



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis sismoestratigráfico para
la evaluación del potencial
petrolero, cubo sísmico Arcos-
Lajitas, en el área de Burgos**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Jesus Jobany Bello Sánchez

DIRECTORA DE TESIS

Dra. Iza Canales Garcia



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2023

Índice

1. Introducción	1
1.1 Planteamiento del problema.....	1
1.2 Objetivos.....	3
1.3 Generalidades	3
1.4 Ubicación del prospecto	5
2. Antecedentes	6
2.1 Marco geológico y geofísico.....	6
2.1.1 Modelo sedimentario	6
2.1.2 Columna estratigráfica.....	8
2.1.3 Modelos gravimétricos	10
2.1. 4 Modelos magnetométricos	11
2.2 Geología del petróleo	12
2.3 Paleoambientes.....	17
3. Presentación de los datos	25
3.1 Sísmica	25
3.2 Registros de pozos.....	28
4. Interpretación estructural.....	28
4.1 Marco teórico.....	28
4.1.1 Conceptos de geología estructural	29
4.2 Análisis litológico	32
4.3 Proceso de interpretación.....	32
4.3.1 Líneas Compuestas	32
4.3.2 Interpretación de fallas.....	39
4.3.3 Análisis sísmicoestratigráfico	46
4.4 Espesores	63
4.5 Análisis del registro geofísico	64
4.6 Atributos sísmicos	69
4.6.1 Definición de atributos sísmicos.....	69
4.6.2 Atributo RMS.....	71
5. Discusión y conclusiones.....	77
5.1 Discusión.....	77
5.2 Conclusiones	78
Referencias	79

Índice de Figuras

✚	Figura 1.1. Ubicación de la Cuenca de Burgos (modificado de CNH,2020)	5
✚	Figura 2.1. Fuentes de aporte para la sedimentación de la Cuenca de Burgos (modificado de Best Martínez, 2008)	7
✚	Figura 2.2 Esquema del Modelo Sedimentario de la Cuenca de Burgos (modificado de Best Martínez, 2008)	7
✚	Figura 2.3. Cuenca de Sabinas y Burgos (modificado de WEC, 2009)	8
✚	Figura 2.4. Mapa de Anomalía Gravimétrica (modificado de CNH, 2020)	11
✚	Figura 2.5. Mapa de Anomalía Magnética (modificado de CNH, 2020)	12
✚	Figura 2.6. Franjas productoras de la Cuenca de Burgos (modificado de Best Martínez, 2008)	14
✚	Figura 2.7. Modelo Estructural que afecta la Migración (modificado de Best Martínez, 2008)	17
✚	Figura 2.8. Paleoambiente del Jurásico Superior (modificado de Echanove, 1986)	18
✚	Figura 2.9. Paleoambiente del Cretácico (modificado de Echanove, 1986)	20
✚	Figura 2.10. Paleoambiente del Paleoceno (modificado de Echanove, 1986)	21
✚	Figura 2.11 Paleoambiente del Eoceno (modificado de Echanove, 1986).	22
✚	Figura 2.12. Paleoambiente del Oligoceno (modificado de Echanove, 1986)	23
✚	Figura 2.13. Paleoambiente del Mioceno (modificado de Echanove, 1986)	24
✚	Figura 3.1. Método Sísmico de Reflexión (modificado por PDVSA, 2018)	25
✚	Figura 3.2. Vista 2D del Cubo Sísmico Arcos-Lajitas.....	26
✚	Figura 3.3. Vista 3D del Cubo Sísmico Arcos-Lajitas.....	27
✚	Figura 4.1. Componentes de una Falla Normal (modificado de Arellano Gil, 2004)	30
✚	Figura 4.2. Bloque Diagramático de un Pliegue (modificado de Arellano Gil, 2004)	31
✚	Figura 4.3. Sección esquemática de un pliegue (modificado de Arellano Gil, 2004)	31
✚	Figura 4.4. Localización de los Pozos en Petrel.	34
✚	Figura 4.5. Línea Compuesta 1.	35
✚	Figura 4.6. Línea Compuesta 2.	35
✚	Figura 4.7. Línea Compuesta 3.	36
✚	Figura 4.8. Línea Compuesta 4.	36
✚	Figura 4.9. Línea Compuesta 5.	37
✚	Figura 4.10. Línea Compuesta 6.	37
✚	Figura 4.11. Línea Compuesta 7.	38
✚	Figura 4.12. Generación de Well Tops para cada Pozo.....	39
✚	Figura 4.13. Well Tops en una Línea Compuesta.....	39
✚	Figura 4.14. Fallas de la Línea Compuesta 1.	40
✚	Figura 4.15. Fallas de la Línea Compuesta 2.	41
✚	Figura 4.16. Fallas de la Línea Compuesta 3.	42
✚	Figura 4.17. Fallas de la Línea Compuesta 4.	43
✚	Figura 4.18. Fallas de la Línea Compuesta 5.	44
✚	Figura 4.19. Fallas de la Línea Compuesta 6.	45
✚	Figura 4.20. Fallas de la Línea Compuesta 7.	46

✚	Figura 4.21. Modelo estructural del cubo sísmico Arcos-Lajitas.	63
✚	Figura 4.22. Vista 2D de los espesores.	64
✚	Figura 4.23. Vista 3D de los espesores.	64
✚	Figura 4.24. Correlación para el horizonte Queen City.	65
✚	Figura 4.25. Correlación para el horizonte Reklaw.	66
✚	Figura 4.26. Correlación para el horizonte Eoceno Wilcox.	67
✚	Figura 4.27. Correlación para el horizonte Paleoceno Wilcox.	68
✚	Figura 4.28. Correlación para el horizonte Paleoceno Midway.	69
✚	Figura 4.29. Atributo RMS para Queen City.	72
✚	Figura 4.30. Atributo RMS para Reklaw.	73
✚	Figura 4.31. Atributo RMS para Eoceno Wilcox.	74
✚	Figura 4.32. Atributo RMS para Paleoceno Wilcox.	75
✚	Figura 4.33. Atributo RMS para Paleoceno Midway.	76

Índice de Tablas

✚	Tabla 1.1. Plays de la Cuenca de Burgos (modificado de CNH, 2020)	3
✚	Tabla 2.1. Sistemas petroleros asociados a la Cuenca de Burgos (modificado de Best Martínez, 2008)	13
✚	Tabla 3.1. Registros Geofísicos Tomados de cada Pozo.	28
✚	Tabla 4.1. Profundidades de las Formación de cada Pozo.	32
✚	Tabla 4.2. Ubicación en Coordenadas "X" y "Y" de cada Pozo.	33
✚	Tabla 4.3. Horizonte Queen City.	48
✚	Tabla 4.4. Horizonte Reklaw.	51
✚	Tabla 4.5. Horizonte Eoceno Wilcox.	54
✚	Tabla 4.6. Horizonte Paleoceno Wilcox.	57
✚	Tabla 4.7. Horizonte Paleoceno Midway.	60

Agradecimientos

A la Facultad de Ingeniería, por brindarme todos estos años de aprendizaje, experiencias y amistades. Sin duda, esto fue fundamental para llegar hasta este punto.

La finalización de este proyecto no hubiese sido posible sin la colaboración de la Dra. Iza Canales García, que mediante su paciencia y retroalimentación en cada etapa de este trabajo, se pudo concluir esta tesis.

A la Comisión Nacional de Hidrocarburos, ya que, sin el permiso para el uso de la información de los pozos, el desarrollo de esta tesis no sería el deseado.

Un agradecimiento a toda mi familia. A mis padres, Antonia y Pedro, y mis hermanos (Jessica, Araceli y Héctor), quienes siempre me alentaron y tuvieron las palabras idóneas para no darme por vencido. Sobre todo a mi madre, la cual me inculcó los valores correspondientes para ser una persona comprometida, agradecida y responsable en cada ámbito de mi día a día.

Asimismo, quiero agradecer a mis amigos, quienes siempre me dieron una mano en aquellos momentos donde más lo necesitaba. Estaré agradecido infinitamente con cada uno de ustedes.

Resumen

Se realizó un análisis sismoestratigráfico en el área Arcos-Lajitas, de la cuenca de Burgos. El propósito de este trabajo es establecer áreas de interés petrolero que ayuden a la posible explotación de gas natural en esta zona.

La metodología de trabajo consistió en importar la información de cada uno de los pozos que se encuentran dentro del área de trabajo, en específico, la profundidad a la que se encuentran las cimas de cada formación en el programa especializado en interpretación sísmica. Después se realizaron siete líneas compuestas mediante la ubicación de cada pozo, con el objetivo de contar con vistas 2D que ayuden a la correlación de los reflectores correspondientes a las Formaciones Queen City, Reklaw, Eoceno Wilcox, Paleoceno Wilcox y Paleoceno Midway. Previamente a la elaboración de los horizontes, se identificaron las fallas que se encuentran alrededor de cada sección. Posteriormente, se hizo la correlación de cada uno de los pozos con ayuda del registro geofísico Gamma Ray, con el objetivo de verificar si el trazado de los horizontes fue el correcto.

Finalmente se obtuvo un modelo donde se visualiza cada horizonte y las respectivas fallas. Éste nos ayuda a obtener espesores promedio que existen entre capa y capa. Asimismo, se elaboraron mapas con el atributo sísmico RMS, donde se interpretaron áreas correspondientes a areniscas, donde se verificó esta interpretación con apoyo de los registros sísmico y Gamma Ray. Con ello, se propusieron áreas donde es muy probable que se encuentre gas natural.

Abstract

A seismostratigraphic analysis was carried out in the Arcos-Lajitas area, Burgos basin. The purpose of this work is to know areas of oil interest that help the possible exploitation of natural gas in this area. Using the Petrel software, the information of each of the wells that are within the work area was imported, specifically, the depth at which the tops of each formation are found. Afterwards, seven composite lines were made with the help of the location of each well, with the objective of having 2D views that help to identify the reflectors corresponding to Queen City, Reklaw, Eocene Wilcox, Paleocene Wilcox and Paleocene Midway. Prior to the elaboration of the horizons, the faults that are around each section were identified. Subsequently, the correlation of each of the wells was made with the help of the Gamma Ray geophysical record, to verify if the horizon layout was correct.

Finally, a model is obtained where each horizon and the respective faults are visualized. This helps us to obtain average thicknesses that exist between layer and layer. Likewise, maps with the RMS seismic attribute are elaborated, where areas corresponding to sands were interpreted, with the help of sonic and Gamma Ray records. With this, areas were proposed where it is very probable that natural gas will be found.

1. Introducción

1.1 Planteamiento del problema

Uno de los recursos naturales con más relevancia como fuente de energía en la actualidad es el gas natural, debido a sus múltiples usos (industrial y comercial), a la gran cantidad de recursos que se encuentran alrededor del mundo, y, sobre todo, a que en nuestros días se necesita energía limpia que no perjudique el medio ambiente.

La seguridad energética, indica la capacidad que se tiene como país para mantener una estabilidad que brinde la certidumbre de que las actividades productivas podrán seguir desarrollándose con seguridad y con insumos energéticos de índole, y por otro lado, prevenir cualquier problemática.

México cuenta, a lo largo de su territorio, con cuencas petrolíferas que contienen grandes cantidades de gas natural asociado y no asociado. Según el Oil & Gas Journal, México contaba con alrededor de 6.4 billones de pies cúbicos (Tcf) de reservas probadas de gas natural a fines de 2019. Dentro de estos recursos, se encuentran aquellos contenidos en yacimientos no convencionales (shale gas), que son técnicamente recuperables, pero pequeños dentro de la base total de recursos, debido a la complejidad geológica.

Aunque la región sur del país contiene la mayor proporción de reservas probadas (1P), las regiones de Burgos, Sabinas y Burro-Picachos, en el norte, tienen el potencial de ser el centro de crecimiento de las reservas futuras. Y, por consiguiente, analizar el escenario de conseguir la seguridad energética que necesita nuestro país y no depender de las importaciones por parte de los Estados Unidos de América.

Por lo tanto, en la industria petrolera se necesita hacer una buena caracterización del yacimiento de interés, con el fin de mejorar el desarrollo y productividad de éste durante el tiempo en donde se puedan aprovechar los recursos que contenga. La caracterización comprende dos etapas; estática y dinámica. En la primera se estudian las características petrofísicas de la roca almacenadora y sus relaciones con las rocas suprayacentes y subyacentes, mientras que en la segunda se describe la interacción de cada uno de los fluidos dentro del volumen rocoso en condiciones dinámicas.

La caracterización estática abarca varios modelos, entre los que destacan, el sedimentario, estratigráfico y estructural. El primero estudia los procesos que dieron origen a la formación, transporte y depósito del sedimento. El segundo arroja el

estudio, identificación, descripción y el tipo de secuencia de las rocas. Finalmente, la parte estructural que estudia las estructuras geológicas, producto de la deformación de las rocas a causa de los movimientos tectónicos.

Sin duda, una buena interpretación utilizando herramientas como la sísmica, registros geofísicos y modelos geológicos permitirán saber si una zona tiene suficiente potencial petrolero para su explotación o para decidir si no es apropiada una inversión en el campo de interés.

