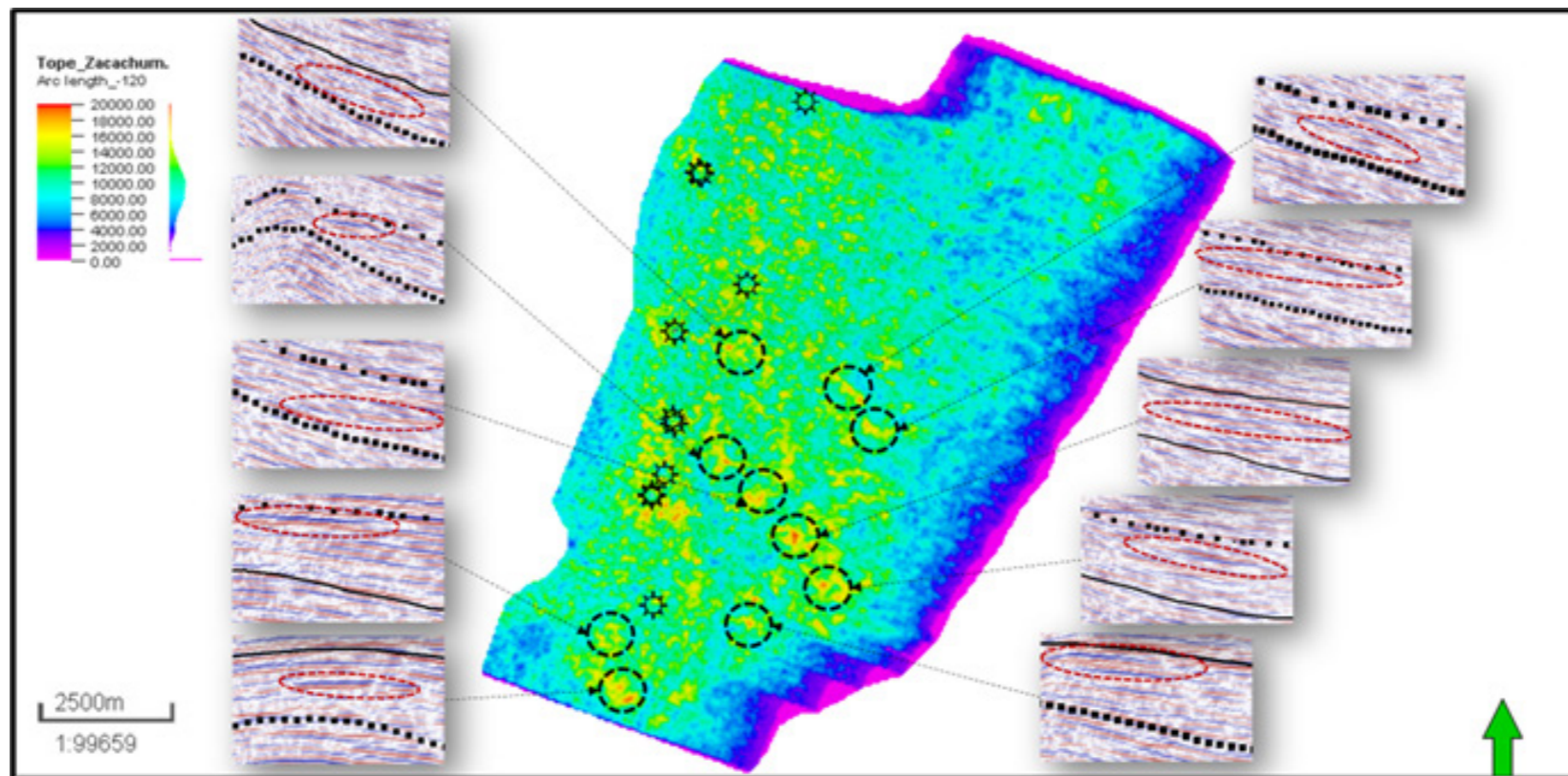


FIGURA 10

Amplitudes anómalas superiores a 14000 (tonalidades amarillas y rojas) y su correlación con anomalías de amplitud o DHI

Las figuras de las secciones sísmicas muestran *Bright-Spots* coincidentes con las áreas anómalas del atributo *Arc length*.

Por otra parte, la superficie resultante del atributo *Envelope* muestra anomalías de amplitudes altas distribuidas tanto al norte como al sur y orientadas de modo similar a las anteriores, hacia el WNW-ESE, representadas por tonalidades azules en la Figura 11. Sin embargo, las anomalías principales se muestran concentradas hacia el sur de la unidad.

