



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE
MEXICO**

**PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN
INGENIERIA**

FACULTAD DE INGENIERIA

**“REACTIVACION Y DESARROLLO DEL CAMPO
SAN BERNARDO UTILIZANDO SISMICA
TRIDIMENSIONAL”**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE

**MAESTRO EN INGENIERIA
ING. PETROLERA Y GAS NATURAL-EXPLORACION**

Presenta:

JESÚS ALBERTO CORTES GONZÁLEZ

TUTOR

M. EN I. ADÁN ERNESTO OVIEDO PÉREZ

2007



JURADO ASIGNADO

Presidente: M. en C. Marines Campos Rodolfo

Secretario: Dr. Padilla y Sánchez Ricardo J.

Vocal: M. en I. Oviedo Pérez Adán Ernesto

1er. Suplente: Dr. Cardenas Soto Martín

2do. Suplente: M. en C. Holguín Quiñones Noel

LUGARES DONDE SE REALIZO LA TESIS:

México D.F. y Reynosa Tams.

TUTOR

M. EN I. ADÁN ERNESTO OVIEDO PÉREZ

FIRMA

DEDICATORIA

A DIOS

Por estar siempre a mi lado

A MI FAMILIA

En especial a mi madre Eloisa que siempre me ha cobijado con su amor, a mi padre Jesús (+) y a mis hermanos Jose Luis, Sergio, Ruth, Yolanda y Nora Elvira por su cariño

A MI NOVIA

Elizabeth Alvizo por todo el amor que hemos compartido

A MIS COMPAÑEROS DE TRABAJO

Del Equipo Arcabuz Culebra, Juan Riaño, Claudio Nieto, Hector Bernal, Herminio Aguilar, Erick Reyes, Felipe Lavariega, Jorge Alday, Martín Martínez, Mauricio Acosta, Miguel Linares, Dagoberto Gallardo, Abraham Lezama por su apoyo y ser mi segundo hogar

A MIS COMPAÑEROS DE LA MAESTRIA

Aaron Gutiérrez, Claudia Beristain, Miguel Valdez, Raciél García, Antonio De la Torre, Manuel Pérez, Ruben Sanchez, Eduardo Amador, Edgar Ángeles, Martín Jiménez Salvador Navarro, Rigoberto Chandomi, Martha Mata, Hector Vizcarra, Jorge Morales, Ricardo Sandoval, por ese compañerismo y experiencias compartidas

A MIS AMIGOS

Por esos gratos momentos

AGRADECIMIENTOS

A **Pemex Exploración y Producción** por la oportunidad y facilidades que me otorgo para realizar esta maestría

Al **Ing. Hermilo Gonzalez de la Torre** por todo el apoyo que me brindo antes, durante y después de la maestría

En especial a mi director de tesis **M. I. Adan Ernesto Oviedo Perez** por su orientación, comentarios y sugerencias para la elaboración de esta tesis

A mis sinodales **M. C. Rodolfo Marines, Dr. Martín Cardenas, M. C. Noel Holguín Quiñones** y al **Dr. Ricardo Padilla y Sánchez** por sus observaciones durante la realización de este trabajo

A mis maestros de la Universidad **Francis Soler, Luis Aguilar, Ricardo Castrejon, León Islas, Jaime Mandujano, Javier Arrellano, Gustavo Murillo, Pedro Anguiano** por sus conocimientos transmitidos durante mi estancia en la universidad

A los **Instructores** de los diferentes módulos que se impartieron durante la duración de la maestría

Al personal de la UNAM que de una u otra manera contribuyo a la realización de esta tesis como **José Luis Hernández** del Laboratorio de Computo

Un especial agradecimiento al **Ing. Miguel Juarez** por todo su apoyo como enlace con la UNAM

CONTENIDO

	Página
1. RESUMEN	
2. INTRODUCCIÓN	1
2.1 LOCALIZACIÓN DEL AREA DE ESTUDIO	1
2.2 OBJETIVOS DEL TRABAJO	1
2.3 ANTECEDENTES	1
2.4 GENERALIDADES DE LA CUENCA	4
2.5 EVOLUCION GEOLOGICA DEL AREA	10
2.6 MARCO ESTRATIGRAFICO	11
2.7 CONCEPTOS DE ESTRATIGRAFIA DE SECUENCIAS	16
2.8 PLAYS PRODUCTORES EN EL AREA	23
2.9 METODOLOGIA	27
3. DESARROLLO	29
4. RESULTADOS	61
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	87
6. BIBLIOGRAFIA	88

RESUMEN

La gran demanda de gas a nivel nacional se ha incrementado y la necesidad de aumentar las reservas probadas exigen aprovechar todo el potencial de hidrocarburos que este contenido en el subsuelo.

La sísmica tridimensional como todos los métodos indirectos no deja de ser una herramienta más en la búsqueda de hidrocarburos, pero es la más poderosa de ellas hasta la actualidad. El tener proyectos de desarrollo de campos rentables, nos obligan a reducir en lo mínimo el riesgo de tener pozos secos y valernos de todas las aplicaciones de la sísmica 3D.

La cuenca de Burgos es actualmente la principal productora de gas no asociado de México, la cual está en una etapa de exploración y explotación madura. El Campo San Bernardo se encuentra ubicado dentro de esta cuenca; su explotación se realizó en la década de los sesentas y la reactivación de este campo se inicia en el año 2003, al encontrar nuevas áreas de oportunidad, sustentadas con interpretación sísmica tridimensional al identificar y mapear la distribución de los yacimientos Mount Selman, Queen City y Yegua, de edad Eoceno, a partir de atributos sísmicos para asociarlos con los ambientes de depósito.

Este trabajo muestra que la metodología seguida es confiable en el área ya que permitió determinar los ambientes de depósito a partir de datos de pozo y sísmica de superficie 3D, al corroborarse los modelos sedimentológicos propuestos con la perforación de dos localizaciones de desarrollo, ambas productoras.

INTRODUCCIÓN

La gran demanda de gas a nivel nacional se ha incrementado y la necesidad de aumentar las reservas probadas exigen aprovechar todo el potencial de hidrocarburos que este contenido en el subsuelo.

La cuenca de Burgos es actualmente la principal productora de gas no asociado de México, la cual está en una etapa de exploración y explotación madura. El Campo San Bernardo se encuentra ubicado dentro de esta cuenca; su explotación se realizó en la década de los sesentas y la reactivación de este campo se realizó en el año 2003, sustentada con interpretación sísmica tridimensional, encontrando nuevas áreas de oportunidad.

LOCALIZACIÓN DEL AREA DE ESTUDIO

El Campo San Bernardo, ubicado en la cuenca de Burgos, se encuentra al noreste del campo Benavides (Fig. 1). Está limitado por las coordenadas UTM en X: de 506,000 a 511,000 y en Y: de 2, 834,000 a 2, 843,000. Ocupa un área de 45 kilómetros cuadrados.

OBJETIVOS DEL TRABAJO

Identificar y mapear la distribución de cuerpos arenosos de los yacimientos Mount Selman, Queen City y Yegua, de edad Eoceno, a partir de atributos sísmicos, para asociarlos a los ambientes de depósito, con el propósito de detectar áreas de oportunidad.

ANTECEDENTES

El Campo San Bernardo fue descubierto en los sesentas e inició con la perforación del Pozo San Bernardo 1, en diciembre de 1961, que fue propuesto con sísmica bidimensional, el cual resultó ser productor de gas y condensado en las arenas de la formación Mount Selman. El último pozo perforado fue el San Bernardo 5 en agosto de 1968; en total se perforaron 10 pozos, resultando 8 productores y dos improductivos por accidente mecánico (Tabla I).

Campo San Bernardo

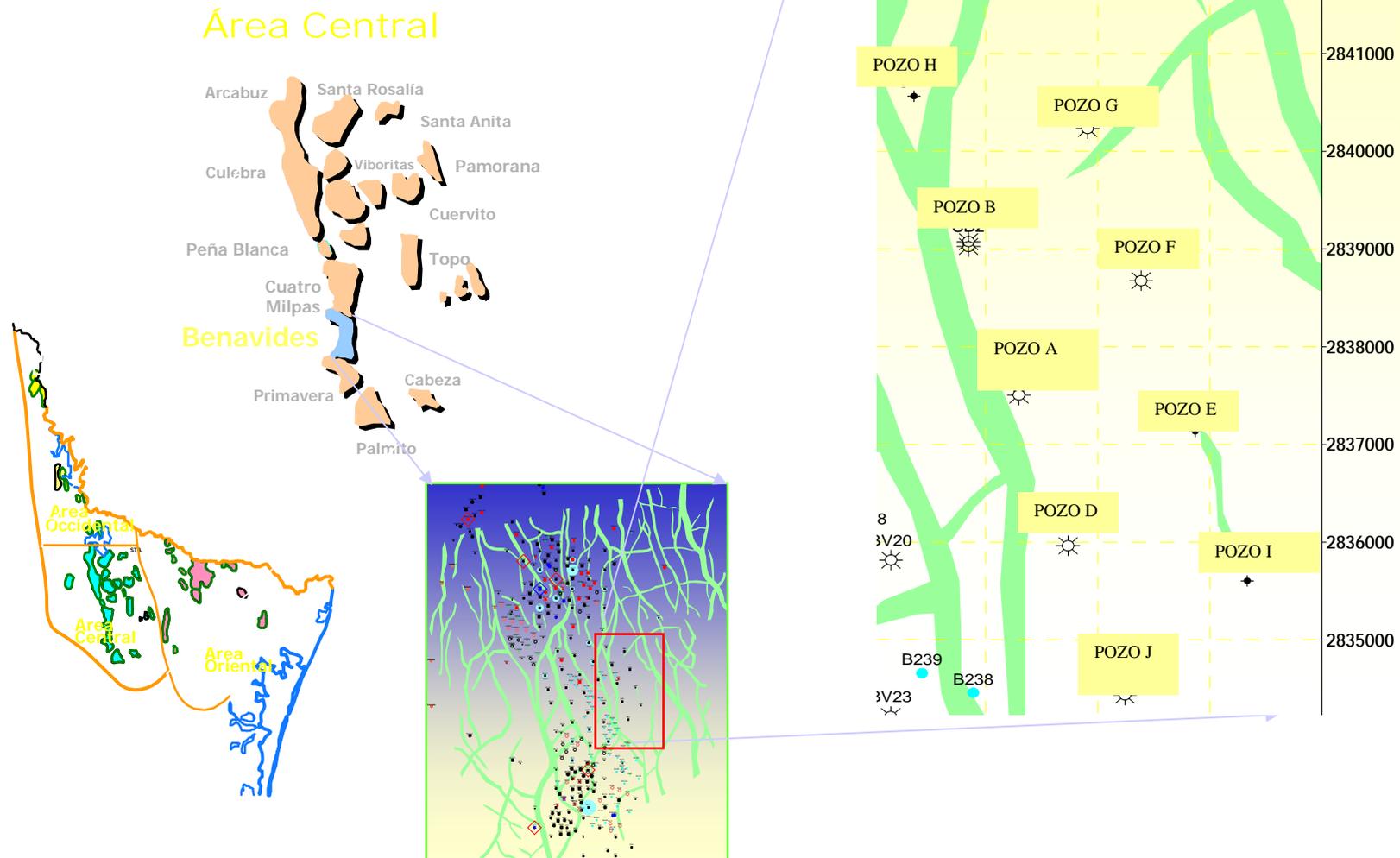


FIG.1 LOCALIZACION DEL CAMPO SAN BERNARDO EN LA CUENCA DE BURGOS

TABLA 1. POZOS PERFORADOS EN EL CAMPO SAN BERNARDO Y SU RESULTADO

POZO	RESULTADO
SAN BERNARDO A	PRODUCTOR
SAN BERNARDO B	ACCIDENTE MEC.
SAN BERNARDO C	PRODUCTOR
SAN BERNARDO D	PRODUCTOR
SAN BERNARDO E	PRODUCTOR
SAN BERNARDO F	PRODUCTOR
SAN BERNARDO G	PRODUCTOR
SAN BERNARDO H	PRODUCTOR
SAN BERNARDO I	ACCIDENTE MEC.
SAN BERNARDO J	PRODUCTOR

TABLA 2. PRODUCCIÓN ACUMULADA POR POZO DEL CAMPO SAN BERNARDO

POZO	PRODUCCIÓN ACUMULADA
SAN BERNARDO A	0.60 BCF
SAN BERNARDO C	1.46 BCF
SAN BERNARDO D	0.26 BCF
SAN BERNARDO F	2.39 BCF
SAN BERNARDO G	0.40 BCF
SAN BERNARDO J	0.33 BCF
SAN BERNARDO E	SIN DATOS DE PRODUCCION

Los pozos San Bernardo A, C, D, E, F, G, H y J obtuvieron producción en las arenas de las formaciones Eoceno Yegua, Eoceno Queen City y Eoceno Mount Selman, cuyas profundidades oscilan en el rango de 900 a 1530 m.

Datos de producción: A la fecha el campo ha producido 5.242 Bfc (Tabla 2), el último reporte de producción es de en febrero de 2000.

TIPOS DE TRAMPA

En el área se tienen tres tipos de trampa:

Estratigráficas.- Areniscas lenticulares que cambian de facies tanto lateral como verticalmente a sedimentos arcillosos, los cuales sirven de roca sello.

Estructurales.- Es la más frecuente y está formado por el arqueamiento (roll over) de los sedimentos durante la formación de las fallas de crecimiento.

Combinadas.- Acuñaamientos contra falla y lentes de arenisca en alto estructural (Fig. 2).

GEOFISICA

Existen líneas sísmicas 2D adquiridas en los años sesenta, ochenta y en el año 2001. En este mismo año fue adquirida la sísmica tridimensional (Fig. 3), los parámetros de adquisición fueron los siguientes:

Fuente de Energía – Vibrosismos	Patrón de Vibración – 4V-12.5m-8B-5m
Ancho de Banda – 5-90 hertz	Patrón de Detección – 6D-5m
Tamaño del Bin – 25*25	Técnica de Levantamiento – Inclinado
Distancia entre Puntos Vibrados- 50 m	Distancia entre Líneas Fuente- 400 m
Distancia entre Est. Receptoras- 50 m	Distancia entre Líneas Receptoras- 300 m
Apilamiento Nominal – 36	

Al cubo sísmico se le aplico el proceso de Migración Preapilamiento con Filtros y Escalares.

GENERALIDADES DE LA CUENCA

La Cuenca Terciaria de Burgos, ubicada en el noreste de México, cubre un área aproximada de 50,000 Km. Cuadrados (Fig. 4). Geológicamente tiene continuidad

al norte con el Embahiamiento del Río Grande de la región sur de Texas, E.U.A., al sur está limitada por la presencia de la Cuenca Tampico-Misantla, al oriente se continúa hacia la Plataforma Continental del Golfo de México y al occidente la delimitan afloramientos que marcan el contacto Cretácico-Terciario.

Actualmente, esta cuenca es la principal productora de gas no asociado de México, la cual está en una etapa de exploración y explotación madura. Su columna sedimentaria siliciclástica terciaria (Fig. 5), tiene un espesor aproximado de 10,000 m. asociada a una serie de eventos que dan lugar al desarrollo de sistemas de fallas normales regionales con orientación general NW-SE, relacionándose a ellas los principales yacimientos, que a la fecha suman un total de 185 campos. En ella se han realizado diversos tipos de estudios desde que se inició la exploración petrolera, los cuales han contribuido de manera substancial a alcanzar el grado de conocimiento que actualmente se tiene de esta cuenca; y a descubrir un gran número de campos gasíferos, sin embargo, cada vez ha sido mas difícil encontrar nuevos yacimientos que permitan incrementar las reservas y producción. En este sentido, a partir de los 90's se consideró la necesidad de mejorar el entendimiento geológico de los yacimientos de la cuenca, así como la relación de los sistemas de depósito con la productividad de aquellos, por lo que, a partir de 1994, se empezaron a desarrollar estudios multidisciplinarios a nivel regional y de caracterización de campos, con la finalidad de hacer una evaluación detallada del potencial remanente de la cuenca.

Como una consecuencia directa de los resultados obtenidos por estos estudios, a partir de 1995 se inició una nueva etapa en la prospección petrolera con la adquisición de sísmica tridimensional, la caracterización de los yacimientos y el uso cotidiano de software apropiados para la interpretación interactiva y multidisciplinaria, con el objetivo de optimizar la explotación de los yacimientos y eficientar la prospección exploratoria. Dentro de este escenario, se contempló la necesidad de realizar estudios de caracterización de plays para entender mejor los modelos de depósito, el marco estructural, la sincronía y migración, así como la relación de todos estos elementos con la productividad de los yacimientos.

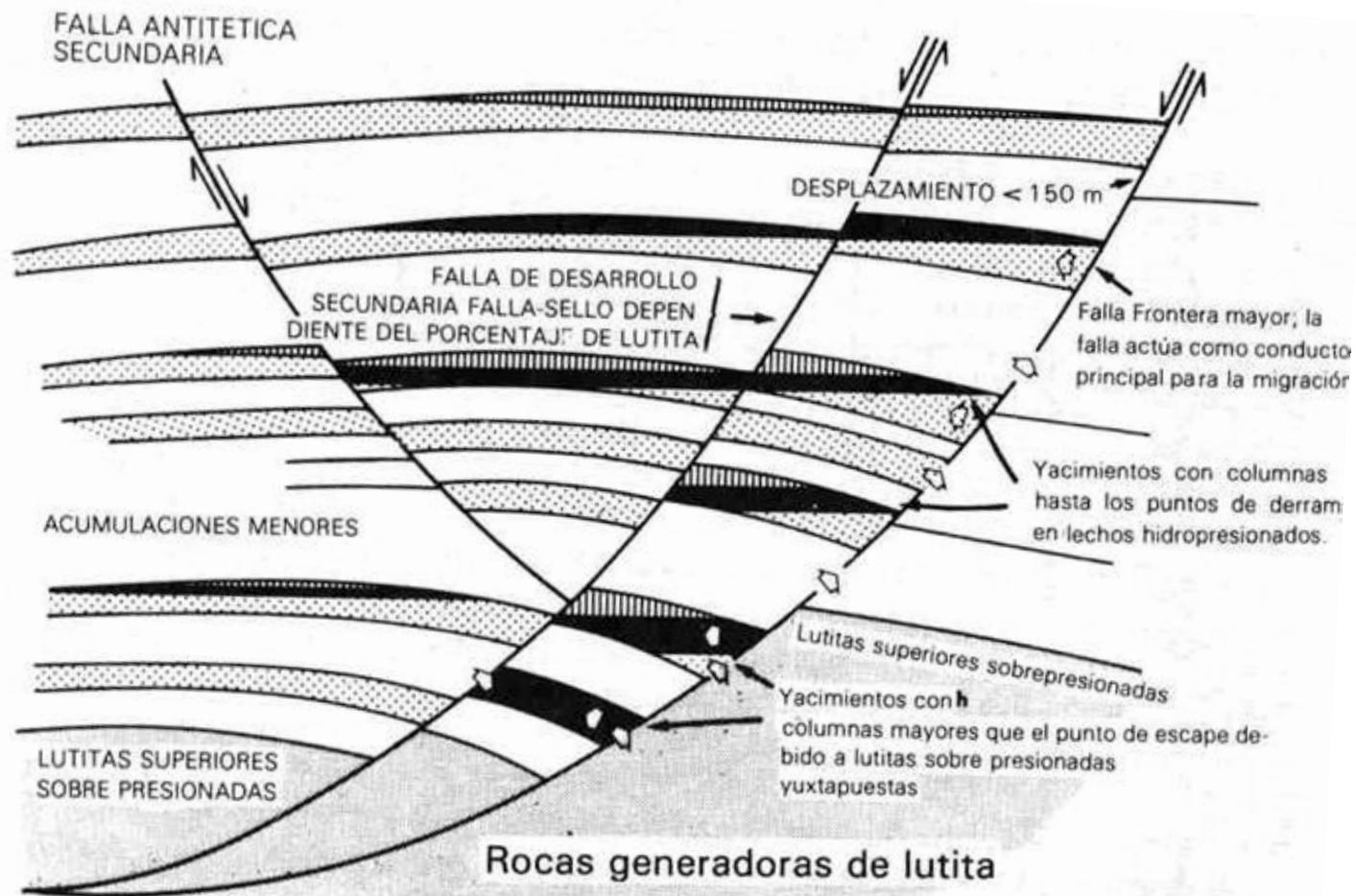


FIG.2 TRAMPAS COMBINADAS EXISTENTES EN EL AREA

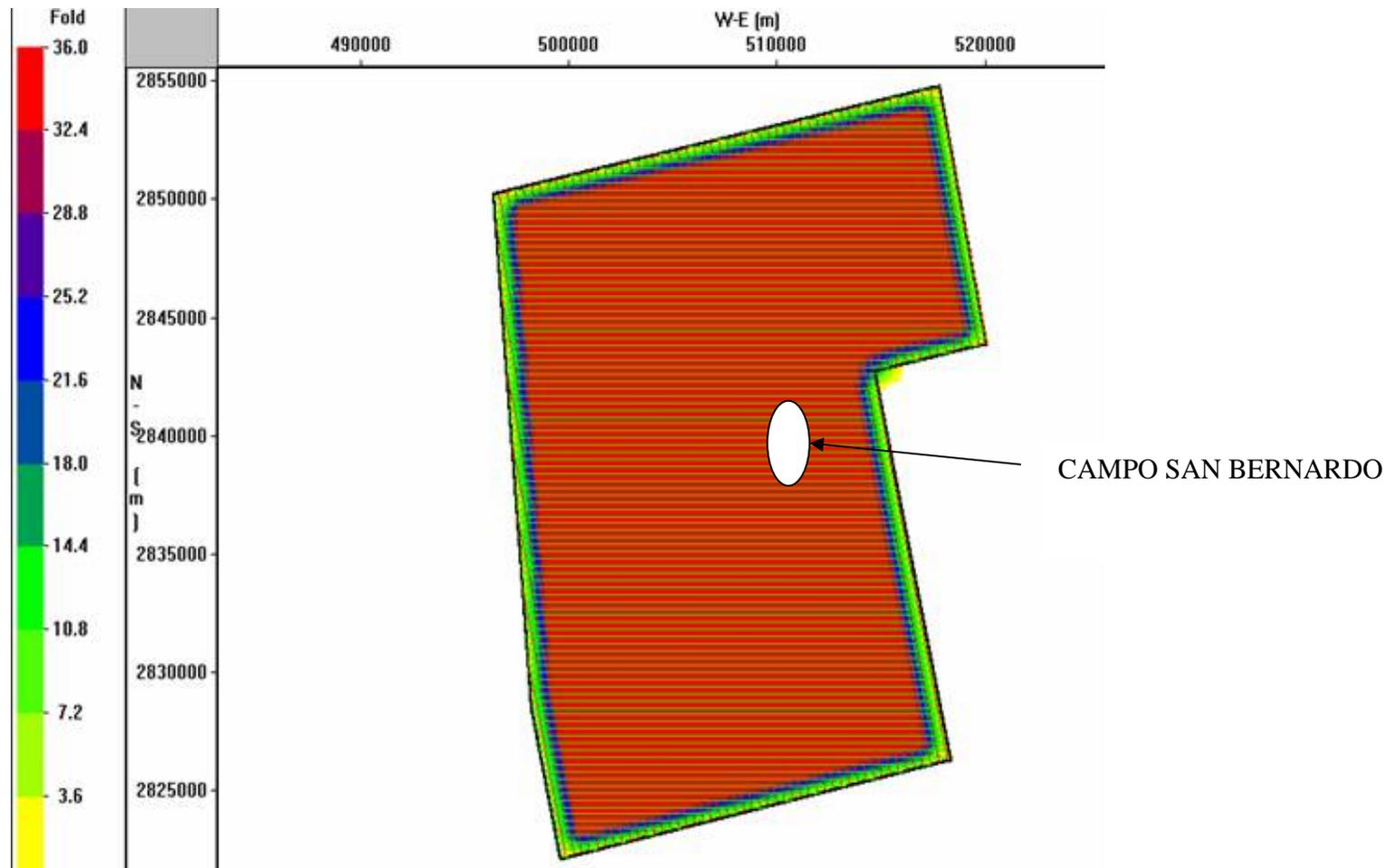


FIG.3 DISTRIBUCION DE APILAMIENTO EN EL CUBO SISMICO EN ESTUDIO. EL TIPO DE PROCESO UTILIZADO FUE DE MIGRACION PRE APILAMIENTO CON RECUPERACION DE AMPLITUD VERDADERA.

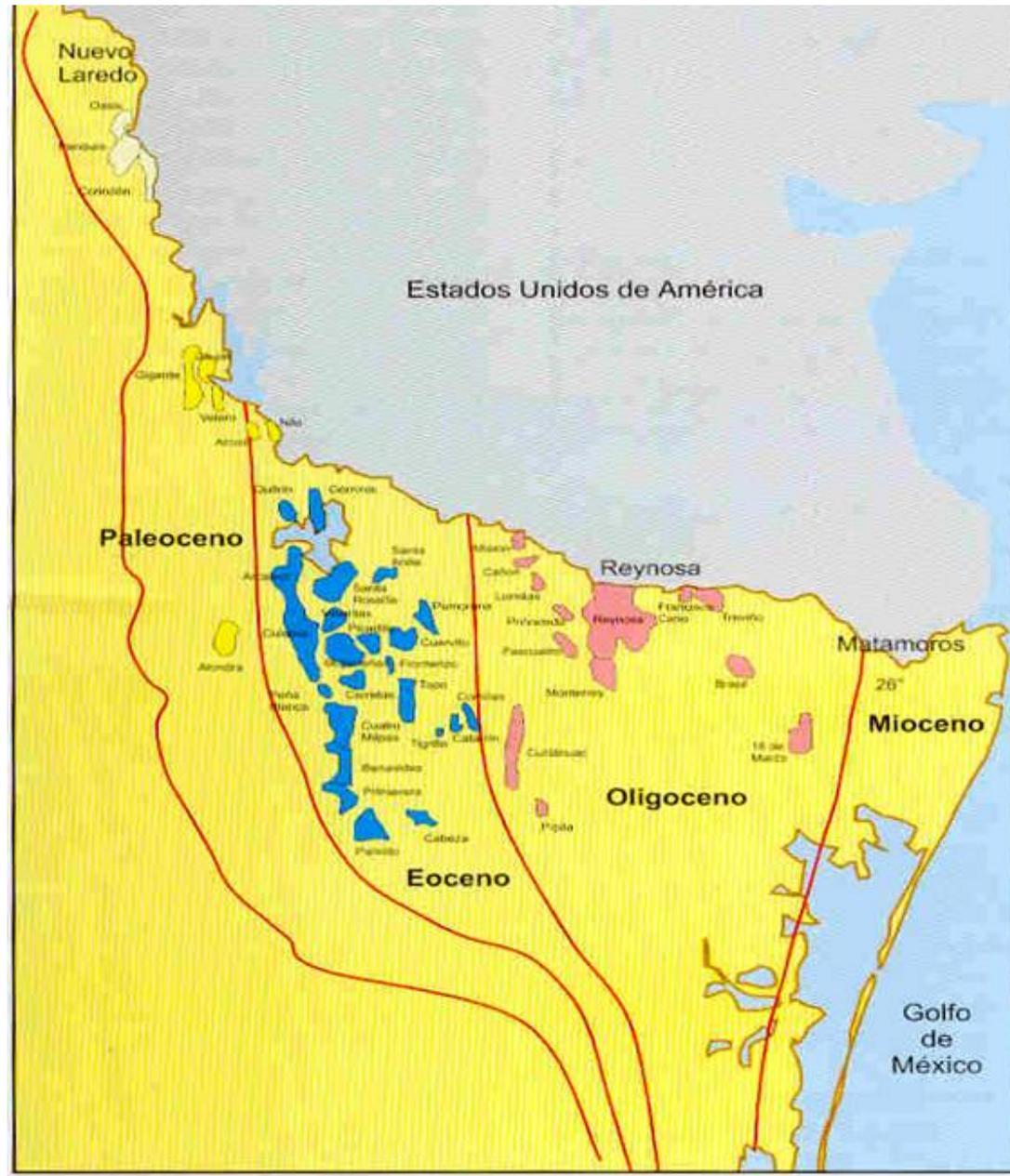


FIG.4 CUENCA DE BURGOS

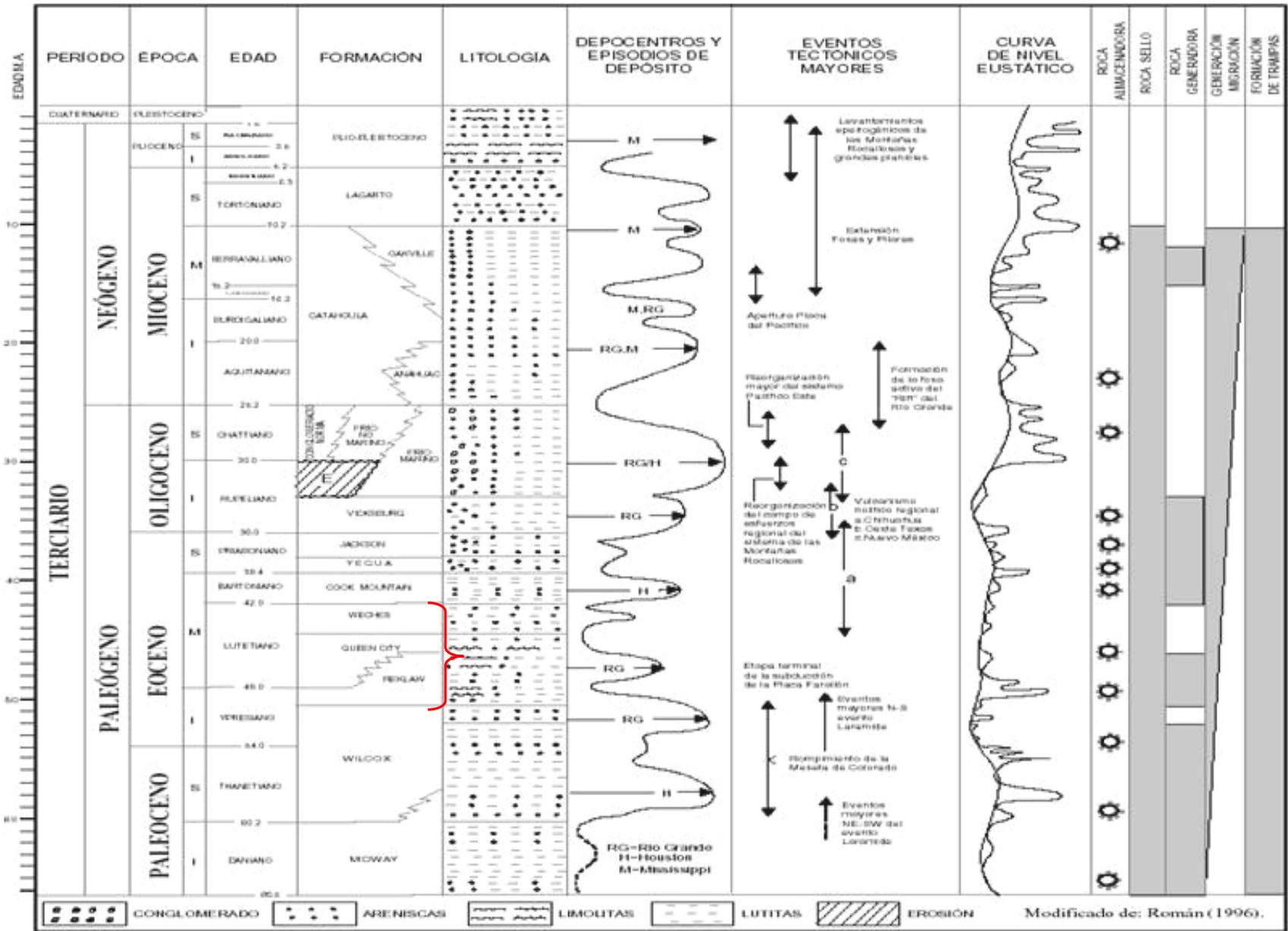


FIG.5 COLUMNA ESTRATIGRAFICA Y TABLA DE EVENTOS EN LA CUENCA DE BURGOS



GRUPO MOUNT SELMAN

EVOLUCION GEOLOGICA DEL AREA. El origen de la Cuenca de Burgos y de los paleoelementos del Noreste de México, está asociado a la apertura del Protogolfo de México en el Jurásico Medio, como resultado de una etapa de ruptura ("rift") acompañada de fallamiento normal.

Al concluir esta época, una subsidencia diferencial entre los bloques de basamento, da paso a depósitos marinos en el área. La sedimentación empieza durante el Calloviano, con la presencia de evaporitas, las condiciones de plataforma somera continúan presentes hasta el Oxfordiano con carbonatos de aguas someras y arcillas, así como capas rojas y evaporitas; en las áreas circunvecinas a los paleoelementos positivos la sedimentación fue predominantemente clástica. Al final del Jurásico Tardío (Kimmeridgiano-Tithoniano), al continuar los movimientos de subsidencia, las condiciones fueron de aguas más profundas, dando margen al depósito de carbonatos arcillosos y arcillas.

A partir del Berriasiano cesaron los movimientos horizontales de placas asociados con la apertura del Golfo de México, dando paso a una sedimentación predominantemente calcárea con influencia de evaporitas y presencia de terrígenos en las márgenes de las áreas que aún permanecían emergidas. Los ambientes de depósito a partir de esta época y hasta el término del Cretácico Temprano, varían de plataforma interna a mar abierto.

A fines del Cretácico Tardío se manifiestan los primeros movimientos del evento Laramide mediante un levantamiento en la parte oeste. Al término de esta época e inicios del Terciario, los movimientos orogénicos alcanzaron su máxima expresión, incrementando con esto el aporte de clásticos hacia el depocentro en formación asociado al levantamiento orogénico; asociado a este fenómeno, durante el Paleoceno una plataforma inestable con movimientos verticales y basculamientos, favorecieron el desarrollo de fallas normales escalonadas al oriente, lo cual expandió el espacio de la antifosa favoreciendo el depósito gruesos paquetes de sedimentos arcillo-arenosos.

En el Eoceno Temprano se inicia el desarrollo de fallas de crecimiento, que forman estructuras "rollover". Durante el Eoceno Medio-Tardío la actividad de las fallas de

crecimiento se desplaza hacia el oriente de la cuenca y las fallas postdepósito siguen actuando.

Durante el Oligoceno, las fallas de crecimiento alcanzan su mayor desarrollo, en tanto que para el Mioceno Tardío éstas dejan de actuar debido a que la apertura del Golfo de México se detuvo lo que ocasiono que no existiera espacio para los detritos y para la sedimentación, como consecuencia esto ocasiono que no existiera el peso suficiente para que las fallas de crecimiento continúen actuando.