La tesis “Análisis sismoestratigráfico, para la evaluación del potencial petrolero del cubo sísmico Arcos-Lajitas, en el área de Burgos” se desarrollará en cinco capítulos. El primer capítulo abordará una breve introducción, donde se planteará la problemática de la zona, los objetivos que se pretenden alcanzar y las generalidades del campo Arcos-Lajitas; como es la hipótesis del play y la ubicación del prospecto.

El segundo capítulo estará dividido en dos partes: la primera incluirá el marco geológico regional y geofísico en donde se incorporará el modelo sedimentario, la columna estratigráfica de la cuenca de Burgos, la geología del petróleo y los modelos gravimétricos y magnetométricos del lugar; la segunda parte abordará los paleoambientes en donde se pretende exponer como eran los ambientes sedimentarios en cada una de las eras geológicas relacionadas con el sistema petrolero para un mayor entendimiento del área en cuestión.

El tercer capítulo adjuntará imágenes del cubo sísmico Arcos-Lajitas, la información de los registros de pozo y las correlaciones que se realizaron mediante la interpretación de las herramientas compartidas por parte de la Comisión Nacional de los Hidrocarburos.

En el cuarto capítulo se incorporarán conceptos de geología estructural. Posteriormente se desarrollará el proceso que se llevó a cabo para la interpretación de la sísmica, es decir, los mapas de los horizontes interpretados, de las estructuras que se llegaron a observar, las fallas y espesores que se obtuvieron. Por otra parte, se incluirá un análisis estructural y sismoestratigráfico. Finalmente se describe lo correspondiente a los atributos sísmicos generados durante la elaboración del trabajo.

Para finalizar, el último capítulo integrará una discusión sobre los resultados que se obtuvieron a lo largo de la tesis y se hablará de las conclusiones en donde se planteará si los objetivos se llegaron a concretar y/o si existieron problemas para su alcance.

1.2 Objetivos

Objetivo general:

- Realizar la caracterización sismoestratigráfica del área Arcos-Lajitas, con la finalidad de proponer zonas de interés petrolero.

Objetivos específicos:

- Analizar la geología regional del área de estudio.
- Identificar los elementos geológicos asociados a la exploración petrolera.
- Realizar la interpretación sísmica de 5 horizontes (Queen City, Reklaw, Eoceno Wilcox, Paleoceno Wilcox y Paleoceno Midway).
- Correlacionar la información de las cimas de pozos.
- Realizar la interpretación de los registros de pozos.
- Caracterizar sísmica y estructuralmente el área de estudio.
- Proponer áreas de interés petrolero.

1.3 Generalidades

Hipótesis del play

El mayor porcentaje de la producción de la cuenca de Burgos proviene de la extracción de hidrocarburos, principalmente gasíferos, por parte de 7 plays identificados de edad cenozoica (Eguiluz de Antuñano, 2011). A continuación, la **Tabla 1.1** muestra de manera jerárquica aquellas unidades que aportan a la producción de este recurso.

Tabla 1.1. Plays de la Cuenca de Burgos (modificado de CNH, 2020)

Plays de la cuenca de Burgos	
Frío	
Roca almacén	Areniscas de grano medio a fino de ambientes deltaico, costero y plataforma somera
Sello	Lutitas y limolitas
Trampas	Estructurales (roll-over y cierres contra fallas)
Tipo de hidrocarburos	Gas seco, gas húmedo, condensado

Plays de la cuenca de Burgos	
Vicksburg	
Roca almacén	Areniscas de grano medio a fino de ambientes deltaicos y costeros
Sello	Lutitas y limolitas
Trampas	Estructurales (roll-over y cierres contra fallas)
Tipo de hidrocarburos	Gas húmedo y condensado
Wilcox	
Roca almacén	Areniscas de grano grueso a fino de ambientes costeros
Sello	Lutitas y limolitas de plataforma
Trampas	Estructurales (roll-over y cierres contra falla)
Tipo de hidrocarburos	Gas seco y húmedo
Queen City	
Roca almacén	Areniscas de grano grueso a muy fino de ambientes deltaicos y costeros
Sello	Limolitas y lutitas de plataforma
Trampas	Estructurales (fallas normales) y estratigráficas (cambios de facies y acuñaientos)
Tipo de hidrocarburos	Gas húmedo
Jackson	
Roca almacén	Areniscas de grano medio a fino de ambientes deltaicos y barras costeras
Sello	Lutitas y limolitas estratificadas
Trampas	Estructurales (asociadas a fallas de crecimiento) y estratigráficas
Tipo de hidrocarburos	Gas húmedo y condensado
Yegua	
Roca almacén	Areniscas de grano medio a fino de ambientes lagunares y deltaicos
Sello	Lutitas y limolitas interestratificadas
Trampas	Estructurales (fallas de crecimiento), y estratigráficas (bloques desprendidos de la plataforma y abanicos submarinos)
Tipo de hidrocarburos	Gas húmedo y condensado

Plays de la cuenca de Burgos	
Midway	
Roca almacén	Areniscas de grano grueso a fino de ambientes deltaicos y abanicos de talud
Sello	Lutitas
Trampas	Estratigráficas (acuñamientos y cambios de facies)
Tipo de hidrocarburos	Gas seco

1.4 Ubicación del prospecto

La Cuenca de Burgos, está ubicada en el Noreste de la República Mexicana entre los estados de Tamaulipas y Nuevo León y se extiende costa afuera hacia la plataforma continental. Esta cuenca cubre una superficie de 73,800 km², con 650 km de largo, desde Piedras Negras en el Norte hasta la costa en el Sur (CNH, 2020).

La **Figura 1.1** muestra la localización de la cuenca de Burgos, donde la estrella negra representa la localización de la zona de donde se obtuvo el cubo sísmico Arcos-Lajitas.



Figura 1.1. Ubicación de la Cuenca de Burgos (modificado de CNH,2020)

2. Antecedentes

2.1 Marco geológico y geofísico

Conocer los mecanismos de origen, transporte y acumulación que controlan la movilización de hidrocarburos, es de vital importancia para la industria petrolera, ya que con ello se puede evaluar y descubrir nuevos yacimientos de gas y aceite (Blanca Méndez, 2006). Para ello se deben estudiar los modelos geológicos y geofísicos que se tengan a la mano sobre dicha área de interés, con el fin de realizar un análisis conjunto de estos, que conlleven a una buena interpretación de las zonas de interés petrolero.

2.1.1 Modelo sedimentario

El comienzo de la formación de la Cuenca de Burgos se genera por el basculamiento de la plataforma carbonatada de Occidente a Oriente y ligeramente hacia el Sur; de igual forma, los medios de transporte como lo fueron los Ríos Mississippi, Houston y Grande (Bravo), fueron participes en el relleno del Golfo de México, ya que aportaron una gran cantidad de materiales terrígenos hacia la cuenca generando una columna de sedimentos siliciclásticos, que aumenta su espesor conforme nos alejamos más de la zona costera (Best Martínez, 2008).

En la **Figura 2.1** se observa el acomodo paulatino de los sedimentos acarreados por parte de los medios de transporte fluvial, mientras que en la **Figura 2.2** se ve de manera periférica el esquema que representa el modelo sedimentario de esta cuenca de donde se concluye que la mayoría de estos materiales depositados son siliciclásticos.

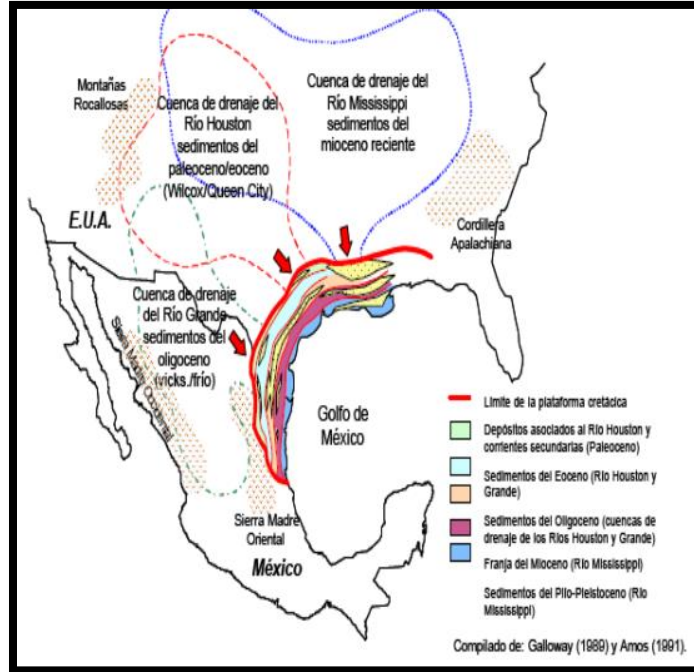


Figura 2.1. Fuentes de aporte para la sedimentación de la Cuenca de Burgos (modificado de Best Martínez, 2008)

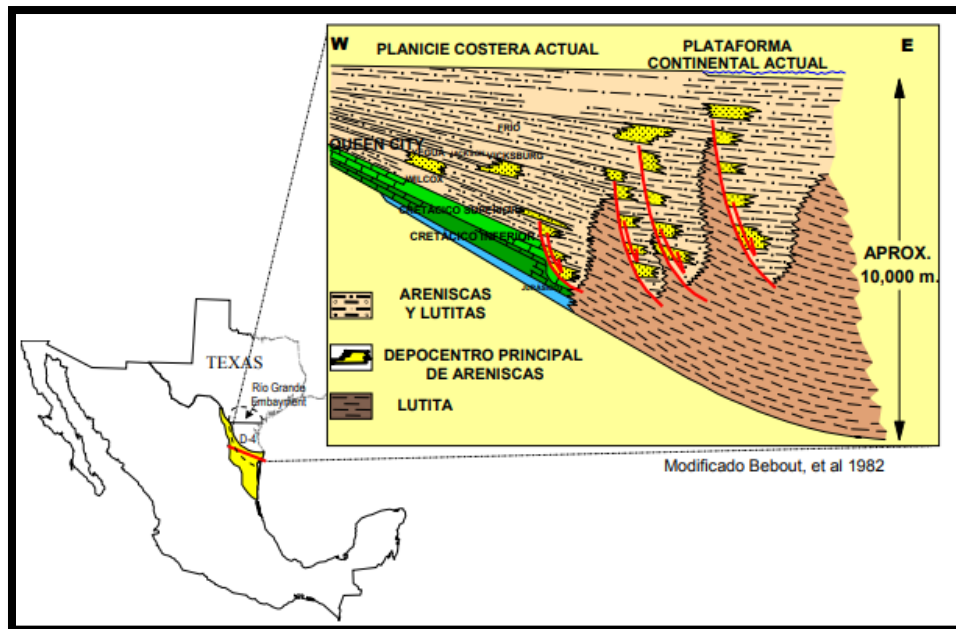


Figura 2.2 Esquema del Modelo Sedimentario de la Cuenca de Burgos (modificado de Best Martínez, 2008)

aguas profundas, representados por lutitas con abundante fauna marina y concreciones calcáreas esporádicas (Best Martínez, 2008).

Formación Wilcox. Su espesor varía entre los 800 m y los 1300 m. Los sedimentos de esta formación descansan discordantemente sobre la Formación Midway. Están constituidos por capas delgadas de lutita y de arenisca arcillosa dispuestos en alternancia. Ocasionalmente se encuentran intercalados, bancos gruesos de arenisca micacífera, con estratificación cruzada y capas gruesas de arcilla de color gris y rojo. En la parte media de la formación se distinguen capas de yeso (Best Martínez, 2008).

Grupo Mount Selman. Su espesor varía de 250 a 1200 m y los miembros que la constituyen son:

- Recklaw. Miembro inferior constituido por areniscas interestratificadas con lutitas y arcillas ferruginosas y lutitas carbonosas, que sugieren su origen subcontinental.
- Queen City. Constituido por areniscas de grano fino a medio de color gris, interestratificadas con lutitas y arcillas con foraminíferos de aguas salobres.
- Weches. Miembro superior constituido en general por depósitos esencialmente marinos de areniscas de color gris y lutitas de colores pardo, gris y rojizo, con presencia de foraminíferos y microfósiles.

Formación Cook Mountain. Su espesor varía entre 250 a 1000 m, constituida por una serie de areniscas glauconíticas de color gris verdoso, que alternan con capas delgadas de arcillas de color pardo y gris, fosilíferas.

Formación Yegua. Su espesor varía entre 100 y 1000 m, constituida por un potente espesor de arcillas de colores verde y gris, con intercalaciones de lutitas carbonosas, dispuestas entre dos cuerpos de areniscas de color gris, que se conocen con los nombres de Areniscas Mier las de la parte inferior y Areniscas Álamo las de la parte superior, interestratificadas en las arcillas tenemos a los lechos de ostras (Best Martínez, 2008).

Formación Jackson. Tiene un espesor que varía de los 300 a los 2000 m, constituida por areniscas y areniscas interestratificadas con lutitas arenosas fosilíferas (foraminíferos), con capas de ceniza volcánica y madera petrificada en la parte media y superior. En términos generales la Formación varía de una facies predominantemente arenosa y tobácea en el norte, a un complejo más lutítico hacia el sur (Best Martínez, 2008).

Formación Vicksburg. Tiene un espesor hasta de 3000 m, está constituido por lutitas y areniscas de grano fino a medio que alternan con lechos de ceniza volcánica, con abundancia de microfósiles (Best Martínez, 2008).