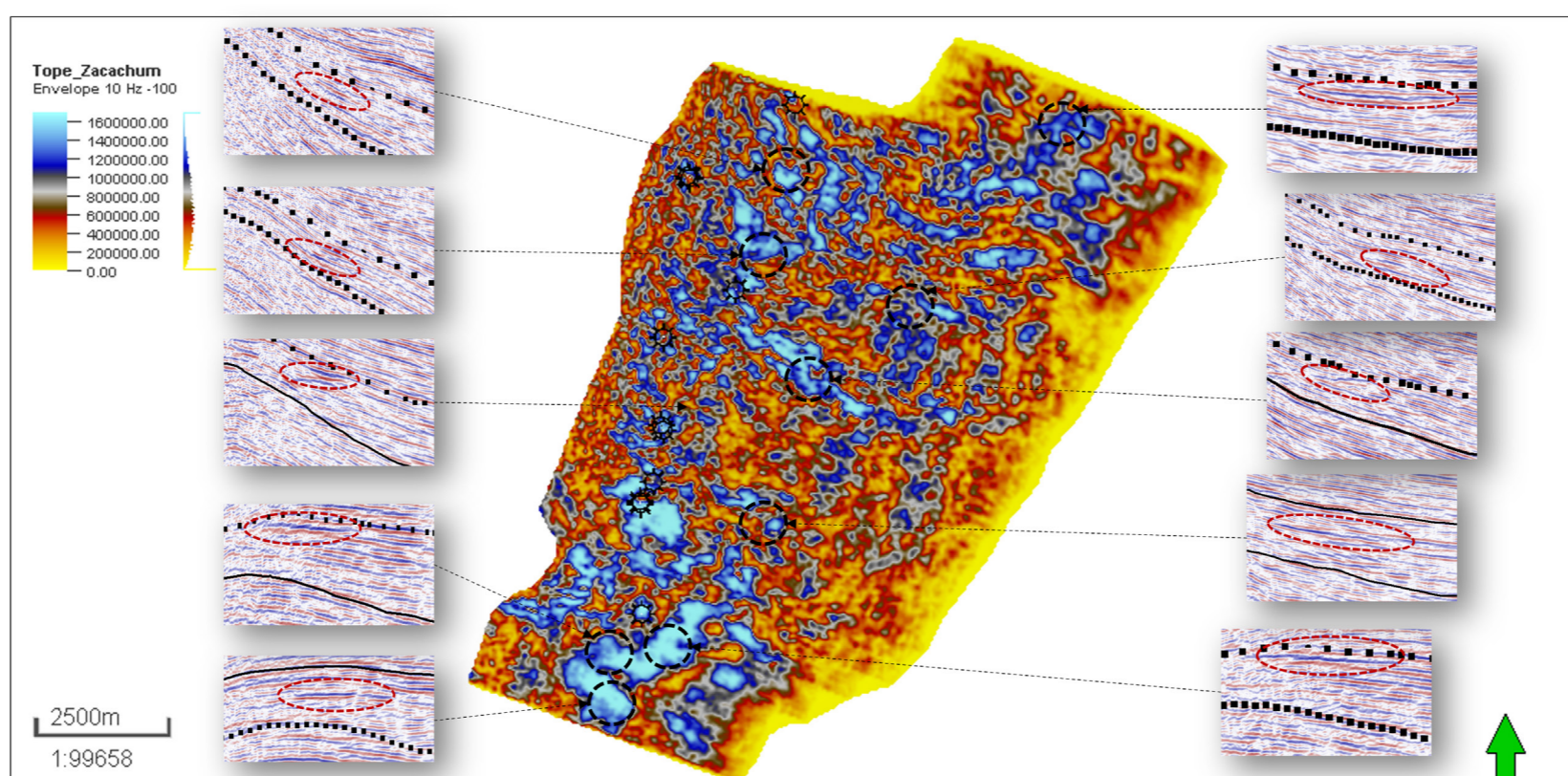


FIGURA 11

Amplitudes anómalas superiores a 800000 (tonalidades azules) y su correlación con anomalías de amplitud o DHI

Las figuras secundarias muestran las potenciales acumulaciones de hidrocarburo y su coincidencia con las amplitudes anómalas del atributo *Envelope* de la figura principal.

En general, las anomalías o amplitudes altas presentan formas alargadas y lóbuladas con una dirección preferencial WNW-ESE en todas las superficies. No obstante, algunas de estas formas presentan cambios en la dirección deposicional. El análisis de las anomalías de amplitudes o de potenciales DHI reveló una coincidencia con la ubicación de algunas de las amplitudes anómalas obtenidas en los atributos anteriores, con una distribución tanto al norte como al sur.

Descomposición espectral

En el análisis de la descomposición espectral la combinación de las frecuencias de 10 Hz, 17 Hz y 29 Hz, obtenidas del espectro de frecuencias (Figura 12), proporcionaron un cubo sísmico en el que dominan claramente estas frecuencias.