A su vez el aporte hacia la cuenca para este tiempo se ve reducido debido a la disminución en la erosión de los ríos San Juan y Bravo.

MARCO ESTRATIGRAFICO

Jurásico.- La sedimentación en la Cuenca de Burgos asociada a la apertura del Protogolfo de México, se inicia durante el Calloviano con el depósito de evaporitas. En el Jurásico Tardío el hundimiento de los elementos positivos Burro Picachos y San Carlos Cruillas así como una elevación del nivel del mar originan una trasgresión, dando pauta al depósito de carbonatos de alta energía y evaporitas, cerrando este ciclo calizas arcillosas y lutitas con abundante materia orgánica que definen a la Formación Pimienta como una de las mejores rocas generadoras para este tiempo.

Cretácico.- Durante el Cretácico Temprano se tuvieron amplios períodos de estabilidad que permitieron al occidente el desarrollo de una plataforma y al oriente depósitos de mar abierto. El incremento en la subsidencia y cambios eustáticos para el Cretácico Medio aceleran el efecto transgresivo estableciéndose condiciones marinas francas.

En el Cretácico Tardío, se presentan depósitos de aguas profundas constituidos por calizas arcillosas con intercalaciones de lutitas-carbonosas de las formaciones Agua Nueva, San Felipe y Méndez.

Terciario.- A fines del Cretácico y principios del Terciario debido a los efectos del evento Laramide, se establece en la Cuenca de Burgos una extensa plataforma de

bajo relieve con inclinación hacia el oriente, dando lugar a una gran variedad de ambientes, entre los que tenemos depósitos fluviales, deltaicos y de mar abierto; que desarrollan potentes espesores de arenas y arcillas del Paleoceno al Reciente (Fig. 6). Por otra parte, los rangos de subsidencia, asociados al desplazamiento de los depocentros de los ríos Grande, Houston y Mississippi dan pauta al arreglo y distribución de los sedimentos para este tiempo.

Paleoceno.- Durante el Paleoceno Temprano, una trasgresión marina marca el inicio de una sedimentación fina, dando lugar a depósitos arcillo-arenosos de ambientes de plataforma media-externa a batial superior con desarrollos de areniscas turbidíticas que corresponden a la Formación Midway.

Para el Paleoceno Tardío un evento regresivo producto de una caída del nivel del mar, así como el ajuste regional del depocentro del Río Houston, dan lugar al incremento de cuerpos arenosos dentro de una secuencia arcillo-arenosa que constituye a la Formación Wilcox (Fig. 6).

Eoceno.- Los sedimentos del Eoceno en su mayor parte fueron aportados por el drene del Río Grande y en menor rango por el del Río Houston. Estos se asocian de manera general a un evento de carácter regresivo con ciclos transgresivos, representados por depósitos de ambientes fluviales a plataforma externa.

El Eoceno Temprano inicia con un ciclo regresivo que da margen al desarrollo de areniscas, lutitas y limolitas de ambientes de plataforma interna a batial de la Formación Wilcox, donde empiezan a actuar fallas sinsedimentarias (Fig. 6).

El Eoceno Medio constituido por las formaciones Reklaw, Queen City, Weches y Cook Mountain, representa eventos transgresivo-regresivos caracterizados por lutitas, limolitas y areniscas, en ambientes de nerítico interno a externo, donde destaca el evento regresivo de la Formación Queen City con desarrollos arenosos asociados a barras de barrera.

El Eoceno Tardío inicia con una secuencia netamente regresiva en donde se depositan areniscas deltaicas interestratificadas con lutitas y limolitas de la

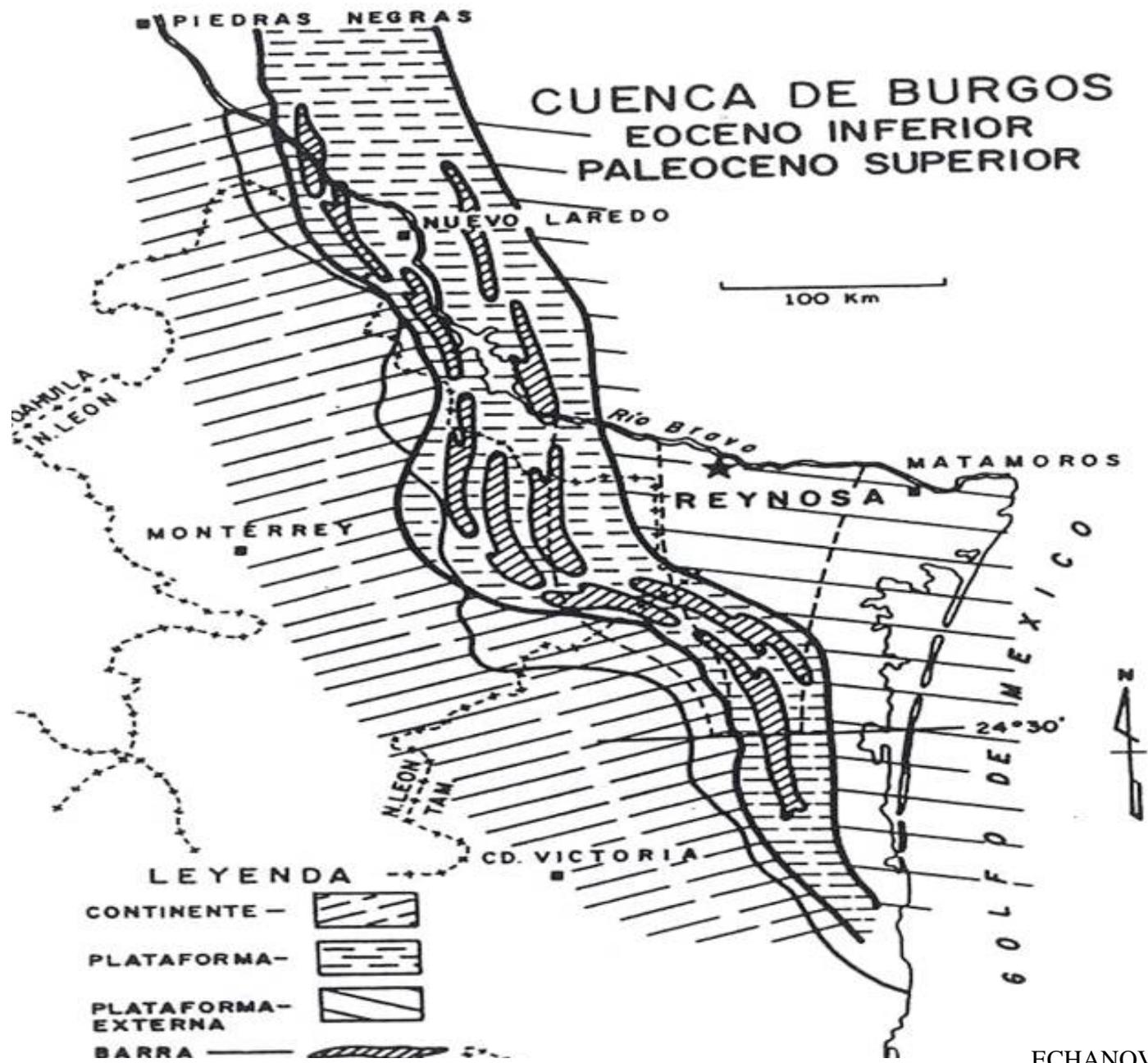
Formación Yegua; este ciclo sedimentario cierra con la Formación Jackson depositada en un evento transgresivo en ambientes fluviales a nerítico externo.

Oligoceno.- Está representado por el dominio de una sedimentación clástica producto del drenaje del Río Grande y afectado también por fallas de expansión que tienen su máxima expresión en este tiempo. Un evento transgresivo en el Oligoceno Temprano deposita a los sedimentos de la Formación Vicksburg, caracterizada por lutitas arenosas de ambientes nerítico externo a batial al oriente de la cuenca y de ambientes deltaicos proximales al occidente.

El Oligoceno Tardío inicia con un evento transgresivo representado por alternancia de lutitas y areniscas deltaicas de la Formación Frío Marino. Depósitos regresivos de areniscas y lutitas de la Formación Frío No Marino se desarrollaron en ambientes salobres, fluviales, barras de barrera e isla de barrera. Por último ambientes fluviales definen al Conglomerado Norma en la parte alta del Oligoceno Superior que al oriente cambia de facies con la Formación Frío No Marino.

Mioceno.- El Mioceno representa una serie de ciclos transgresivo-regresivos, constituidos por lutitas con porcentajes variables de areniscas de las formaciones Anáhuac, Catahoula, Oakville y Lagarto.

Plio-Pleistoceno.- Finalmente para este período se tienen arenas intercaladas con limos y arcillas, producto de cambios eustáticos en el nivel del mar que dieron origen a variaciones en el régimen de depósito.



ECHANOVE ET AL, 1986

FIG.6 PALEOGEOGRAFIA DEL EOCENO INFERIOR Y PALEOCENO SUPERIOR

CONCEPTOS DE ESTRATIGRAFIA DE SECUENCIAS

En la Cuenca de Burgos se han realizado un gran número de trabajos previos con objetivos estratigráficos y sedimentológicos, en los cuales se han manejado de manera tradicional las unidades estratigráficas desde el punto de vista formacional y no fue sino hasta 1995 cuando se realizaron los primeros estudios con un enfoque de estratigrafía de secuencias, pudiéndose citar entre estos “La Estratigrafía Secuencial en el Desarrollo del Campo Culebra, en La Cuenca de Burgos” (Vázquez B. R. Y Mendoza F. A., 1995) y el “Estudio del Potencial Remanente de La Cuenca de Burgos” (Ziga R. G., 1998).

La estratigrafía secuencial es el estudio de relación entre unidades de estratos dentro de un marco cronoestratigrafico limitado por superficies de erosión o de no-depositación o sus superficies correlativas de conformidad (Van Wagoner, 1988).

En una cuenca sedimentaria, la estratigrafía representa la respuesta del área de depósito a los efectos de la subsidencia y el aporte de sedimentos a través del tiempo. Los conceptos clásicos para entender la estratigrafía están basados en la Litoestratigrafía; sin embargo, recientemente los conceptos de estratigrafía sísmica (“enfoque geológico de la interpretación estratigráfica de datos sísmicos”) fueron introducidos en la literatura geológica por Vail y Mitchum, geólogos de la compañía petrolera Exxon, en 1977.

La incorporación de datos litológicos, de registro de pozos, facies, bioestratigrafía y los conceptos de cambios eustáticos del nivel del mar dieron origen a la Estratigrafía de Secuencias, un concepto con connotación geológica mejor definido.

Las superficies de estratos son paralelas a líneas de tiempo y las reflexiones sísmicas son paralelas a superficies de estratos, por ende, representan líneas de tiempo geológico.

Las facies depositacionales se distribuyen dentro de cada secuencia en tres patrones generales: transgresivo, regresivo y agradacional; cada una de estas secuencias se relacionan directamente con tres factores: subsidencia tectónica, cambio eustático del nivel del mar y el suministro de sedimentos.

Cada ciclo eustático del nivel del mar idealmente pueden dar origen a tres

"systems tracts": Lowstand, Transgresivo y Highstand. Dentro de cada uno de estos "systems tract", existe un conjunto de sistemas depositacionales encadenados donde se puede visualizar la distribución de arenas y lutitas en un sistema de depósito siliciclástico. Así, el análisis secuencial estratigráfico, en función de límites de secuencia y "systems tract" es útil para mapear la distribución de los posibles cuerpos arenosos potencialmente almacenadores de hidrocarburos.

Para maximizar el valor de datos de sísmica 3D y de pozos, tenemos que entender no solamente la arquitectura estratigráfica, sino también la paleogeomorfología y los sistemas depositacionales (Posamentier, Agosto 2000 en AAPG Explorer). El mismo autor recomienda la participación en excursiones geológicas al campo y sobrevuelo en áreas de sistemas depositacionales modernos como requerimientos esenciales para una mayor apreciación de paisajes geomórficos y el aprovechamiento máximo de imágenes de subsuelo por sísmica de 3D.

El concepto unificador de análisis secuencial y su aplicación en exploración y explotación de hidrocarburos es importante ya que esta herramienta nos facilita entender y predecir la distribución en espacio y tiempo, y la inter-relación entre los diferentes componentes del sistema petrolero, es decir, trampa, reservorio, sello, roca madre y migración de los hidrocarburos.

La unidad básica en la estratigrafía secuencial es la *Secuencia*, (Figs. 7 y 8) que está definida como "una sucesión de estratos relativamente concordantes, genéticamente relacionados, limitados en la cima y en la base por discordancias y sus relativas conformidades, está compuesta por conjuntos de sistemas de depósito y se interpreta como depositada entre los puntos de inflexión de variaciones eustáticas del nivel del mar" (Posamentier et. al., 1988). Una secuencia está formada por la interacción de tectonismo, subsidencia, cambios eustáticos del nivel del mar y aporte de sedimentos.

Concepto y Orden de ciclicidad de la Estratigrafía de Secuencias

Las secuencias pueden ser clasificadas según su tiempo de duración la cual dependerá sobre factores tales como subsidencia/levantamiento tectónico y/o

eustacia que controlan el espacio para el acomodo de los sedimentos (acomodación). La duración de los ciclos se puede definir en función de Primero, Segundo, Tercero, Cuarto y menores órdenes;

Orden I – También llamado "Continental Encroachment Cycle' controlado por tectono- eustacia con duración de mas de 50 millones años

Orden II - 3–50 millones años. Los ciclos de II orden forman el Ciclo de I orden. Los factores causantes son la subsidencia tectónica de la cuenca o el levantamiento tectónico en las áreas positivas.

Orden III – 0.5–3 millones años. Estos ciclos forman el fundamento del análisis secuencial sísmico. Principalmente causado por glacio-eustacia, según Vail.

Orden IV – 0.1–0.5 millones años. Ciclos en la escala de parasecuencias, caracterizados por secuencias tipo 'shallowing upward' y limitado por superficies de profundización abrupta y marcada ('Flooding surface').

Nivel del mar relativo en función de tectónica, eustacia y suministro de sedimentos.

Nivel Relativo del Mar: Según Posamentier et. al. (1988) el nivel relativo del mar (NRM) se mide entre la superficie del mar y un otro datum, tales como el basamento o una superficie dentro de la columna sedimentaria. El nivel relativo del mar puede variar debido a:

- a) Levantamiento o subsidencia del basamento.
- b) Compactación de sedimentos y en consecuencia la subsidencia de un datum dentro de la columna sedimentaria.
- c) Movimiento vertical (Ascenso o descenso) de la superficie del mar por variación eustática.

Así, el nivel relativo del mar sube con subsidencia del basamento, compactación de la columna sedimentaria y el ascenso eustático del nivel del

mar. El nivel relativo, en contrario, Baja con levantamiento tectónico y el descenso eustático del nivel del mar.

Acomodación: Otro concepto importante para entender el patrón de apilamiento de estratos en ambientes fluviales y en la plataforma, es la acomodación de sedimentos (Jervy, 1988). Acomodación significa el espacio disponible en la cuenca para la acumulación de sedimentos en un tiempo dado.

La abundancia de arenas en cualquier plataforma o ambiente fluvial tiende a variar inversamente con la tasa de acomodación, mientras el suministro de sedimentos sea constante. Así, en un área con mayor acomodación, la secuencia sedimentaria va ser más arcilloso. En contrario, el porcentaje de arena aumentara con la disminución de la tasa de acomodación.

Un aspecto práctico de la discusión anterior es que el patrón de apilamiento de estratos en ambientes fluviales y plataformas dependerá de la interacción de tasas del cambio de acomodación y acumulación de sedimentos. Si la tasa de acomodación es baja, un mayor aporte de sedimentos significaría una migración de la línea de costa hacia el mar lo que causara una REGRESION. Igualmente, si la tasa de acomodación es alta relativo al suministro de sedimentos, la línea de costa migraría hacia al continente o será una TRANSGRESION.

Systems tract (Sistemas encadenados)

Los sistemas encadenados representan las unidades fundamentales de cartografía (mapping) para la predicción estratigráfica. Se definen los sistemas encadenados basado en tipos de superficies limitantes ('bounding surfaces'), su posición dentro de una secuencia, el patrón o patrones de arreglo de parasecuencias y conjunto de parasecuencias. Cada systems tract se caracteriza por el patrón distintivo de apilamiento, limitado por superficies claves (Fig. 9). . Es la respuesta sedimentaria de las interacciones de diferentes factores: 1) energía del ambiente de sedimentación 2) aporte sedimentario 3) fisiografía y 4) variación en el espacio disponible de acomodación. Según Posamentier et. al., y Allen (1999) el carácter de cada "systems tract" (LST, TST y HST) dependerá de los factores:

- balance entre el aporte sedimentario y acomodación
- ambiente sedimentario y los procesos reinantes
- marco tectónico/fisiográfico de la cuenca
- ubicación espacial en la cuenca
- carácter del ciclo del nivel del mar relativo

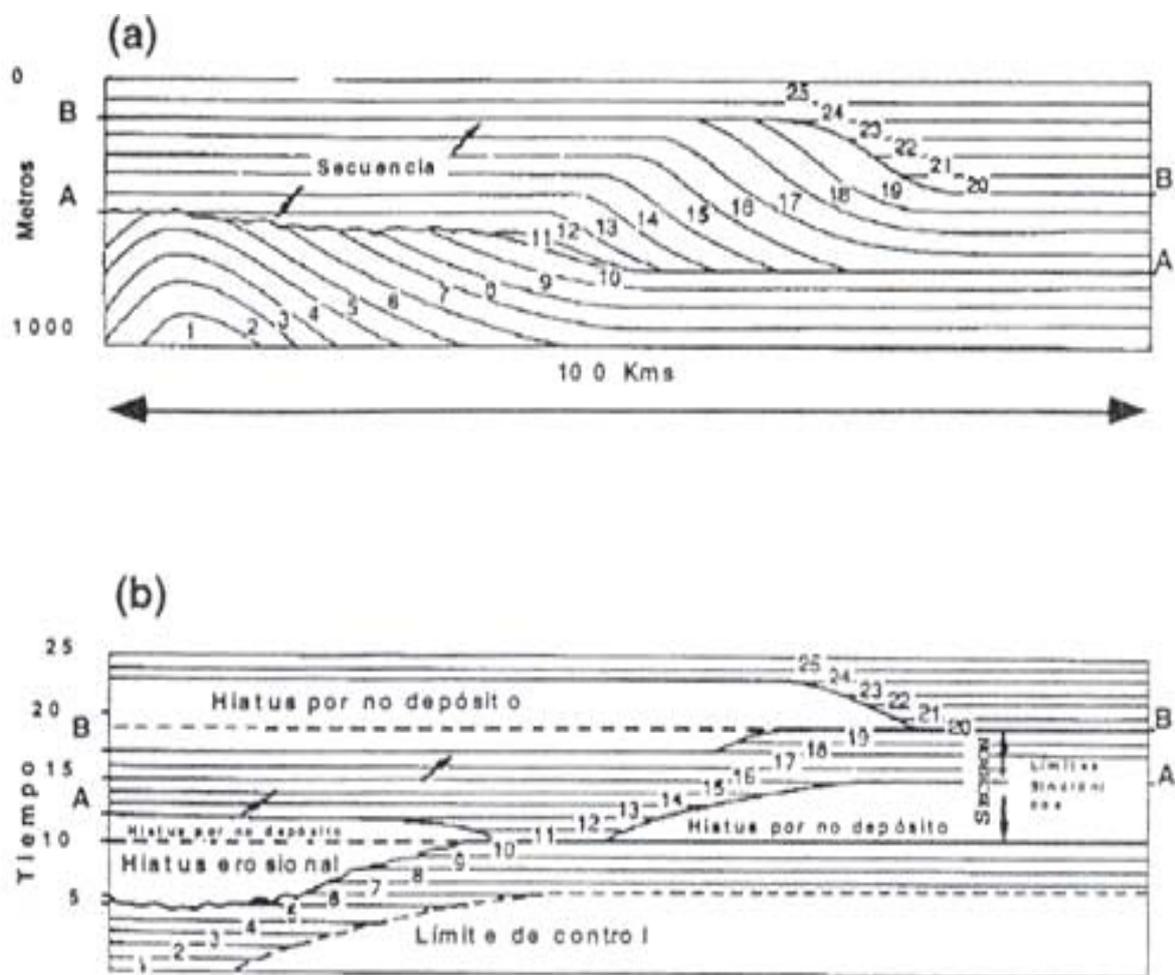


FIGURA 7. CONCEPTO DE SECUENCIA DE VAIL, 1977.

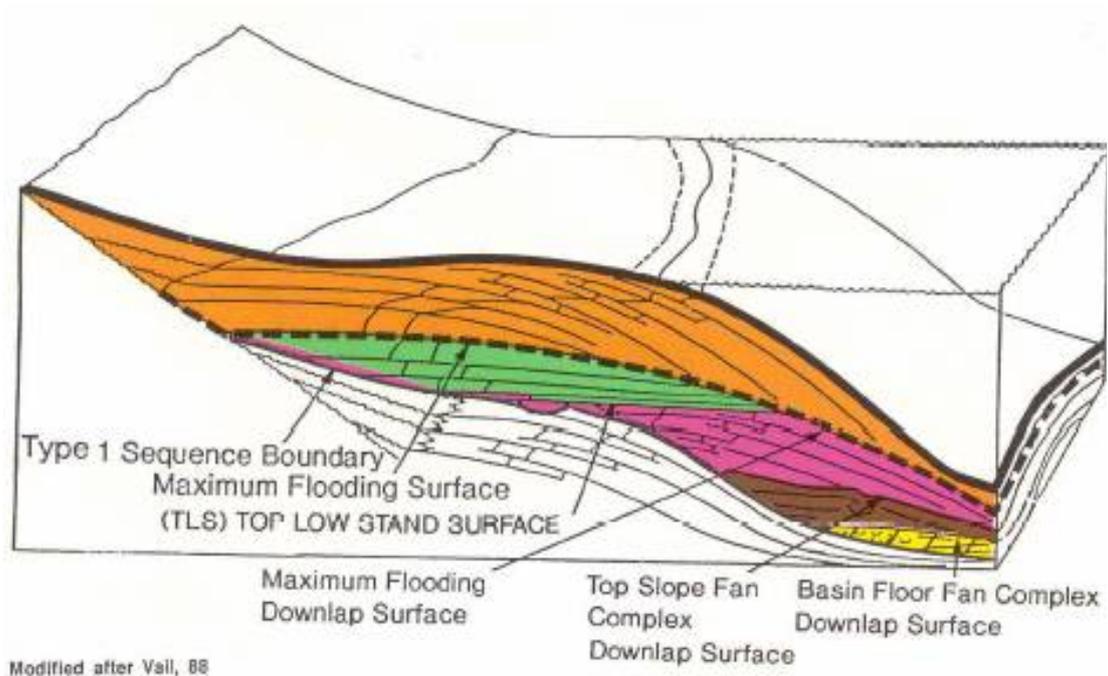


FIGURA 8. SECUENCIA TIPO 1 QUE MUESTRA EL QUIEBRE DEL MARGEN DE PLATAFORMA, LA CUAL ESTÁ COMPUESTA POR UN NUMERO SIGNIFICATIVO DE UNIDADES DEPOSITACIONALES DISTINTAS (MODIFICADO DESPUÉS DE VAIL ET. AL, 1988).

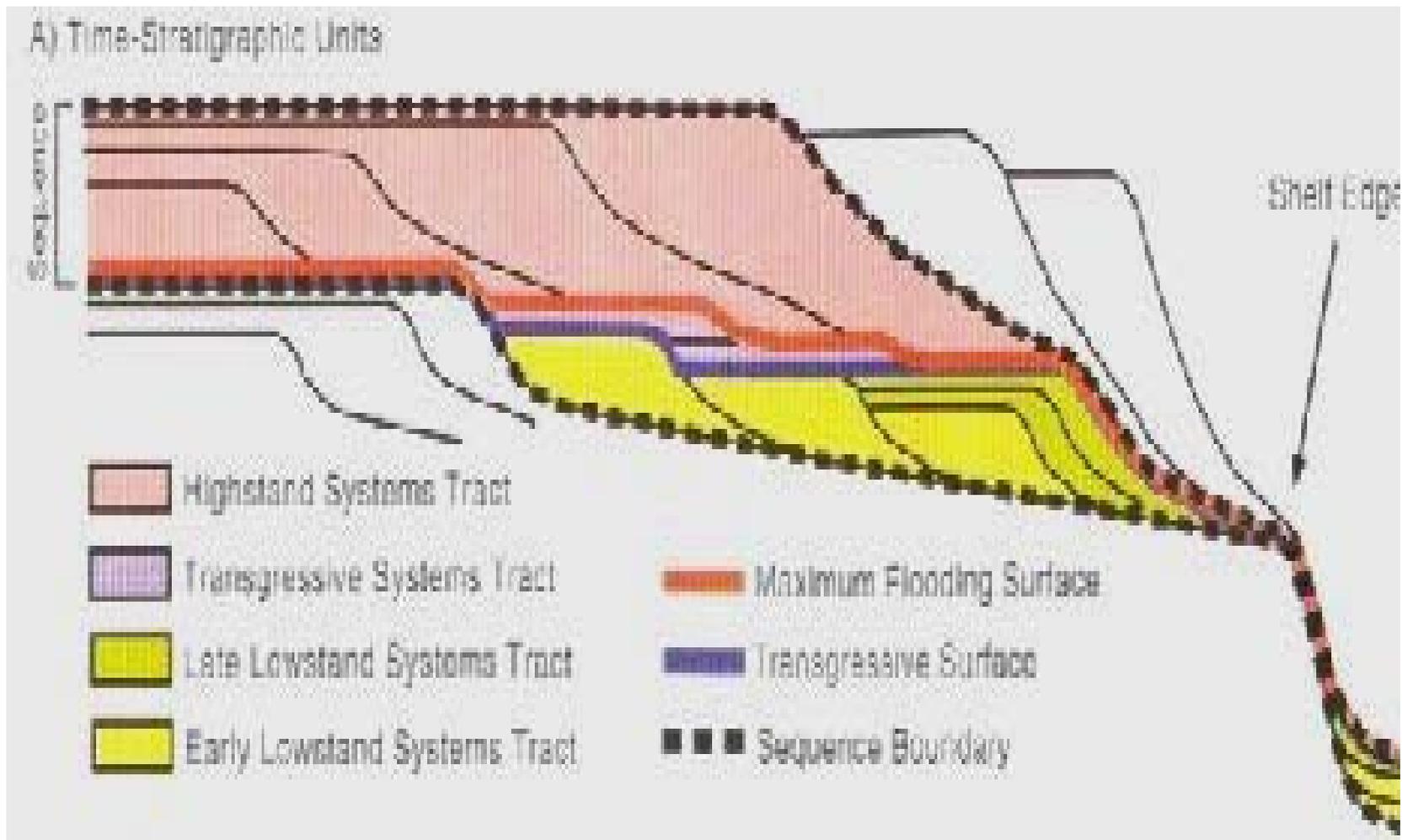


FIGURA 9. FASES DE FORMACIÓN DE UNA SECUENCIA DEPOSITACIONAL EN UNA PLATAFORMA EN RESPUESTA A UN CICLO DE CAMBIO DEL NIVEL DEL MAR. UNIDADES CRONOESTRATIGRÁFICAS: LOWSTAND TEMPRANO, LOWSTAND TARDÍO, TRANSGRESIVO, Y HIGHSTAND SYSTEMS TRACTS. (POSAMENTIER Y ALLEN)

PLAYS PRODUCTORES EN EL ÁREA

Play.- Es un modelo de cómo se combinan el yacimiento productor, el sistema petrolero cargado, el sello regional y las trampas para producir acumulaciones petroleras (Allen y Allen, 1990).

Es la integración, identificación y definición de áreas geológicas que comparten factores y procesos del sistema petrolero, favorables para acumular hidrocarburos viables para su explotación económica (Fig. 10).

En el campo San Bernardo son productores de hidrocarburos los plays de Yegua y Queen City (*que pertenece al grupo Mount Selman*).

El estudio de plays es un eslabón que ocupa una posición estratégica de la cadena de valor, es la etapa que integra la información geocientífica interdisciplinaria y la interpretación cuantitativa y cualitativamente para predecir el riesgo exploratorio y apoyar a estudios de prospectos y evaluación de campos.

PLAY QUEEN CITY. Los modelos sedimentarios para los plays Queen City-3, Queen City-4 y Queen City-5, (Equivalente a Mount Selman 12). Son los siguientes: el primero de ellos, corresponde a depósitos de ambientes costeros y deltáicos, los dos siguientes a ambientes enteramente deltáicos. En estos modelos fueron identificadas facies sedimentarias asociadas a Canales Distributarios, Barras de Desembocadura, Barras Distales, Bahías Interdistributarias, Prodelta, Barras de Barrera y Planicies de Barras Paralelas (Strand Plains). Los Plays del Eoceno Queen City fueron afectados por fallas que en muchos casos y sobre todo para el área centro occidental, se comportaron previamente para el Eoceno Temprano, como fallas de expansión, pero para el nivel estratigráfico de los plays del Eoceno Queen City, su crecimiento es mínimo. La actividad de las fallas de crecimiento no fue tan importante para estos plays en cuanto a la generación de trampas anticlinales como para los del Eoceno Wilcox, ya que pese a que siguieron actuando e influyeron en el incremento de la columna sedimentaria, en muy pocos casos llegaron a desarrollar estructuras roll – over y su principal efecto fue originar una serie de bloques estructurales con caída al oriente.

El empleo de los datos de producción acumulados en el mejor año en ese play y su asociación a estos modelos de depósito, permitió tener una relación directa entre las facies de depósito, el marco estructural y la productividad de los yacimientos, encontrando que si bien las facies de Canales Distributarios y Barras de Desembocadura son las que reúnen las mejores características como reservorios en los ambientes de depósito deltáicos y las Barras de Barrera y de Strandplain en los ambientes costeros. El aspecto estructural tiene una importancia capital ya que además de definir las trampas estructurales y los regímenes de crecimiento de la columna sedimentaria del play, existen sistemas de fallas que dieron origen a un fracturamiento natural que incrementó la permeabilidad de los cuerpos arenosos.

PLAY YEGUA. El modelo sedimentario para este play consiste de una serie de barras arenosas elongadas características de plataforma nerítica, dominadas por corrientes, una serie de deltas cuspados puede construirse en base a la configuración de espesores y al estudio de núcleos efectuados.

Al poniente muestra una planicie costera fluviolagunar y barras de arenas litorales similares a un ambiente denominado "strandplain", la respuesta de los registros tipo así lo sugiere también. A partir de las fallas de crecimiento la plataforma se fragmenta por fallas de crecimiento que expanden los depocentros donde se ubican deltas posiblemente cuspatados, dominados por las corrientes. Los núcleos estudiados y estudios paleobatimétricos, así como firmas eléctricas de registros apoyan esta interpretación.

Cambios sedimentarios rápidos de poniente a oriente indican que en distancias relativamente cortas (10 Km.), las variaciones ambientales y depositacionales cambian de costeras a extralitorales de mayor profundidad.

El límite de Yegua Inferior (o Crockett) es una secuencia que se inicia en la cima de las arcillas de Cook Mountain y Yegua Inferior es el ciclo arenoso progradante que cierra el ciclo genético, con su límite de secuencia dado por una discordancia regional (39.5 m.a.). La Yegua Inferior aflora al poniente y presenta un espesor variable. La discordancia 39.5 m.a. hacia el oriente corta a capas más antiguas y

llega a eliminar a sedimentos de Yegua Inferior, Cook Mountain, Weches e incluso a la cima de Queen City.

La unidad Yegua Medio es una cuña delgada al poniente, pero muy gruesa al oriente. Esta cuña está compuesta principalmente por material arcilloso con algunos cuerpos de arenisca de difícil correlación distribuidos en su base, tope o parte media, que tiene discordancias internas observadas con sísmica.

La unidad más superior de Yegua consiste principalmente de areniscas, el play Yegua se profundiza al oriente por efecto de fallas de crecimiento más jóvenes y hacia el sur está erosionado profundamente y queda cubierto por sedimentos de Jackson Superior en esta posición no es posible diferenciar a la Yegua en unidad superior o unidad media, lo que sí se puede inferir es que estos depósitos no pertenecen a Yegua Inferior (Crockett) ya que están descansando sobre la discordancia 39.5 m.a. Hacia el norte el contacto entre Yegua y Jackson Inferior es concordante en apariencia, marcado por un cambio litológico y controlado por contenido paleontológico. El play Yegua en la parte sur es muy complejo, ya que a partir de una falla regional, existe un cambio sedimentológico, estratigráfico y estructural drástico, afectado por profundas erosiones controladas posiblemente por fallamiento y /o levantamiento estructural.

Roca Generadora. Se considera para ambos plays a las rocas arcillosas del Paleoceno Midway depositadas en un ambiente nerítico externo a batial con un "COT de 0.4 a 1.2 %, y un keroseno tipo II y III, aunque no se descartan las lutitas del Eoceno como rocas generadoras.

Sincronía y Migración. Para el área se considera vías de migración vertical y horizontal a través de los sistemas de fallamiento posteriores a la formación de las trampas, durante el Oligoceno y Mioceno.