Formación Frío. Yace concordantemente sobre la Formación Vicksburg y en discordancia bajo el Conglomerado Norma y la Formación Catahoula. Está formada esencialmente por lutitas de colores gris y rojizo, con escasos lentes arenosos, y no se presenta en la porción occidental de la cuenca por no – depósito o por erosión. Se han podido distinguir dos miembros de la Formación Frío que se conocen con los nombres de Frío No Marino el suprayacente y Frío Marino en el inferior (Best Martínez, 2008).

En el miembro Frío Marino su espesor es de 30 a 1000 m, se compone principalmente de lutitas de color gris, verde y pardo, con abundancia de foraminíferos. En el miembro Frío No Marino su espesor es hasta de 2000 m, está formado por lutitas de color pardo rojizo, gris y verde, fragmentos de anhidrita y de yeso, y varios cuerpos arenosos de carácter lenticular, de grano fino a grueso, de permeabilidad variable (Best Martínez, 2008).

2.1.3 Modelos gravimétricos

Estos estudios consisten en la medición de la intensidad de la fuerza de la gravedad de la Tierra, la cual puede cambiar cuando está en presencia de grandes masas mineralizadas. Se basan en el registro de las variaciones espaciales a lo largo del campo gravitacional terrestre, causadas por la diferencia producida debido a la densidad de las rocas (Coates, 2016).

Los estudios gravimétricos estudian las mediciones que determinan las densidades características de cada roca, basadas en la fuerza de la gravedad. Estos estudios se realizan sobre extensas superficies de terreno siguiendo un patrón determinado, tomando en cuenta la densidad de las rocas y su fuerza de gravedad, mientras más denso es el objeto mayor fuerza de gravedad ejercerá (PDVSA, 2018).

El mapa de anomalía gravimétrica correspondiente a la cuenca de Burgos se muestra en la **Figura 2.4**. Las mediciones de gravedad usan unidades Gal, donde se observa que la cuenca de Burgos presenta anomalías de alto contraste hacia el oriente, por lo que se infiere la presencia de cuerpo arenosos y arcillosos.

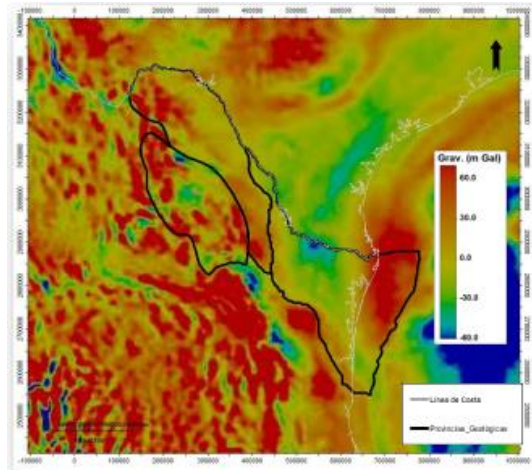


Figura 2.4. Mapa de Anomalía Gravimétrica (modificado de CNH, 2020)

2.1. 4 Modelos magnetométricos

Estos modelos se realizan a través de estudios que se encargan de medir las variaciones en el campo magnético de la Tierra con el fin de detectar minerales que lo alteran. Es un método que permite la caracterización del subsuelo por medio de la susceptibilidad magnética de los distintos minerales que se encuentran desde algunos metros hasta kilómetros de profundidad (Coates, 2016).

Se fundamenta en la localización de cuencas sedimentarias cuyo basamento son rocas ígneas y/o metamórficas, las cuales tienen un alto contenido de minerales magnéticos, sobre todo hierro, cobalto y níquel. Estas cuencas se comportan como un potente imán, permitiendo a través de las lecturas que registra un aparato llamado magnetómetro, la identificación de posibles zonas prospectivas; el magnetómetro puede ser operado en tierra o desde un avión provisto con equipos especiales de navegación (PDVSA, 2018).

El mapa de anomalía magnética correspondiente a la cuenca de Burgos se muestra en la **Figura 2.5**. En la imagen se observa que aquellas zonas de alta respuesta (medidas en nT), las cuales exponen áreas de alto contenido mineralógico, es decir, rocas ígneas y/o metamórficas representativas del basamento de cuencas sedimentarias.

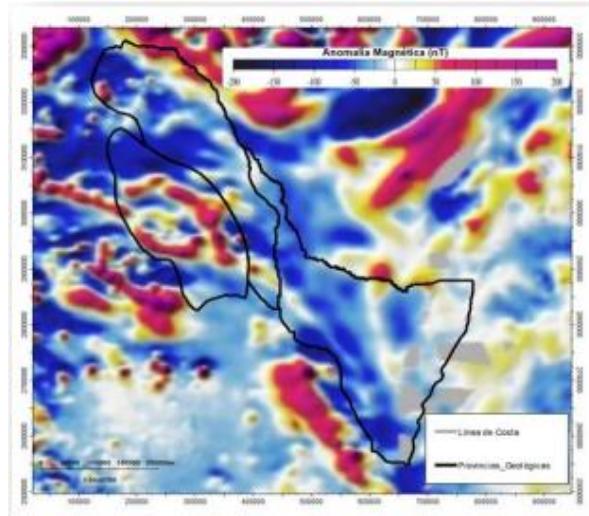


Figura 2.5. Mapa de Anomalía Magnética (modificado de CNH, 2020)

2.2 Geología del petróleo

A través de la presencia de rocas generadoras que tienen buenas condiciones de cantidad, calidad y madurez de la materia orgánica, la existencia de rocas almacenadoras y sello, así como procesos que influyen en la migración, acumulación del hidrocarburo, la trampa y la sincronía, se han declarado tres sistemas petroleros en esta Cuenca: Pimienta-Midway, Wilcox y Vicksburg (**Tabla 2.1**).

Tabla 2.1. Sistemas petroleros asociados a la Cuenca de Burgos (modificado de Best Martínez, 2008)

Periodo	Época		Sistema Petrolero
Cuaternario	Pleistoceno		
Terciario	Plioceno		
	Mioceno	Superior	Visckburg
		Medio	
		Inferior	
	Oligoceno	Superior	
		Inferior	
	Eoceno	Superior	
		Medio	
		Inferior	
	Paleoceno	Superior	
Inferior			
Cretácico	Superior	Pimienta Midway	
	Inferior		
Jurásico	Superior		

Rocas generadoras

En la **Figura 2.6** se diferencian cuatro franjas en dirección norte-sur, correspondiente al Jurásico-Cretácico, Paleoceno, Eoceno, Oligoceno y Plioceno, en donde por el volumen de producción la parte del Oligoceno es la más importante.

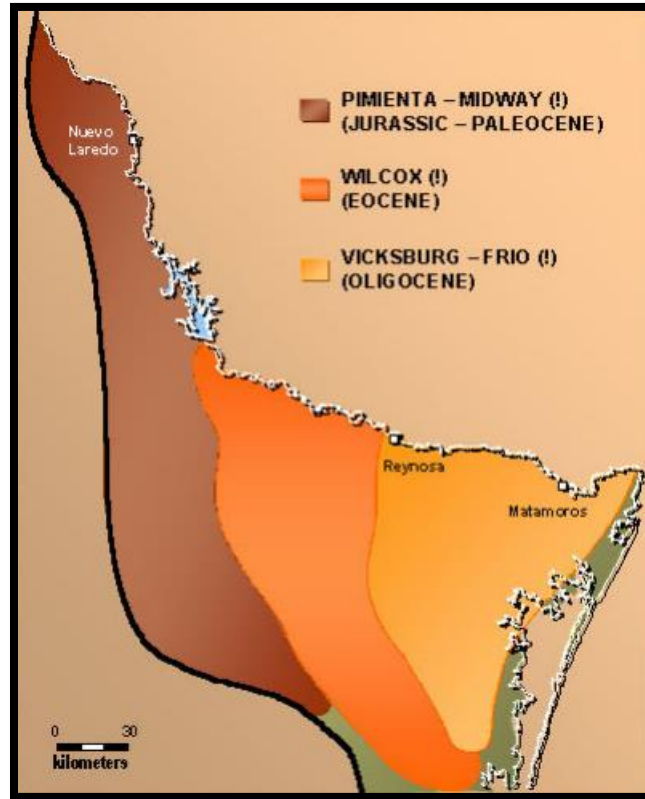


Figura 2.6. Franjas productoras de la Cuenca de Burgos (modificado de Best Martínez, 2008)

- Jurásico y Cretácico Superior

Para ambos periodos se encuentra el sistema petrolero Pimienta-Midway, ubicado en la porción occidental de la Cuenca de Burgos y tiene como roca madre o generadora a las lutitas de la Formación Pimienta del Jurásico Superior, cuyo potencial generador va desde pobre a bueno, con un COT menor a 0.5% hasta 2%. En tanto que su materia orgánica corresponde a kerógeno del tipo I y II, donde su grado de madurez es considerado alto, debido a que su Reflectancia de Vitrinita (R_o) varía de 2 a 3%, condiciones que dan origen a la generación únicamente de gas seco con alto contenido de metano termogénico (Salvador, 2010).

Por parte de la secuencia del Cretácico, las formaciones Eagle Ford y Agua Nueva (Turoniano), San Felipe (Coniaciano-Santoniano) y Méndez (Campaniano-Maastrichtiano) presentan un comportamiento geoquímico semejante en cuanto al COT contenido, es superior en todos los casos al 1% y con valores considerables

de S2 (hidrocarburos potenciales) en una buena proporción, lo que permite considerarlas como rocas generadoras.

Consisten en calizas arcillosas y lutitas calcáreas depositadas sobre una plataforma abierta y extensa, durante las últimas etapas de la transgresión regional que cubrió gran parte del territorio mexicano.

Asimismo, se encuentran los sedimentos arcillosos de la Formación Midway (Cenozoico) que presenta un potencial generador que va desde pobre en la porción occidental con valores de COT < 0.5 %, hasta bueno en la porción oriental con valores de COT > 2 %. La materia orgánica es del Tipo III y varía de inmadura hasta sobremadura con valores de Ro > 0.5 (Salvador, 2010).

- Cenozoico

Para las lutitas y areniscas del Paleoceno y Eoceno, se encuentran valores de COT superior al 1%, en las Formaciones correspondientes a Midway del Paleoceno, Recklaw y Cook Mountain del Eoceno. En el marco de una regresión general cenozoica que rompe con la sedimentación de carbonatos mesozoicos, se inicia una fuerte subsidencia y sedimentación de terrígenos finos y arenosos acompañados de materia orgánica continental (tipos III y IV) en condiciones marinas a mixtas, cuyo potencial generador es irrelevante. No obstante, las facies arenosas de estas Formaciones producen gas y condensado, al igual que las de la Formación Vicksburg del Oligoceno Inferior, cuya parte de arcilla sí detecta ligero potencial generador (S2) en algunas muestras, debido a la probable presencia de cantidades de kerógeno tipo II (Best Martínez, 2008).

El sistema petrolero Wilcox se encuentra ubicado en la parte centro-occidental de la Cuenca, a manera de una franja norte-sur, y las rocas generadoras son las gruesas secuencias arcillosas de las Formaciones Midway y Wilcox del Paleoceno y Wilcox del Eoceno, considerándose esta última como la principal secuencia generadora; el potencial generador de esta roca va de pobre a bueno en sentido W-E; ya que sus facies varían en este mismo sentido desde salobres hasta nerítico externo e incluso batial superior, con valores de COT que fluctúan entre < 0.5 a 2.0 % y materia orgánica del tipo III y II. Por lo que respecta a su madurez, los valores de Ro varían entre < 0.5 % en la región occidental a 2.0 % en la porción central, ubicando a esta última en la ventana de generación de gas húmedo (Salvador, 2010).

Mientras que el sistema petrolero Vicksburg-Frío es el más importante de la Cuenca y se ubica parte oriental, con un subsistema generador constituido por lutitas que fueron depositadas en ambientes batiales de la formación Vicksburg con un potencial generador bueno con valores de COT < 0.5 a 1 %, producto de una mezcla de kerógenos del Tipo II y III, y una madurez de 0.5 a 1.2 % de Ro (Salvador, 2010).

Rocas almacenadoras

Las rocas almacenadoras del Paleoceno Midway están relacionadas con depósitos en una plataforma nerítica externa a batial superior en su parte inferior y en su parte superior es más somera, ocurriendo el depósito en plataformas de ambientes nerítico externo; la geometría de los depósitos es de complejos de abanicos submarinos de talud y de piso de cuenca, con espesores brutos de hasta 110 m y de areniscas con espesores promedio de 35 m (Best Martínez, 2008).

Los yacimientos provenientes de rocas mesozoicas, se presentan en calizas de cuenca fracturadas de las Formaciones Taraises y Méndez. Las rocas almacenadoras Cenozoicas las constituyen las areniscas intercaladas en la secuencia arcillo-arenosa. Las areniscas presentan diferente grado de arcillosidad y madurez, de acuerdo con las características del ambiente de depósito y al ciclo sedimentario correspondiente, lo cual influye notablemente en su porosidad y permeabilidad. La roca almacenadora del subsistema generador Wilcox, la constituyen cuerpos de areniscas dentro de la Formación Wilcox del Eoceno, depositados en ambientes de tipo deltaico dominado por el oleaje. Los espesores brutos de la roca rondan entre los 18 y 92 m, a comparación de sus espesores netos lo hacen entre 3 y 72 m (Best Martínez, 2008).