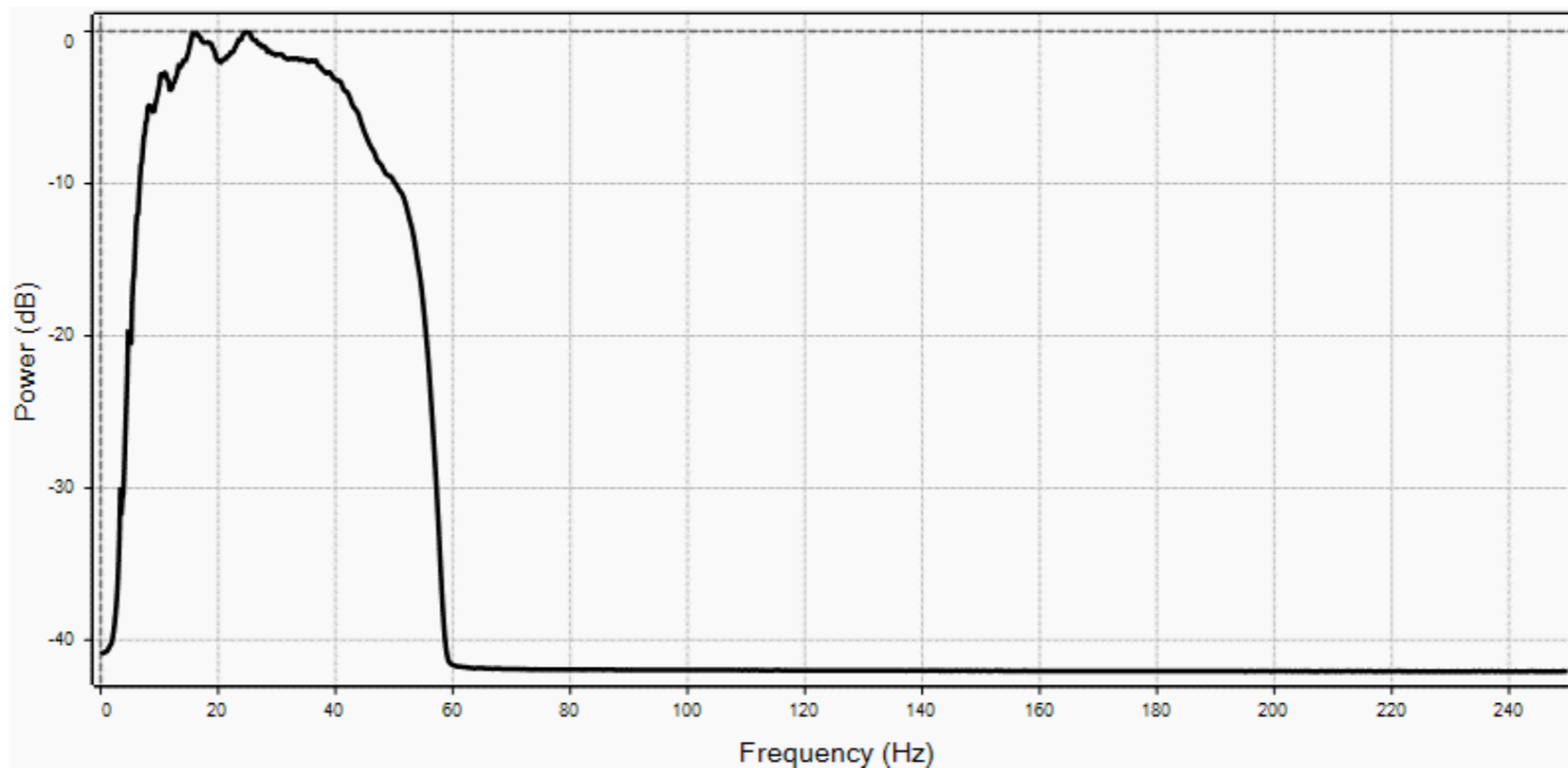


FIGURA 12

Espectro de frecuencias del cubo sísmico 3D del campo Amistad

En el espectro se observan las frecuencias dominantes en el cubo, donde las más intensas se encuentran dentro del rango de los 10 a los 40 Hz.

En la superficie obtenida en la ventana de tiempo de -120 ms (Figura 13) se han podido observar morfologías de canales, los cuales se distribuyen hacia el norte y sur de dicha superficie. Estos canales se extienden a lo largo de toda la superficie con una orientación WNW-ESE. Además, se aprecia la formación de un lóbulo en la terminación de uno de los canales (hacia el extremo norte) y varios lóbulos en la parte sur.

Asimismo, en la superficie de la ventana de tiempo de -190 ms (Figura 14) se puede observar la presencia de canales en el sector sur y norte, los cuales se extienden de un extremo a otro en dirección WNW-ESE. Por último, y hacia el norte, se puede apreciar con mayor detalle la presencia del canal y el lóbulo que se observó para el intervalo de -120 ms. Hacia el sur también se observa la presencia de lóbulos. En ese intervalo se pueden identificar lóbulos más desarrollados.

Por otro lado, las áreas cubiertas por los lóbulos muestran representaciones que contrastan con el resto de la superficie (indicadas por tonalidades amarillentas a blancuecinas). Estos matices muestran concordancia y correlación con la ubicación de las amplitudes anómalas definidas a partir de los atributos sísmicos.