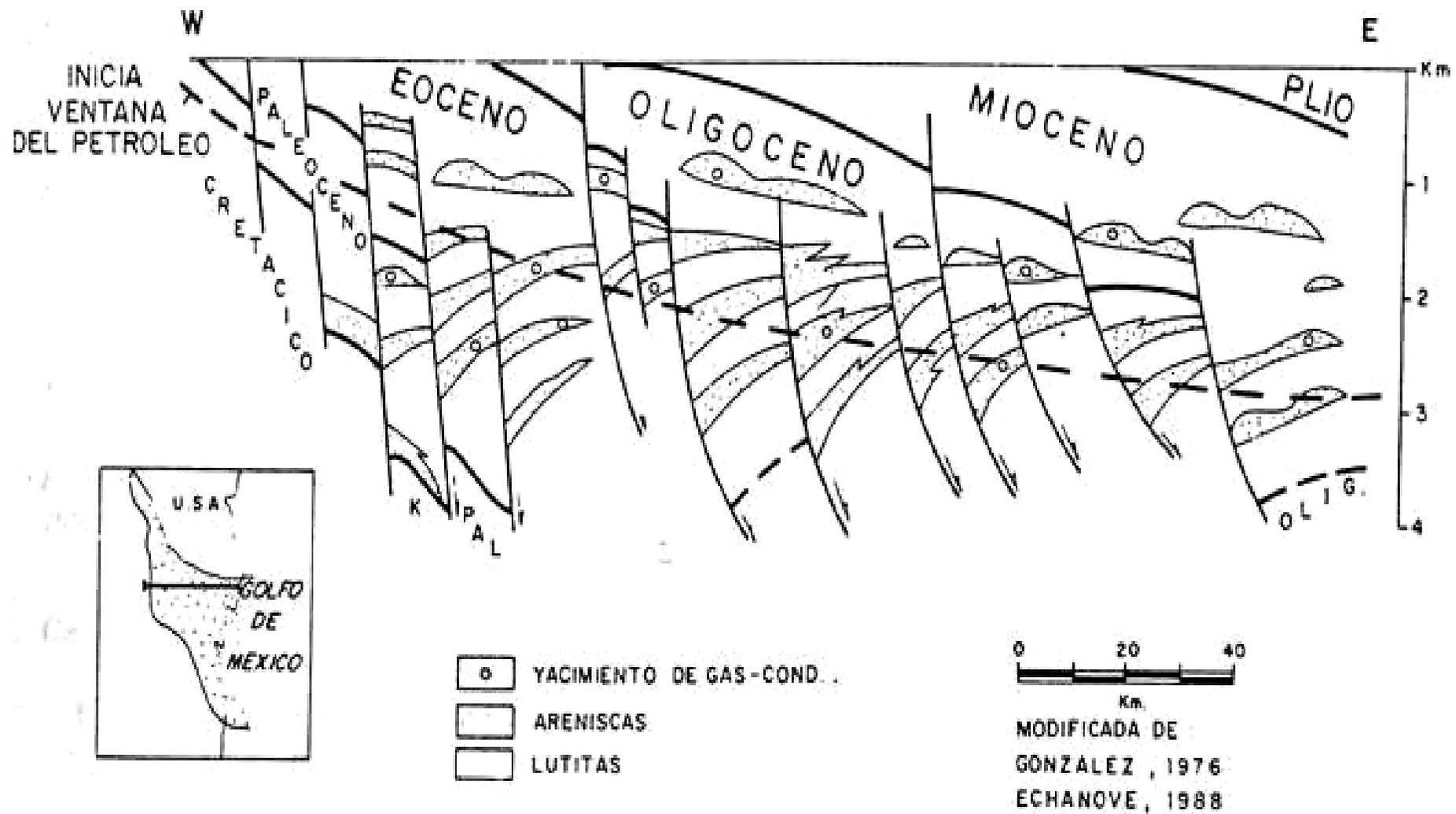


FIGURA 10. SECCION ESQUEMATICA Y CONDICIONES DE MADUREZ DE LA CUENCA DE BURGOS

METODOLOGÍA

El primer paso para este trabajo fue la recopilación de la información geofísica, geológica y datos de producción existentes para su análisis e interpretación. Se creó el proyecto sísmico en una estación de trabajo, en donde se cargó la información sísmica tridimensional (Fig. 11). A la vez, se cargó la información de los pozos del campo como es: su localización, registros geofísicos y marcas geológicas. No se tienen datos de velocidad en los pozos del campo por lo cual se utilizaron las leyes de velocidad del campo Benavides, que se encuentra colindando con este campo. Se correlacionaron y configuraron los horizontes de interés, obteniéndose mapas de distribución y configuración estructural de las arenas en estudio. Posteriormente se aplicaron algunos atributos sísmicos para relacionarlos con ambientes de depósito y zonas productoras mapeando la posible distribución del play y en función de ello se identificaron las áreas más atractivas para la perforación de pozos de desarrollo. El siguiente diagrama de flujo muestra la metodología que se utilizó (Fig. 11 A).

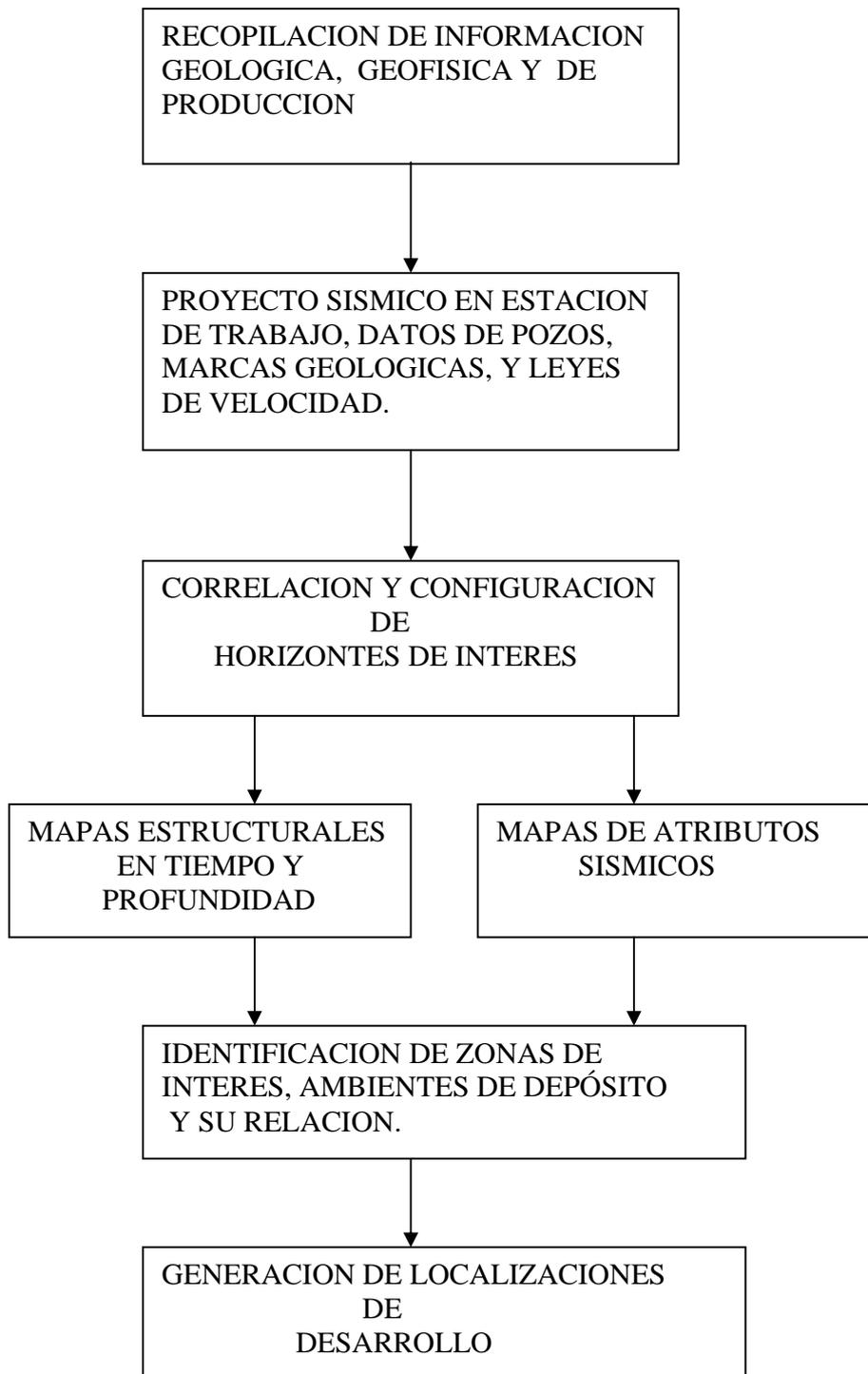


FIGURA 11 A. DIAGRAMA DE FLUJO DE LA METOLOGIA UTILIZADA

DESARROLLO

El primer paso fue la identificación de las arenas productoras dentro de las formaciones Eoceno Mount Selman, Queen City y Yegua. En la figura 12 observamos los registros de las formaciones productoras del campo.

Los patrones mostrados en los registros corresponden en el caso de los pozos J y D (productores en Queen City) a ambientes costeros, barras de desembocadura; para los pozos F, G y E (productores en Yegua) también a barras de desembocadura y para el pozo A (productor en Mount Selman) a canales.

El espesor de estas arenas varía entre 10 a 15 metros, el contenido de frecuencia en los datos sísmicos para esas profundidades oscila alrededor de los 30 hertz (Fig. 13), la velocidad de intervalo en esa ventana de tiempo es de 2800 metros por segundo, calculando la longitud de onda: $\lambda = V / f$, $2800 \text{ m/s} / 30 \text{ hertz}$ nos daría aproximadamente 93 mts. Por lo que para el límite de visibilidad de las ondículas, considerando eventos con profundidad mediana dentro del terciario, tomaremos como 1/12 de la longitud de onda (Fig. 14), lo que da alrededor de 8 metros; por lo tanto estas arenas son teóricamente detectables con la sísmica.

Sobreponiendo los registros de pozo en la sísmica tridimensional y ajustando la correlación con datos de velocidades de pozos cercanos, se correlacionaron los horizontes sísmicos equivalentes a estas arenas de interés interpretándose además las fallas existentes en el área de estudio. Se obtuvieron los planos estructurales en tiempo correspondientes a estas arenas y que se muestran en las figuras 18, 19, 20, 21, 22 y 23. Estas figuras muestran los pozos que producen en esas formaciones. Posteriormente Se hizo la conversión de estos horizontes a profundidad Como resultado de esta interpretación se obtuvieron los horizontes de las Formaciones Mount Selman 14, Queen City 2 y Yegua 10. (Fig. 15, 16 y 17). No se registran variaciones severas de velocidad, pero sí algunas diferencias de amarre (como normalmente sucede) con los datos de pozo, esto debido quizá al intenso fallamiento del área.

Para el caso del horizonte Yegua se observa un echado franco hacia el Oriente y tendiendo a desaparecer hacia el Occidente. Los pozos productores en esta formación fueron los G, F y E (Fig. 17).

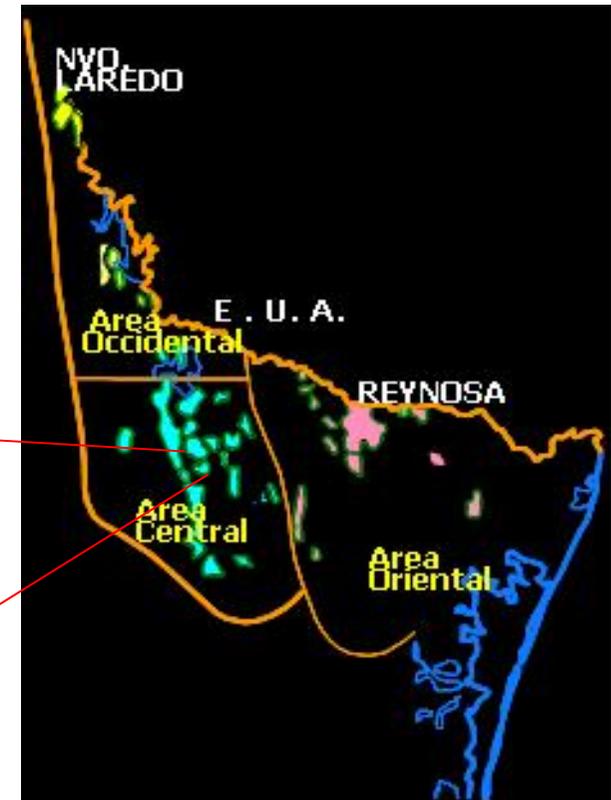
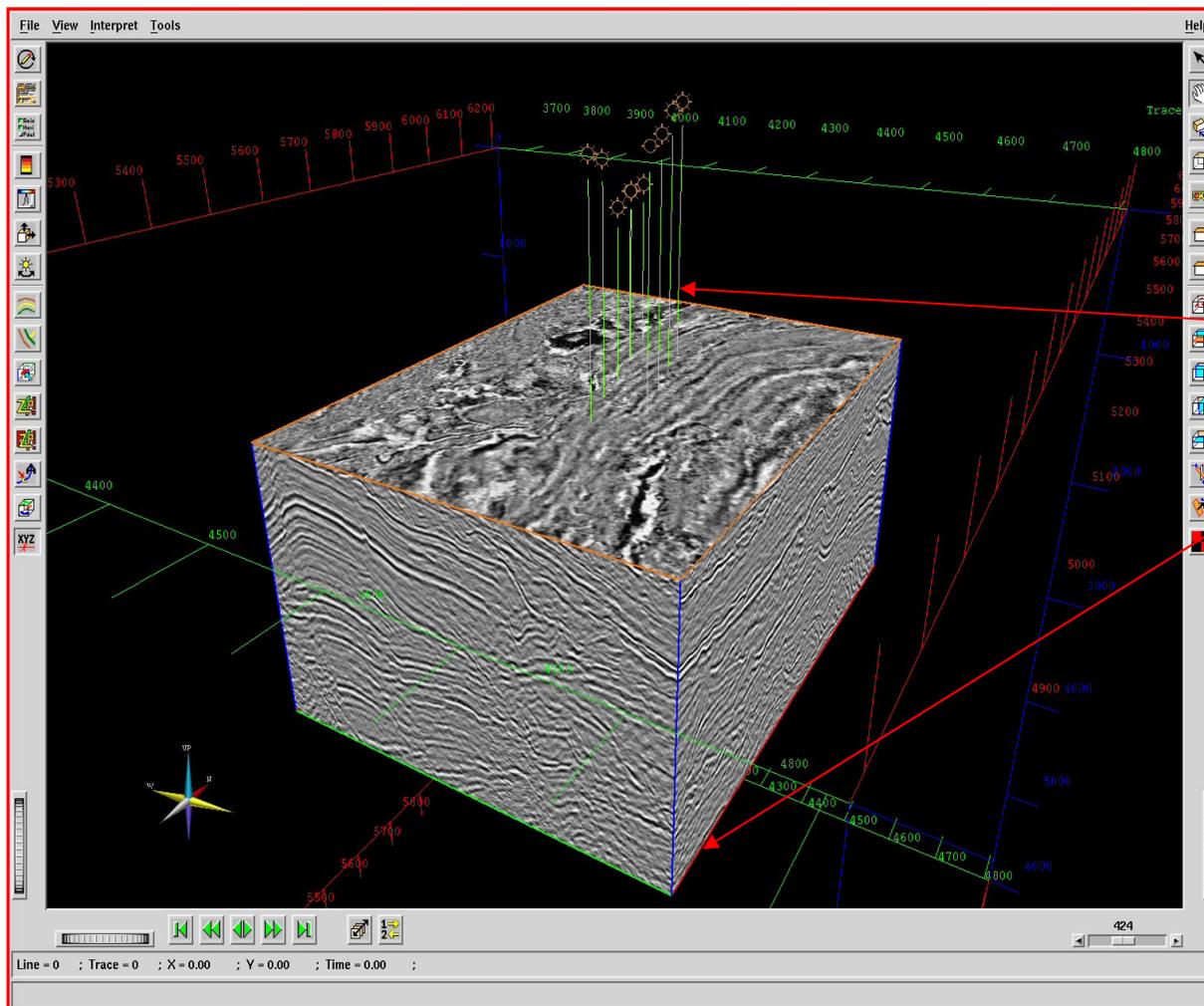


FIG. 11 CUBO SISMICO EN DONDE SE ENCUENTRA EL CAMPO SAN BERNARDO

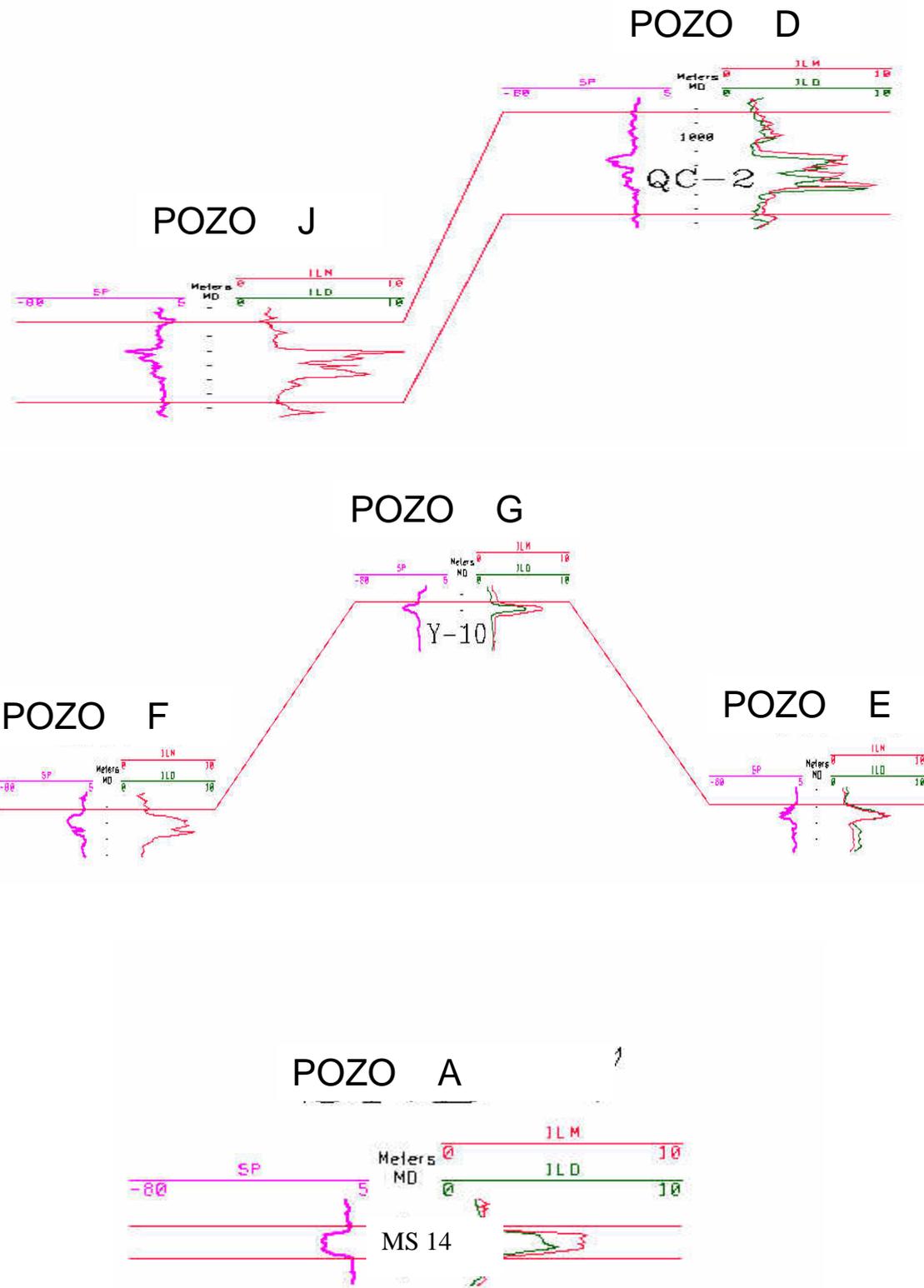


FIG. 12 REGISTROS DEL CAMPO SAN BERNARDO MOSTRANDO FORMACIONES PRODUCTORAS

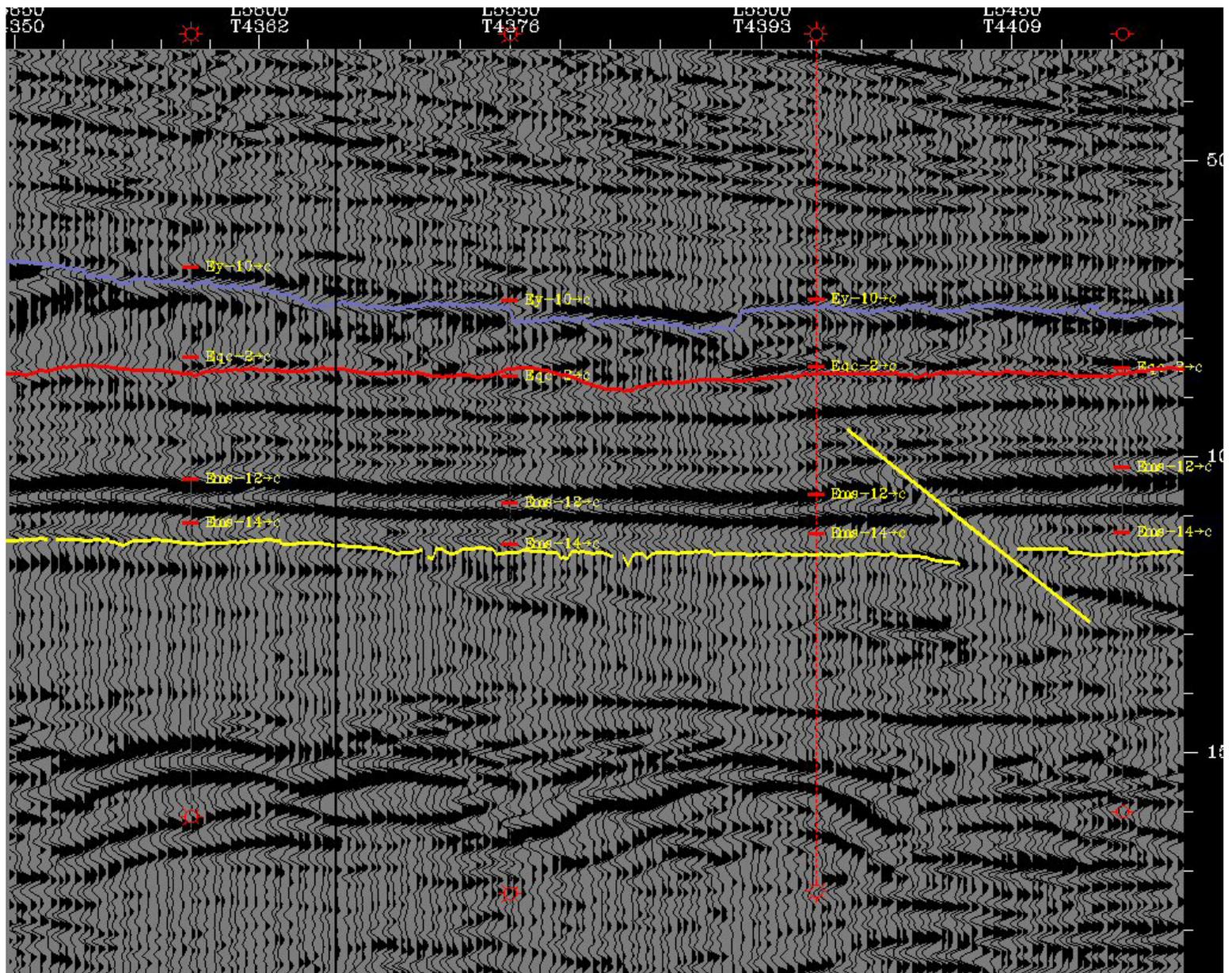


FIG. 13 SECCION DEL CAMPO MOSTRANDO LA FRECUENCIA DOMINANTE EN EL INTERVALO DE LAS FORMACIONES PRODUCTORAS

EDAD DE LAS ROCAS		EOCENO	EOCENO	PALEOCENO	CRETACICO	JURASICO		
PROF. DEL OBJETIVO		0- 3000 M	0- 3000 M	3000-3500 M	3500-4500 M	4500 M		
VELOCIDAD DE FORMACION m/s		1600	2500	3500	5000	6000		
FRECUENCIA PREDOMINANTE hz.		50	35	30	25	20		
LONGITUD DE ONDA m λ		23	40	100	200	300		
LIMITE DE SEPARABILIDAD		$\lambda/4$	6	10	25	50	75	
LIMITE DE VISIBILIDAD	POBRE RELACION SEÑAL/RUIDO	ARENAS CON AGUA DATOS POBRES	$\sim\lambda/8$	3	5	13	25	38
	MODERADA RELACION SEÑAL/RUIDO	ARENAS CON AGUA O ACEITE DATOS CASI BUENOS	$\sim\lambda/12$	2	3	8	17	25
	ALTA RELACION SEÑAL/RUIDO	ARENAS CON GAS DATOS BUENOS	$\sim\lambda/20$	1	2	5	10	15
	MUY ALTA RELACION SEÑAL/RUIDO	ARENAS CON GAS DATOS EXCELENTES	$\sim\lambda/30$	<1	1	3	7	10

FIG. 14 LIMITES TÍPICOS DE VISIBILIDAD Y SEPARABILIDAD POR RANGO DE SITUACIONES GEOLOGICAS (TOMADO DE ALISTAIR BROWN)