Los sistemas regionales de fallas de crecimiento desempeñaron una gran influencia en el depósito de estos cuerpos arenosos, ya que originaron grandes depocentros en los bloques bajos de las fallas. Las rocas almacén en el subsistema generador Oligoceno Vicksburg - Frio, están asociadas en su depósito a un evento de origen transgresivo, con alternancias de lutitas y areniscas de ambientes continentales, deltaicos, prodeltaicos y turbidíticos. Los depocentros tienen espesores brutos de arenas de 50 a 500 m y espesores netos de 8 a 40 m (Salvador, 2010).

Rocas sello

Para los sistemas petroleros añadidos a la Cuenca de Burgos, se ha registrado que una secuencia arcillo-arenosa con predominio de potentes secciones arcillosas (lutitas y lutitas limolíticas) de extensa distribución que van aproximadamente de 20 hasta 100 metros, constituyen un sello, al cubrir a las areniscas almacenadoras.

Trampas y migración

Las trampas definidas para el subsistema Pimienta-Midway son del tipo stratigráfico estructural, se tienen anticlinales mesozoicos afectados por fallas laterales y normales que actúan como rutas de migración y que emplazan yacimientos en el Jurásico, Cretácico y Cenozoico. El proceso de Migración en el sistema Jurásico Pimienta-Paleoceno Midway, es un proceso poco conocido, pero se ha observado asociado a fallamiento normal y lateral que rompe y fragmenta las

estructuras mesozoicas, permitiendo la migración de gas seco profundamente generado en la columna mesozoica (Best Martínez, 2008).

Para el subsistema generador del Wilcox, los tipos de trampas dominantes son estructuras “rollover” asociadas a las fallas de crecimiento, así como cierres contra falla en bloques altamente compartimentalizados. La migración regulada también por los principales sistemas de expansión, yacimientos caracterizados por mezclas de metano de origen termogénico y biogénico, con contenidos de gas húmedo y asociados a una fuerte anomalía geotérmica (Best Martínez, 2008).

En la secuencia Vicksburg – Frio, las porosidades controlan un sistema de expansión de fallas regionales de edad Oligoceno Tardío- Mioceno Temprano que actúan como rutas de migración que alimentan principalmente a trampas combinadas formadas por estructuras rollover, fallas antitéticas y en menor grado a trampas de carácter estratigráfico (Best Martínez, 2008). En la **Figura 2.7** se puede observar el modelo estructural que afecta la migración.

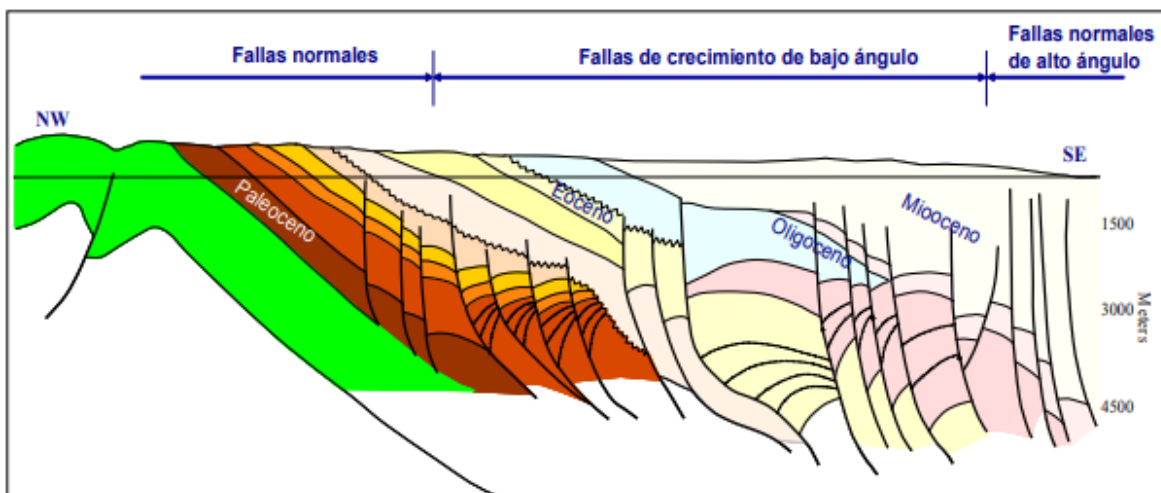


Figura 2.7. Modelo Estructural que afecta la Migración (modificado de Best Martínez, 2008)

2.3 Paleoambientes

Mesozoico. Jurásico Superior

El proceso sedimentario en Burgos comienza en el Jurásico Superior con el hundimiento lento y paulatino de los paleoelementos Burro-Picachos y San Carlos-Cruillas; correspondientes al Archipiélago Jurásico de Tamaulipas. El movimiento generó una extensa plataforma sobre la que se realizó una transgresión sobre una

superficie erosionada y de relieve moderado, que favoreció el depósito de carbonatos y evaporitas en las zonas marinas someras en donde se pudo ver la presencia de sal y de terrígenos costeros. Este marco sedimentario originó las Formaciones Metate, Novillo-Zuloaga y Olvido (Echanove, 1986).

A fines de Oxfordiano, la etapa de subsidencia originó una mayor transgresión hacia el oriente, que ocasionó la invasión del mar en áreas antes emergidas. Esta acción arrastró una enorme cantidad de materia orgánica vegetal y abundantes terrígenos removidos y transportados mar adentro, formando un depósito de carbonatos finos con grado variable de terrígenos y abundancia de carbón, definiendo a las Formaciones La Casita y Pimienta. La **Figura 2.8** refleja la acumulación de sedimentos (Echanove, 1986).

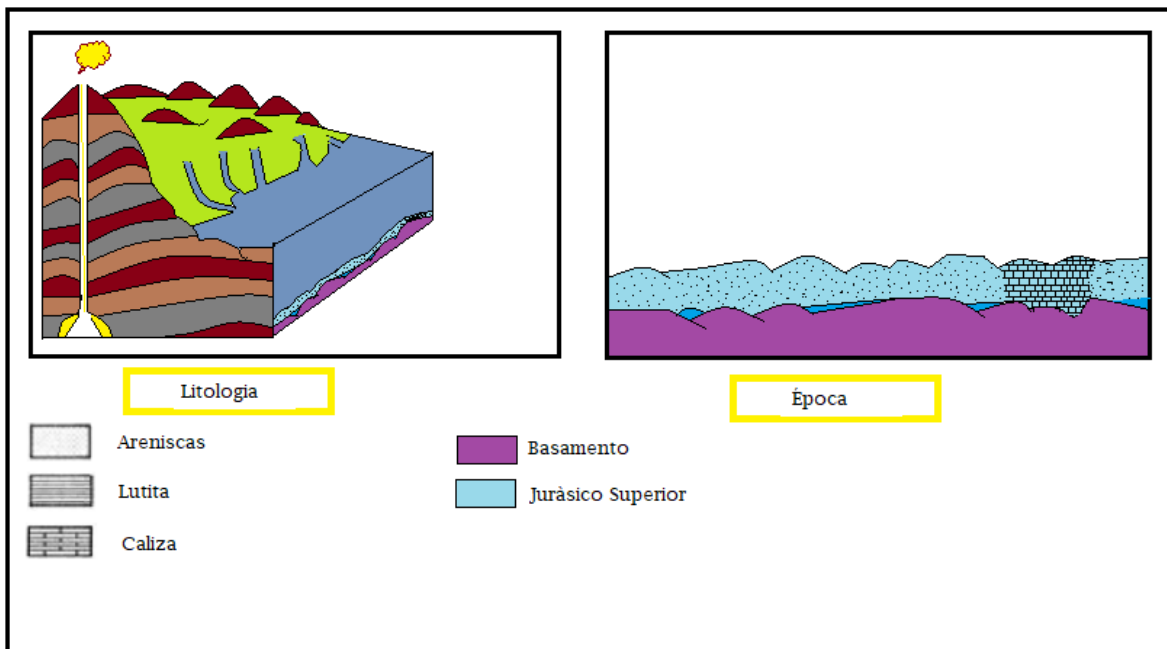


Figura 2.8. Paleoambiente del Jurásico Superior (modificado de Echanove, 1986)

Cretácico Inferior

En el Cretácico Inferior, correspondiente al Berriasiano-Hauteriviano Inferior, la subsidencia no se detuvo, en la que predominaron facies de mar abierto representadas por carbonatos finos. Solamente, en la margen noroccidental de la provincia correspondiente al área Laredo y parte del área oeste Presa Falcón, las facies fueron más someras y con presencia de clásticos finos, arcilla y limo, derivadas de algún elemento positivo cercano. En esta zona de la provincia prevalecieron ambientes de plataforma, distinguiéndose la influencia del borde de

la plataforma jurásica, que favoreció el depósito de una secuencia calcárea, con delgadas intercalaciones de sedimentos calcáreo-arcillosos (Echanove, 1986).

En el Hauteriviano Superior, Barremiano y Aptiano Inferior, hubo extensos periodos de estabilidad, lo que favoreció el desarrollo continuo de un frente arrecifal vertical hacia la parte del oriente. El modelo sedimentario correspondiente a este periodo permite la distinción de tres de las facies del patrón sedimentario que son: plataforma, complejo arrecifal y mar abierto. Este modelo arrecifal se distingue en la porción noroeste de la provincia (área Laredo), donde predominaron condiciones favorables para el desarrollo de bancos, calizas y de una estructura arrecifal. Hacia el oriente y sur del complejo arrecifal prevalecieron ambientes de mar abierto, en los que se depositó una secuencia de carbonatos finos correspondientes a la Formación Tamaulipas Inferior (Echanove, 1986).

En el Aptiano Superior, ocurrió una reactivación de las áreas continentales ubicadas al occidente de la región, provocando y ocasionando un quiebre notable en la sedimentación. En este periodo prevalecieron ambientes marinos, en los que existió un depósito de secuencias delgadas calcárea-arcillosa y calcáreo-arcillo-carbonosa, con alto contenido de materia orgánica (Formación La Peña). Durante el Albiano Inferior-Medio, aumenta el movimiento de la subsidencia y se incrementa el efecto transgresivo hacia el poniente, se establece una amplia y extensa plataforma de bajo relieve y de hundimiento lento, en la que predominaron ambientes marinos extensos a mar abierto (Echanove, 1986).

En el Albiano Superior y Cenomaniano Inferior, disminuye el ritmo de subsidencia con periodos de equilibrio que originan una distribución sedimentario-estratigráfica entre la porción noroccidental de la provincia (áreas Laredo y oeste Presa Falcón), con el resto de la margen occidental. A inicios del Cenomaniano surge un fuerte basculamiento hacia el oriente, probablemente asociado a los movimientos iniciales del levantamiento del Continente Occidental (Sierra Madre) y el del Burro, al noroeste. Estos movimientos provocan una rápida y extensa regresión hacia el oriente, con predominio de ambientes someros y el depósito de una secuencia delgada de lutitas y areniscas calcáreas con alto contenido de óxido de hierro y abundante fauna de aguas someras y templadas. En el resto de la provincia, margen occidental y porción sur-suroeste (áreas China, sur de San Fernando y San José de las Rusias), predominaron facies de mar abierto durante el Albiano Superior y Cenomaniano Inferior (Echanove, 1986).

Cretácico Superior

En el Cretácico Superior, prosigue el levantamiento y/o basculamiento regional del Continente Occidental (Sierra Madre) y el retiro progresivo de los mares hacia el oriente. En este marco regresivo, durante el Cenomaniano Superior y Turoniano, existió un ambiente marino de aguas someras en el que se depositó una potente

secuencia de sedimentos predominantemente calcáreo-arcillosas, de estratificación delgada. (Echanove, 1986)

En el Coniaciano y Santoniano los movimientos regresivos se tornan moderados y se deposita una secuencia calcáreoarcillosa con intercalaciones de sedimentos calcáreos finos, de estratificación delgada a media. Durante el Campaniano y Maestrichtiano, continuó el movimiento regresivo con periodos de reactivación y oscilaciones del fondo marino. Estableciéndose en la porción noroccidental de la provincia (área Laredo), condiciones de una plataforma, de ambientes marinos internos a medios e inclusive externos; mientras que, en el resto de la provincia, las condiciones fueron de mar abierto y de aguas profundas (Echanove, 1986).

La **Figura 2.9** muestra el periodo a fines del Cretácico y principios del Cenozoico, donde comienza una serie de movimientos intensos provocados por los efectos de la Orogenia Laramide. Esta actividad originó el plegamiento y levantamiento de las rocas mesozoicas al poniente de la Cuenca de Burgos; provincias: Sierra Madre Oriental y Golfo de Sabinas. En la provincia del Burro-Picachos la deformación fue moderada, por la presencia del elemento subyacente, que sirvió de contrafuerte. Es en el Cenozoico cuando se establece en la Provincia de Burgos una amplia y extensa plataforma Cenozoica, de bajo relieve e inclinada hacia el oriente. La sedimentación fue principalmente marina-somera y de carácter cíclico, transgresivo-regresivo, constituyendo una marcada progradación secuencial hacia el oriente (Echanove, 1986).