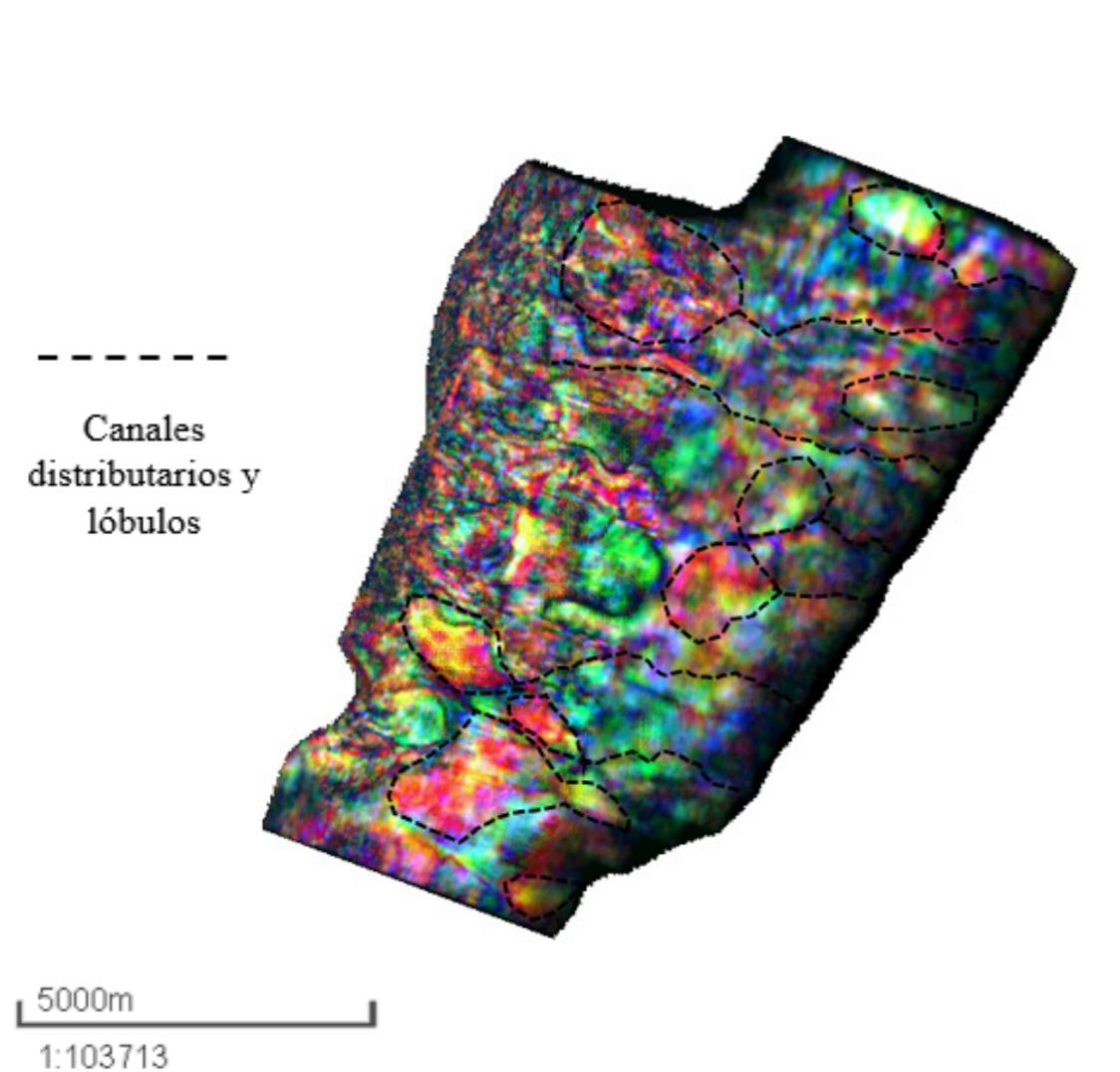


FIGURA 13

Morfologías de canales y lóbulos delimitadas por líneas de trazos presentes en la superficie del miembro Zacachum a -120 ms