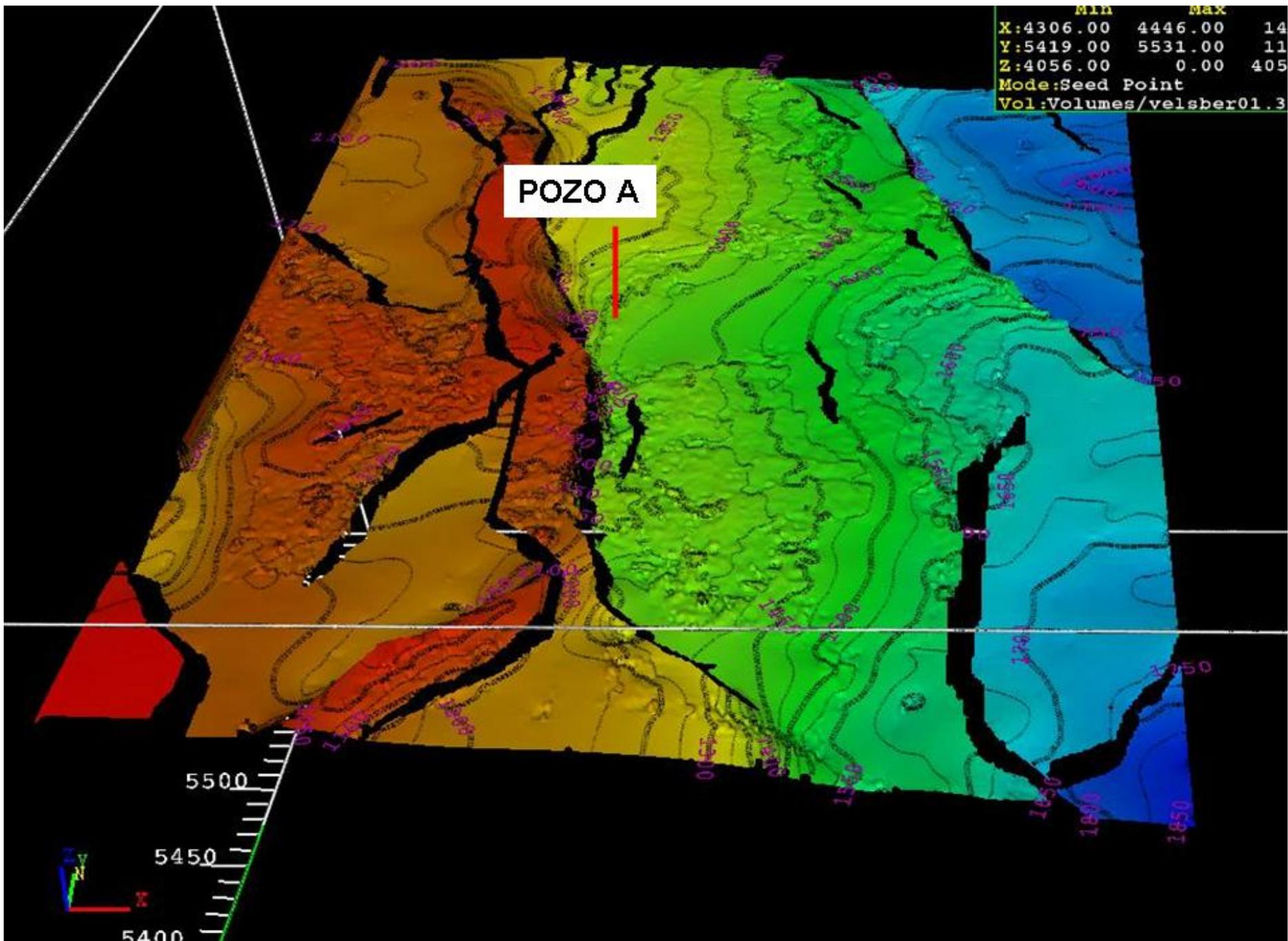


FIG.15 HORIZONTE MOUNT SELMAN 14 EN PROFUNDIDAD

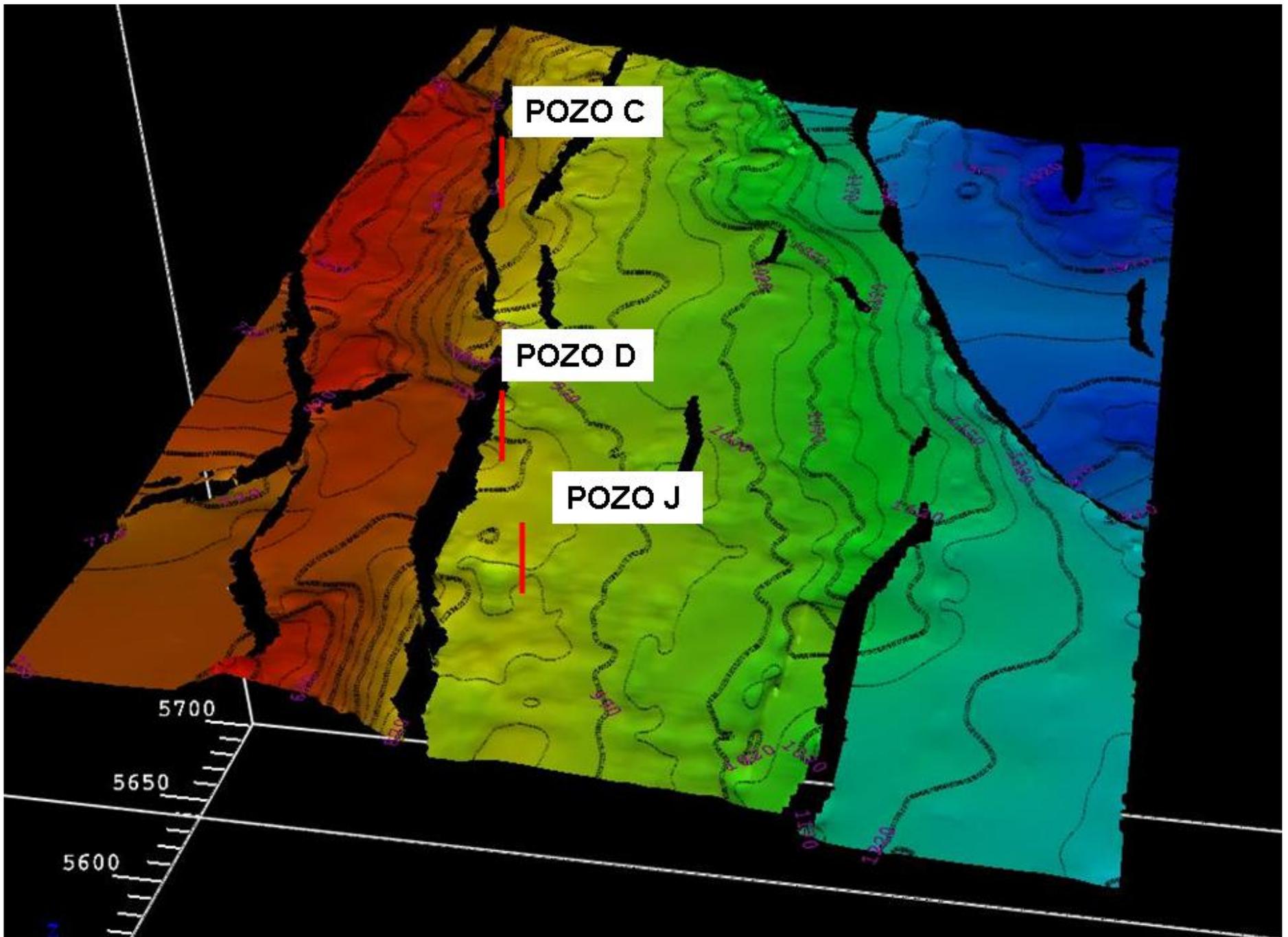


FIG. 16 HORIZONTE QUEEN CITY 2 EN PROFUNDIDAD

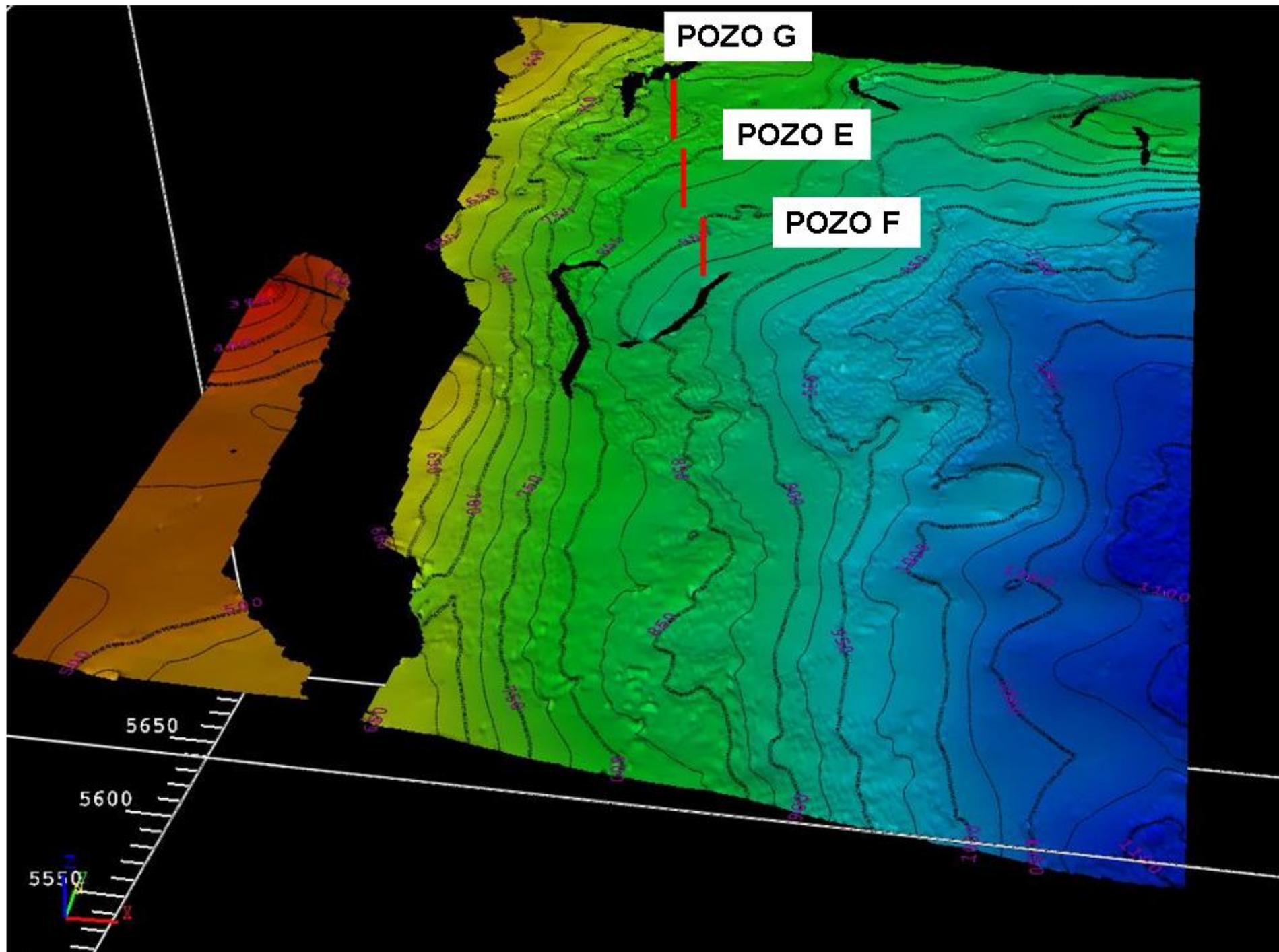


FIG. 17 HORIZONTE YEGUA 10 EN PROFUNDIDAD

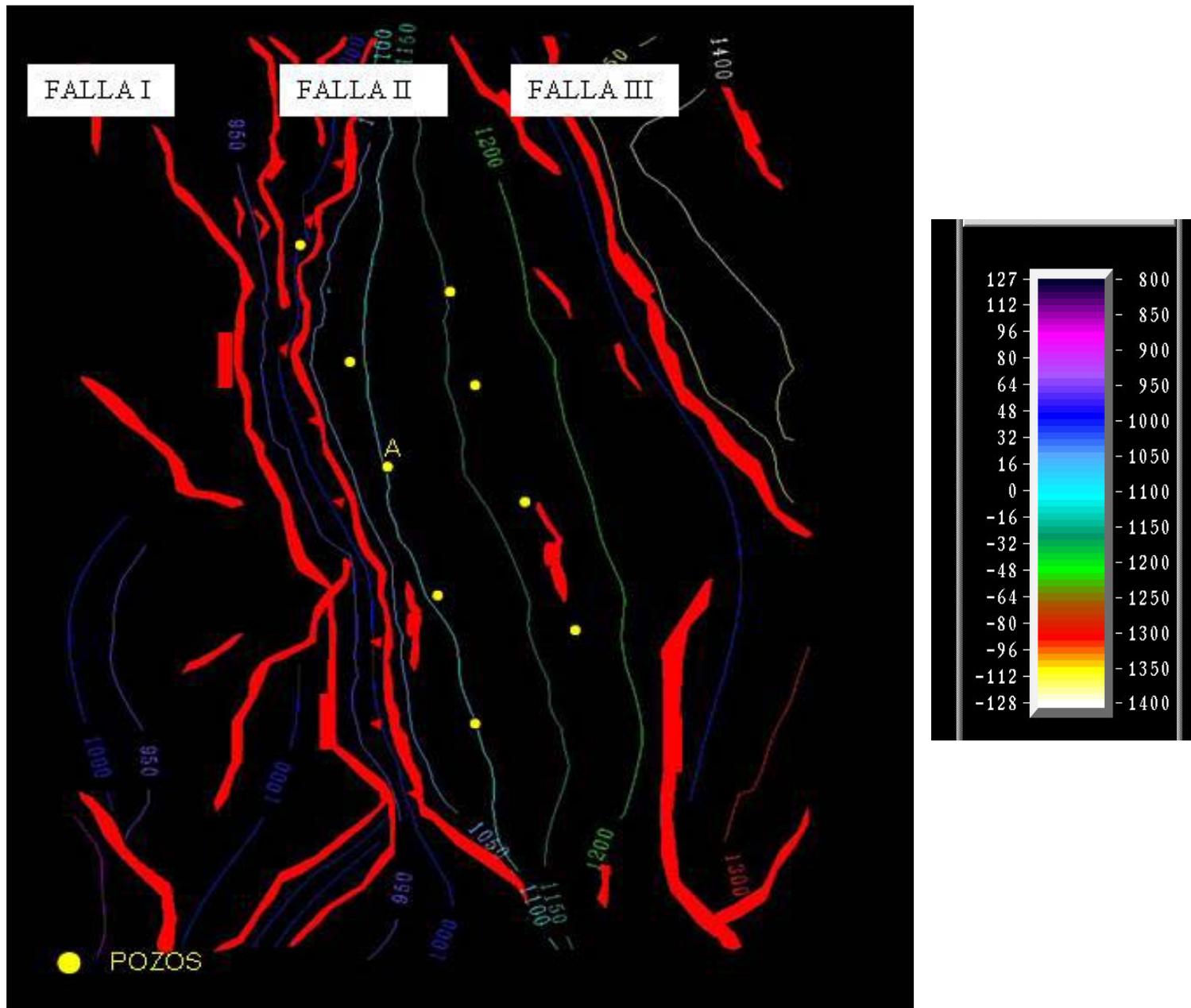


FIG.18 MAPA ESTRUCTURAL EN TIEMPO DEL HORIZONTE MOUNT SELMAN 14

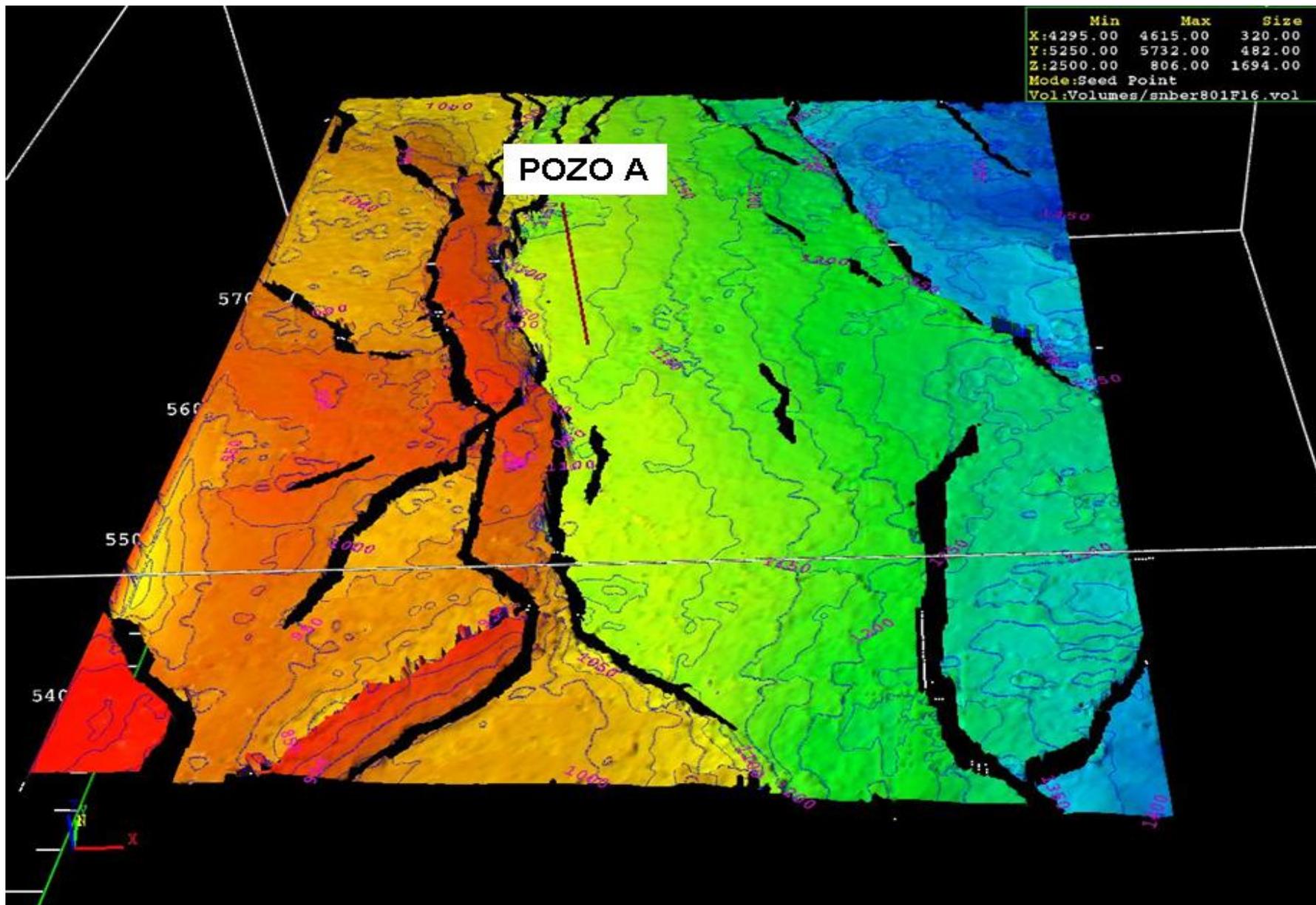


FIG.19 MAPA ESTRUCTURAL EN TIEMPO DEL HORIZONTE MOUNT SELMAN 14 (TRIDIMENSIONAL)

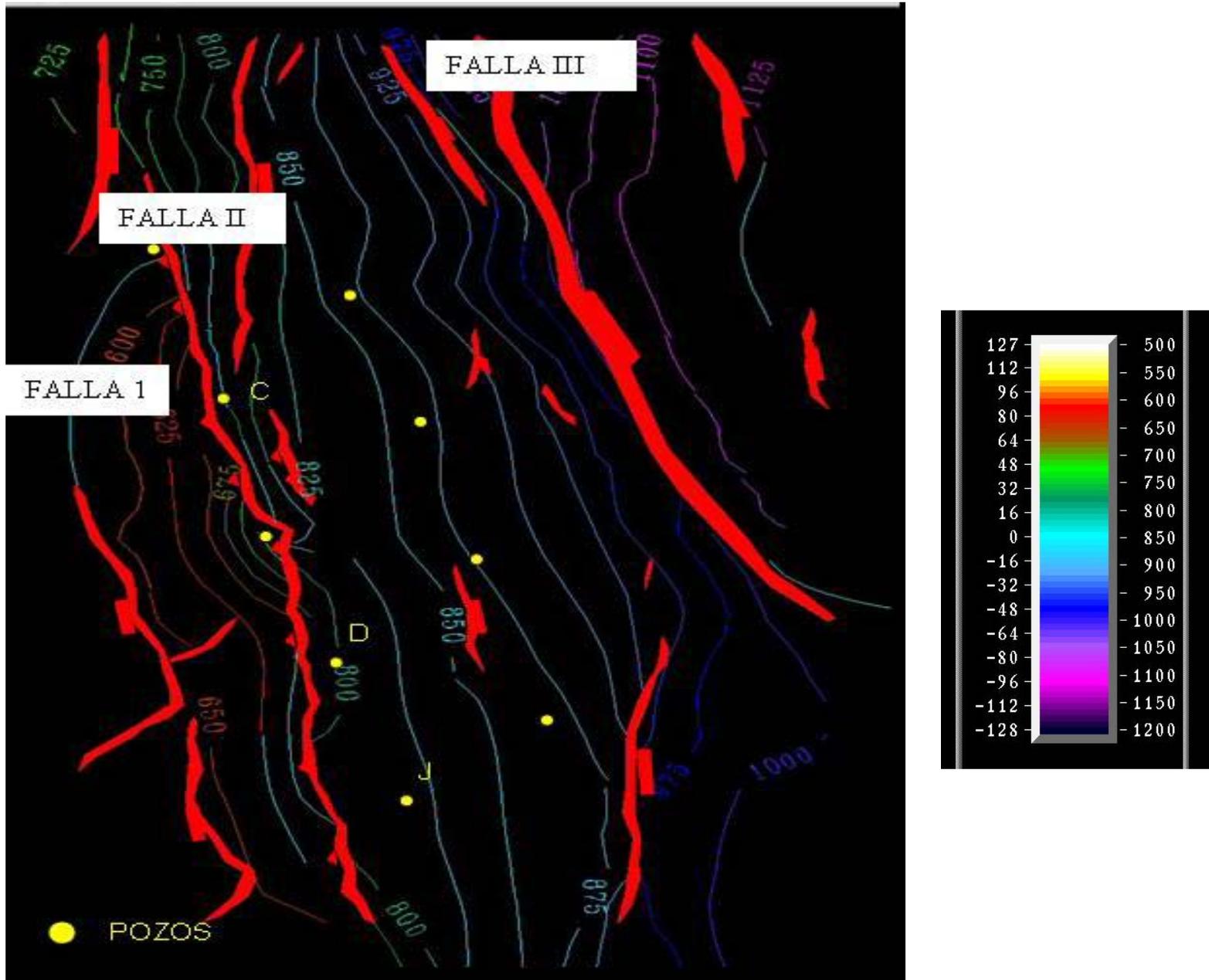


FIG.20 MAPA ESTRUCTURAL EN TIEMPO DEL HORIZONTE QUEEN CITY 2

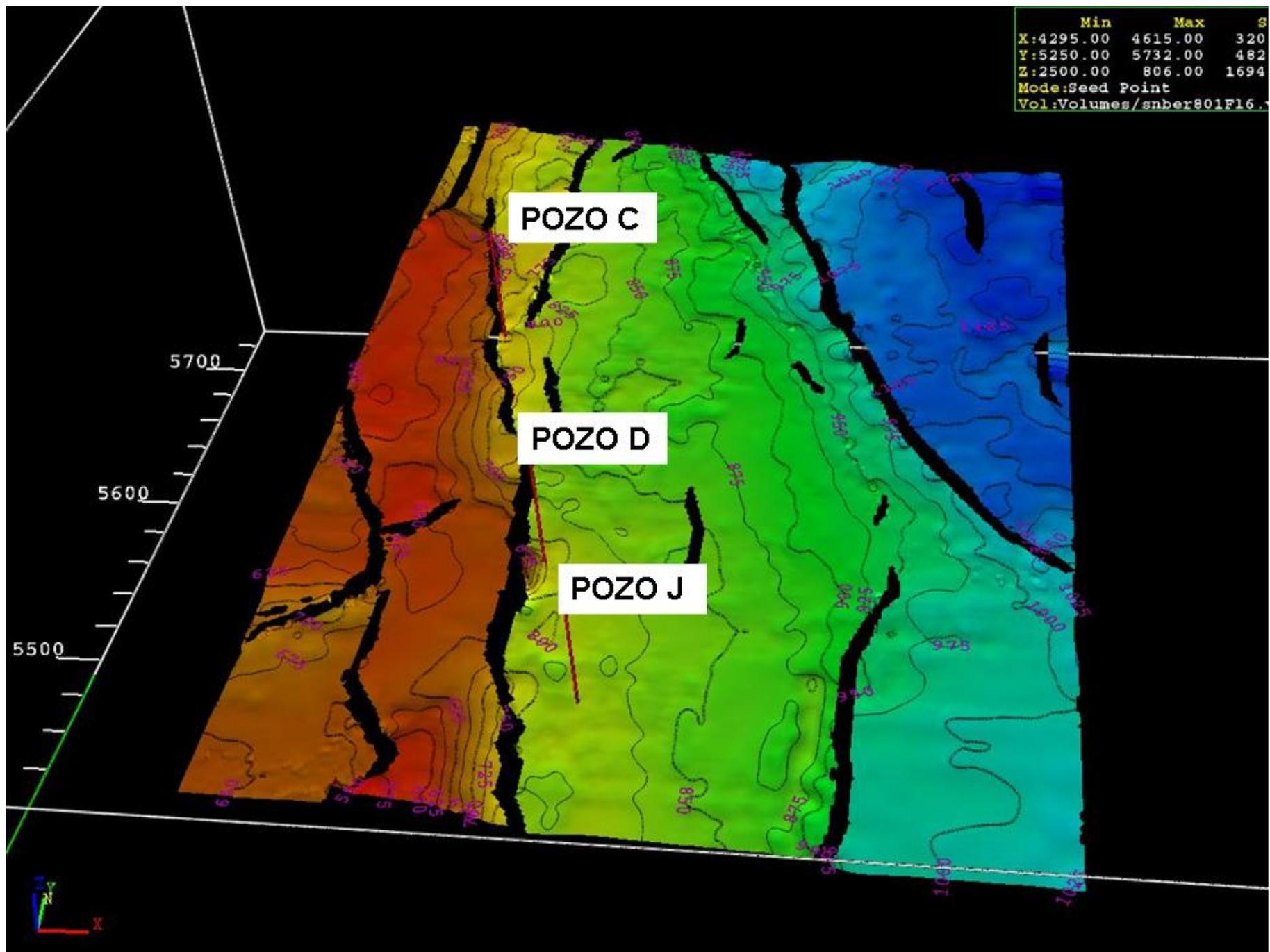


FIG.21 MAPA ESTRUCTURAL EN TIEMPO DEL HORIZONTE QUEEN CITY 2 (TRIDIMENSIONAL)

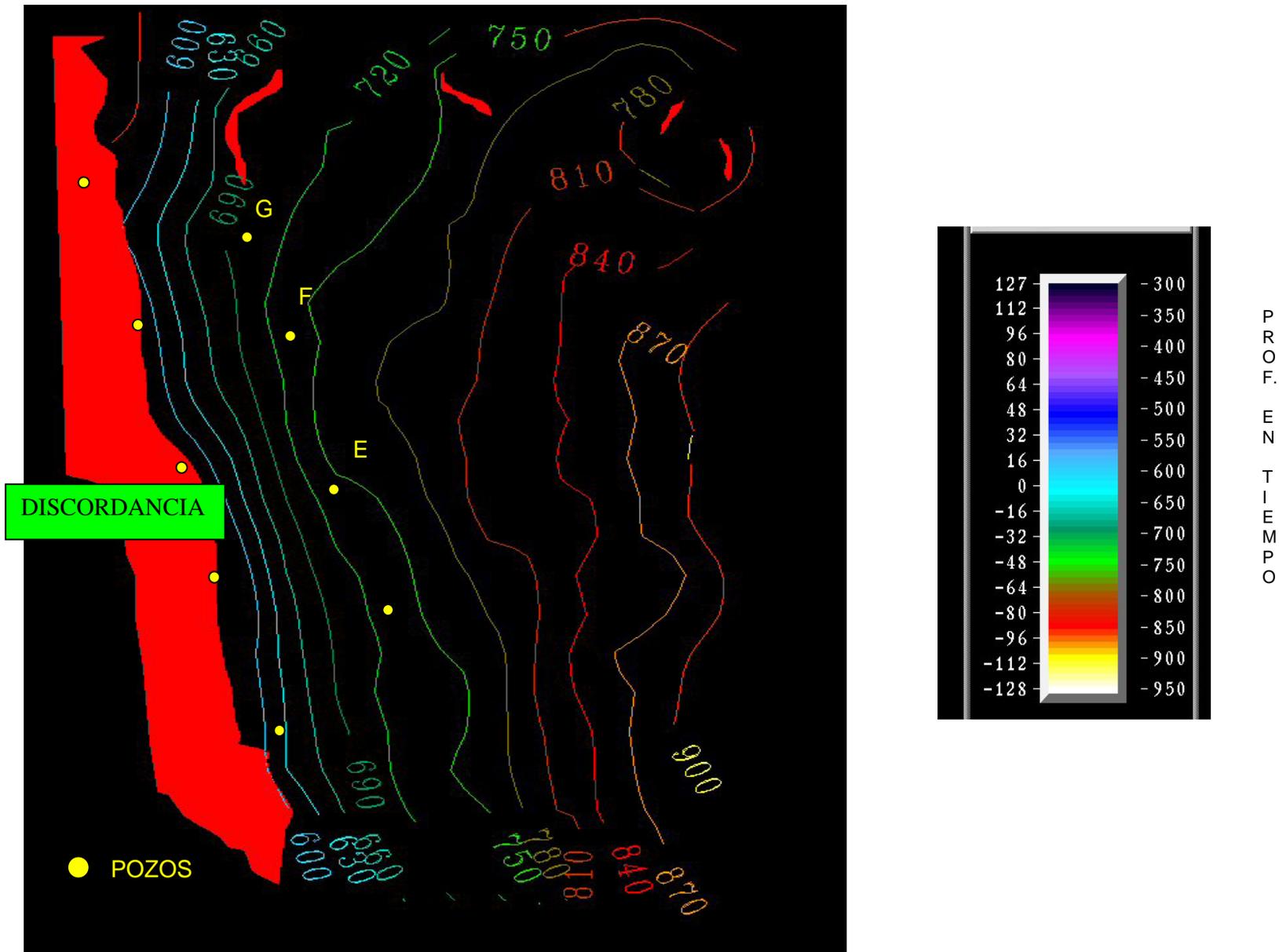


FIG.22 MAPA ESTRUCTURAL EN TIEMPO DEL HORIZONTE YEGUA 10

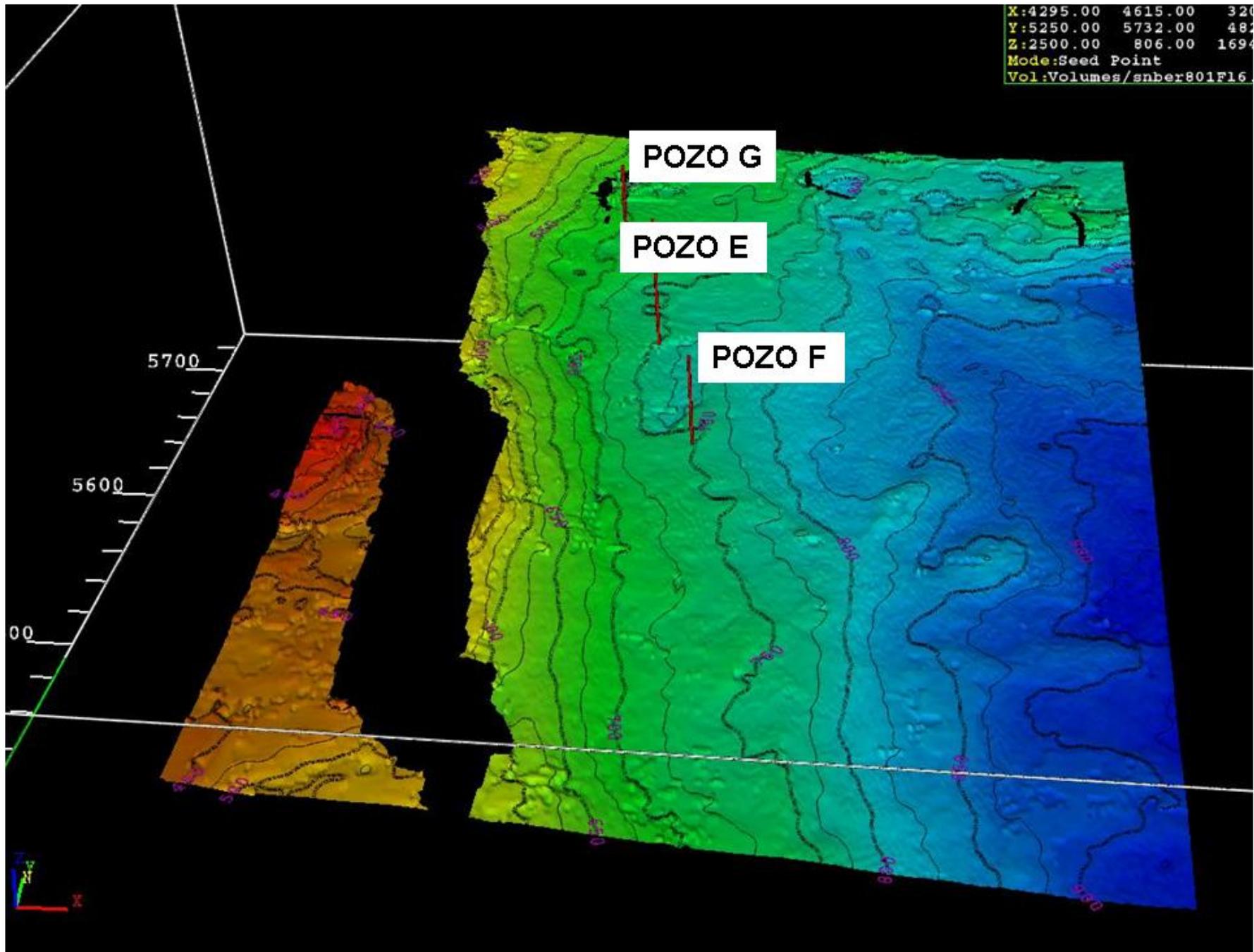


FIG.23 MAPA ESTRUCTURAL EN TIEMPO DEL HORIZONTE YEGUA 10
(TRIDIMENSIONAL)

La interpretación estructural de los horizontes Queen City y Mount Selman muestran que ambos horizontes son concordantes y están afectados por el mismo sistema de fallamiento, predominando el tipo normal con caída hacia el Oriente y dirección casi Norte-Sur. Se identifican tres fallas principales denominadas I II y III, la segunda es de tipo inverso causada por esfuerzos compresivos locales por presencia de intrusiones arcillosas subyacentes. La ocurrencia de hidrocarburos para estos yacimientos se ubica en la zona circundante a la estructura formada por el intenso fallamiento, causando una alta compartimentalización. Los pozos productores en la formación Queen City fueron los C, D y J (Fig. 16) y para la formación Mount Selman el pozo A (Fig. 15).

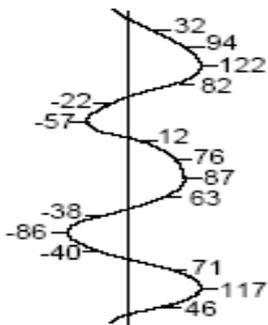
Posteriormente y a partir de la interpretación sísmica de los horizontes de interés del cubo en estudio, con ventanas de extracción volumétrica de 12 milisegundos por encima y por debajo del horizonte, así como de 20 milisegundos por encima y debajo del horizonte, se calcularon para cada horizonte los siguientes atributos:

- Amplitud Promedio Absoluta
- Amplitud Máxima Absoluta
- Amplitud RMS
- Amplitud Máxima Negativa

La amplitud RMS (raíz cuadrática media) es calculada como la raíz cuadrada del promedio de los cuadrados de la amplitud encontrada en la ventana de análisis.

Su aplicabilidad indica anomalías de amplitud aislada o extrema. Se usa para delinear cambios litológicos tales como canales deltaicos y arenas gasíferas.

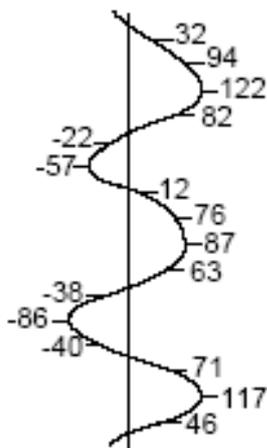
Debido a que las amplitudes son elevadas al cuadrado antes de promediarlas, la RMS calculada es muy sensitiva a valores extremos de amplitud.



$$\begin{aligned}
 RMS &= \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i^2} \\
 &= \frac{1}{16} (32^2 + 94^2 \dots + 117^2 + 46^2) \\
 &= \sqrt{\frac{1}{16} (83945)} \\
 &= \sqrt{5246.56} \\
 &= 72.43
 \end{aligned}$$

Amplitud Promedio Absoluta. Para cada traza los valores absolutos de las amplitudes en la ventana de análisis son sumados, donde el total es dividido por el número de muestras en la ventana para calcular el promedio.

Esta es usada mayormente en la zona de interés para caracterizar variaciones laterales debidas a litología o acumulaciones de hidrocarburos.

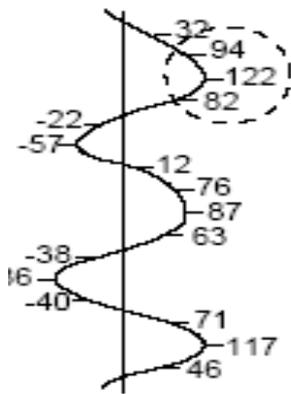


$$\begin{aligned}
 \text{Amplitud promedio absoluta} &= \frac{\text{suma de las amplitudes absolutas}}{\text{numero de muestras}} \\
 &= 1045/16 \\
 &= 65.31
 \end{aligned}$$

La amplitud promedio absoluta no es cercanamente sensitiva a las amplitudes extremas como la amplitud RMS.

Para calcular la Amplitud Máxima Absoluta para cada traza, se calcula el valor del pico o valle dentro de la ventana de análisis y se determina el pico o valle más grande. Entonces, se efectúa una aproximación parabólica a través de los valores en este pico o valle en cualquier lado de esta.

Su aplicabilidad es para caracterizar secuencias e indicar anomalías de amplitud debidas a cambios litológicos o a acumulaciones de hidrocarburos.



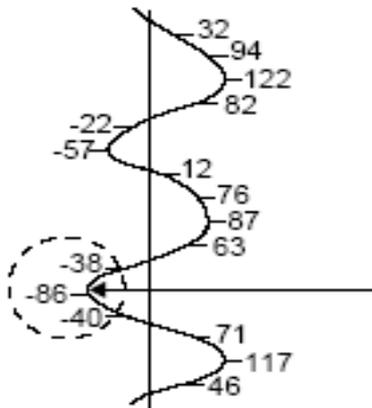
Amplitud máxima absoluta = 123.6

Se adecua la curva para estas tres muestras y se determina el valor máximo a través de esta curva

Amplitud Máxima Negativa. Para cada traza se efectúa una aproximación parabólica a través de la amplitud máxima negativa en la ventana de análisis.

El valor máximo negativo a través de esta curva es interpolado y el valor absoluto es sacado al archivo del atributo del horizonte.

Esta es usada para identificar anomalías de amplitud debidas a cambios litológicos o acumulaciones de hidrocarburos.



Se adecua la curva para estas tres muestras y se determina el valor máximo a través de esta curva

Amplitud máxima negativa = $-90 = 90$

Para el horizonte MS 14 se calcularon los siguientes atributos:

- Amplitud Promedio Absoluta
- Amplitud Máxima Absoluta
- Amplitud RMS
- Amplitud Máxima Negativa

Que se observan en las figuras 24, 25, 26 y 27.

Con el propósito de corroborar la respuesta de la amplitud se genero un cubo de semblanza en el área de estudio. La semblanza comúnmente ayuda a mostrar discontinuidades en los datos (tales como fallas, cambios litológicos, canales) y este se sobrepuso al horizonte MS 14.

El resultado se observa en la figura 28 en donde vemos estilos similares a los anteriores, al parecer ambientes costeros (canales de marea) y barras de desembocadura.