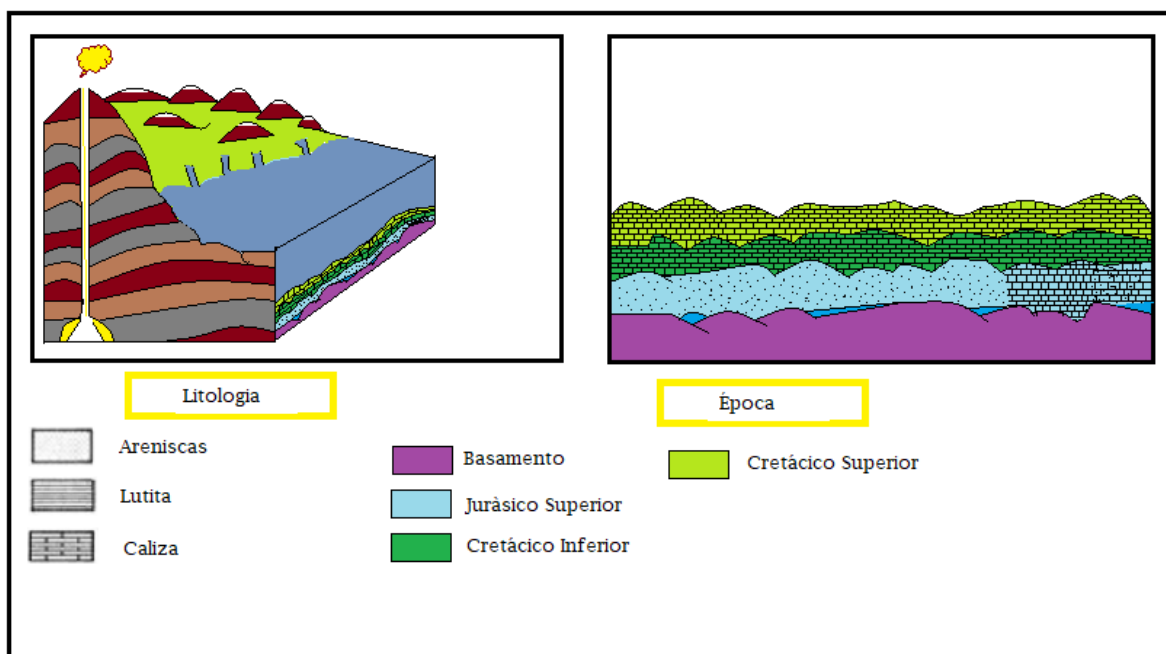


Figura 2.9. Paleoambiente del Cretácico (modificado de Echanove, 1986)

Cenozoico. Paleoceno

La **Figura 2.10**, indica lo que ocurrió en el Paleoceno donde inicia una gran transgresión hacia el poniente, que favorece el depósito de discordancias constituidas por areniscas y de ambientes someros, sobre una superficie cretácica erosionada. A este depósito, lo sobreyace una secuencia arcillo-arenosa marina, con aislados y delgados cuerpos arenosos alargados, de distribución restringida y de ambientes de plataforma media a externa.

En el periodo Paleoceno Medio al Eoceno Inferior dentro de un movimiento regresivo-transgresivo, hacia el oriente y predominando un ambiente de plataforma interna a media, se depositan sedimentos arcillo-arenosos con intercalaciones variables de areniscas. Estos cuerpos arenosos presentan características de barras costeras de desarrollo múltiple, alargadas, de espesor variable y de amplia distribución, esta secuencia pertenece a la Formación Wilcox. A los sedimentos arcillosos equivalente del Paleoceno Medio, depositados en la plataforma media y externa, se les considera pertenecientes a la Formación Midway (Echanove, 1986).

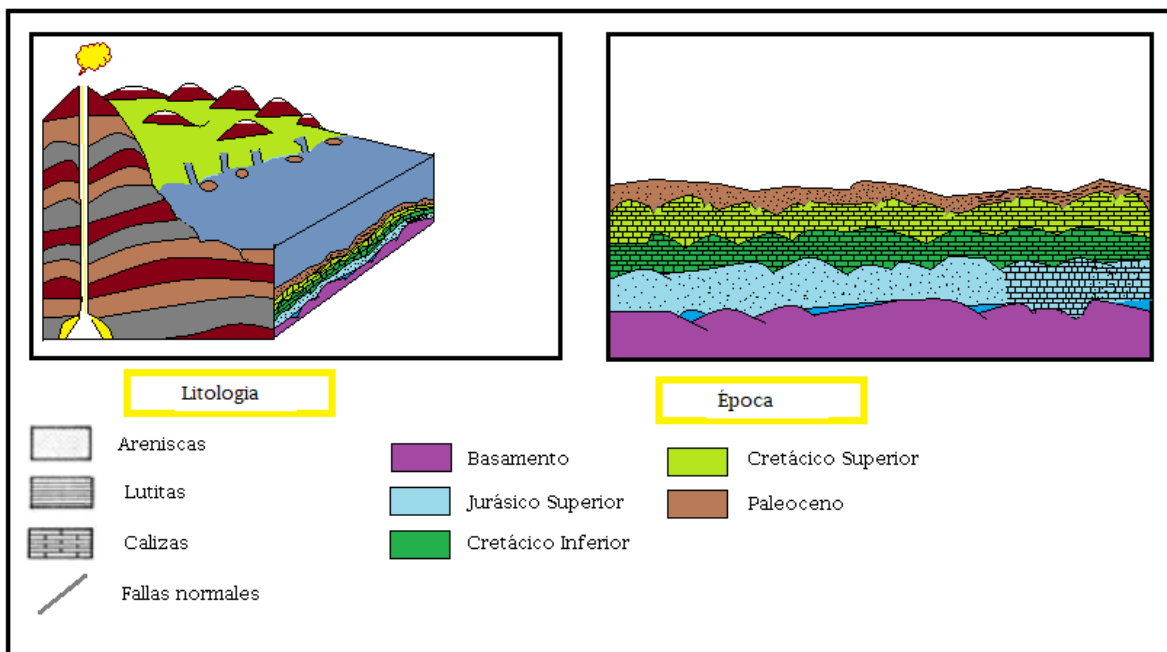


Figura 2.10. Paleoambiente del Paleoceno (modificado de Echanove, 1986)

Eoceno

Durante la parte del Eoceno Inferior y Medio, se establece un ciclo regresivo-transgresivo, en donde se deposita la secuencia del Grupo Mount Selman (Reklaw,

Queen City y Weches). A fines del Eoceno Medio y principios del Eoceno Superior, se inicia otro ciclo de depósito de carácter regresivo y está representado por las formaciones Cook Mountain y Yegua (Echanove, 1986).

La **Figura 2.11** muestra que en el Eoceno Superior ocurre un quiebre en la sedimentación, iniciándose un nuevo ciclo completo transgresivo-regresivo. A fines del Eoceno y principios del Oligoceno, se generan una serie de intensos movimientos verticales, reflejo de los últimos efectos de la Orogenia Laramide. Estos provocan una reactivación de las áreas positivas, situadas al poniente de la provincia, dando lugar a un gran aporte de clásticos que acentúa los movimientos gravitacionales y propicia el desarrollo de sistemas múltiples y secuencia de fallas de crecimiento, contemporáneas al depósito. Las fallas son de amplia distribución regional y de gran desplazamiento, que destacan en cada etapa sedimentaria del Oligoceno por su influencia notable en el depósito y, además, porque se considera el factor principal en la formación de las estructuras de la Franja situada en el Oligoceno.

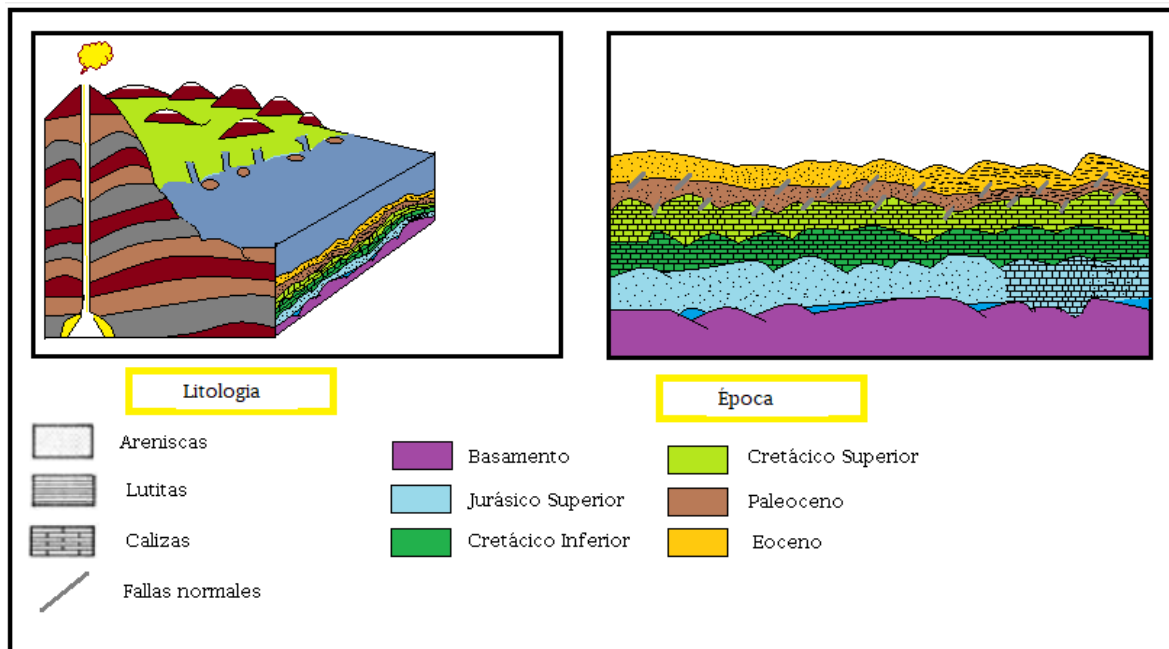


Figura 2.11 Paleoambiente del Eoceno (modificado de Echanove, 1986).

Oligoceno

En la Franja del Oligoceno, los sistemas de fallas de crecimiento son secuenciales hacia la parte del oriente y forman una serie de bloques alargados y subparalelos, de extensión regional y estratigráficamente de forma escalonada en este mismo sentido, siendo el más antiguo al poniente y el más joven hacia el oriente. En el Oligoceno Inferior, se inicia una amplia y extensa transgresión hacia el poniente,

cuyo avance llega a cubrir casi totalmente la Franja del Eoceno. A fines del Oligoceno Inferior y principios del Oligoceno Medio, finaliza la etapa transgresiva y da inicio una extensa regresión, provocada por un gran levantamiento y por el rejuvenecimiento de las áreas positivas, ubicadas al poniente que provoca la retirada de los mares hacia el oriente y una gran afluencia de clásticos terrígenos hacia la cuenca, transportados por corrientes fluviales que favorecieron el desarrollo de abanicos aluviales, complejos fluvio-deltáicos y sistemas de barras de barrera, en una etapa regresiva progradante (Echanove, 1986).

Hacia el oriente, los ambientes de depósito varían gradualmente a salobres (litoral-mixto) y marinos someros (plataforma interna); depositándose una potente secuencia areno-arcillosa, con numerosos desarrollos arenosos, alternando con delgadas secciones arcillosas marinas. En el Oligoceno Superior, concluye la etapa regresiva y comienza una nueva etapa tectónica, con el desarrollo de un ciclo transgresivo/regresivo completo. Como se muestra en la **Figura 2.12**, la actividad tectónica en el Oligoceno, lo constituyen las fallas de crecimiento y que presentan un desarrollo múltiple y secuencial, son de carácter regional y de gran desplazamiento. Estas fallas se consideran el factor principal en la formación de las estructuras de las franjas Oligoceno, Mioceno y Plioceno.