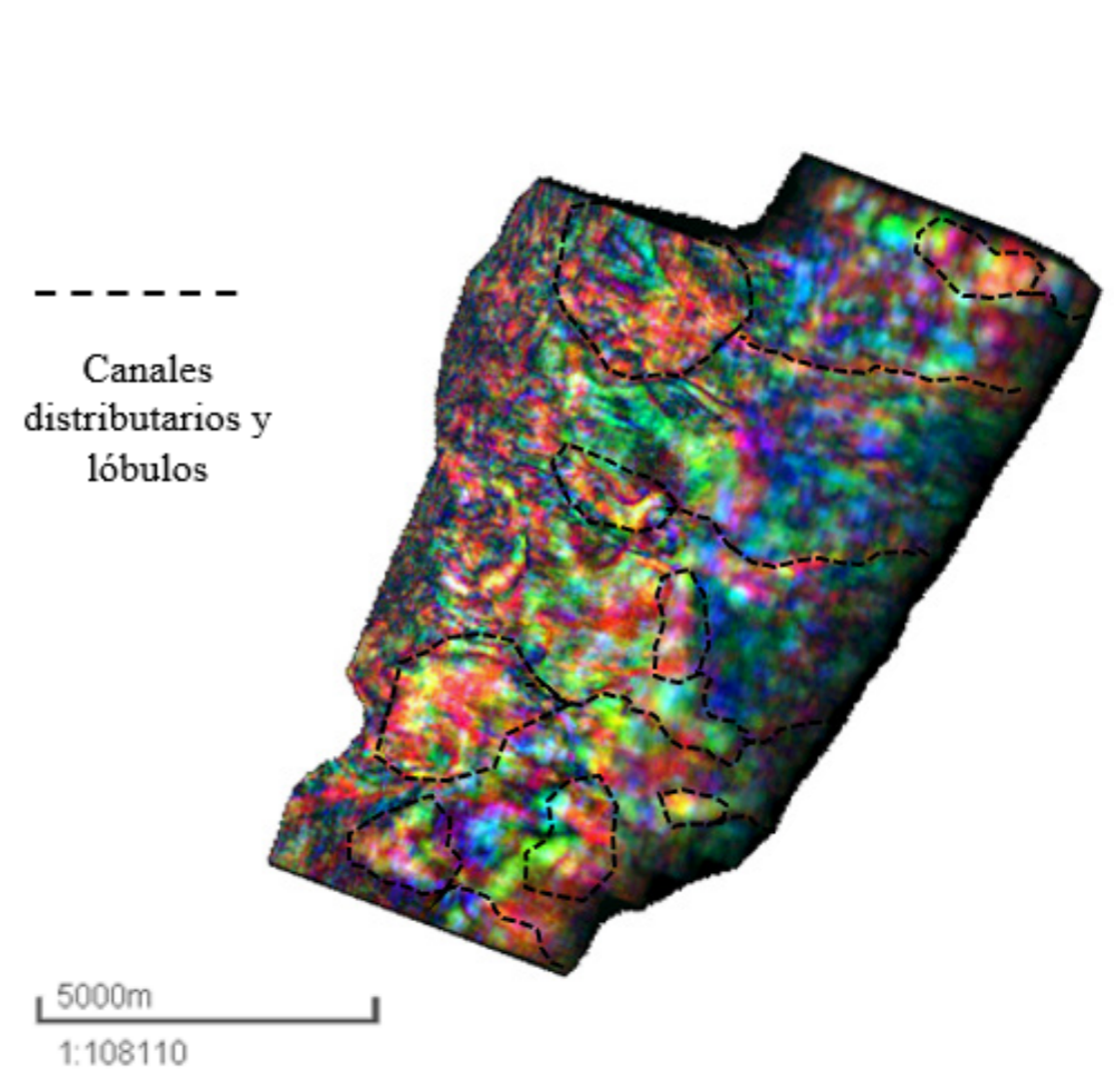


FIGURA 14

Morfologías de canales y lóbulos (indicadas por línea de trazos) que se han identificado en la superficie de Zacachum a -190 ms

Las superficies obtenidas en la aplicación de los atributos sísmicos representan la medida de la reflectividad fundamentada en el tamaño de la onda sinusoidal detectando zonas prospectivas identificadas como *Bright-Spots*, como anomalías de amplitud. La distribución y geometría observadas en los mapas de los atributos y el contraste entre los matices de las tonalidades obtenidas representan un cambio litológico importante, donde las respuestas de reflectividades de ondas mayores se encuentran asociadas a zonas arenosas, probablemente. Esto se podría corresponder con potenciales reservorios de acumulación de gas los cuales dispondrían de una dirección preferencial WNW-ESE. En la misma apreciación, las reflectividades de ondas menores estarían asociadas potencialmente con zonas no arenosas. Los registros de los pozos perforados en el campo Amistad indican la presencia de zonas de intercalación entre arenas y arcillas, especialmente en relación con el registro *Gamma Ray*. Estas respuestas son equivalentes a las de los atributos sísmicos que estarían relacionadas con potenciales zonas arenosas y que dispondrían de una posibilidad de ser zonas prospectivas.

Además, la implementación de la descomposición espectral permitió delimitar las geometrías asociadas a estos cuerpos sedimentarios de composición arenosa con mejor precisión. Esto indicaría la potencial presencia de volúmenes de gas distribuidos al norte y sur y dentro del miembro Zacachum. Estas acumulaciones de gas, de acuerdo al resultado del análisis sismoestratigráfico, se producirían a través de trampas estructurales y combinadas, siendo estas últimas dominantes hacia los flancos de la unidad. Probablemente como producto de la alternancia litológica por la actividad tectónica en tijera (fallamiento normal e inverso debido a la transpresión – transtensión y al ascenso del diapiro) y por la variación durante la deposición en todo el miembro.

La presencia de terminaciones de *onlaps* aparentes, *downlaps* y truncamientos erosivos permite delimitar la base real del miembro. Los *onlaps* aparentes se cierran hacia la parte occidental, debido a la presencia del diapiro de arcilla mencionado por Deckelman *et al.* (2008) y EP Petroecuador (2024), el cual delimita la estructura del campo Amistad.

Como complemento al análisis sismoestratigráfico, la configuración interna paralela a subparalela con continuidades bajas a moderadas de los reflectores sísmicos indica unas condiciones deposicionales relativamente estables, revelando un *trend* de regresión normal. Esto correspondería a un *Highstand System Tract* (HST) deltaico (Roksandic, 1978; Sheriff, 1980; Catuneanu, 2006; EP Petroecuador, 2024). Este patrón, conjuntamente con las características de las amplitudes altas a bajas en los reflectores sísmicos y de acuerdo con Brown y Fisher (1979) citados en Sheriff (1980) y Roksandic (1978), se relaciona con un ambiente de plataforma deltaica.

Asimismo, la asociación de microfósiles evidenciados en Zacachum muestran una notable similitud con los microfósiles descubiertos por Celis *et al.* (2023) durante el estudio de las asociaciones sedimentarias de un sistema deltaico en Colombia. Estas asociaciones en estas secuencias sedimentarias están marcadas por la presencia de esporas, polen y palinomorfos, los cuales indican, de manera significativa, que se trataría de una litología característica proveniente de una llanura deltaica. En este caso, estaría compuesta por areniscas de grano fino a grueso, arcillolitas, lodolitas y vetas de carbón, similar a la observada en el miembro Zacachum. Además, las electroformas identificadas en las curvas del GR se asocian con sedimentos de grano fino a grueso que son características comunes a ambientes de planicie o llanura deltaica, según Ezeh *et al.* (2016) y Putri y Andriana (2017) (Figura 15). En ésta se desarrollarían canales distributarios evidenciados a partir de la descomposición espectral. Estos canales, de acuerdo con Elliot (1986), son comunes encontrarlos a lo largo de toda la llanura deltaica, formándose los lóbulos en su terminación o zona distal (Arche, 2010).