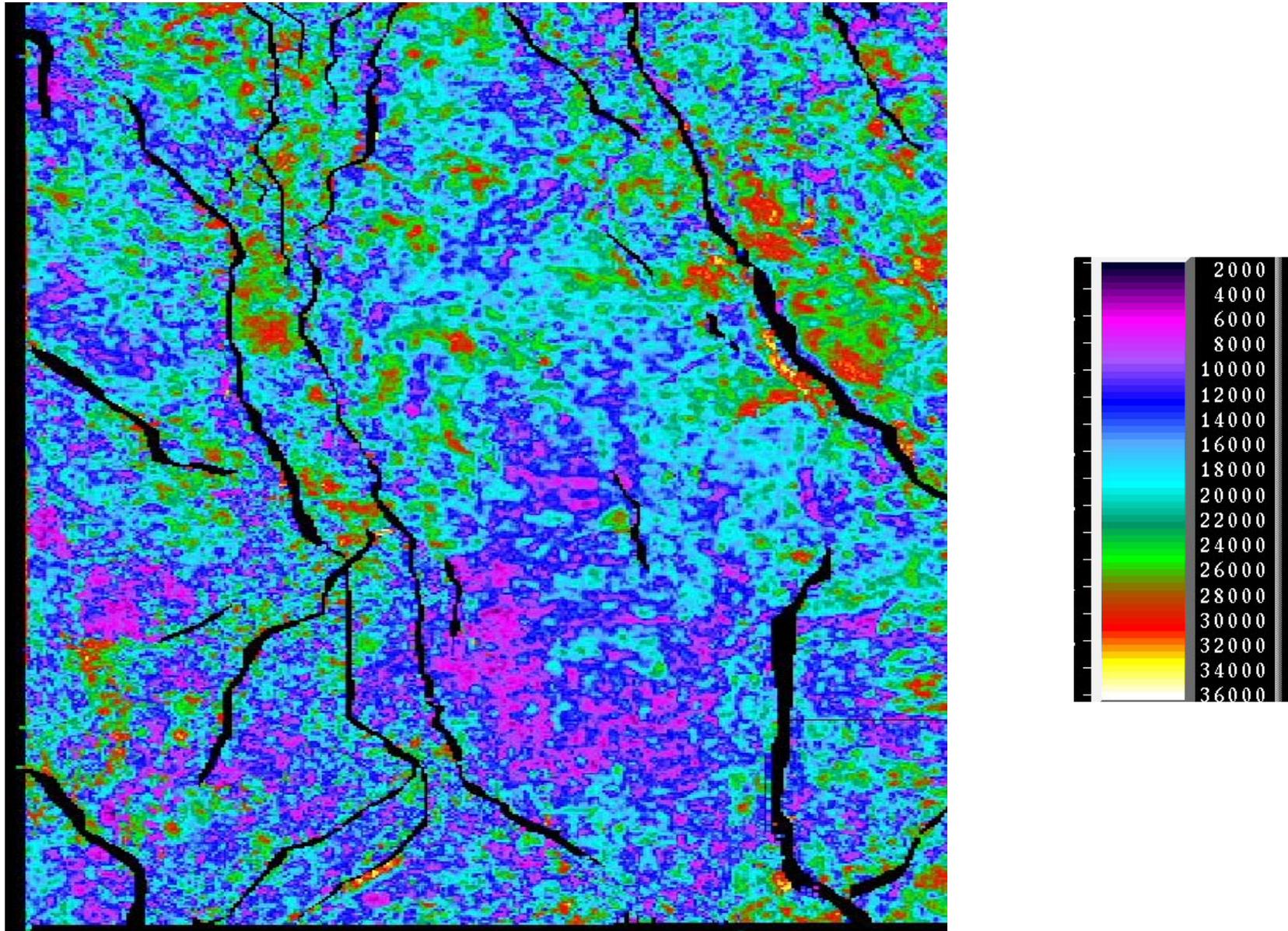


FIG. 24 AMPLITUD MAXIMA ABSOLUTA DEL HORIZONTE MOUNT SELMAN 14

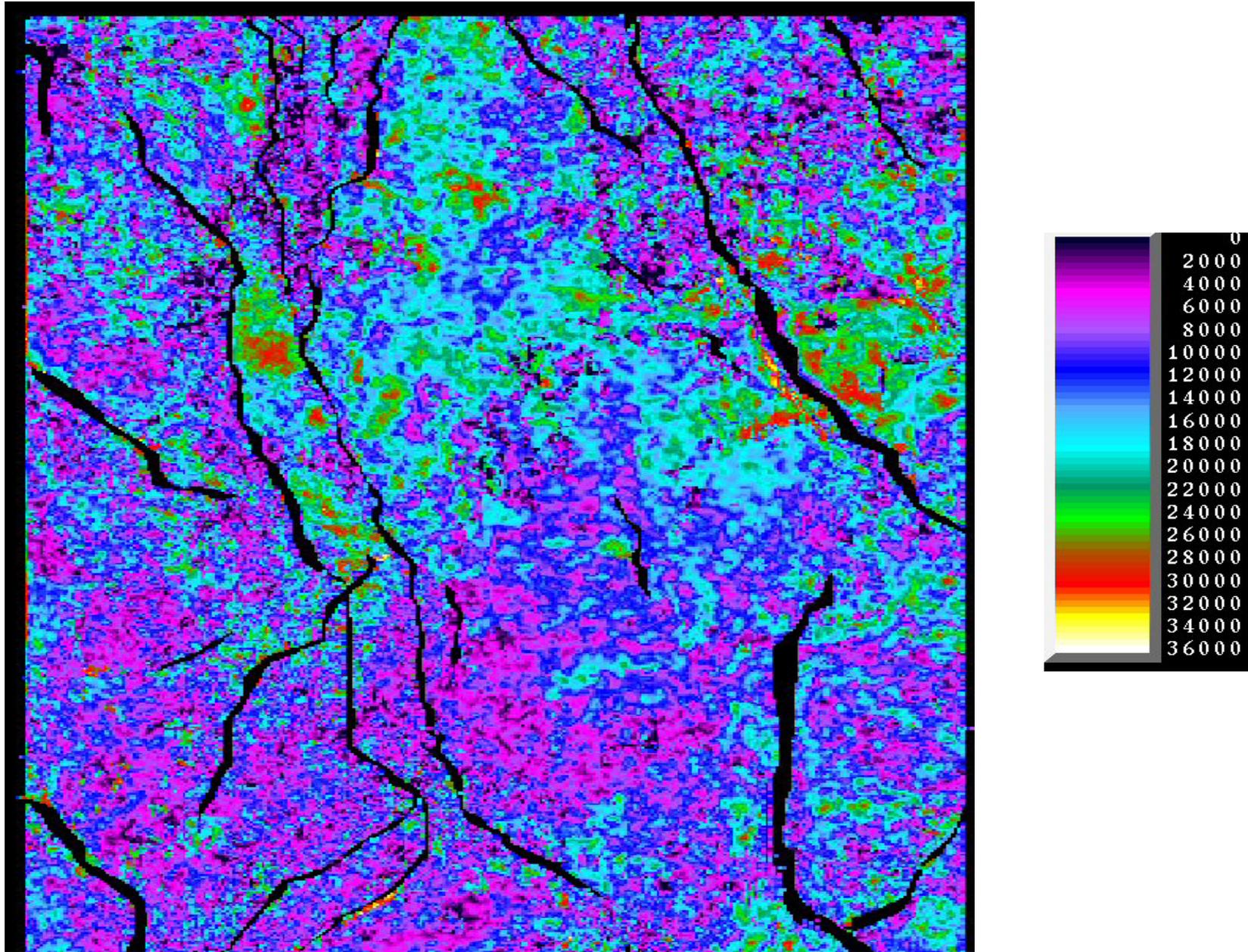


FIG. 25 AMPLITUD MAXIMA NEGATIVA DEL HORIZONTE MOUNT SELMAN 14

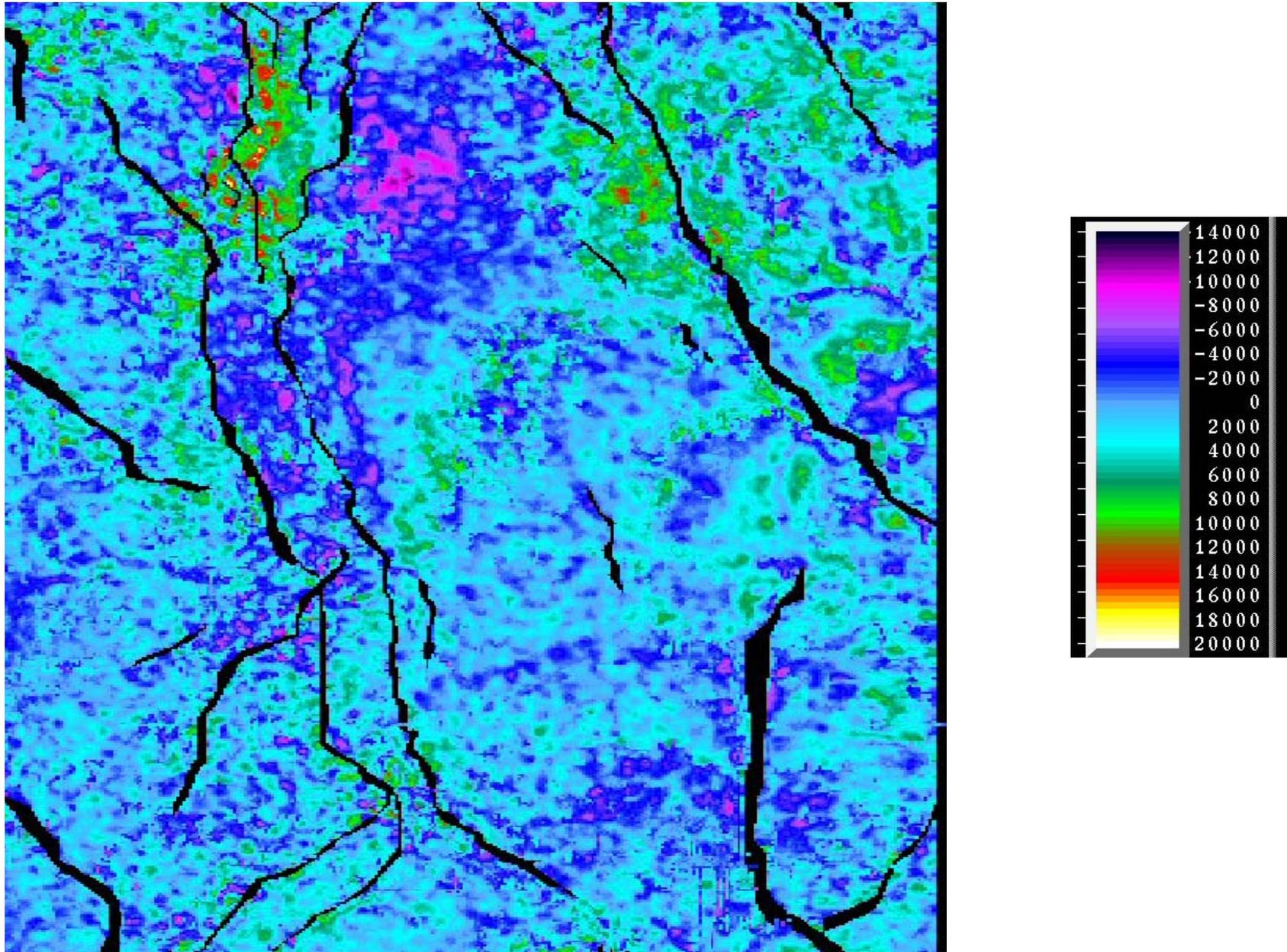


FIG. 26 AMPLITUD PROMEDIO ABSOLUTA DEL HORIZONTE MOUNT SELMAN 14

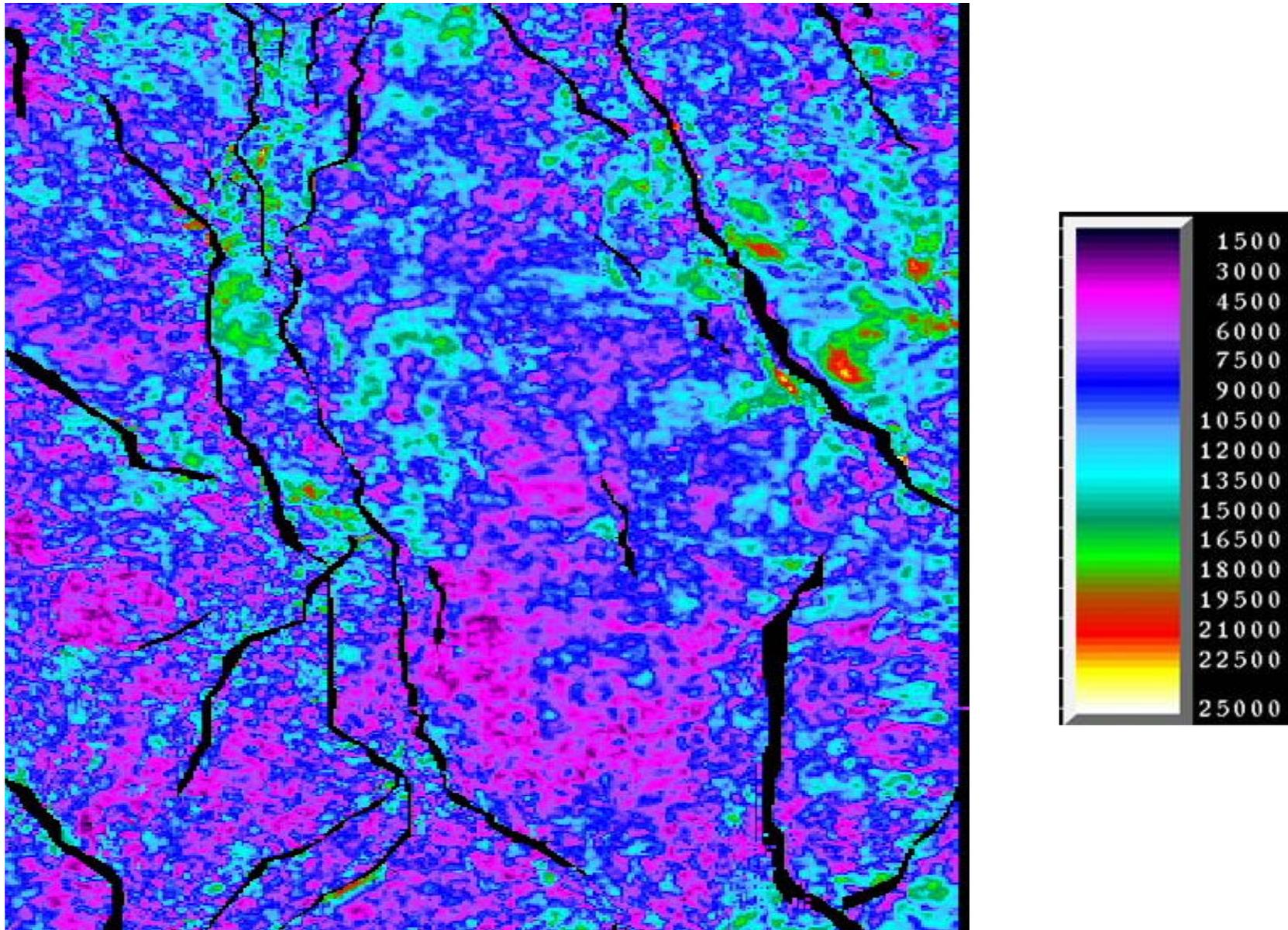


FIG. 27 AMPLITUD RMS DEL HORIZONTE MOUNT SELMAN 14

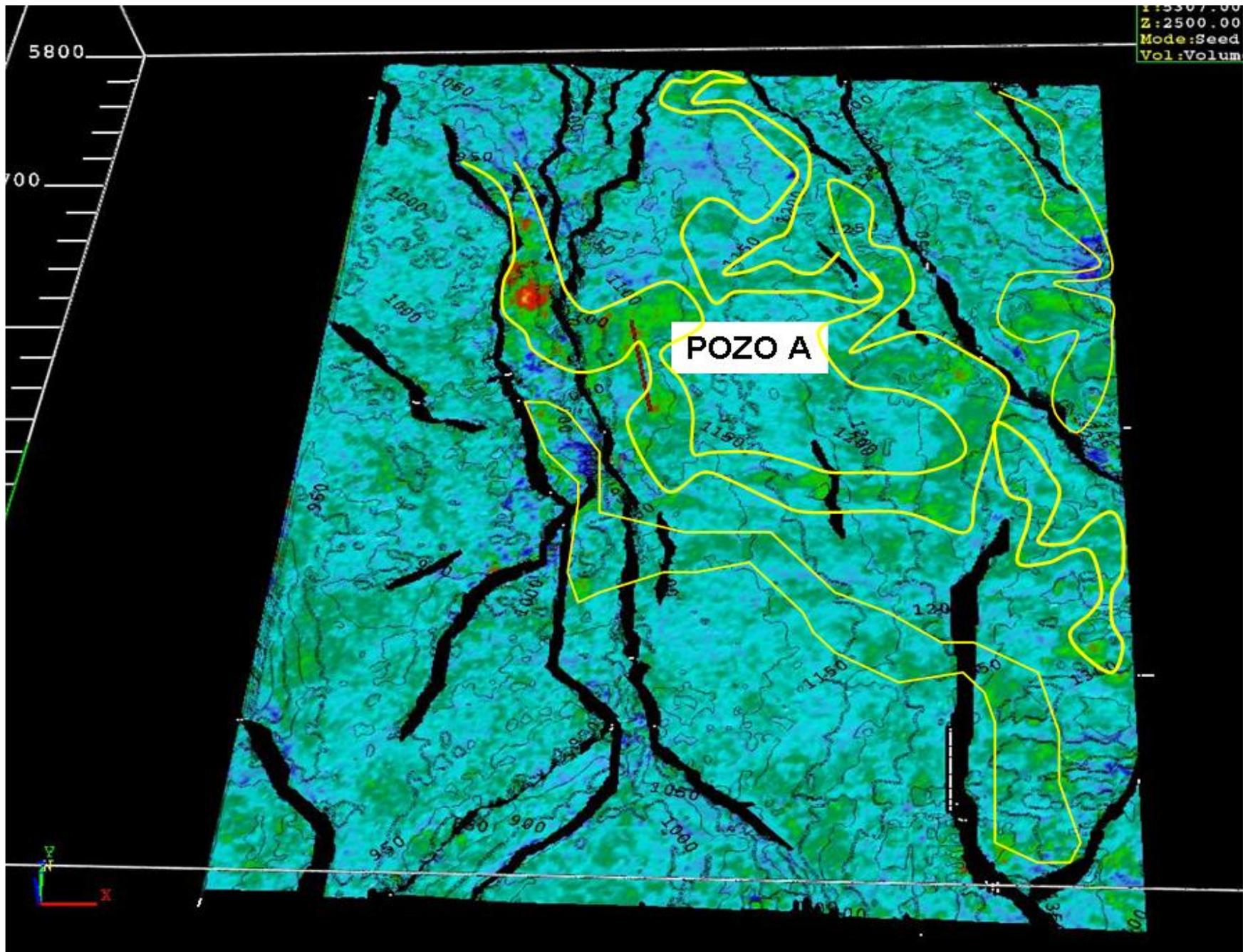


FIG. 28 CUBO DE SEMBLANZA SOBRE EL HORIZONTE MOUNT SELMAN 14

Para el horizonte Queen City 2 se calcularon los siguientes atributos:

- Amplitud Máxima Absoluta
- Amplitud RMS
- Amplitud Máxima Negativa

Que se observan en las figuras 29, 30 y 31.

Posteriormente con el cubo de semblanza se sobrepuso al horizonte Queen City 2 y el cual vemos en la figura 32, en donde vemos estilos similares a los anteriores, al parecer ambientes costeros (canales de marea) y barras.

Para el horizonte Yegua 10 se calcularon los siguientes atributos:

- Amplitud Promedio Absoluta
- Amplitud Máxima Absoluta
- Amplitud Máxima Negativa

Que se observan en las figuras 33, 34 y 35.

Posteriormente con el cubo de semblanza se sobrepuso al horizonte Yegua 10 para reforzar o corroborar las anomalías de amplitud.

El resultado se observa en la figura 36 al parecer ambientes costeros (barras)