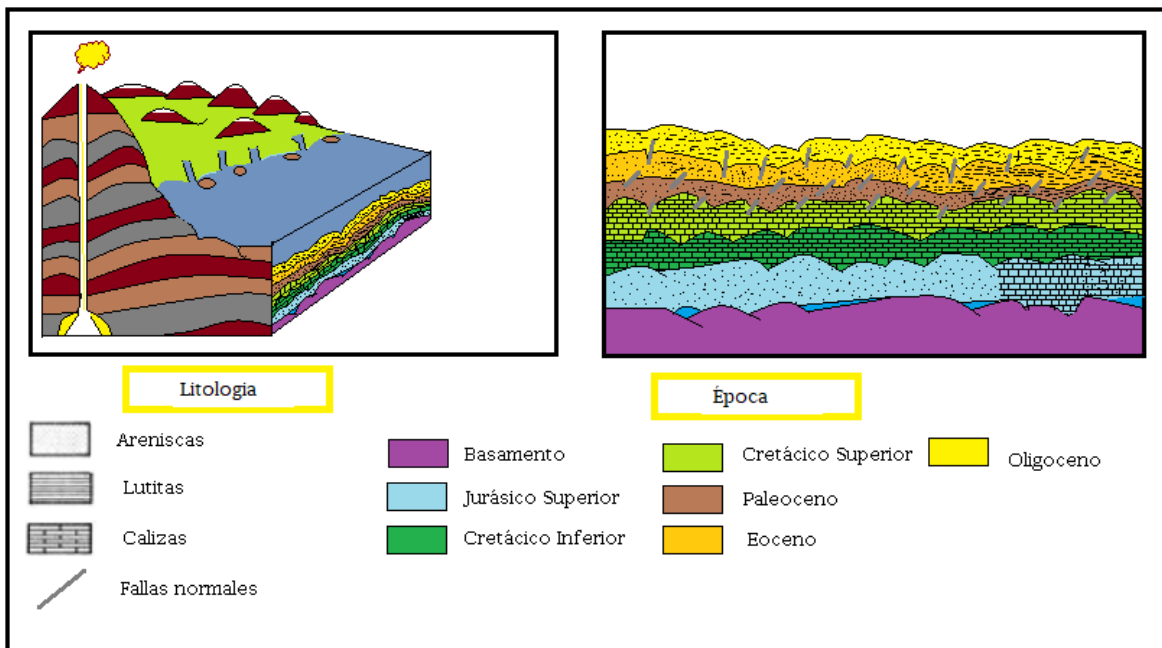


Figura 2.12. Paleoambiente del Oligoceno (modificado de Echanove, 1986)

Mioceno

En el Mioceno, sigue avanzando la progradación hacia el oriente con un gran aporte de sedimentos, la activación de movimientos gravitacionales y el desarrollo de grandes fallas de crecimiento, de distribución regional y contemporánea al depósito. Esta actividad provocó eventos tectónicos sedimentarios parecidos a las del Oligoceno, y consecuentemente se definen modelos estructurales similares. A principios del Mioceno Inferior, se mantiene la extensa regresión hacia el oriente, iniciada en el Oligoceno Superior y continúa el depósito gradual de la secuencia areno-arcillosa de ambientes continental y mixto.

A mediados del Mioceno Inferior, se detiene el ciclo, cesa la etapa regresiva y comienza una extensa transgresión hacia el poniente, con la influencia de fallas, esta actividad continúa en el Mioceno Medio. Como se muestra en la **Figura 2.13**, en este periodo, se forma una amplia y extensa plataforma, sobre la cual se deposita una secuencia marina somera predominantemente areno-arcillosa. A principios del Mioceno Superior, cierra el ciclo con la etapa transgresiva y se inicia una extensa etapa regresiva y progradante hacia el oriente (Echanove, 1986).

En la parte baja del Plioceno, cesa la etapa regresiva y se inicia un nuevo ciclo sedimentario con una corta transgresión hacia el poniente, precedido por una extensa etapa regresiva y progradante hacia el oriente; esta última etapa continúa en la actualidad. Se considera que la última actividad tectónica que ocurrió en la Cuenca de Burgos fue en el Mioceno Superior (Echanove, 1986).

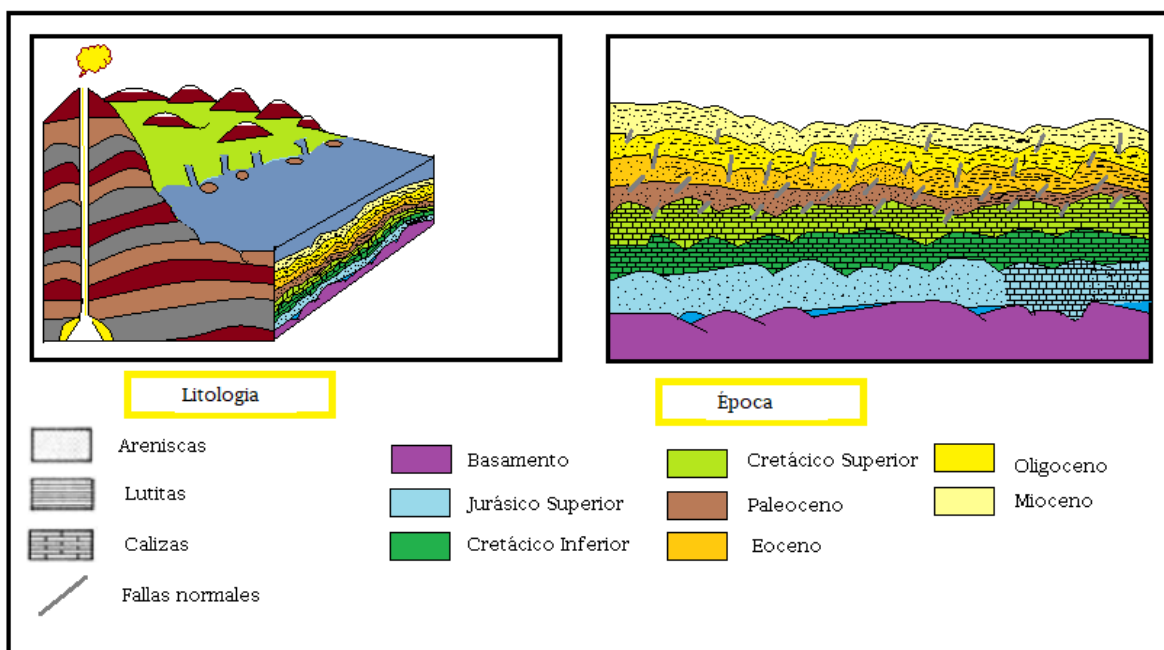


Figura 2.13. Paleoambiente del Mioceno (modificado de Echanove, 1986)

3. Presentación de los datos

3.1 Sísmica

El método sísmico de reflexión consiste en el análisis de los datos que se tomaron del subsuelo, generados por el movimiento vibratorio de frentes de ondas producidas por una fuente artificial, las cuales viajan a través del subsuelo y que, al ser reflejadas en los distintos medios que atraviesan, son registrados en superficie por medio de receptores (Repsol, 2022).

- Las fuentes de onda se desplazan en todas direcciones.
- La velocidad de desplazamiento es constante para un mismo medio, sin embargo, pueden existir variaciones debido a diversos factores del medio que atraviesan.
- Cuando atraviesan un material distinto al precedente, la velocidad cambia.
- Las ondas reflejadas se propagan hacia la superficie con un ángulo igual al ángulo de incidencia.
- Las ondas serán detectadas por una serie de receptores colocados en superficie.

La **Figura 3.1** ilustra el método sísmico de reflexión donde se observa el frente de onda emitido por la fuente y la detección de éstas por medio de un arreglo de receptores.

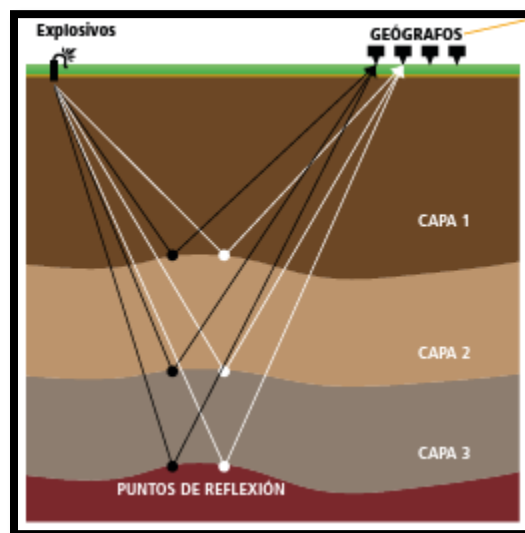


Figura 3.1. Método Sísmico de Reflexión (modificado por PDVSA, 2018)

Por lo tanto, el método sísmico provee información detallada sobre la estructura y la estratigrafía de los estratos presentes en el subsuelo de una cuenca sedimentaria (Olaya López, 2021). Dicho lo anterior, a continuación, se presenta en las **Figuras 3.2 y 3.3** imágenes 2D y 3D de la sísmica del área Arcos-Lajitas, respectivamente. En cada una de ellas se observa el sistema de fallas provocado por los eventos tectónicos en la parte cenozoica, que repercuten en la continuidad de los estratos.

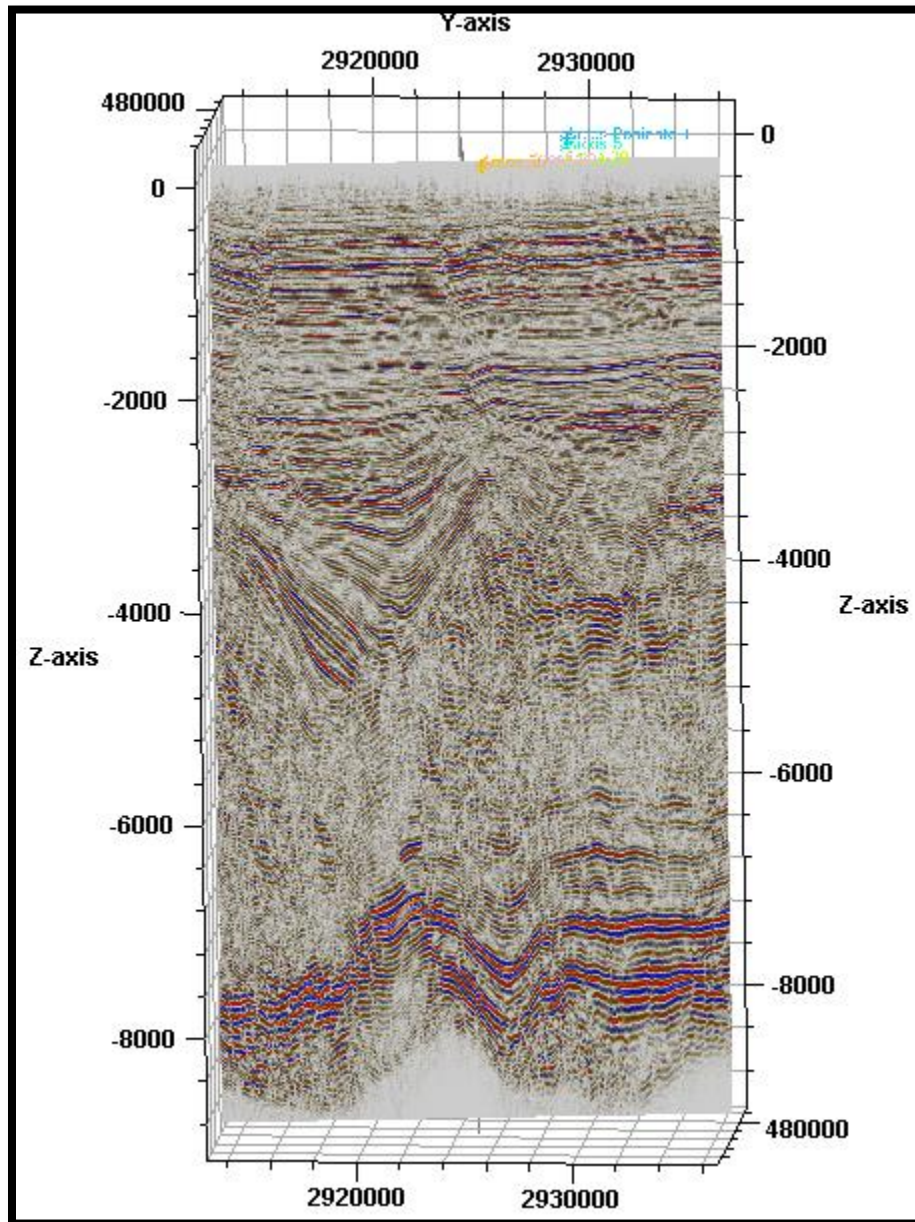


Figura 3.2. Vista 2D del Cubo Sísmico Arcos-Lajitas.