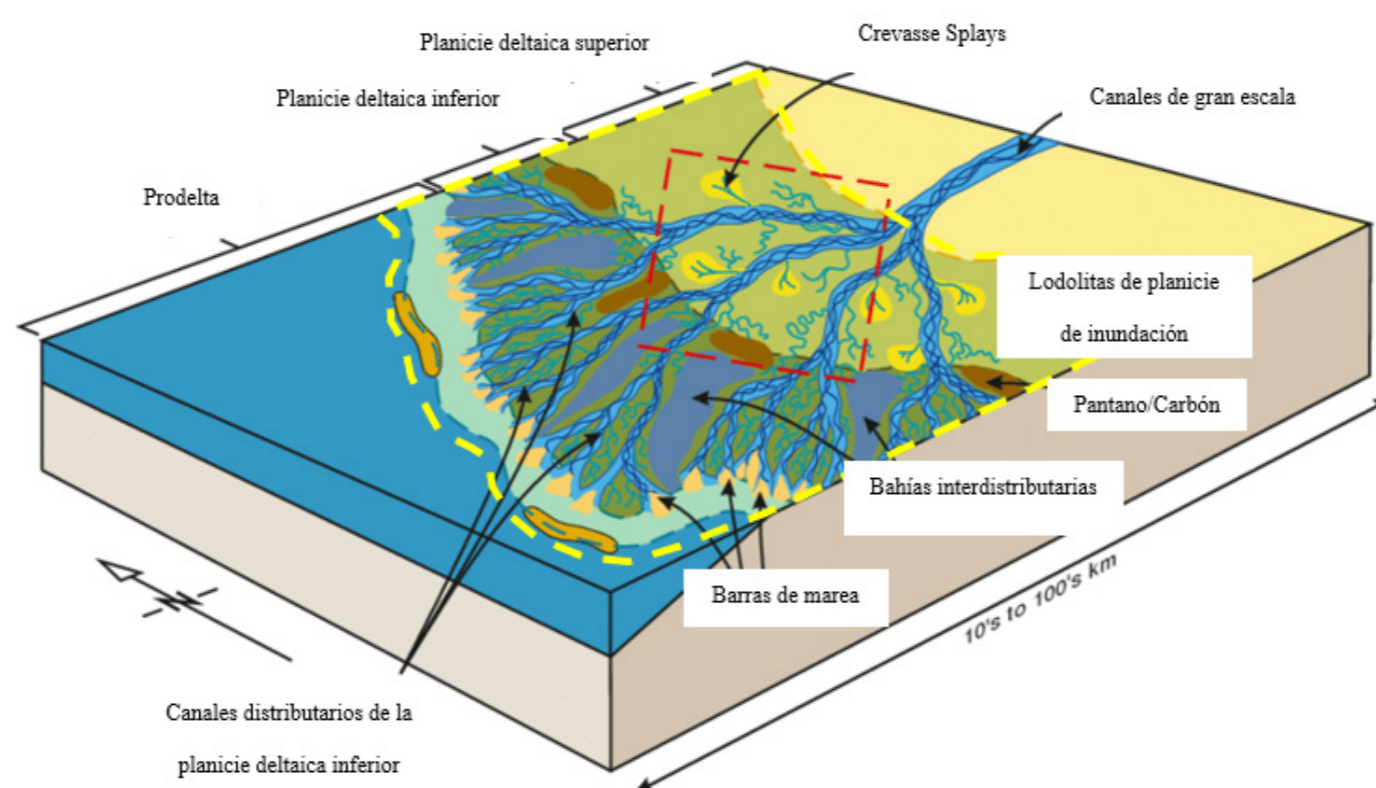


FIGURA 15

Modelo esquemático de un ambiente de llanura deltaica y sus componentes similar a identificado para el miembro Zacachum

(Modificado de Heldreich *et al.*, 2017)

CONCLUSIONES

El análisis del proceso e interpretación del cubo sísmico del campo Amistad enfocado al miembro Zacachum aporta nueva información sobre la estructura y confirma los cuerpos de potencial acumulación de gas. A través del estudio sismoestratigráfico, estructural y estratigráfico se enfatiza sobre el potencial hidrocarburífero que existe en el área investigada. Esta área representa una porción del complejo deltaico del río Guayas, el cual abarca los Bloques 40, 6, 3, y 4.

Las principales conclusiones como resultado de esta reinterpretación son:

El estudio sismoestratigráfico ha determinado la sismofacie correspondiente al miembro Zacachum mediante las características internas y externas de esta unidad geológica. En función de sus terminaciones sísmicas, los parámetros de reflexión (amplitud, frecuencia y continuidad) y usando además los límites superior e inferior de esta unidad geológica se ha podido confirmar ésta.

Los mayores espesores de la unidad se encuentran hacia el oriente, donde están concentradas la mayoría de las anomalías observadas en los atributos sísmicos. Estas anomalías posiblemente están asociadas a cuerpos arenosos bien desarrollados, depositados en una dirección preferencial WNW-ESE. Hacia el occidente se observan espesores más reducidos (inferiores a 800 pies).

La combinación de la sismoestratigrafía, el análisis de anomalías de amplitud, los atributos sísmicos, la descomposición espectral, las tendencias de la curva del GR y los datos bioestratigráficos (microfósiles) ha permitido identificar que el entorno deposicional del miembro Zacachum se trata de una llanura deltaica.

El análisis de anomalías de amplitudes ha identificado la presencia de gas, representadas por potenciales acumulaciones y correlacionadas con probables zonas arenosas. Estarían relacionadas con la presencia de trampas estructurales y estratigráficas a partir de los Bright-Spots identificados hacia los flancos de la estructura Amistad en el miembro Zacachum.

La aplicación de esta metodología, en la reinterpretación de esta zona, ha confirmado el potencial gasífero del miembro Zacachum y la identificación de otras áreas potencialmente explorables a futuro y que podrían disponer de una alta posibilidad de producción de gas.

RECOMENDACIONES

Profundizar en el análisis de sismofacies mediante estudios adicionales como clasificación de facies sísmicas, inversión sísmica y física de rocas, con el fin de caracterizar detalladamente las propiedades físicas de las rocas y los fluidos que componen el miembro Zacachum de la formación Subibaja. Esto ayudaría a la ejecución de futuros planes para continuar con el desarrollo y exploración del campo Amistad.