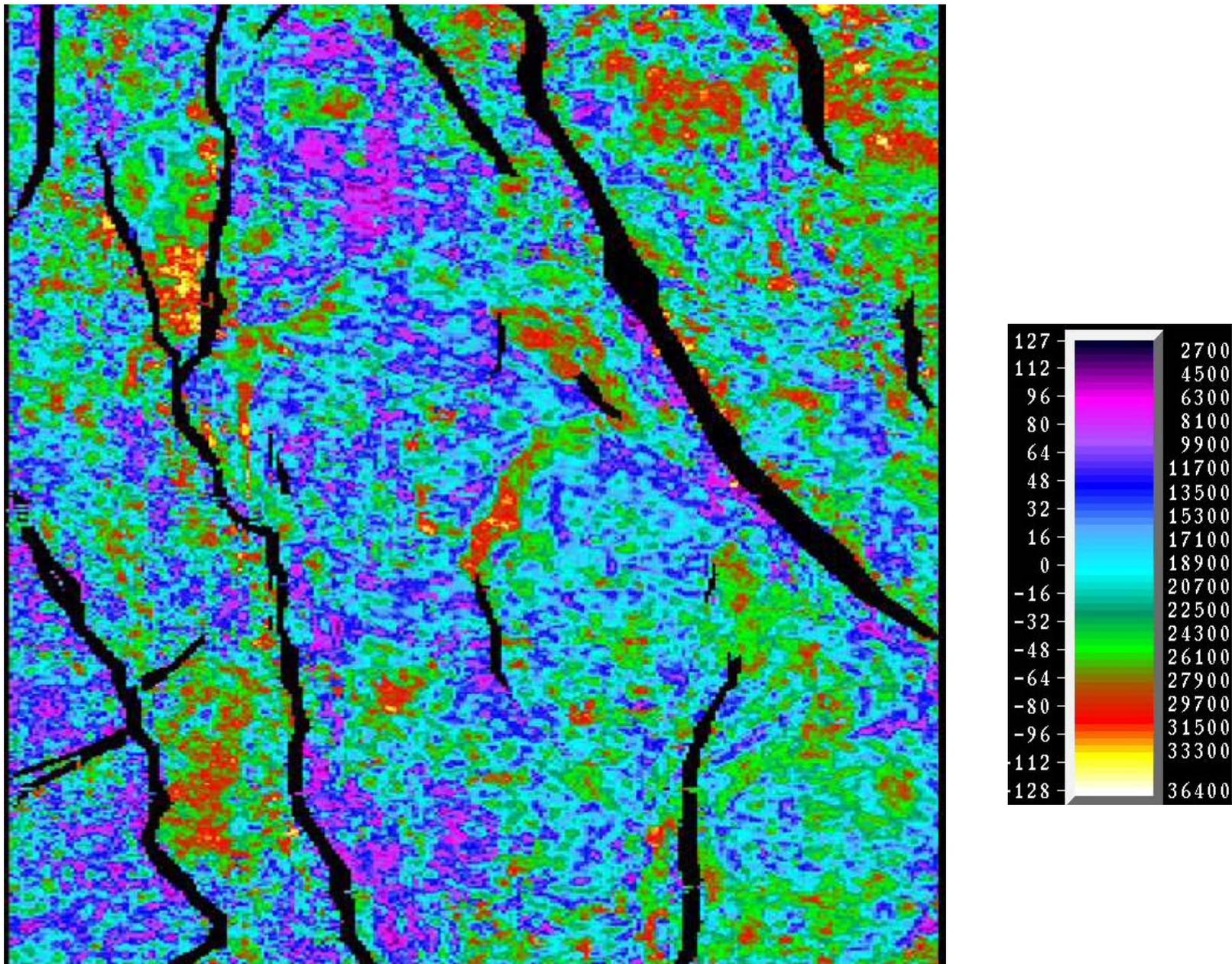


FIG. 29 AMPLITUD MAXIMA ABSOLUTA DEL HORIZONTE QUEEN CITY 2

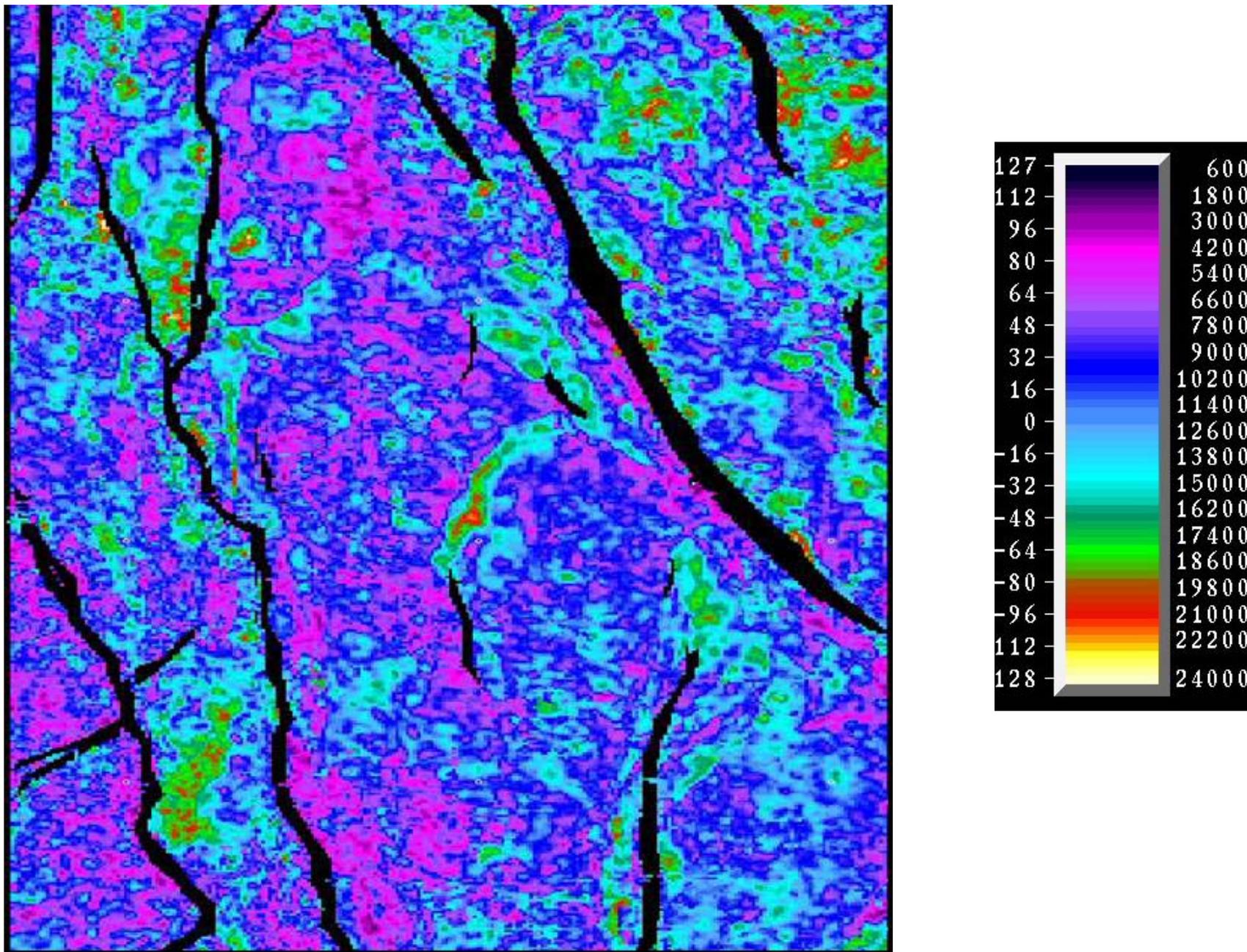


FIG. 30 AMPLITUD RMS DEL HORIZONTE QUEEN CITY 2

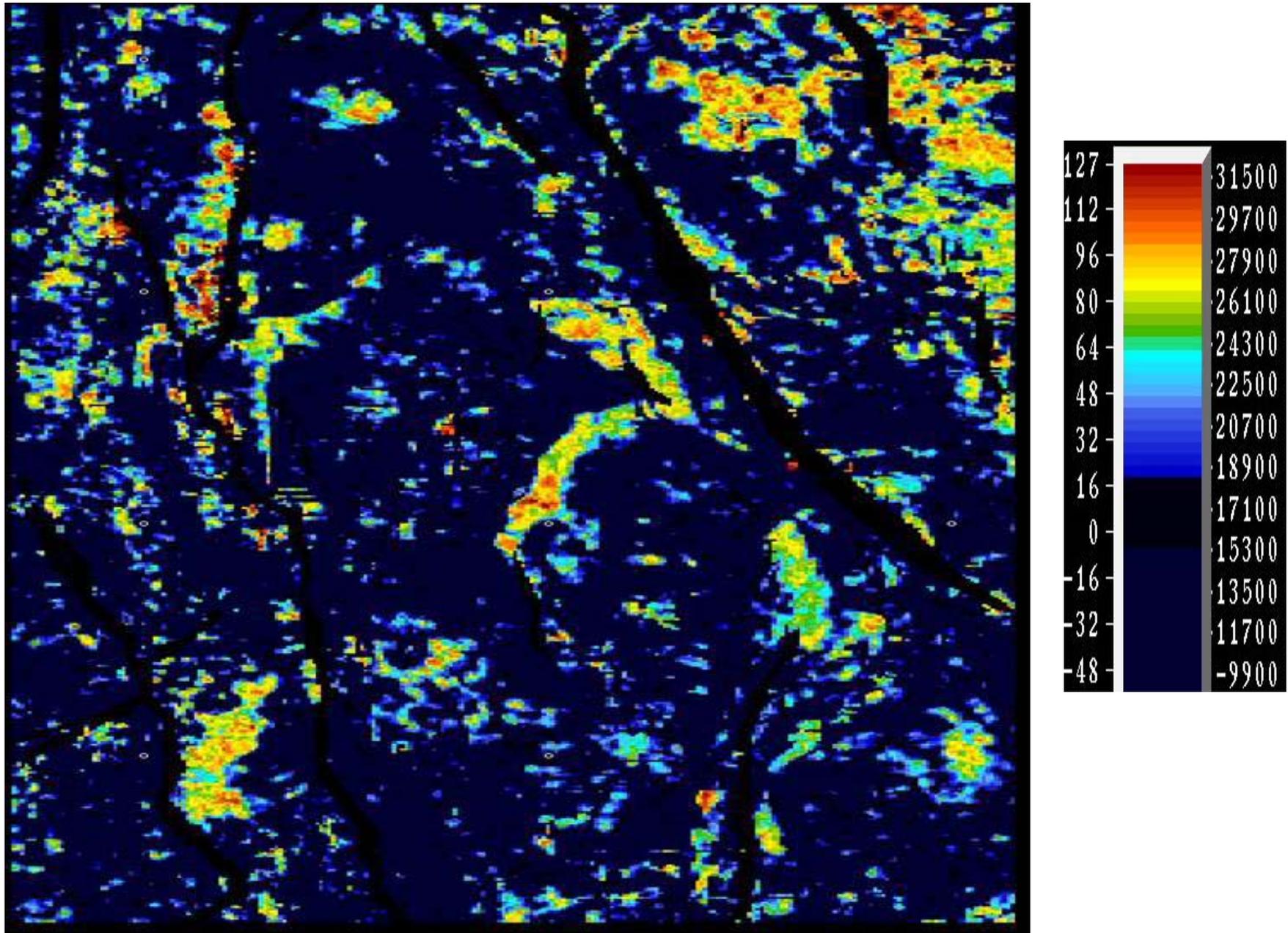


FIG. 31 AMPLITUD MAXIMA NEGATIVA DEL HORIZONTE QUEEN CITY 2

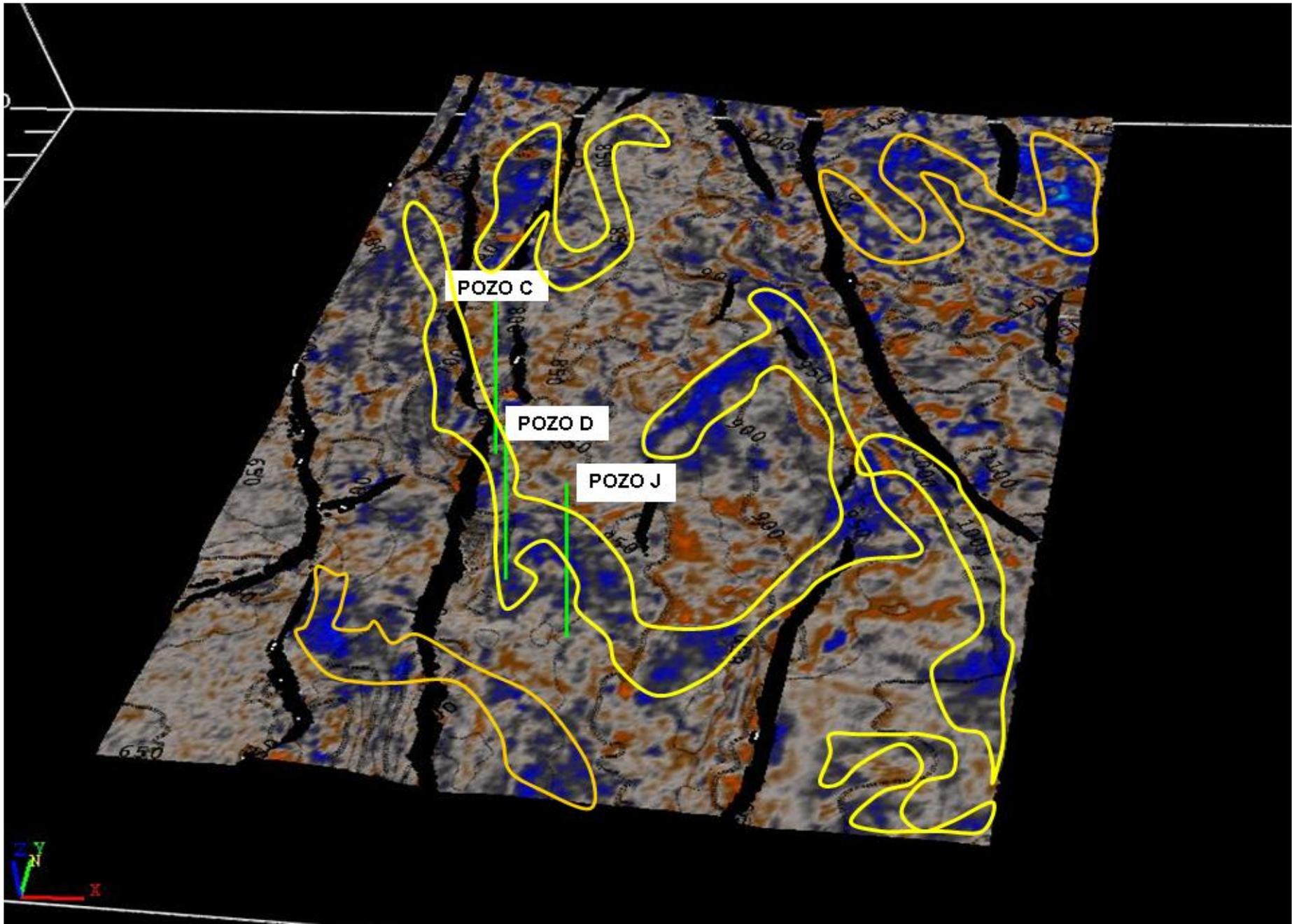


FIG. 32 SEMBLANZA DEL HORIZONTE QUEEN CITY 2

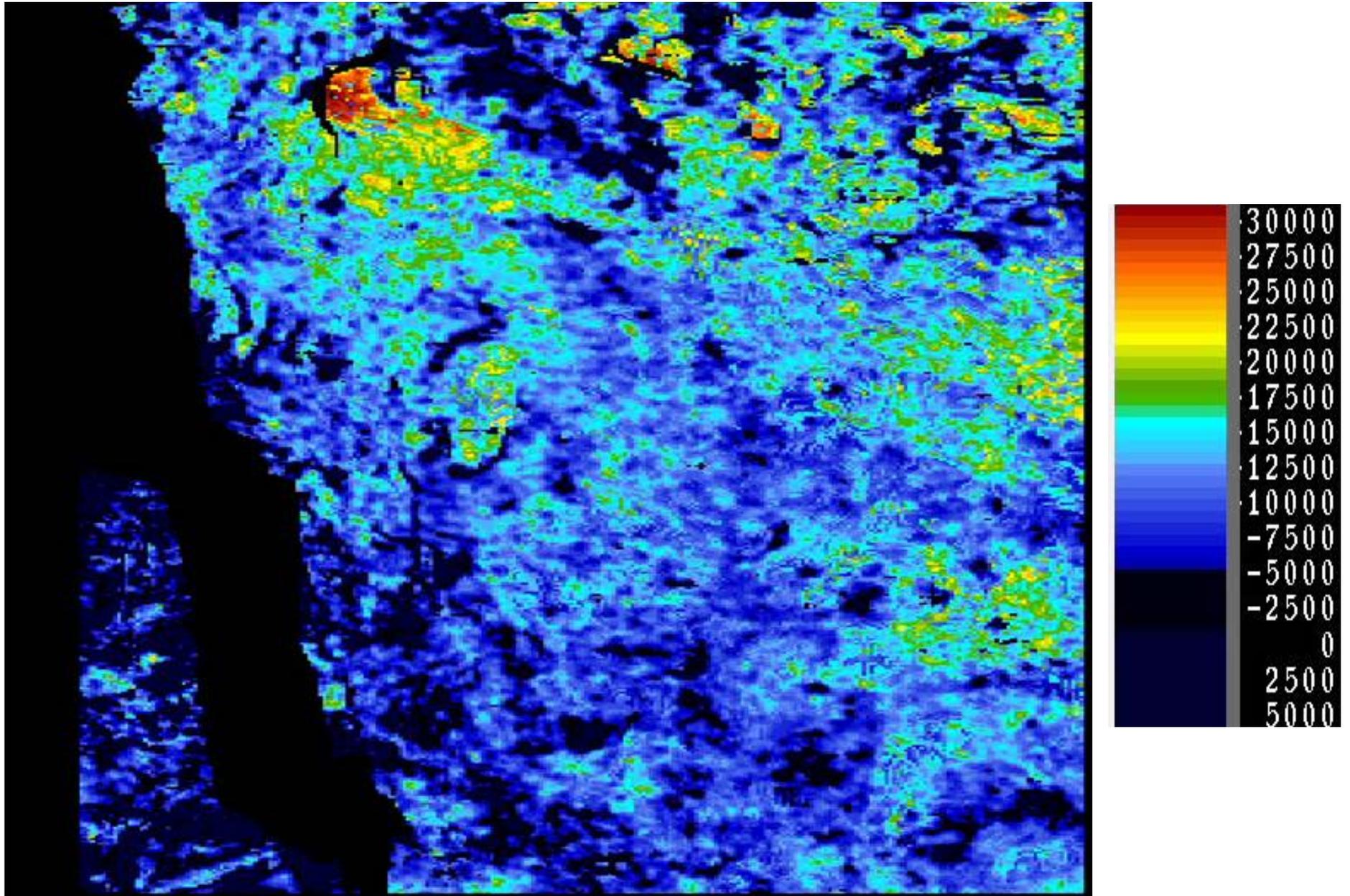


FIG. 33 AMPLITUD PROMEDIO ABSOLUTA DEL HORIZONTE YEGUA 10

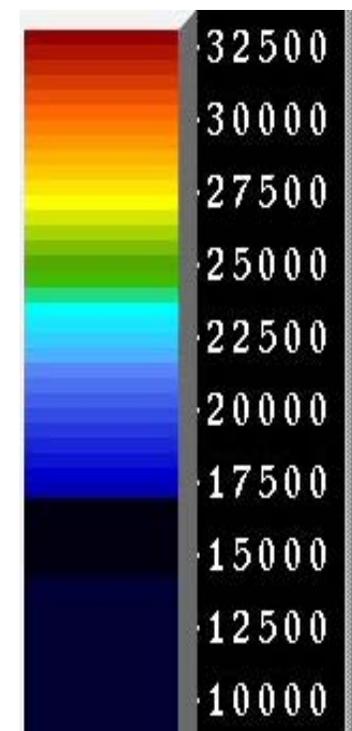
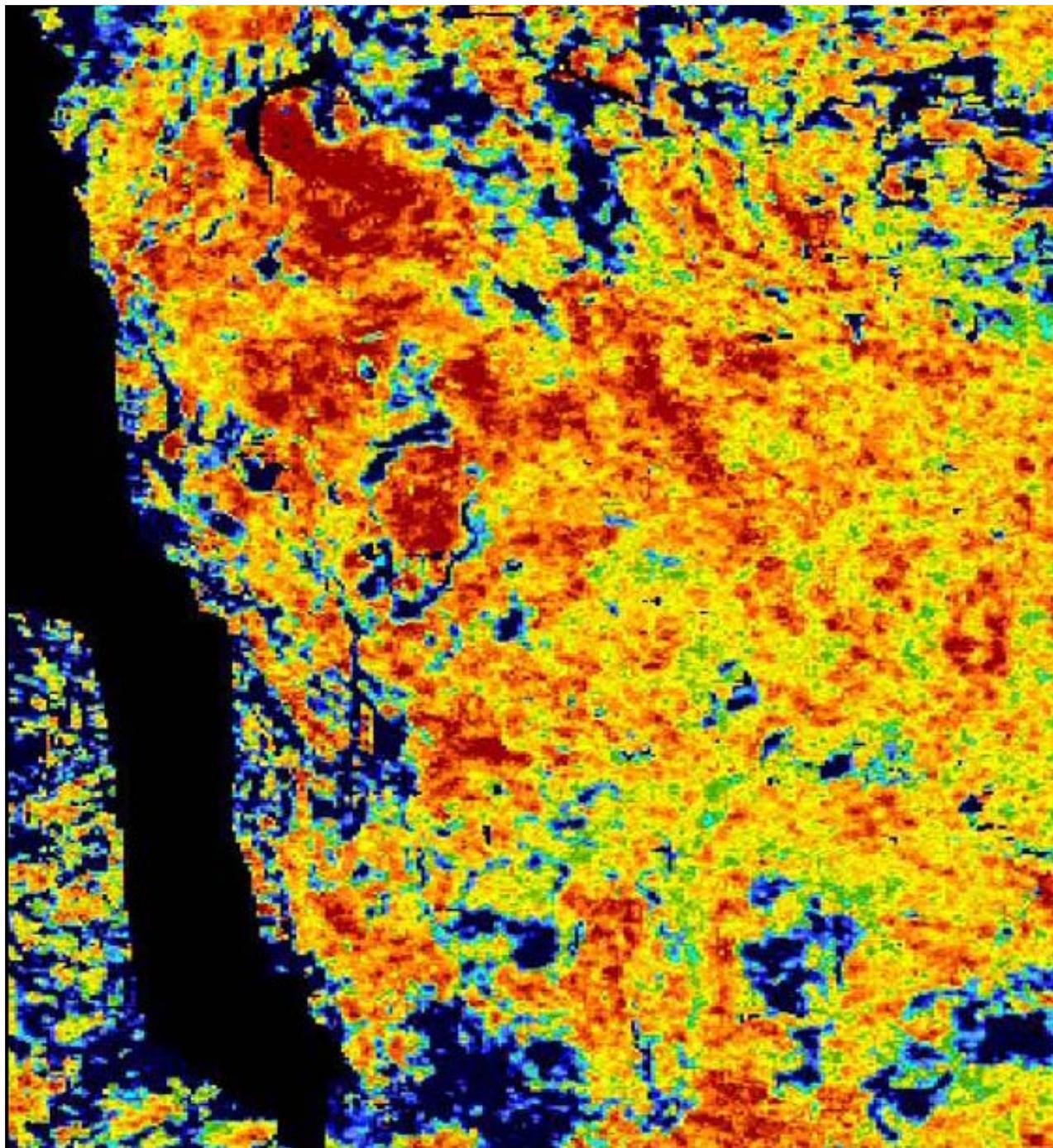


FIG. 34 AMPLITUD MAXIMA NEGATIVA DEL HORIZONTE YEGUA 10

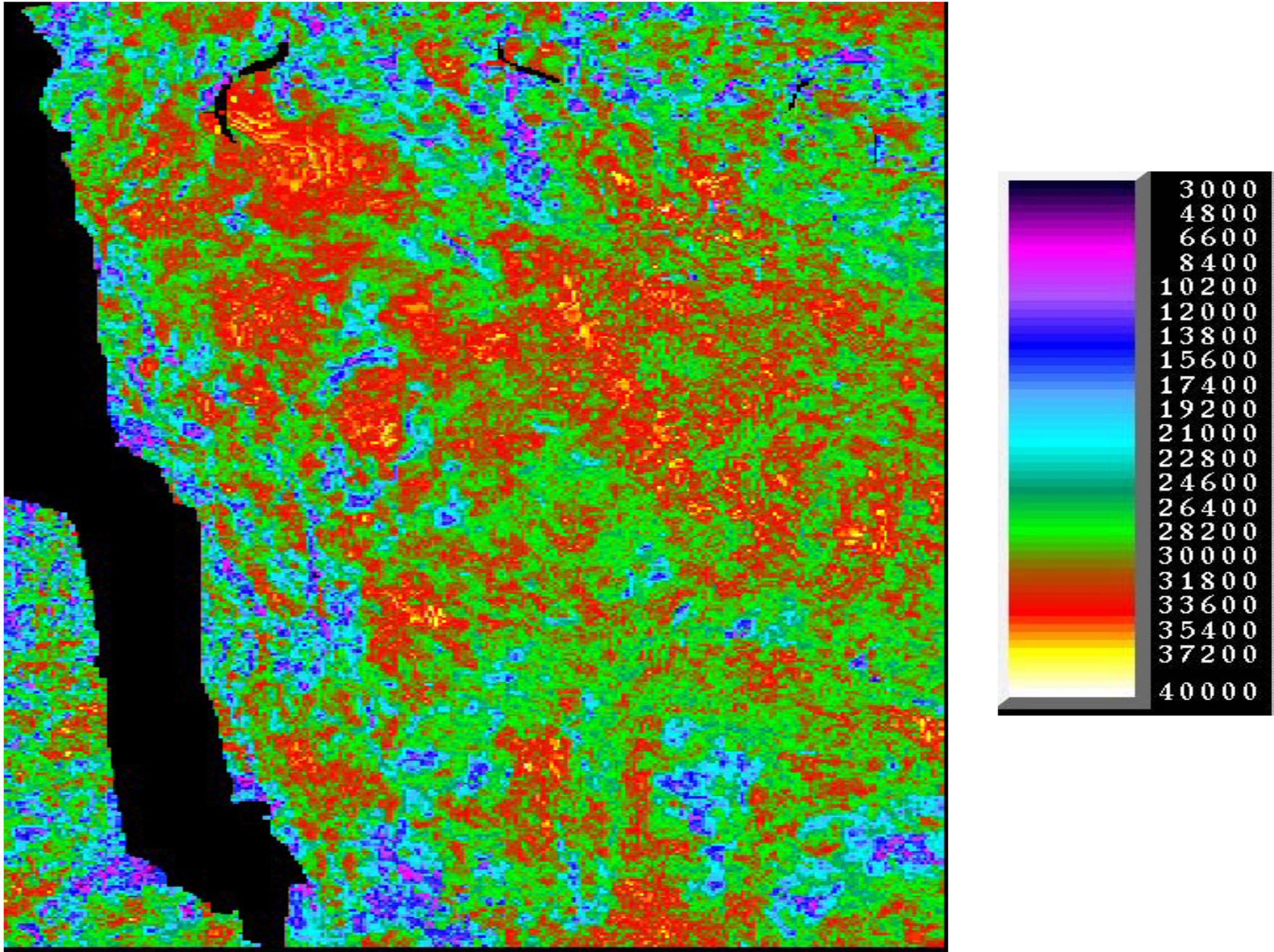


FIG. 35 AMPLITUD MAXIMA ABSOLUTA DEL HORIZONTE YEGUA 10

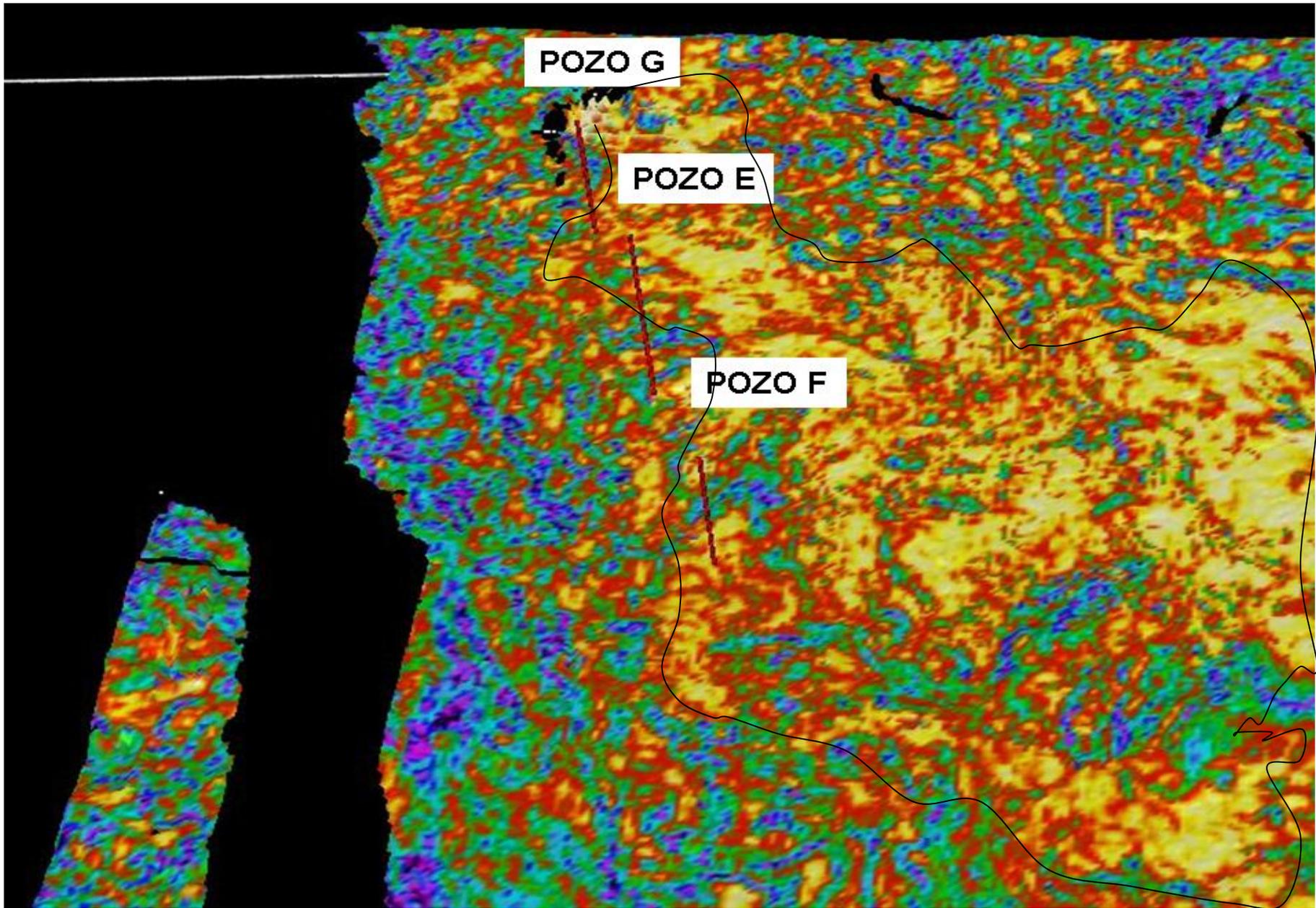


FIG. 36 SEMBLANZA DEL HORIZONTE YEGUA 10

RESULTADOS

Para la formación Mount Selman 14, los mapas de atributos de Amplitud Máxima Absoluta (Fig. 24) y Amplitud Máxima Negativa (Fig. 25) nos indican zonas de altas amplitudes en el noroeste y noreste del área con dirección hacia el sureste ambas; estas altas amplitudes las podríamos asociar a ambientes de depósito costeros tales como canales de marea y barras de desembocadura; siendo esto consistente con los patrones mostrados en los registros de pozo. Los mapas de atributos de la Amplitud Promedio Absoluta (Fig. 26) y Amplitud RMS (Fig. 27) se asemejan a los anteriormente citados, siendo en estos dos últimos, las zonas locales de mayor amplitud en el noroeste y noreste del área, sin prolongarse hacia el sur como en los primeros. Igualmente podríamos asociar estas amplitudes a ambientes costeros. (Fig. 37). Además en esta figura podemos ver que el pozo A fue productor en esta formación, concordando con estas anomalías de amplitud. Como refuerzo a estas anomalías al sobreponer el cubo de semblanza sobre el horizonte observamos estilos similares (Fig. 28). Aunado a todo esto el estudio de plays mostró facies sedimentarias similares al igual que lo descrito en el marco estratigráfico donde se menciona a esta formación como representada por eventos regresivos con desarrollos de LST (Low Sistem Tract).

Aquí, lo relevante es que existe un área de interés exploratorio hacia el oriente, en la que no existen pozos.

En el horizonte Queen City 2 los mapas de atributos de Amplitud Máxima Absoluta (Fig. 29), Amplitud RMS (Fig. 30) y Amplitud Máxima Negativa (Fig. 31) son similares e indican que las anomalías tienen tendencia norte-sur, con una anomalía en el noreste, esto podríamos relacionarlo con ambientes de depósito costeros probablemente barras y canales distributarios (Fig. 38), concordando con lo mostrado con los registros de pozo. Además en esta figura vemos que los pozos C, D y J que fueron productores en esta formación se encuentran dentro de estas anomalías. Al igual que la formación anterior el estudio de plays mostró facies sedimentarias similares a las obtenidas en este trabajo y también lo descrito en el marco estratigráfico donde describe a esta formación dentro de

eventos regresivos y facies de LST (Low Sistem Tract). Observamos también que existen áreas de interés hacia el noreste (¿barra?) y a lo largo de los posibles canales.

También como en el caso anterior y como refuerzo a estas anomalías al sobreponer el cubo de semblanza sobre el horizonte observamos estilos similares (Fig. 32).

Para el caso del horizonte Yegua 10 se calcularon los atributos de Amplitud Promedio Absoluta, Máxima Absoluta y Amplitud Máxima Negativa, siendo estos similares y teniendo las anomalías de amplitud una tendencia noroeste-sureste. Estas zonas se podrían relacionar con ambientes deltaicos, al parecer barras y canales; siendo esto también consistente con los patrones de los registros. Los pozos E, F y G que fueron productores en esta formación se encuentran dentro de esta anomalía (Fig. 39). Para este caso el estudio de plays describe esta formación como una secuencia regresiva con facies de LST (Low Sistem Tract) donde se depositan areniscas deltaicas. Se observan también zonas de interés hacia el noroeste y este del campo.

Para este caso existe una ligera variación al sobreponer el cubo de semblanza sobre este horizonte pero no muy significativa, el estilo es semejante ¿barra?

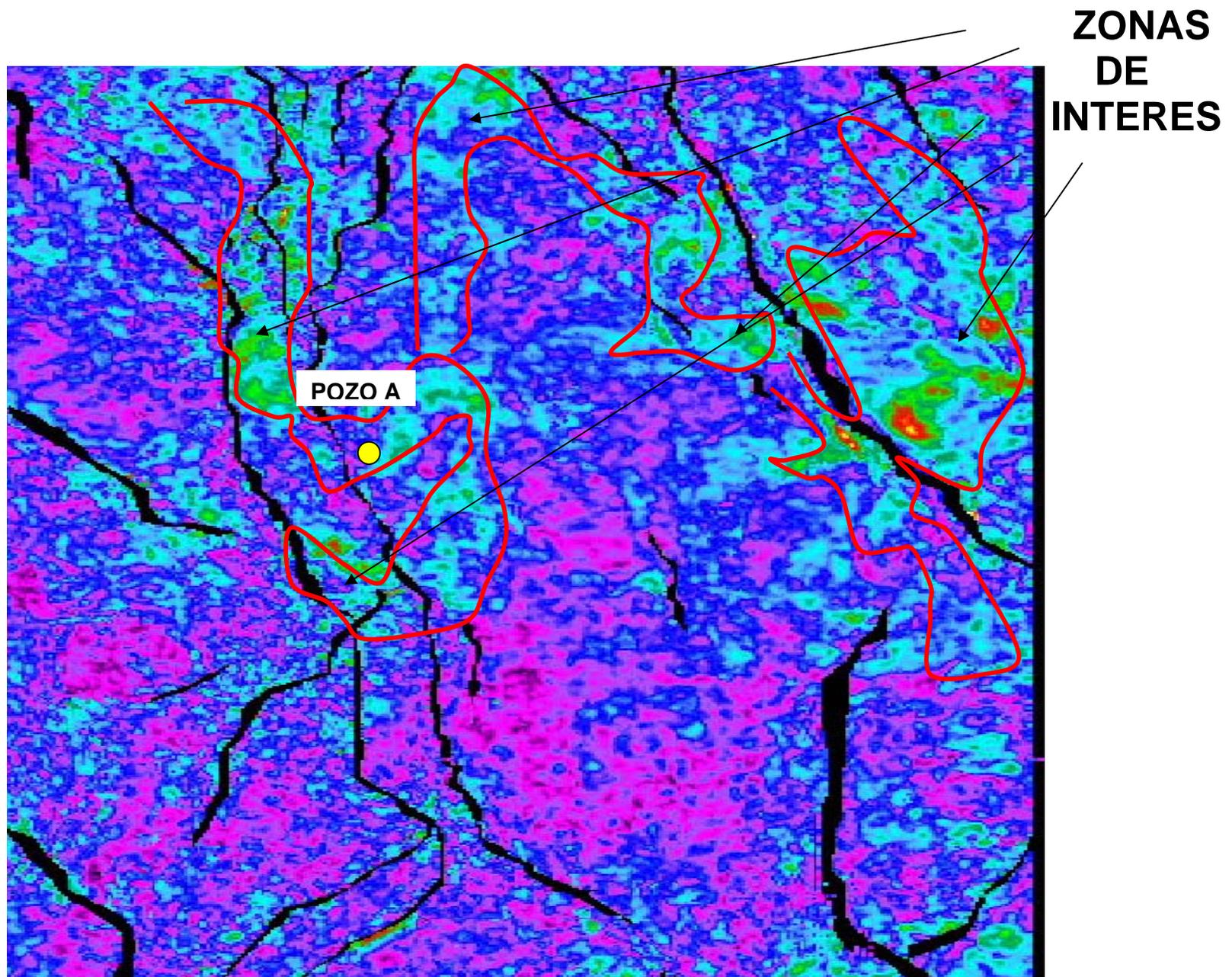


FIG. 37 MAPA DE ATRIBUTO RMS DEL HORIZONTE MOUNT SELMAN 14, MOSTRANDO POSIBLE AMBIENTE DE DEPÓSITO COSTERO (CANALES Y BARRAS) Y ZONAS DE INTERES

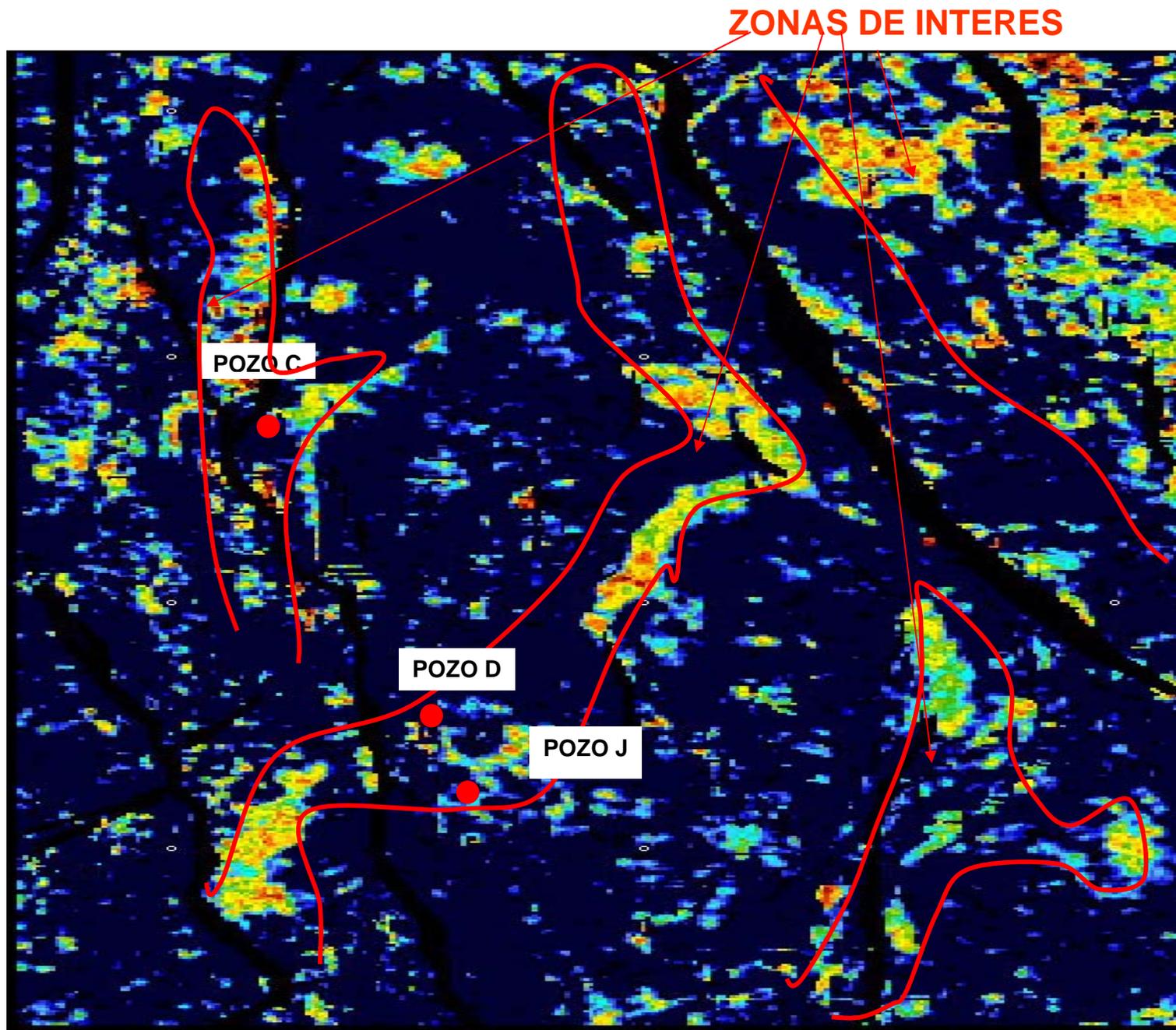


FIG. 38 MAPA DE ATRIBUTO AMPLITUD MAXIMA ABSOLUTA DEL HORIZONTE QUEEN CITY 2, MOSTRANDO POSIBLE AMBIENTE DE DEPÓSITO COSTERO (CANALES), BARRAS Y ZONAS DE INTERES

ZONAS DE INTERES

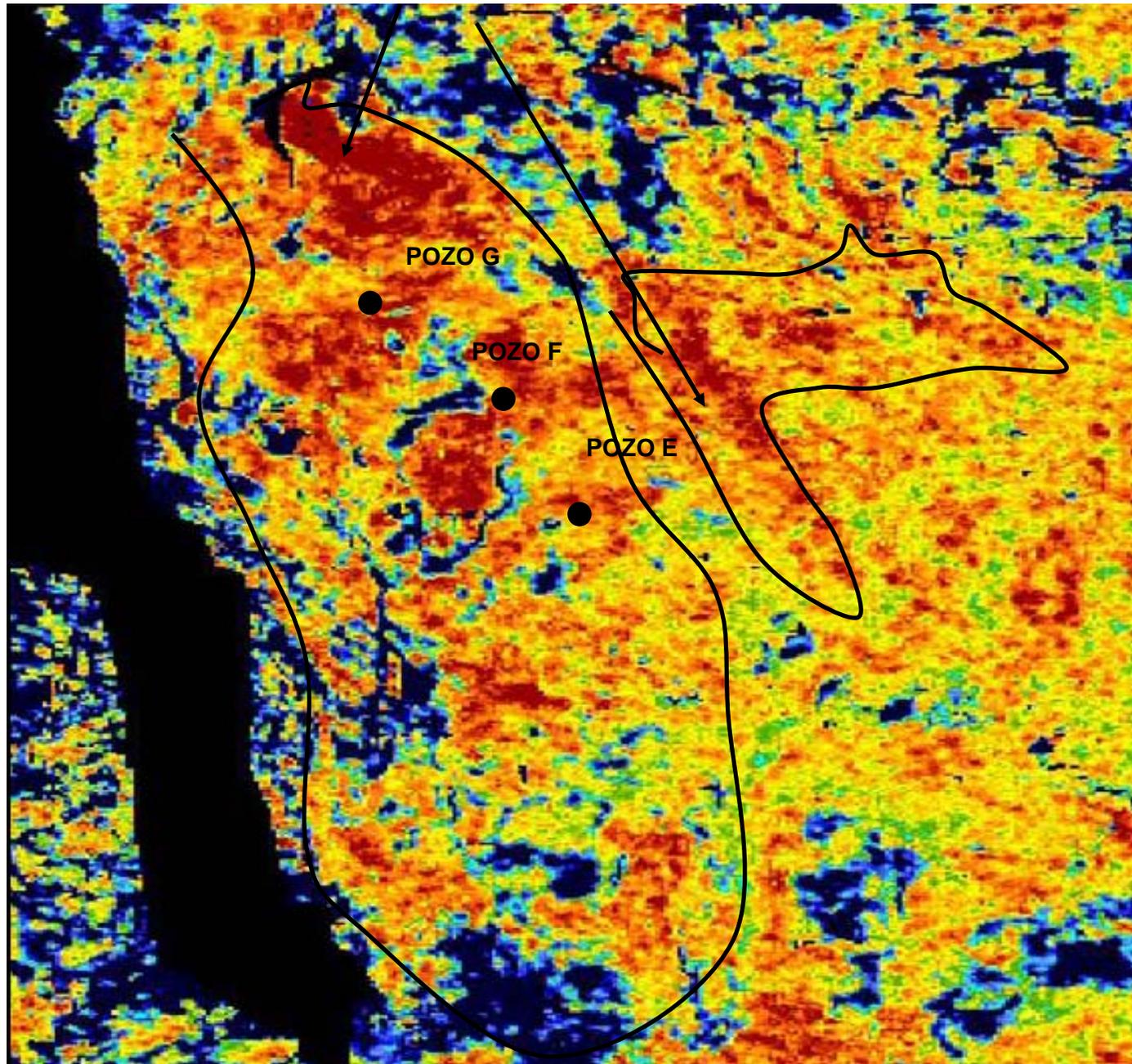


FIG. 39 MAPA DE ATRIBUTO DEL HORIZONTE YEGUA 10, MOSTRANDO POSIBLE AMBIENTE DE DEPÓSITO COSTERO (BARRA) Y ZONAS DE INTERES

El siguiente paso fue la generación de las primeras localizaciones de desarrollo, para ello, se analizaron los mapas estructurales, los de atributos sísmicos, datos de producción tales como producción inicial y acumulada, radios de dren, etc.

Se recomendaron las áreas más atractivas para la perforación de pozos de desarrollo.

Los radios de dren de las formaciones productoras del campo se calcularon en primera instancia circulares y son los siguientes:

- Yegua 10: 300 metros
- Queen City 2: 300 metros
- Mount. Selman 14: 300 metros

Se generaron las dos primeras localizaciones, denominándolas Localización de desarrollo 1 y 2 (LD 1 y LD 2) cuyo objetivo fue: Buscar acumulación comercial de gas en las arenas del Eoceno.

Los apoyos fueron los siguientes:

Se consideró ubicarlas en el bloque alto generado por la falla inversa y en donde no existía ningún pozo, apoyándose en los mapas estructurales de las Formaciones MS 14 y QC 2 (Figs. 40 y 41). Se definió como una trampa combinada y las fallas funcionando como sello.

Ambas se ubicaron con auxilio de los mapas de atributos en las zonas de anomalías de amplitud (Figs. 42 y 43) y en donde se relacionan con los ambientes de depósito costeros. Las localizaciones se propusieron al noroeste del pozo A que fue productor en la Formación Mount Selman y al sur- sureste del pozo C que resulto productor en la Formación Queen City.

Adicionalmente y para reforzar estas localizaciones sabemos que algunos pozos del campo Benavides (colindante) producen en la Formación Mount Selman 12 que se encuentra sobreyaciendo a la Mount Selman 14.

En lo que respecta a la Formación Yegua, mas somera, se tenía la duda de que se extendiera hacia esa dirección ya que podría estar afectada por la discordancia lo que resulto ser cierto y no se encontró en la LD1. Cabe señalar que la LD 2 se condiciono al resultado de la LD 1.

Las secciones de apoyo se muestran en las figuras 44, 45, 46 y 47

La LD 1 resulto productora en las arenas de las formaciones Mount Selman 12 y 14 (Fig. 48). Los patrones de registro corroboran que estas formaciones se encuentran en facies de barras como se había pronosticado. Los gastos de producción de la LD 1 se observan en la figura 49.