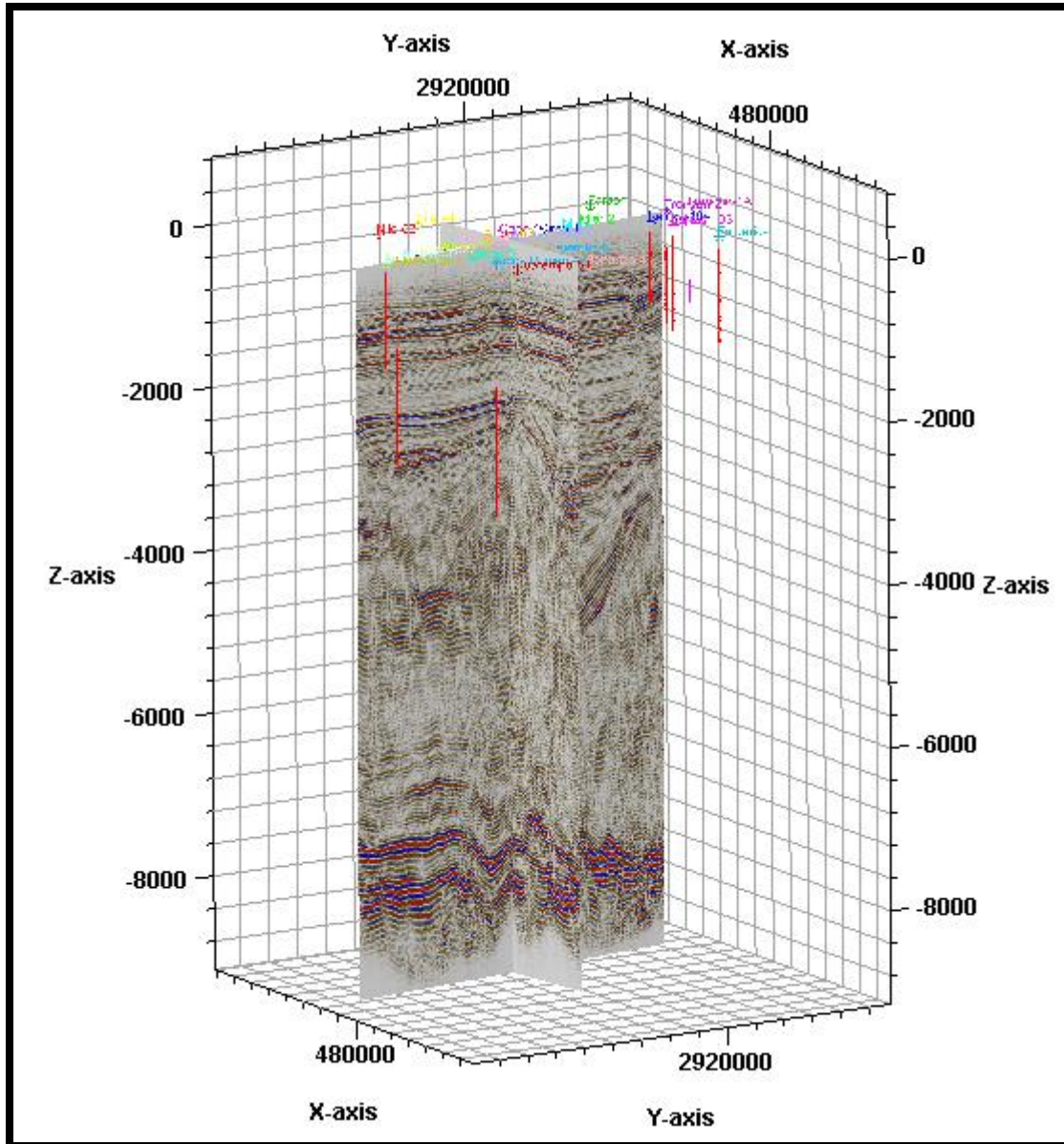


Figura 3.3. Vista 3D del Cubo Sísmico Arcos-Lajas.

3.2 Registros de pozos

En la **Tabla 3.1**, se muestran algunos de los pozos que se encuentran ubicados en el área de interés, con los registros geofísicos tomados durante la etapa de perforación de cada uno de estos.

Tabla 3.1. Registros Geofísicos Tomados de cada Pozo.

Pozo	Registro Geofísico
Arcos-Poniente	SP, DT
Arcos-5	LN, SN, SP
Arcos-29	ILD, SP, DT, SPHI, GR, BS
Arcos-50	BS, ILD, SP, DT, SPHI, GR
Arcos-99	BS, ILD, SP, DT, SPHI, GR
Arcos-158DES	BS, SP, DT, SPHI
Arcos-502	BS, ILD, SP, DT, SPHI, GR
Arcos-519	BS, ILD, SP, GR, DT, SPHI
Arcos-527	BS, SP, Sw, GR, DT, SPHI
Bonanza-4	BS, SP, DT, SPHI
Cabo-1	BS, GR
Circo-1	BS, SP, DT, SPHI, GR
Estuario-1	DT, SPHI
Faraón-1	
Flamenco-1	SPHI, GR, DT
Huatempo-51	
Lajitas-103	DT, SPHI
Lajitas-104	DT, SPHI
Mier-1	SP, LN, SN
Mier-2	DT, SPHI
Nilo-44	DT, SPHI
Nilo-52	DT, SPHI
Troncon-1A	LN, SN, SP
Troncon-2	DT, SPHI
Viernes-5	BS, DT, SPHI, GR

Nota. La tabla indica los registros geofísicos que fueron otorgados para los pozos señalados, por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

4. Interpretación estructural

4.1 Marco teórico

Durante el proceso de interpretación, se debe de tomar en cuenta que los eventos sísmicos son reflexiones que provienen de interfaces del subsuelo que presentan contrastes de velocidades o de impedancia acústica; además, que dichos contrastes están asociados con estratificaciones o estructuras que representan la morfología geológica. Cuando los eventos presentan coherencia, están relacionados con estructuras o cuerpos geológicos, y por último, que las

características de los eventos sísmicos tales como la forma de la onda, amplitud del evento, patrones de secuencia, entre otros, dependen de los detalles estructurales, naturaleza de los fluidos intersticiales, así como de la absorción de frecuencias del paquete de rocas que se encuentren en el estrato objetivo y la superficie (Sheriff, Geldart, 1991).

4.1.1 Conceptos de geología estructural

La geología estructural se encarga del análisis de las características de las masas rocosas que comprenden la corteza terrestre de manera estructural, de la distribución de tales características, del tiempo geológico y de las causas que las originaron; también es importante su identificación, descripción y representación gráfica en mapas y secciones geológicas (Arellano Gil, Carreón Méndez, Morales Barrera, & Villarreal Morán, 2002).

Las estructuras geológicas se encuentran en todo tipo de roca y se forman en cualquier ambiente geológico. Presentan características distintivas relacionadas con su origen, tiempo de formación y tipo de material, por lo que se dividen en estructuras primarias y secundarias. Sin embargo, esta rama de la geología se encarga de analizar únicamente a las estructuras geológicas producto de la deformación, es decir, las estructuras secundarias (Arellano Gil, Carreón Méndez, Morales Barrera, & Villarreal Morán, 2002).

Cada una de las superficies que resultan de una ruptura debido al producto de una deformación de tipo frágil, se denominan bloque; si la superficie de ruptura es horizontal o inclinada, al volumen que queda arriba de la superficie se denomina bloque de techo y al volumen inferior, bloque de piso. Las fracturas y fallas son producto de la fragilidad en cualquier tipo de roca, se forman por esfuerzos cortantes y en zonas de compresión o tensión.

Las superficies de ruptura se denominan fracturas cuando no se aprecia un desplazamiento entre las dos partes definidas por la superficie de discontinuidad, en sentido paralelo a la propia superficie. Las fracturas son discontinuidades aproximadamente planas que separan bloques de roca con desplazamiento perpendicular al plano de ruptura (Arellano Gil, Carreón Méndez, Morales Barrera, & Villarreal Morán, 2002).

En cambio, las fallas son superficies de discontinuidad que separan bloques de roca donde ha ocurrido desplazamiento de bloques con movimiento paralelo al plano de discontinuidad.

Las fallas pueden ser normales, inversas y transcurrentes. Sus principales características se describen a continuación y se observan en la **Figura 4.1**:

Falla normal. Si el movimiento ocurre conforme a la línea de máxima pendiente, la falla es normal; el desplazamiento es tal que el bloque de techo se desliza hacia abajo con relación al bloque de piso.

Falla inversa. La falla es inversa cuando el movimiento ocurre en dirección de la línea de máxima pendiente y el bloque de techo se desliza hacia arriba con relación al bloque de piso.

Falla transcurrente. Si el movimiento de los bloques se da en dirección del rumbo del plano de falla, corresponde a una falla de transcurrencia o falla lateral, pudiendo ser lateral izquierda o lateral derecha.

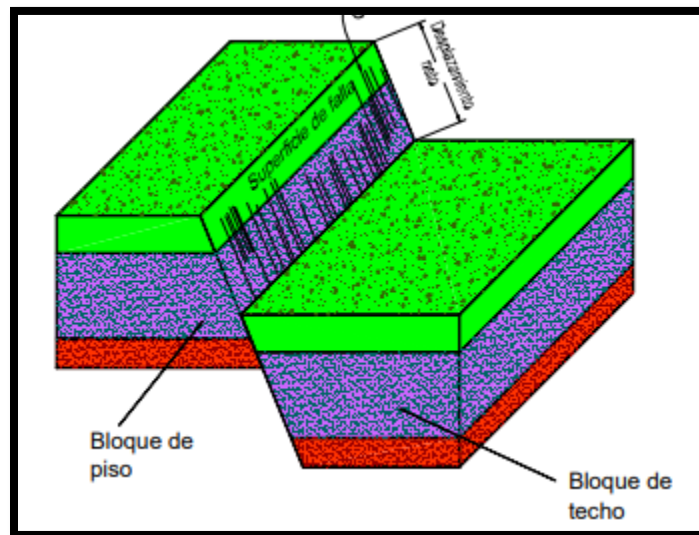


Figura 4.1. Componentes de una Falla Normal (modificado de Arellano Gil, 2004)

Un pliegue es una estructura producida cuando una superficie, en un inicio plana, es inclinada o curvada como resultado de deformación dúctil y asimismo heterogénea, la cual se manifiesta como una o varias ondulaciones de sus elementos originales. Cuando esto ocurre, las rocas experimentan una modificación en su geometría, la que se reconoce cuando los cuerpos rocosos presentan algún rasgo plano o lineal rectilíneo antes de la deformación (Arellano Gil, Carreón Méndez, Morales Barrera, & Villarreal Morán, 2002).

Estas estructuras se componen de varias partes que los caracterizan: flanco, cresta, valle, punto de charnela, línea de charnela, superficie de charnela y punto de inflexión. En las **Figuras 4.2 y 4.3** se ilustran las partes que componen a los pliegues mediante un bloque diagramático y una sección esquemática.

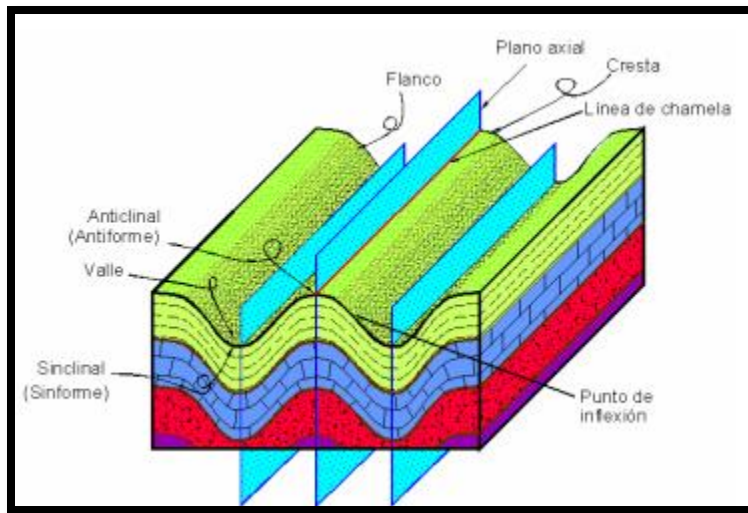


Figura 4.2. Bloque Diagramático de un Pliegue (modificado de Arellano Gil, 2004)

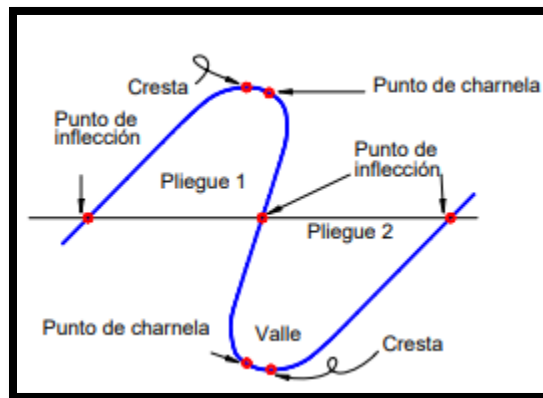


Figura 4.3. Sección esquemática de un pliegue (modificado de Arellano Gil, 2004)

Este tipo de estructuras (como son fallas, pliegues anticlinales, etc.) son de suma importancia en el sistema petrolero ya que actúan como trampas de tipo estructural, las cuales impiden que el hidrocarburo en cuestión siga migrando por medio de los estratos que se encuentran alrededor.

4.2 Análisis litológico

Con base en los reportes finales de perforación, se pudo obtener la columna geológica de cada pozo, lo cual sirve para conocer la profundidad a la cual se encuentra la cima de cada Formación. En la **Tabla 4.1** se muestra la información con la que se contó:

Tabla 4.1. Profundidades de las Formación de cada Pozo.

Pozo/Formación	Yegua (m)	Cook Mountain (m)	Weches (m)	Queen City (m)	Recklaw (m)	Eoceno Wilcox (m)	Paleoceno Wilcox (m)	Paleoceno Midway (m)
Arcos Poniente	Aflora	56	427	487	1317	1590	1880	
Arcos-5								
Arcos-29								
Arcos-50								
Arcos-99	Aflora	244	535	590	1350	1660		
Arcos-158DES	Aflora	180	460	515	1290	1522		
Arcos-502	Aflora	172	471	1284	1588	1780		
Arcos-519	Aflora	100	405	460	1250	1525		
Arcos-527	Aflora	190	476	530	1315	1610		
Bonanza-4		Aflora	321	364	1152	1404	2586	
Cabo-1	Aflora	287	573	614	1384	1687		4371
Circo-1	Aflora	230	506	546	1308	1617		
Estuario-1	Aflora	65	336	400	1001	1442	2473	
Faraón-1	Aflora	475	775	870	1400	1960		
Flamenco-1		Aflora	379	423	1201	1505	2225	3049
Huatempo-1								
Lajitas-103	Aflora	95	375	460	1390	1515		
Lajitas-104								
Mier-1	Aflora	205	495	585	1337	1630		
Mier-2								
Nilo-44								
Nilo-52								
Troncon-1A		Aflora	315	370	1370			
Troncon-2		Aflora	375	462	1505			
Viernes-5								

Nota. La tabla contiene las profundidades a las que se encuentra las cimas cada formación (datos obtenidos a partir de los reportes de perforación de cada pozo).