Estudiar las anomalías de amplitudes realizando un análisis AVO/AVA de los Bright-spots y los Flat-spots definidos dentro del miembro Zacachum, para confirmar la presencia de gas, y realizar cálculos volumétricos para evaluar su potencial económico.

Realizar nuevos modelos estáticos y dinámicos del miembro Zacachum utilizando la nueva interpretación de las superficies a su tope y su base, y el ambiente de depósito establecidos en este estudio. En base a los resultados de los estudios recomendados en los puntos anteriores se podrían establecer las ubicaciones para la perforación de nuevos pozos de desarrollo, avanzada y exploratorios que tengan como objetivo el miembro Zacachum de la formación Subibaja. Ésta sería la única forma de confirmar y validar los hallazgos presentados en este estudio.

Realizar un análisis de riesgo para el desarrollo o exploración de las zonas identificadas con potencial gasífero, priorizando áreas con mayor probabilidad de éxito.

Realizar evaluaciones técnico-económicas que determinen la viabilidad de la producción de gas en las nuevas áreas identificadas e implementar tecnologías avanzadas y modernas de exploración y producción, para maximizar la recuperación de gas en las zonas con potencial.

Agradecimientos

Esta investigación fue apoyada por el activo Amistad de la empresa EP Petroecuador. Agradecemos por proporcionar la información para el desarrollo de este trabajo.

Contribuciones de los autores

Gilson Alexander Peñaloza Tinoco: conceptualización, investigación principal, metodología, redacción – borrador original.

Diego Andrés Ruilova Torres: conceptualización, metodología apoyo, investigación, recursos.

Víctor Froilán Collaguazo Zhagnay: curación de datos, validación, redacción – revisión y edición.

Olegario Alonso-Pandavenes: validación, visualización, redacción - revisión y edición.

Cesión de derechos y declaración de conflicto de intereses

La revista FIG EMPA: Investigación y Desarrollo conserva los derechos patrimoniales (copyright) de la obra publicada, al mismo tiempo que promueve y permite su reutilización. La obra se publica en la edición electrónica bajo la licencia Creative Commons CC-BY 4.0, que permite a los usuarios compartir, copia y redistribuir el contenido, siempre que se dé el debido reconocimiento a los autores.

(https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/deed.es_ES)

Los autores declaran haber respetado los principios éticos de investigación y estar libre de cualquier conflicto de intereses.

REFERENCIAS

Aguilar, R., Aleman, A., Ordoñez, M., Montenegro, G., Noya, J., y Ortega, R. (2009) "Evolución Tectonoestratigráfica y Sistema Petrolífero de la Cuenca Progreso en Ecuador y Perú", AAPG, pp. 1–12. Disponible en: https://archives.datapages.com/data/colombia_acggp/simp10/117.htm

Arche, A. (2010) *Sedimentología del proceso físico a la cuenca sedimentaria*. 1ª ed. A. Arche. Madrid. Consejo Superior de Investigaciones Científicas. Disponible en: <https://www.geologiviva.info/wp-content/uploads/2020/12/Libro-sedi.pdf>

Castro, S. (2020) *Análisis de los rubros unitarios y el punto de equilibrio económico en la cadena de valor de gas natural en el Campo Amistad para el periodo 2016-2022*. Tesis de Grado. Universidad Central del Ecuador. Disponible en: <https://www.dspace.uce.edu.ec/entities/publication/edc7c954-a38f-432a-a10a-6dda8ab5716b>

Catuneanu, O. (2006) *Principles of Sequence Stratigraphy*. 1ª ed. Elsevier. Amsterdam. Disponible en: <https://shop.elsevier.com/books/principles-of-sequence-stratigraphy/catuneanu/978-0-444-51568-1>