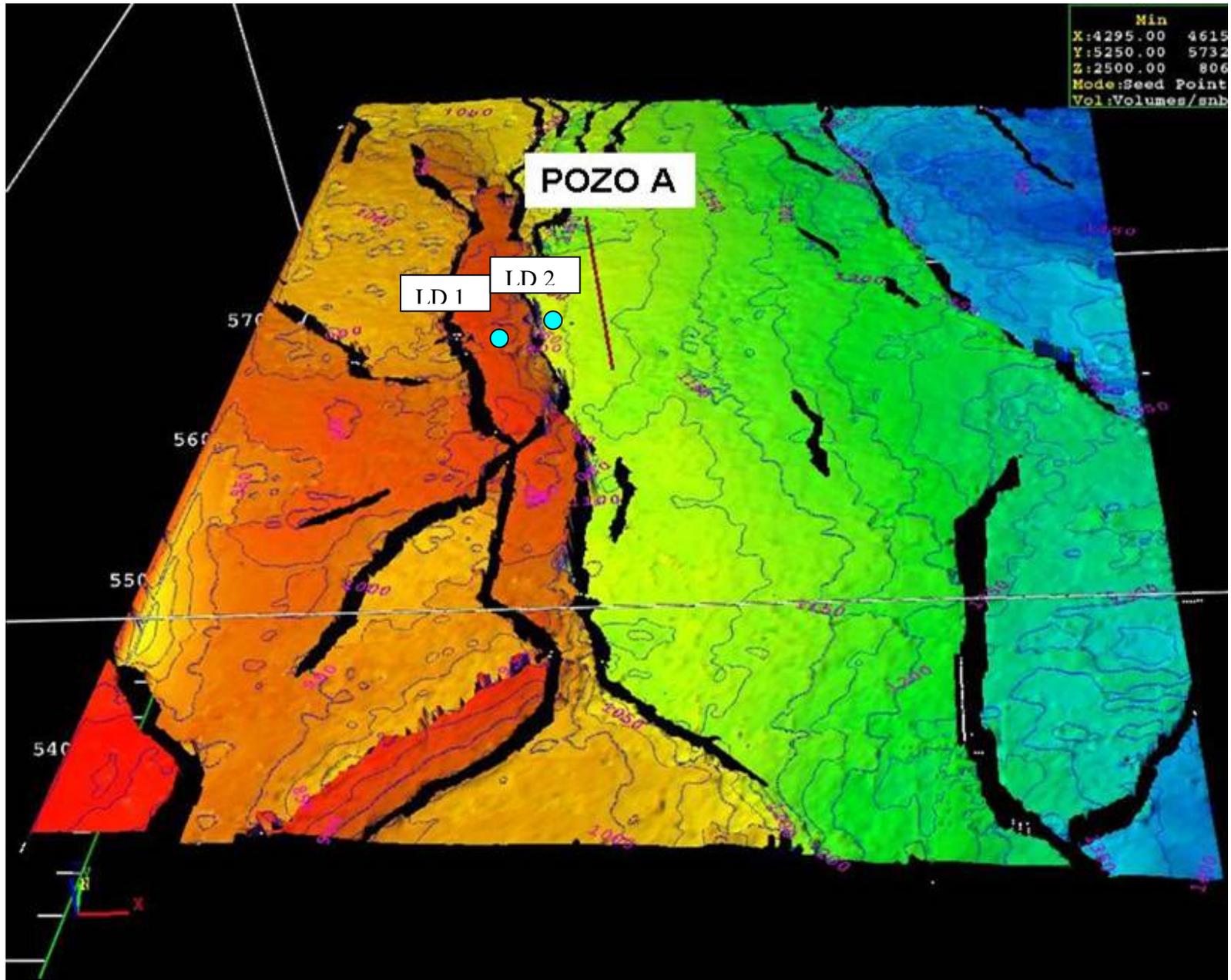


FIG. 40 MAPA ESTRUCTURAL DEL HORIZONTE MONT SELMAN Y UBICACIÓN DE LOCALIZACIONES LD 1 Y LD2

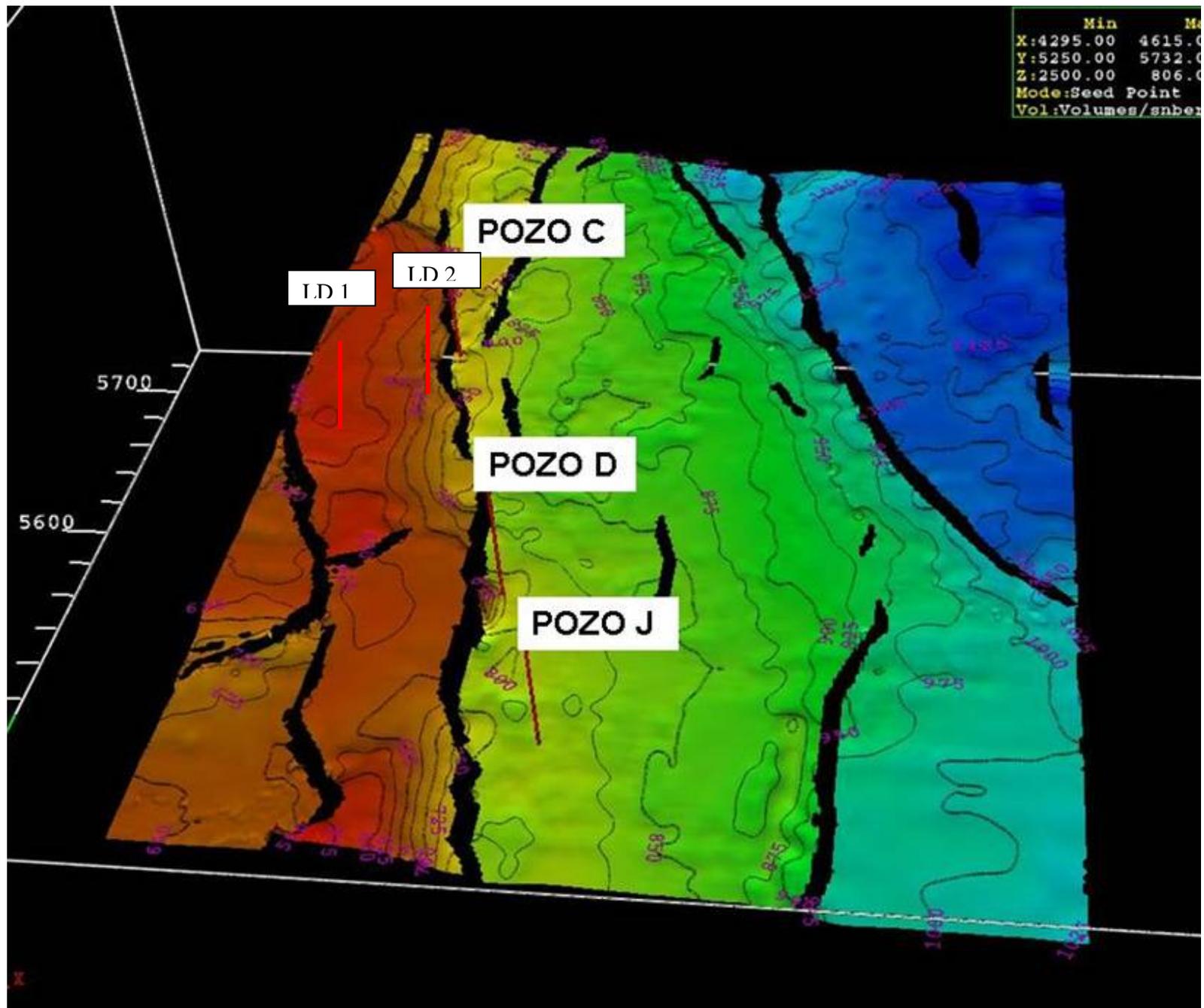


FIG. 41 MAPA ESTRUCTURAL DE HORIZONTE QUEEN CITY Y UBICACION DE LOCALIZACIONES LD1 Y LD 2

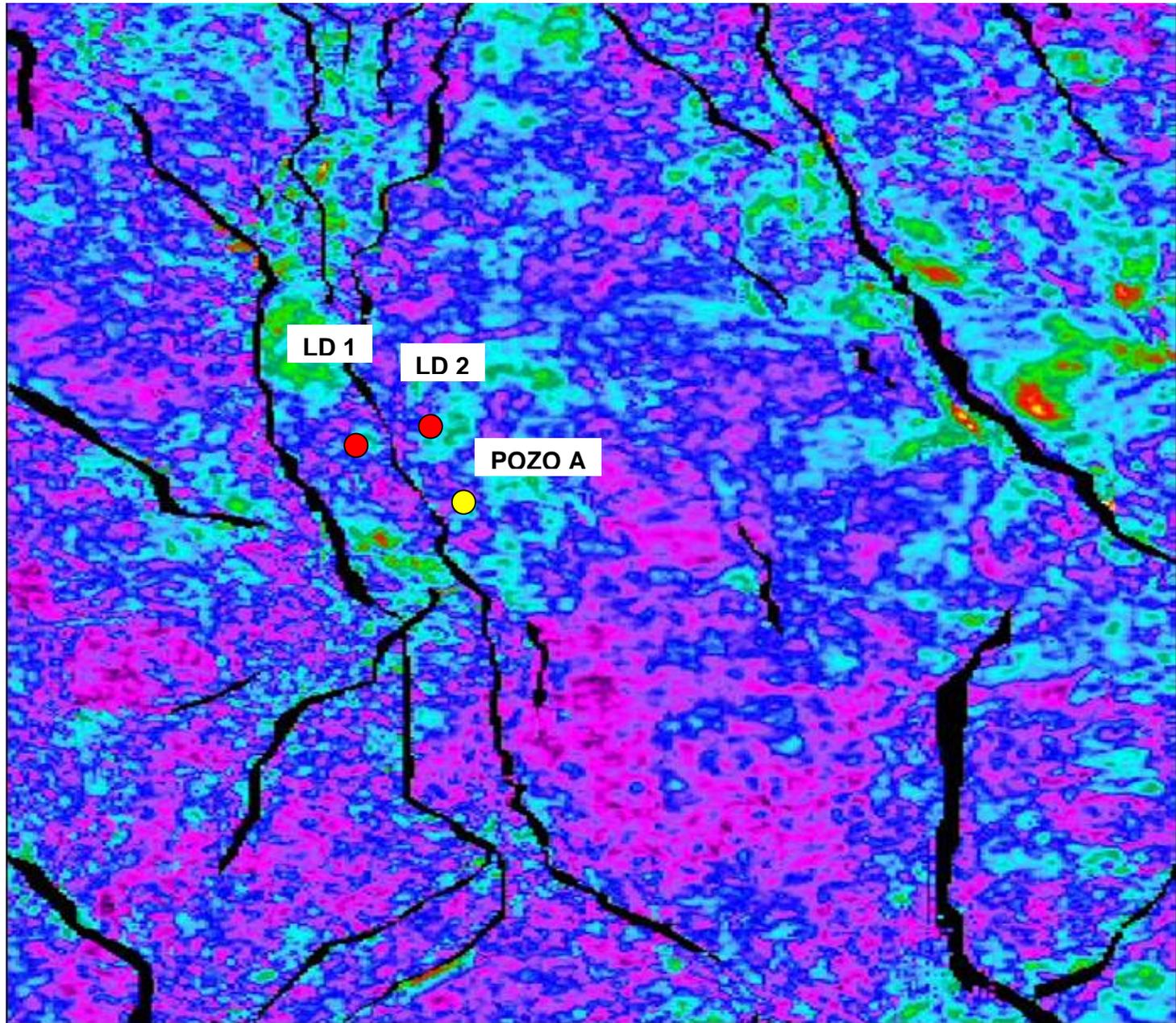


FIG. 42 MAPA DE ATRIBUTO SISMICO RMS PARA EL HORIZONTE MOUNT SELMAN Y UBICACION DE LOCALIZACIONES LD 1 Y LD 2 EN ANOMALIA DE AMPLITUD

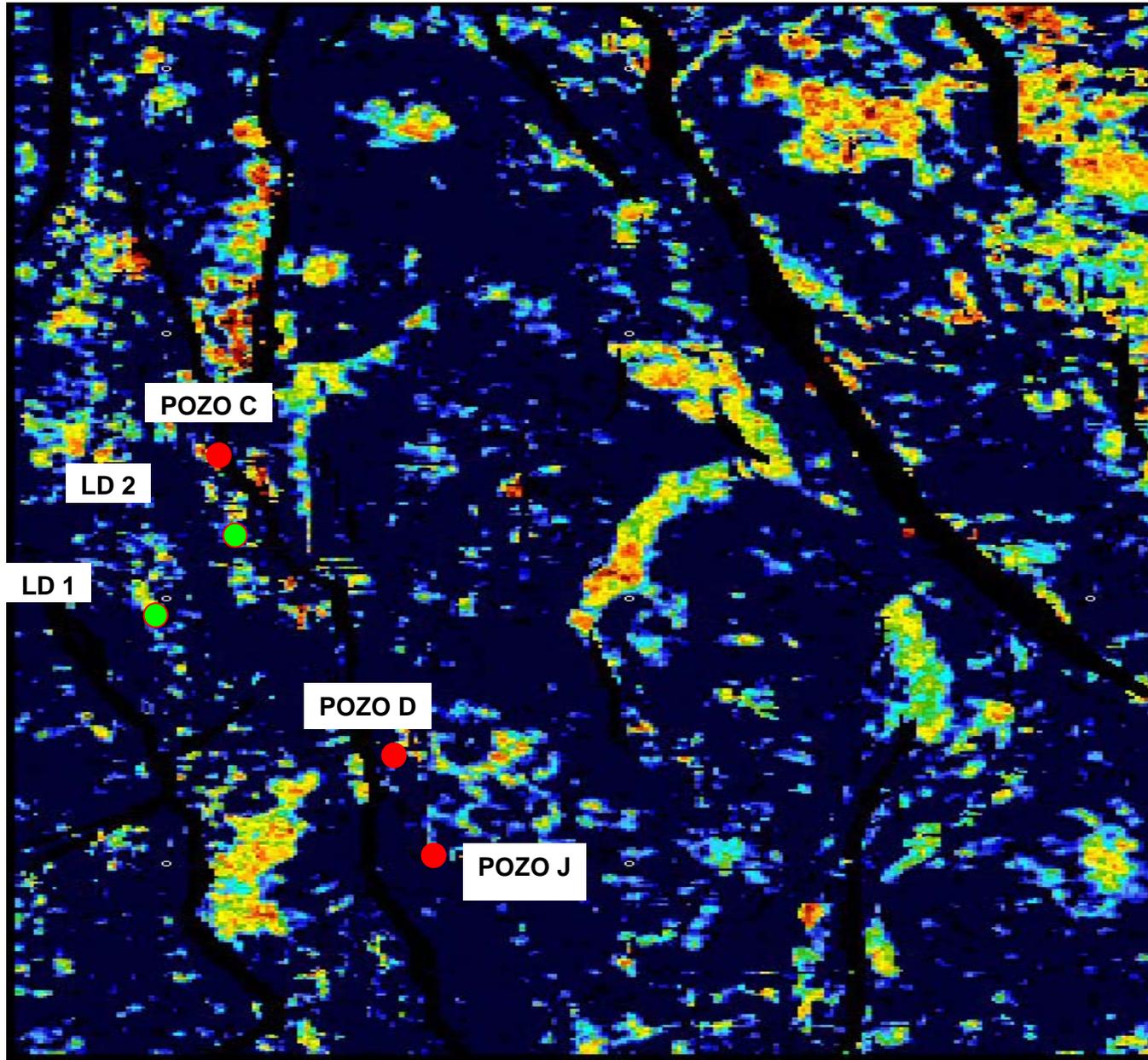


FIG. 43 MAPA DE ATRIBUTO SISMICO PARA EL HORIZONTE QC Y UBICACION DE LOCALIZACIONES LD 1 Y LD 2 EN ANOMALIA DE AMPLITUD

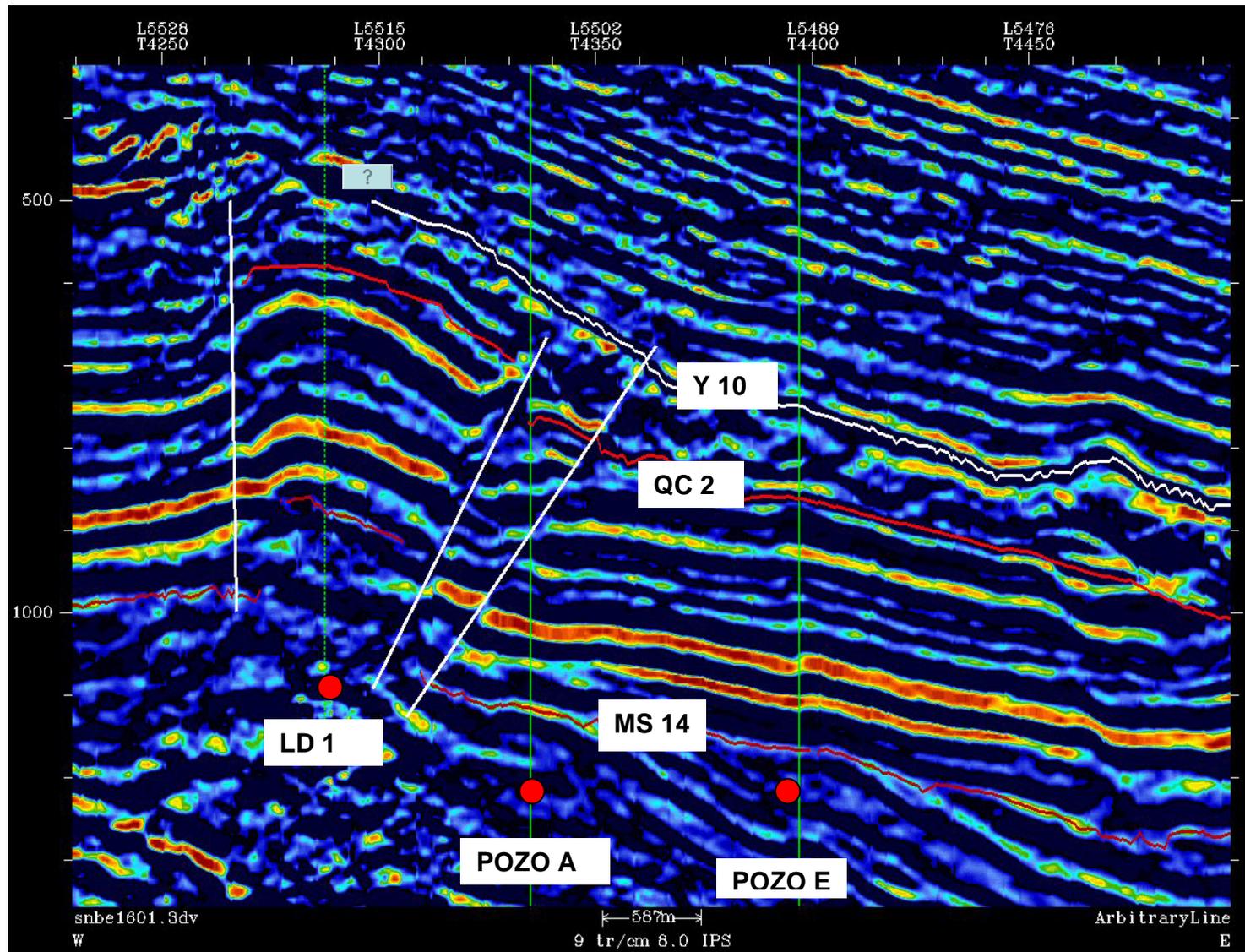


FIG. 44 SECCION SISMICA DE APOYO DE LA LOC. LD 1 QUE MUESTRA LOS POZOS PRODUCTORES A Y E

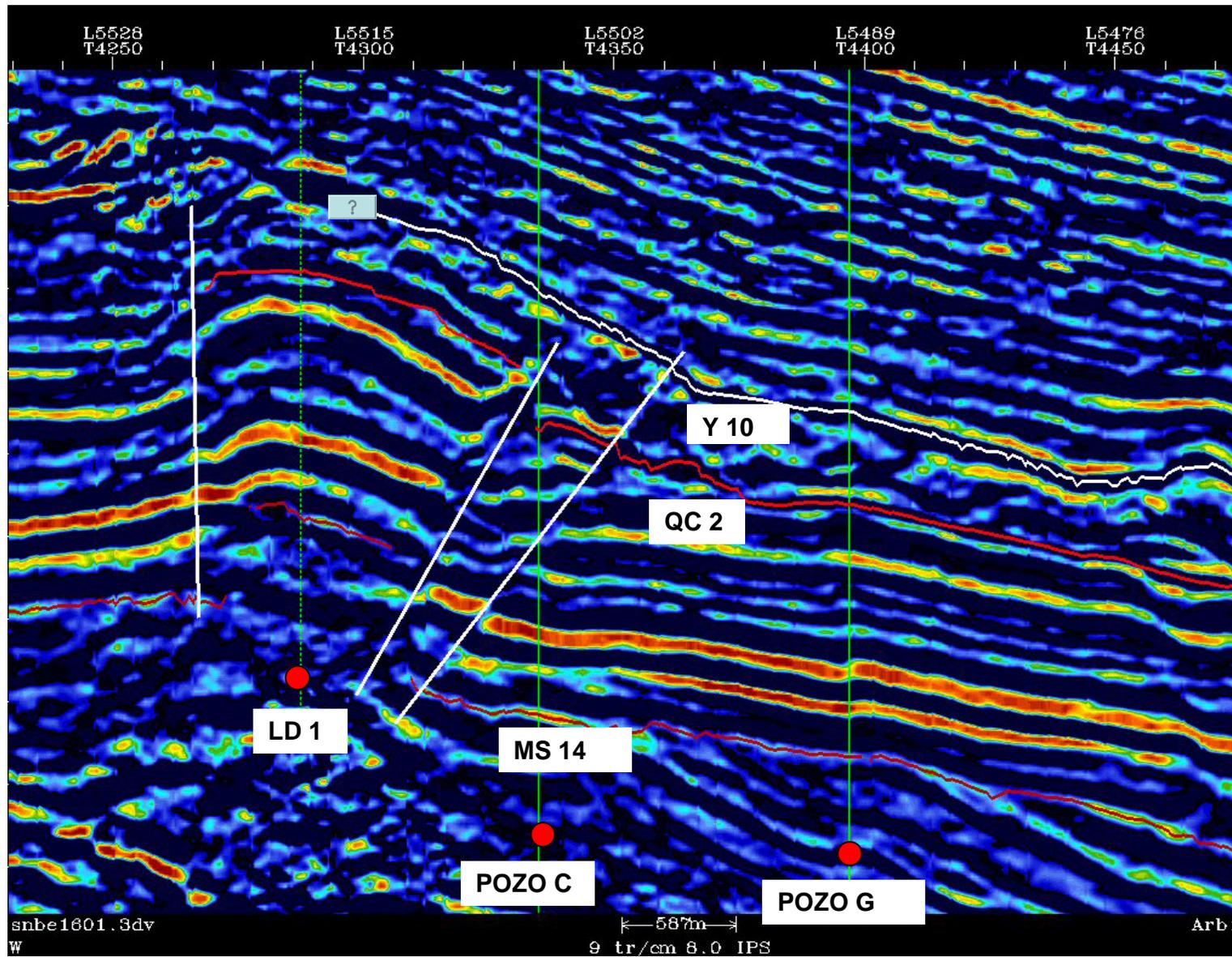


FIG. 45 SECCION SISMICA DE APOYO DE LOC. LD 1 CON LOS POZOS PRODUCTORES C Y G

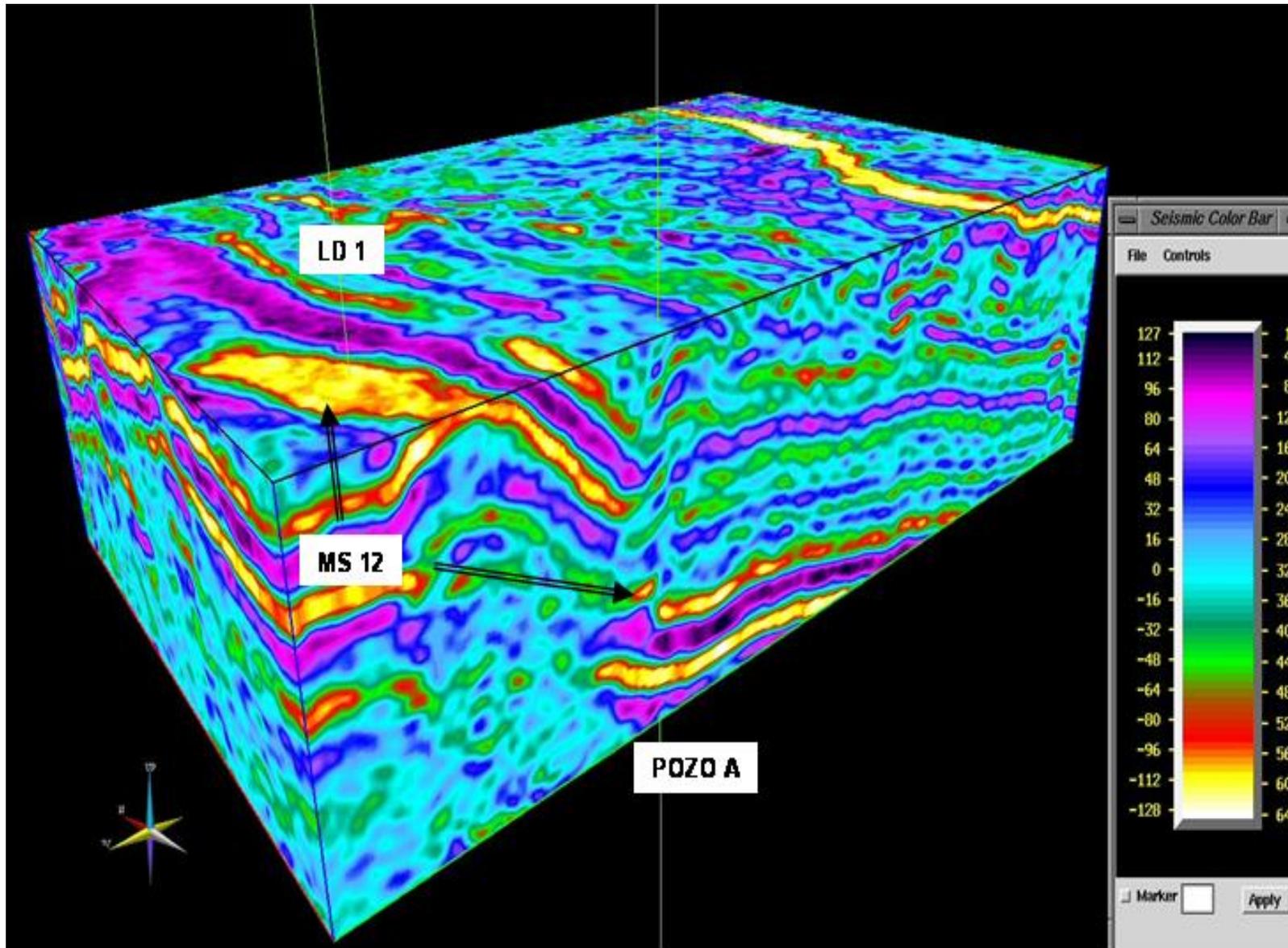
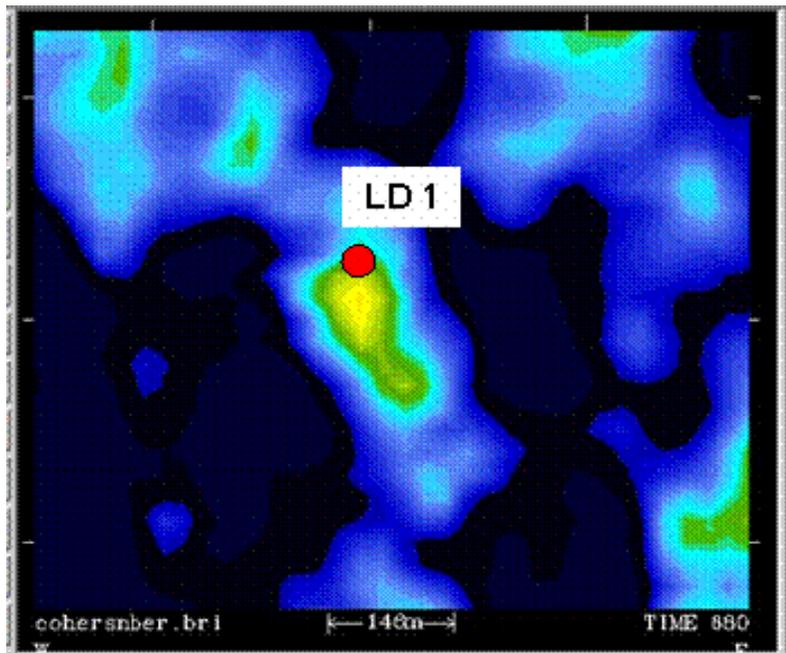
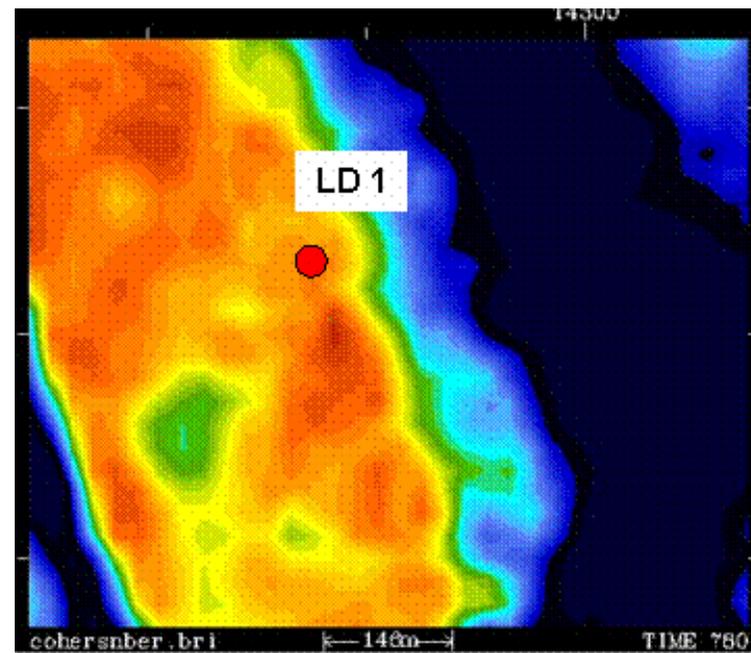


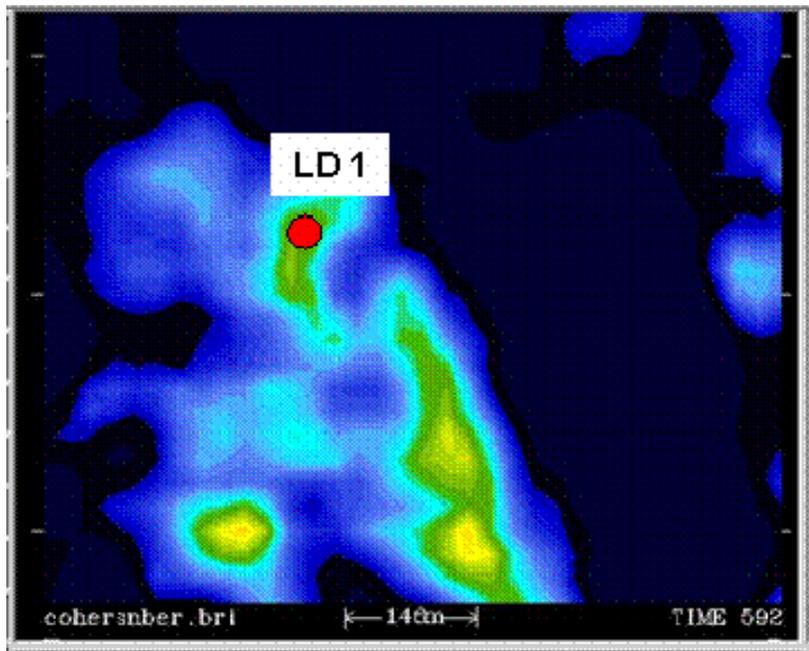
FIG. 46 CUBO SISMICO MOSTRANDO LOC. DE DESARROLLO 1 Y HORIZONTE MOUNT SELMAN



MS 14



MS 12



QC 2

FIG. 47 TIME SLICES DE APOYO DE LA LOC. LD 1 PARA LOS DIFERENTES OBJETIVOS, EN DONDE OBSERVAMOS LAS DIFERENTES ARENAS DE LAS FORMACIONES

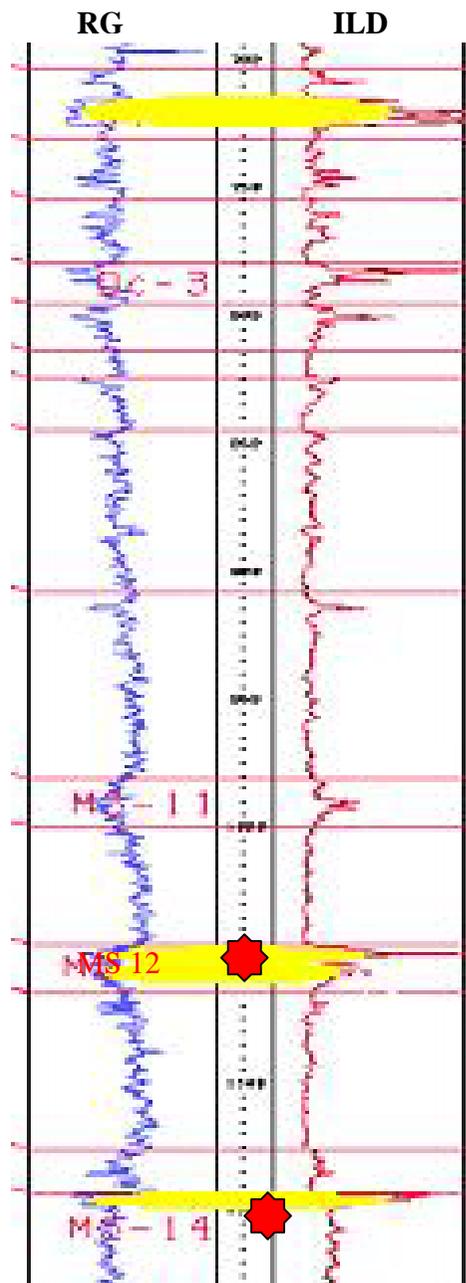


FIG. 48 INTERVALOS PRODUCTORES DE LAS FORMACIONES MOUNT SELMAN EN LA LD 1

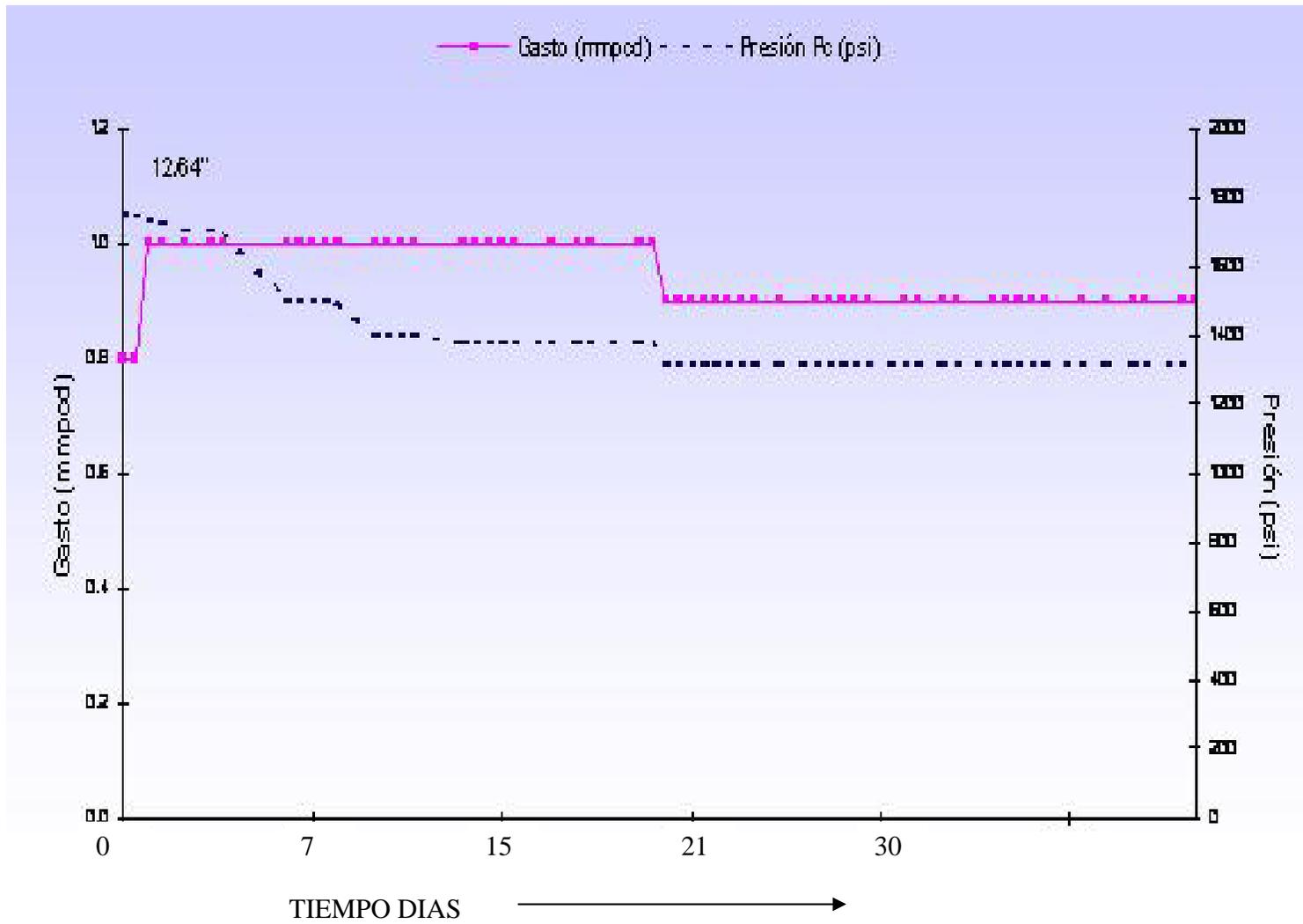


FIG. 49 DATOS DE PRODUCCION DE LA LD 1

A los intervalos productores de la LD1 se les efectuó fracturamiento hidráulico, debido a que estos yacimientos son de baja permeabilidad, (0.025 mili Darcys).

Posteriormente con el resultado favorable de la localización LD 1 se decidió perforar la localización LD 2 y hacerla direccional para cortar dentro del bloque las formaciones MS 14, MS12 y las QCs (figuras 50, 51 y 52). La figura 53 muestra cortes de tiempo para los horizontes Mount Selman de esta localización.

La localización LD 2 resulto productora en las arenas de la formación Mount Selman 14 (figura 54). Que al igual que la LD1 los registros muestran que esta formación se encuentra en sistemas costeros, barras.

A estas arenas se les efectuó también un fracturamiento hidráulico, los gastos de producción se observan en la figura 55.

Como consecuencia del éxito obtenido en las localizaciones de desarrollo, se propone un plan de desarrollo óptimo para el campo San Bernardo. Esto incluye calcular los radios de drene de los pozos productores a partir de las propiedades petrofísicas y del espesor impregnado de cada pozo, tomando en cuenta los esfuerzos prevalecientes en el área, ambientes de depósito en que se encuentra el yacimiento y localizaciones estratégicas ubicadas en bloques aledaños.

El plan de desarrollo del campo contempla en su primera etapa proponer con objetivos Mount Selman diez localizaciones, nueve de desarrollo en estos bloques y una estratégica hacia el oriente del campo, figura 66 donde los mapas de atributos indicaron zonas de interés, (figura 37). Si la localización estratégica resultara productora, abre una buena área para más localizaciones y podríamos extender el campo hacia el oriente ya que hacia ese rumbo no existen pozos.

A la vez una u dos de estas localizaciones pretenden cortar la anomalía que se observa en la figura 56 y que se detecto con el cubo de semblanza, esta se encuentra 50 milisegundos por debajo de la Formación Mount Selman 14, y al parecer corresponde a un canal. Además se pretende que una de las localizaciones de desarrollo investigue las arenas de la formación Wilcox, ya que esta es productora en varios pozos del campo Benavides. Esto haría que el pozo se profundizara alrededor de los 2500 metros.

En lo que respecta a nivel de las arenas de las formaciones Queen City, estas no han sido probadas ya que todas las localizaciones quedaron productoras como se mencionó en las arenas Mount Selman, pero la evaluación petrofísica de los registros da como resultado buenas probabilidades de obtener producción en estas formaciones, y los mapas de atributos como se vio, indican zonas de interés hacia el oriente del campo y en los bloques aledaños.

Con lo que respecta a la formación Yegua que es la más somera y tiene la mayor producción acumulada (Tabla 1, Pozo F), en los mapas de atributos sísmicos se asemeja a un ambiente costero (barra) , con áreas de interés hacia el noroeste del campo y en dirección noroeste- sureste. Las evaluaciones petrofísicas de los registros de las LD2 y LD 3 muestran buenas posibilidades de acumulación de gas en esta formación, pero como se mencionó anteriormente todas estas localizaciones quedaron productoras en los objetivos más profundos, quedando pendiente a probar este intervalo.

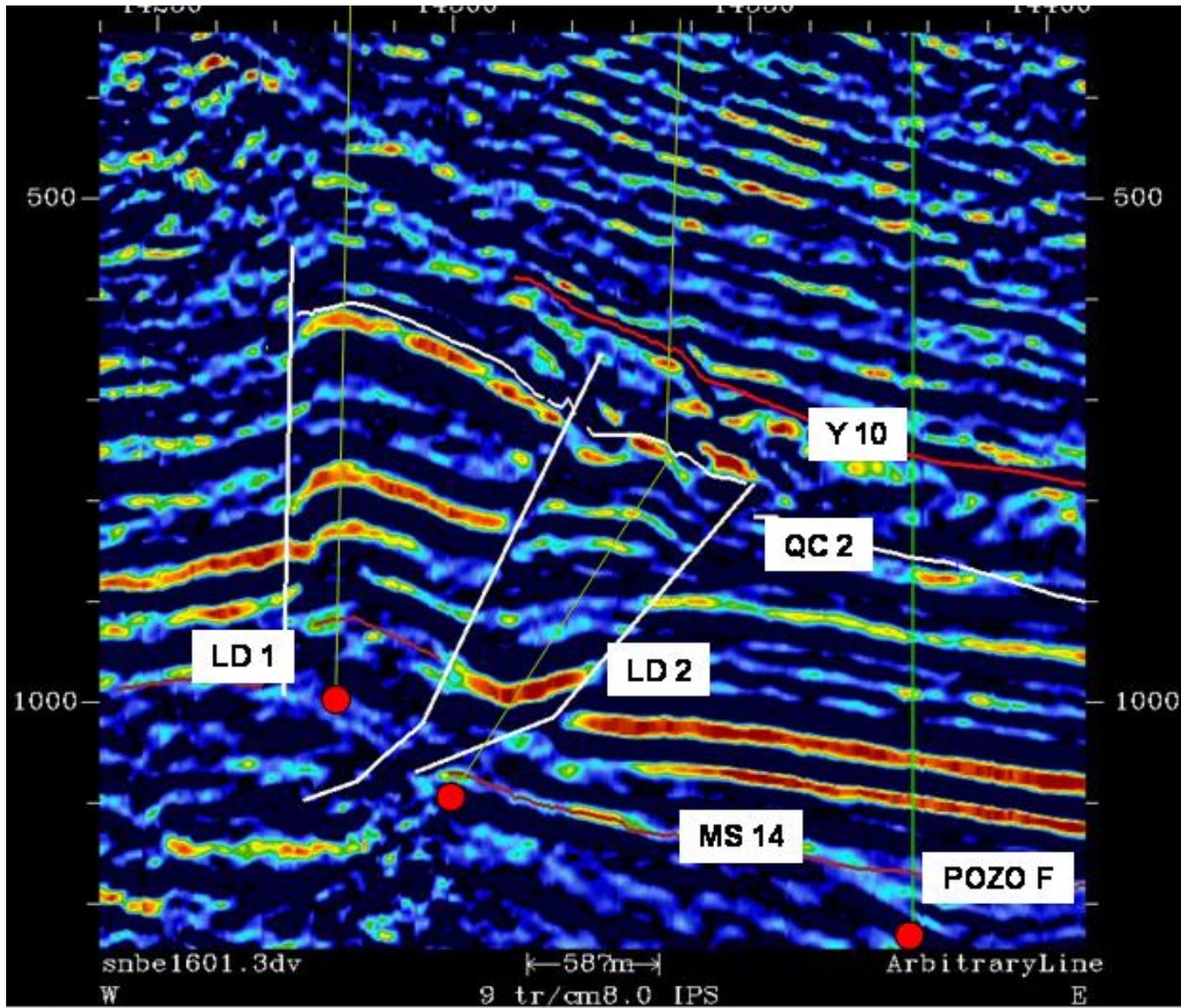


FIG. 50 SECCION SISMICA DE APOYO DE LA LOCALIZACION LD 2

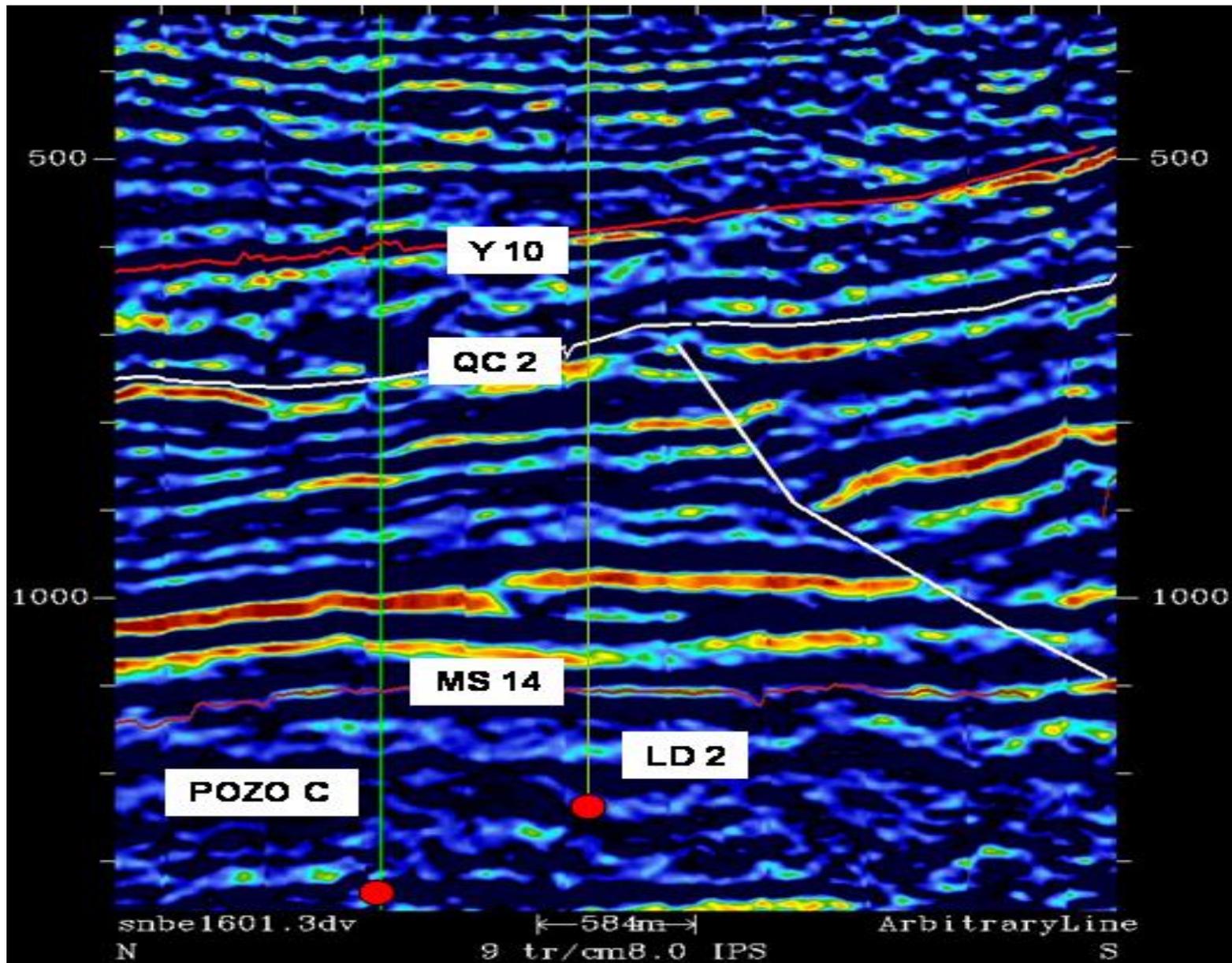


FIG. 51 SECCION SISMICA DE APOYO DE LA LOCALIZACION LD 2

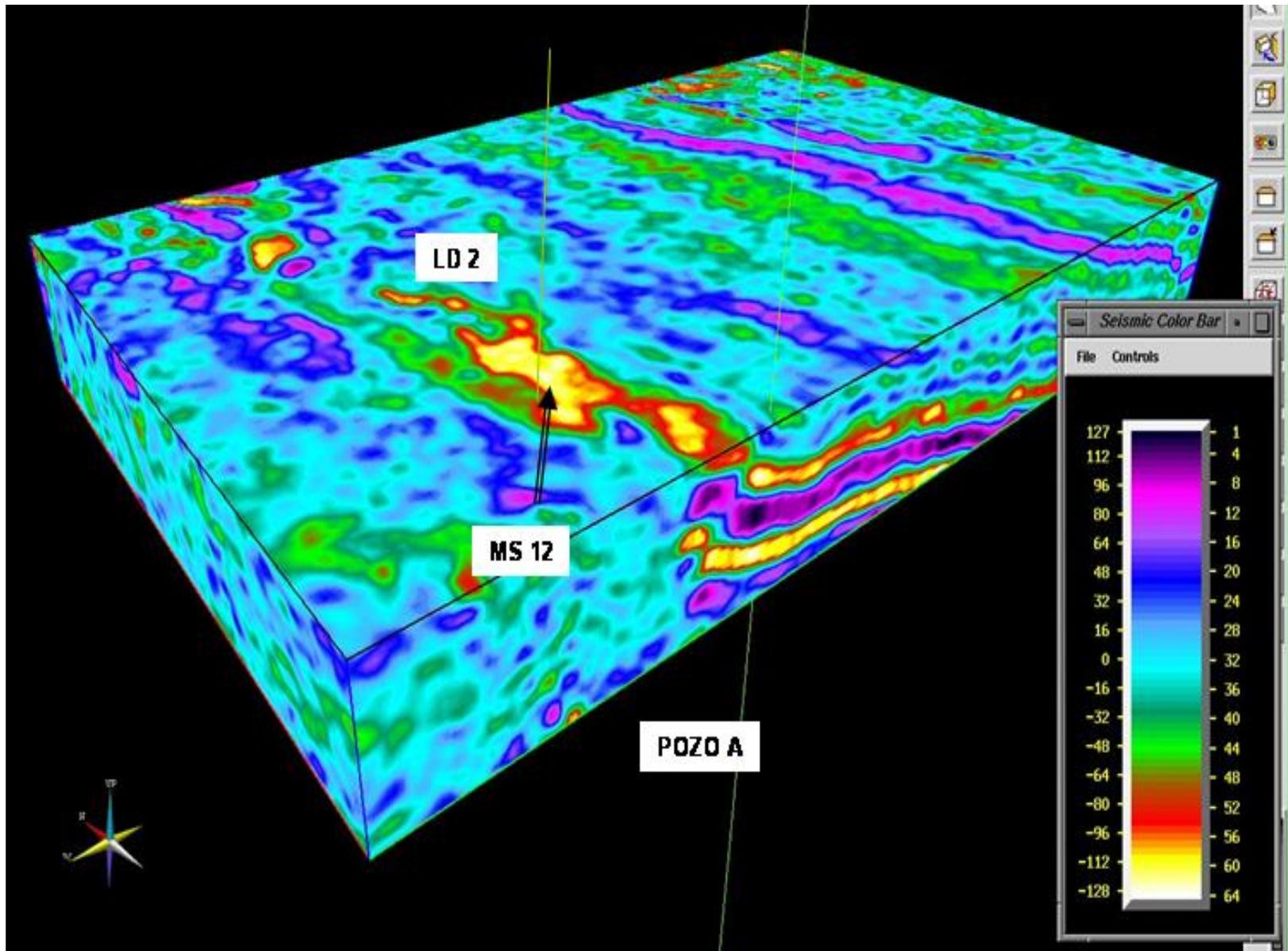
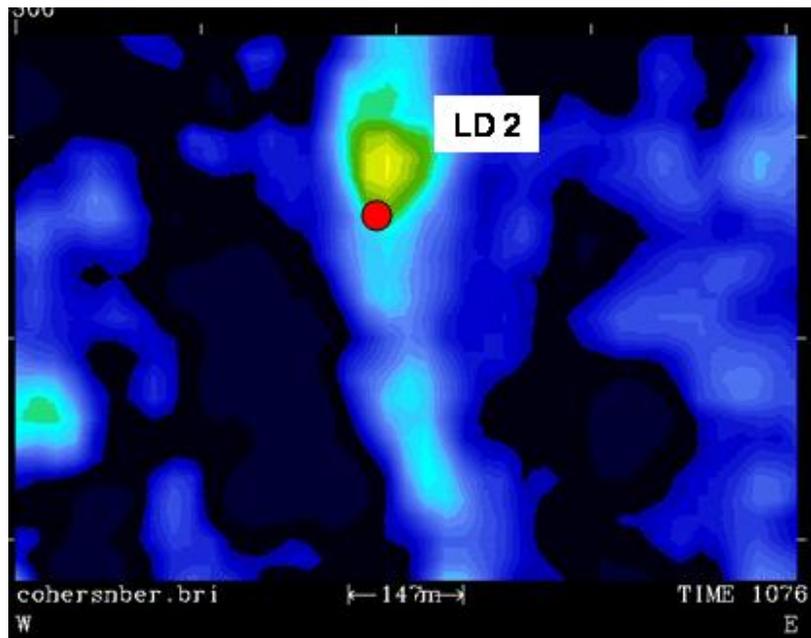
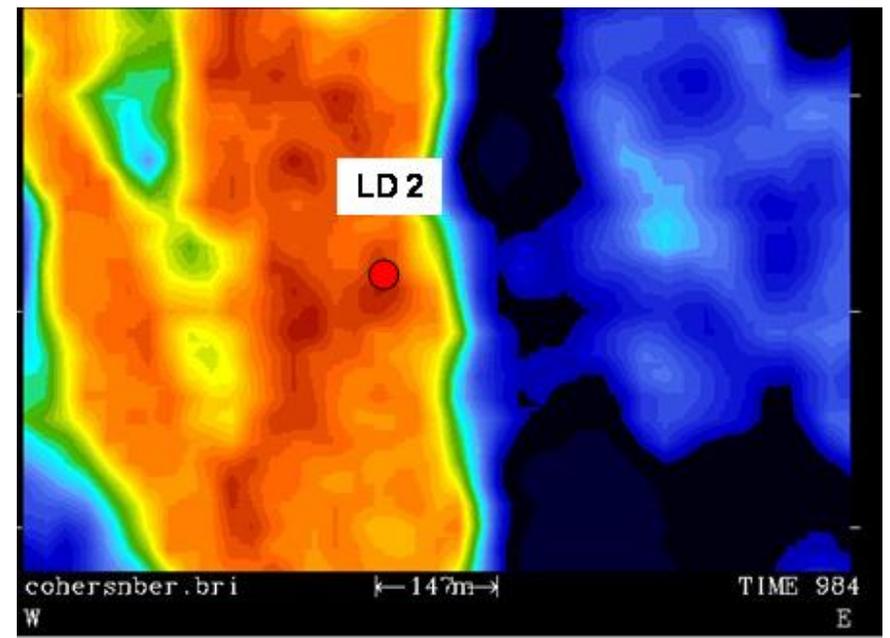


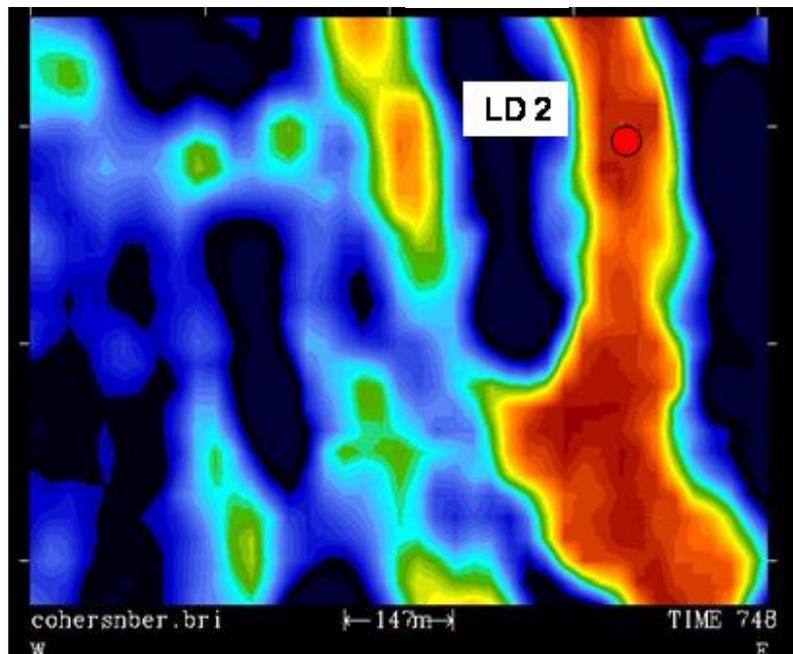
FIG. 52 CUBO SISMICO MOSTRANDO LOCALIZACION DE DESARROLLO 2 Y HORIZONTE MONT SELMAN



MS 14



MS 12



QC 2

FIG. 53 TIME SLICES DE APOYO DE LA LOCALIZACION LD 2 PARA LOS DIFERENTES OBJETIVOS, DONDE OBSERVAMOS LAS DIFERENTES ARENAS DE LAS FORMACIONES

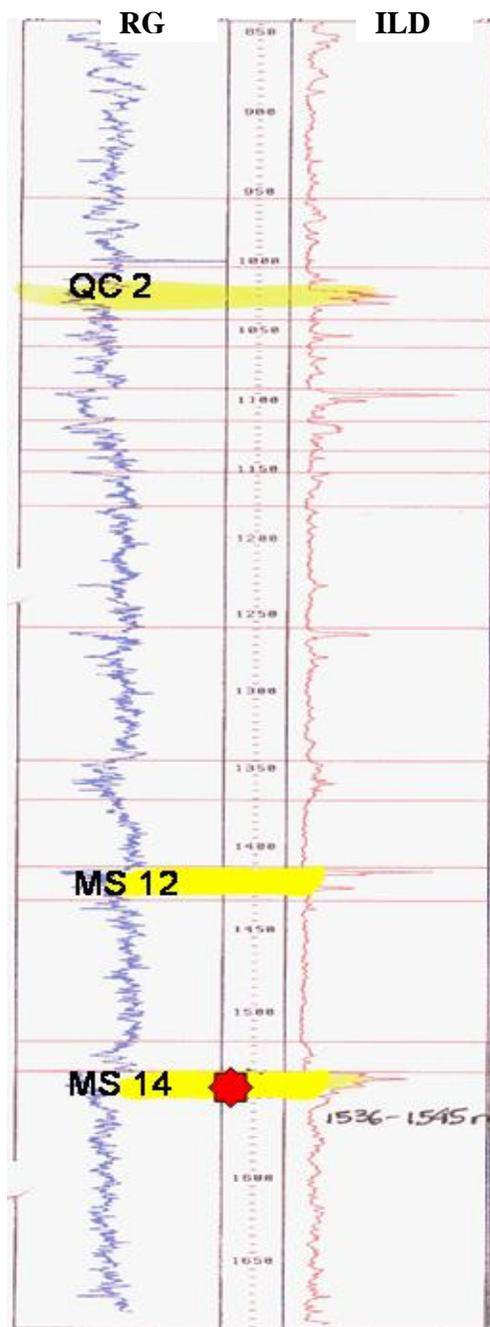


FIG. 54 INTERVALO PRODUCTOR DE LA LOCALIZACION LD 2

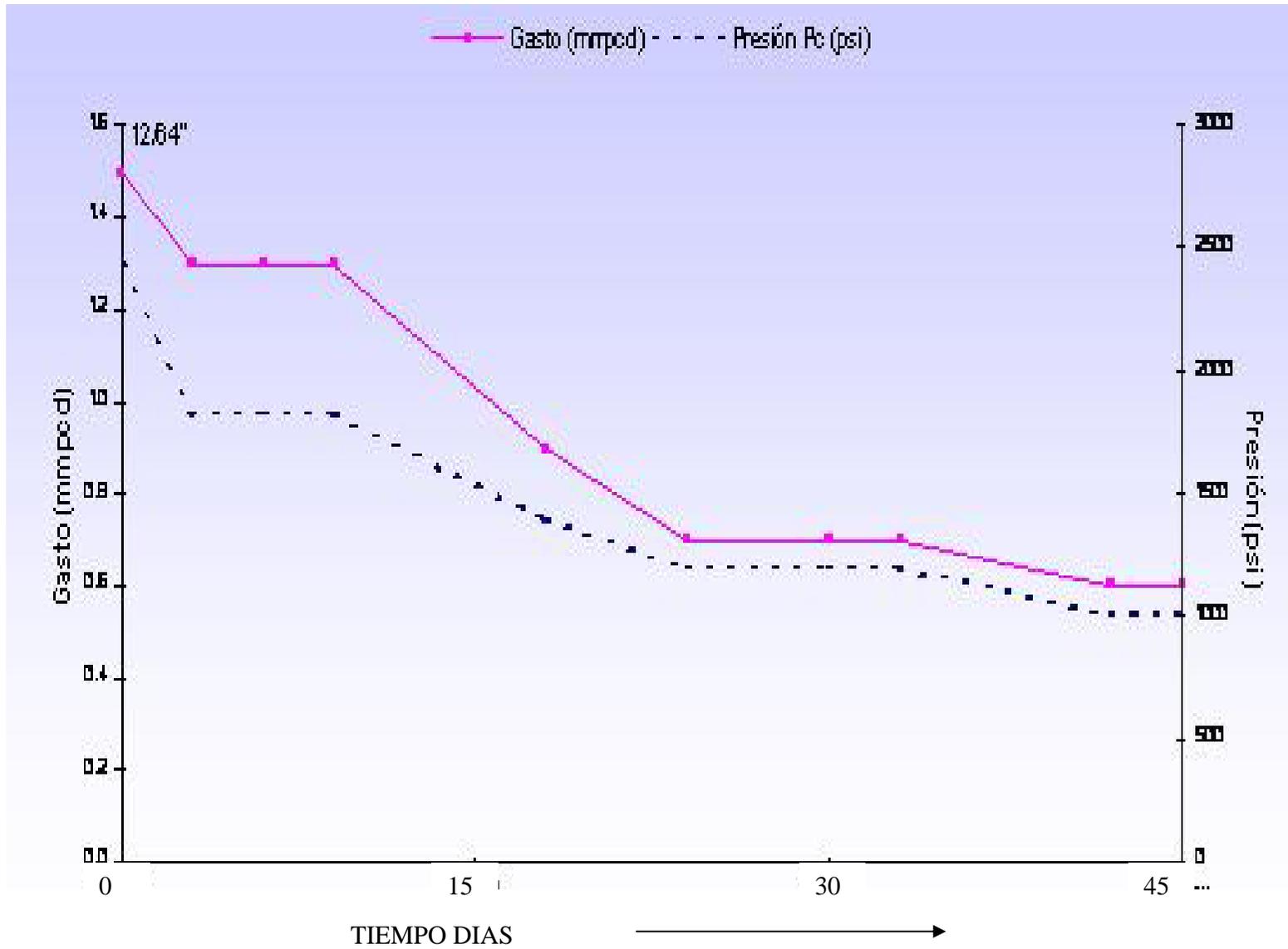


FIG. 55 DATOS DE PRODUCCION DE LA LOCALIZACION LD 2

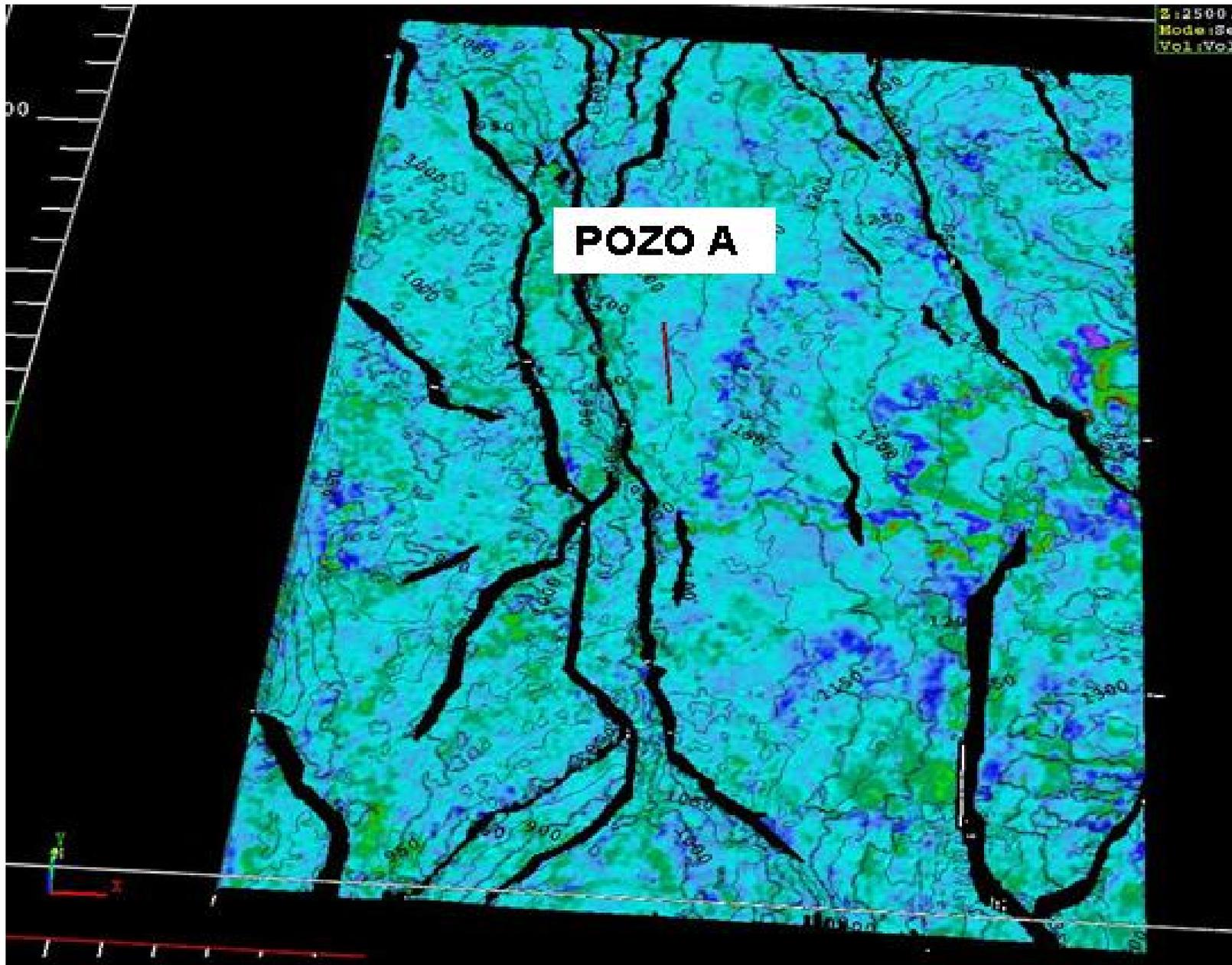


FIG. 56 SEMBLANZA MOSTRANDO POSIBLE CANAL 50 MILISEGUNDOS POR DEBAJO DEL HORIZONTE MOUNT SELMAN 14

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones. El campo San Bernardo acusa grandes posibilidades de desarrollo debido a sus variadas tipos de trampas geológicas, la dificultad a la que nos enfrentamos es el depósito errático que tienen las areniscas; sin embargo aquí la sísmica tridimensional juega un papel importante en el mapeo de estos cuerpos, la arquitectura de los yacimientos así como las variaciones de las propiedades petrofísicas de estos.

La sísmica tridimensional como todos los métodos indirectos no deja de ser una herramienta más en la búsqueda de hidrocarburos, pero es la más poderosa de ellas hasta la actualidad. Los altos costos de perforación nos obligan a reducir en lo mínimo el riesgo de tener pozos secos y valernos de todas las aplicaciones de la sísmica 3D.

La gran demanda de gas a nivel nacional y a la necesidad de aumentar las reservas probadas exigen aprovechar todo el potencial de hidrocarburos que este contenido en el subsuelo, el campo San Bernardo es un ejemplo más de esto, ya que siendo un campo de los años sesenta y prácticamente abandonado se encuentra en la actualidad en pleno desarrollo con grandes posibilidades de extenderse ampliamente gracias a la sísmica tridimensional.

Recomendaciones. El negocio de Pemex Exploración y Producción es explorar y producir hidrocarburos y aquí la conjunción de las geociencias con la ingeniería petrolera juega un papel importantísimo en el descubrimiento y explotación del recurso energético del subsuelo. La confirmación que el sistema petrolero está funcionando, la arquitectura de la roca almacén así como el conocimiento dinámico de los fluidos contenidos en ella, requieren un trabajo multidisciplinario apoyado con la actualización tecnológica y de conocimientos. Aquí la sísmica 3D y 4D son esenciales si se combinan con las demás disciplinas relacionadas con la industria petrolera.

BIBLIOGRAFIA

Brown Alistar R., 1999. Interpretation of three dimensional seismic data. fifth edition, AAPG, Memoir 42.

Echanove Echanove O., 1986. Geología Petrolera de la Cuenca de Burgos. *Bol. AMGP, Vol. XXXVIII, No. 1*, p. 3-74.

Estudio de los plays Jackson y Yegua, Etapa I, 2000, PEMEX, Activo de Exploración Reynosa, Inédito p. 16-20.

Estudio Estratigráfico – Estructural de Detalle en la Porción Norte de la Franja del Eoceno, 1992. Área F. (Vols. I y II), NE-M 1344. Inédito, PEMEX

González García Raúl y Holguín Quiñones Noel. 1992, “Las rocas generadoras de México”. *Bol. AMGP, Vol. XLII, No. 1* p. 16-30.

H. Posamentier and P. R. Vail 1988. Eustatic Control on Clastic Deposition I - Conceptual Framework, and II -Sequence and Systems Tract Models, in Sea-level Changes: An Integrated Approach (Edited by C. K. Wilgus, B. S. Hastings, H. Posamentier, J. Van Wagoner, C. A. Ross, C. G. St. C. Kendall), SEPM Special Publications 42, 109-124.

H. Posamentier and G. P. Allen, 1999. Siliciclastic Sequence Stratigraphy, SEPM Series: Concepts in Sedimentology and Paleontology Series, Vol. 7.

Informe final del estudio del potencial remanente de la Cuenca de Burgos, 1998. Petróleos Mexicanos, reporte interno (inédito).

J. C. Van Wagoner, H. W. Posamentier, R. M. Mitchum, P. R. Vail, J. F. Sarg, T. S. Louit, J. Hardenbol, 1988. An overview of the fundamentals of Sequence Stratigraphy and Key Definitions in Sea Level Changes – An integrated Approach, SEPM Special Publication No. 42, p. 40-45.

M. T. Jersey, 1988. Quantitative Geological Modeling of Siliciclastic Rock Sequences And their Seismic Expression in Sea-level Changes: An Integrated Approach. (Edited by C. K. Wilgus and others), SEPM Special Publications 42, 47-70.

P. R. Vail, R. M. Mitchum, R. G. Todd, J. M. Widmier, S. Thomson, J. B. Sangree, J. B. Sangree, J. N. Bubb and W. G. Hatleid, 1977. Seismic Stratigraphy and Global Changes in Sea Level in Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration (edited by C. E. Payton), Memoir A.A.P.G., Tulsa, 26, 49-62.

Román Ramos Juan R., y Holguín Quiñones N., 2001. Subsistemas generadores de la región norte de México. *Bol. AMGP*, Vol. XLIX, No. 1-2, p. 68-84.

Ziga Rodríguez Genaro, 1999. Sistemas petroleros de la Cuenca de Burgos México. Tercera conferencia internacional conjunta AMGP/AAPG, 10-13 Octubre, Veracruz, México.