- Celis, S., Rodríguez, F., Pardo, A., García, F., Giraldo, C., Gallego, F., Plata, A., Trejos, R., Vallejo, F., y Cardona, F. (2023) "Deciphering influencing processes in a tropical delta system (middle-late Eocene? to Early Miocene, Colombian Caribbean): Signals from a well-core integrative sedimentological, ichnological, and micropaleontological análisis", *South American Earth Sciences*, (127), pp. 1–23. DOI: 10.1016/j.jsames.2023.104368
- CEPE (1982) *Ambientes de depositación Amistad Sur-1*. Vol 1. Quito, Pichincha.
- Cobos, L. y Montenegro, G. (2010) *Estudio integrado del Golfo de Guayaquil del Mioceno al Reciente*. Tesis de Grado. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Disponible en <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/10658>
- Deckelman, J., Connors, F., Shultz, A., Glagola, P., Menard, W., Schwegal, S., y Shearer, N. (2008) "Neogene oil and gas reservoirs in The Progreso basin, offshore Ecuador and Peru: Implications for petroleum exploration and development", *Journal of Petroleum Geology*, 31(1), pp. 43–60. DOI: 10.1111/j.1747-5457.2008.00406.x
- Deniaud, Y. (1998) *Evolución tectono-sedimentaria de las cuencas costeras neogenas del Ecuador*. Quito: Convenio Petroproducción- O.R.S.T.O.M. Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/32969128>
- Elliot, T. (1986) "Deltas", in Reading, H.G. (ed.) *Sedimentary Environments: Processes, Facies, and Stratigraphy*. 2da ed. Inglaterra: Blackwell Scientific Publications, pp. 113–154. Disponible en: <https://search.worldcat.org/es/title/1026367774>
- EP Petroecuador (2024) *Sismoestratigrafía Secuencial del Campo Amistad - Golfo de Guayaquil, del Mioceno Temprano al Pleistoceno Temprano*. 1ra ed. Quito, Pichincha, pp. 1-35.
- Ezeh, S., Mode, W., Ozumba, B. y Yelwa, N. (2016) "Sedimentology and ichnology of Neogene Coastal Swamp deposits in the Niger Delta Basin, Nigeria", *Geologos*, 22(3), pp. 191–200. DOI: 10.1515/logos-2016-0020
- Heldreich, G., Redfern, J., Legler, B., Gerdes, K., y Williams, B. (2017) "Challenges in characterizing subsurface paralic reservoir geometries: a detailed case study of the Mungaroo Formation, North West Shelf, Australia", *Geological Society*, 444 (1), pp. 59–108. DOI: 10.1144/SP444.13
- Koson, S., Chenrai, P., & Choowong, M. (2014). "Seismic Attributes and Their Applications in Seismic Geomorphology", *Bulletin of Earth Sciences of Thailand*, 6 (1), pp. 1–9. Disponible en: https://www.geo.sc.chula.ac.th/BEST/volume6/number1/BEST_6_1_001_Sanhasuk_Final.pdf
- Kumar, P. y Srinivasan, M. (2016) *Micropaleontology Principles and Applications*. Suecia: Springer. DOI: 10.1007/978-3-319-14574-7
- Marks, J.G. (1951) "Miocene Stratigraphy and Paleontology of Southwestern Ecuador", *Bulletins of American Paleontology*, 33 (139), pp. 277-448. Disponible en <https://www.biodiversitylibrary.org/page/10644801#page/409/mode/1up>
- Mitchum, R., Vail, P., & Thompson, S. (1977) "Seismic stratigraphy and global changes in sea level, part 2: The depositional sequence as a basic unit for stratigraphic analysis". En: Payton, C. Ed. *Seismic Stratigraphy — Applications to Hydrocarbon Exploration*. DOI: 10.1306/M26490C4
- Nazeer, A., Abbasi, S. y Solangi, S. (2016) "Sedimentary facies interpretation of Gamma Ray (GR) log as basic well logs in Central and Lower Indus Basin of Pakistan", *Geodesy and Geodynamics*, 7(6), pp. 432–443. DOI: 10.1016/j.geog.2016.06.006
- O'Neill, B. (2024) *Using Microfossils in Petroleum Exploration*. Disponible en <https://ucmp.berkeley.edu/fosrec/ONeill.html>
- Ordóñez, M., Jiménez, N. y Suárez, J. (2006) *Micropaleontología Ecuatoriana*. Guayaquil: Petroproducción y Centro de Investigaciones Geológicas. Disponible en <https://biblioteca.epn.edu.ec/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=24908>
- Peñaloza, G. (2024). *Elaboración de mapas estructurales del tope y la base del reservorio superior (Miembro Zacachum) de la Formación Subibaja*. Tesis de grado. Universidad Central del Ecuador. Disponible en: <https://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/33534>
- PETREL (2015) *Petrel 2015*. SLB software. Disponible en: <https://www.software.slb.com/software-news/software-top-news/petrel/petrel-2015>
- Petroecuador (2009) *Campo Amistad*. Quito. Disponible en <https://www.scribd.com/document/249555543/Campo-Amistad-Ecuador>
- Putri, D. y Andriana, Y. (2017) "Electrofacies and Depositional Environments of Sajau Coal Formation in Berau Basin, Northeastern Kalimantan, Indonesia", *International Journal of Science and Research (IJSR)*, 6 (9), pp. 256–259. Disponible en: <https://www.ijer.net/getabstract.php?paperid=ART20176189>
- Radwan, A. (2021) "Modeling the Depositional Environment of the Sandstone Reservoir in the Middle Miocene Sidri Member, Badri Field, Gulf of Suez Basin, Egypt: Integration of Gamma-Ray Log Patterns and Petrographic Characteristics of Lithology", *Natural Resources Research*, 30 (1), pp. 431–449. DOI: 10.1007/s11053-020-09757-6
- Roksandic, M. (1978) "Seismic Facies Analysis Concepts", *Geophysical Prospecting*, 26, pp. 383–398. DOI: 10.1111/j.1365-2478.1978.tb01600.x
- Ruilova, D. (2022) *The structure and tectono-sedimentary evolution of the Gulf of Guayaquil-Tumbes basin in the continental margin of Ecuador*. Tesis de maestría. Universitat de Barcelona. Disponible en: https://www.ub.edu/portal/documents/5259153/15337485/Abstract_Ruilova/96fab57b-a702-3592-e6e8-f1b31b561878
- Sheriff, R. (1980) *Seismic stratigraphy*. 1ª ed. ISBN: 978-0-934634-51-9. Boston: HRDC. DOI: 10.1007/978-94-011-6395-8
- Vail, P.R., Audemard, F., Bowman, S.A., Eisner, P.N. y Perez-Cruz, C. (1991) "The Stratigraphic Signatures of Tectonics, Eustacy and Sedimentology - An Overview". En: Einsele, G., Ricken, W. and Seilacher, A., Eds. *Cycles and Events in Stratigraphy*. Berlin: Springer-Verlag. Disponible en: <https://webapps.unitn.it/Biblioteca/it/Web/EngbankFile/Cycles%20and%20events%20in%20stratigraphy.pdf>