4.3 Proceso de interpretación

4.3.1 Líneas Compuestas

Para iniciar, se debe conocer la localización de cada pozo en coordenadas “X” y “Y”. Estos fueron obtenidos en los reportes finales de perforación proporcionados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y se muestran en la **Tabla 4.2**.

Tabla 4.2. Ubicación en Coordenadas "X" y "Y" de cada Pozo

Pozo	Coordenadas	
	X (m)	Y (m)
Arcos Poniente-1	477774.51	2929083.36
Arcos-5	479967.51	2929301.25
Arcos-29	482992.31	2929498.35
Arcos-50	484278.75	2925807.25
Arcos-99	483398.72	2928050.25
Arcos-158DES	483374.32	2924487.22
Arcos-502	482449.01	2932697.06
Arcos-519	481771.31	2934367.75
Arcos-527	482786.14	2931272.68
Bonanza-4	475057.09	2924310.53
Cabo-1	484839.74	2924390.62
Circo-1	483610	2922310
Estuario-1	477149.34	2913800.84
Faraon-1	488464.47	2915959.88
Flamenco-1	480936.29	2934076.38
Huatempo-51	476122.94	2928631.47
Lajitas-103	481341.26	2914458.58
Lajitas-104	482838.84	2915120.99
Mier-1	483843.4	2920546.45
Mier-2	484439.92	2918895.21
Nilo-44	489994.43	2927106.68
Nilo-52	488728.68	2930639.51
Troncon-1A	485029.24	2911131.29
Troncon-2	485031.04	2912681.78
Viernes-5	478734.85	2924162

Nota. La tabla incluye la localización de cada pozo en coordenadas X y Y (datos obtenidos de los reportes de perforación)

Mediante las ubicaciones anteriores, se procede a introducir la localización de cada pozo en el software seleccionado, con el fin de asegurarnos que cada uno de estos se encuentra dentro de la sísmica de Arcos-Lajitas.

La **Figura 4.4** muestra que la mayoría de los pozos si están dentro del área, mientras que los pozos Bonanza-4, Estuario-1, Nilo-44, Troncon-1A y Troncon-2 quedaron fuera de ésta.

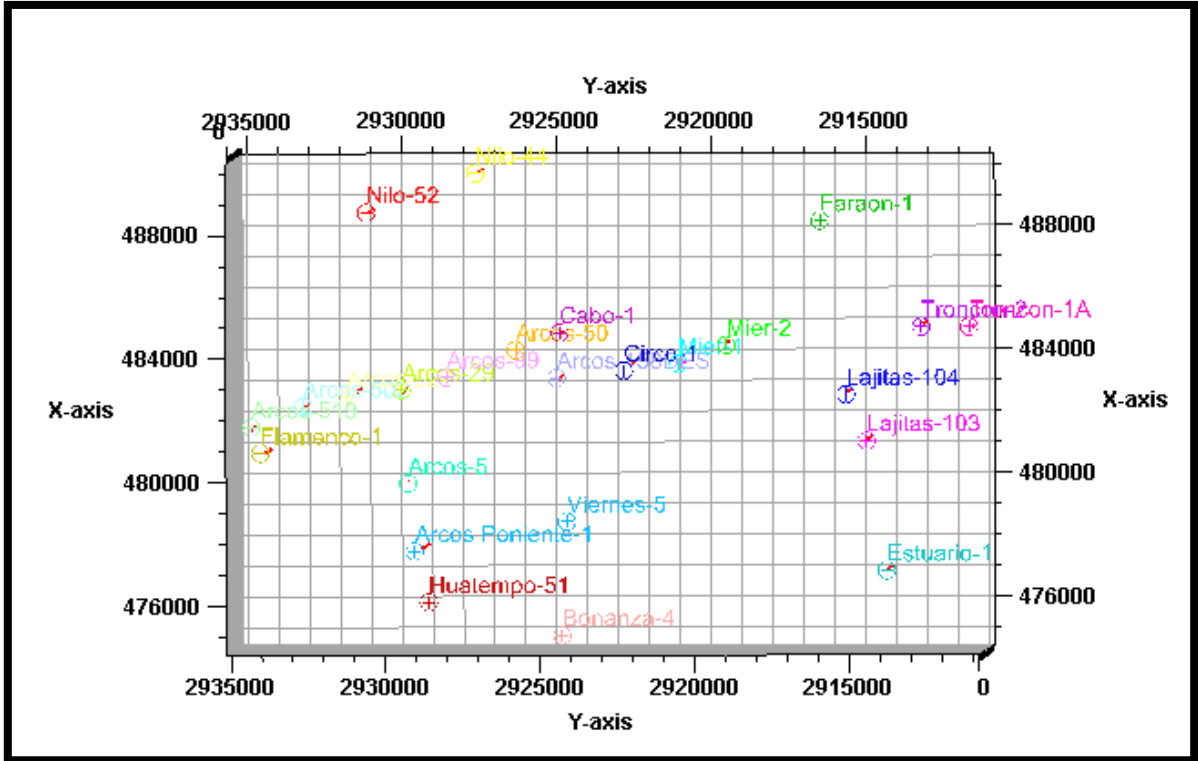


Figura 4.4. Localización de los Pozos en Petrel.

Se crearon 7 líneas compuestas, tomando como punto de referencia los puntos. Éstas líneas se consideraron oportunas para un correcta interpretación del cubo sísmico.

La **Figura 4.5** muestra, desde una vista de planta y lateral, la línea compuesta 1 que contempla los pozos Arcos-519, Arcos-502, Arcos-527, Arcos-29, Arcos-99, Arcos-50, Arcos-158DES, Circo-1, Mier-1, Mier-2 y Lajitas-104.

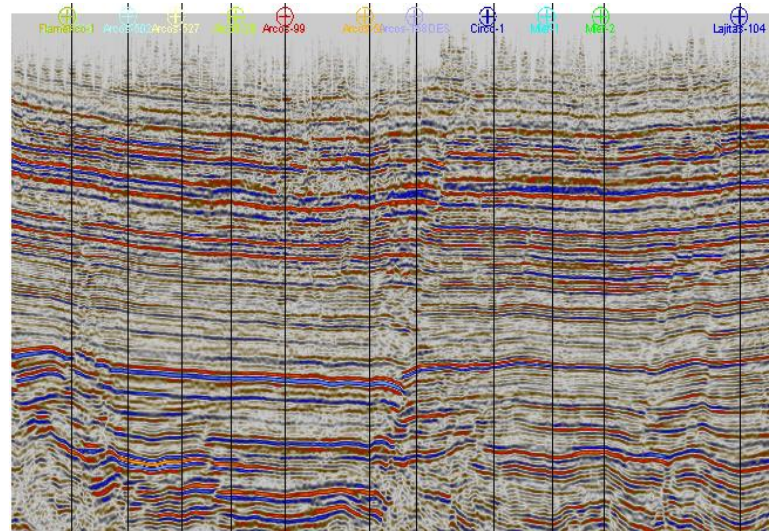
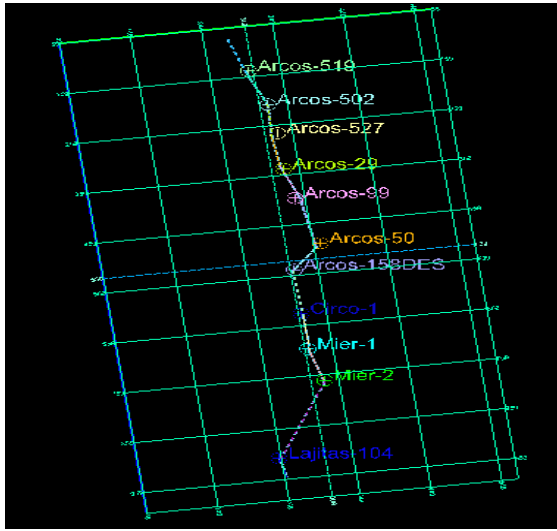


Figura 4.5. Línea Compuesta 1.

De igual forma, la **Figura 4.6** muestra la línea compuesta 2 que pasa por los pozos Arcos-519, Flamenco-1, Arcos-5, viernes-5 y Lajitas-103.

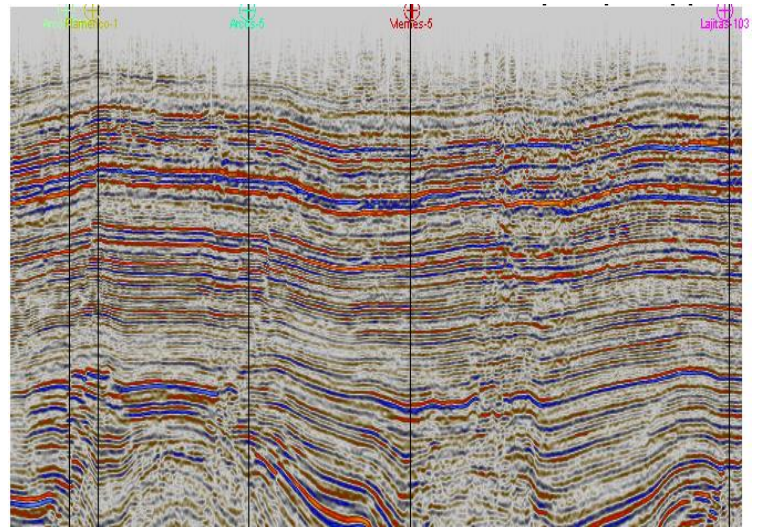
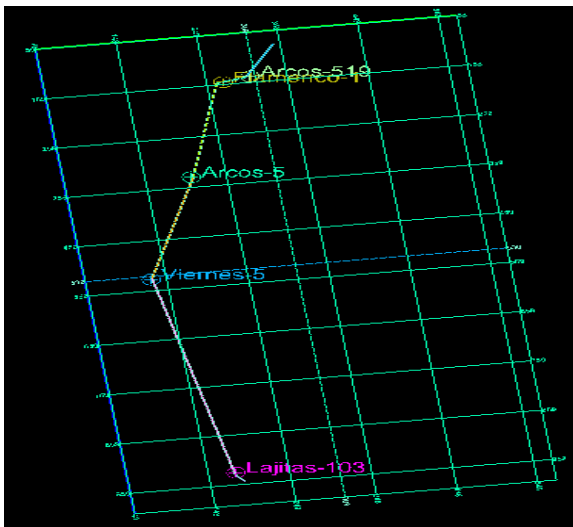


Figura 4.6. Línea Compuesta 2.

La **Figura 4.7** presenta la línea compuesta 3, que pasa por los pozos Arcos Poniente, Huatempo-1 y Lajitas-103.

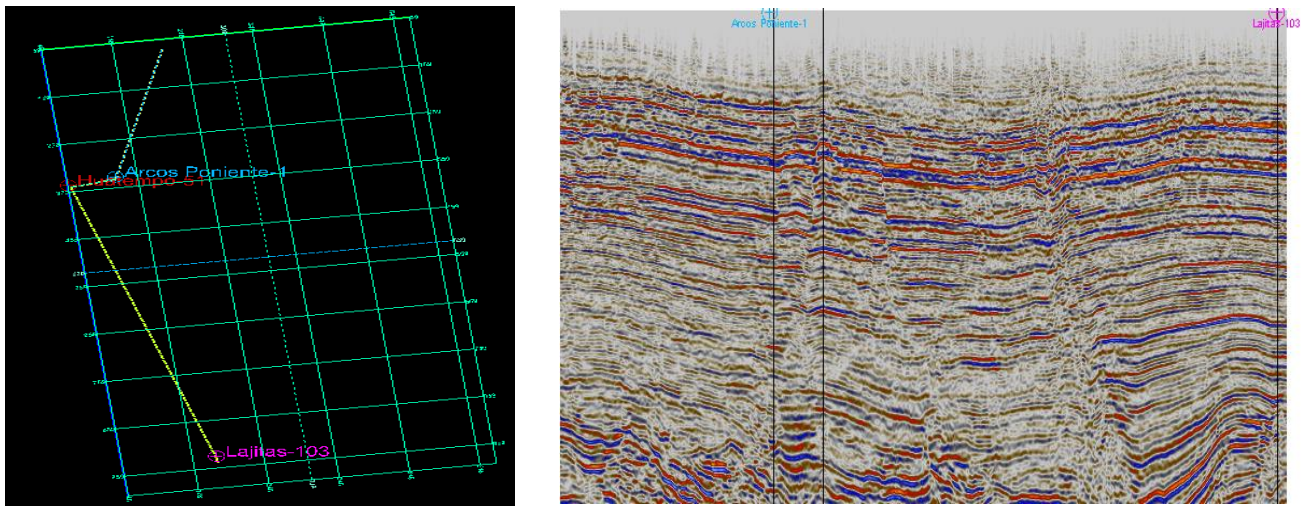


Figura 4.7. Línea Compuesta 3.

Asimismo, la **Figura 4.8** expone la línea compuesta 4 que pasa por los pozos Arcos 519, Nilo-52 y Faraón-1.

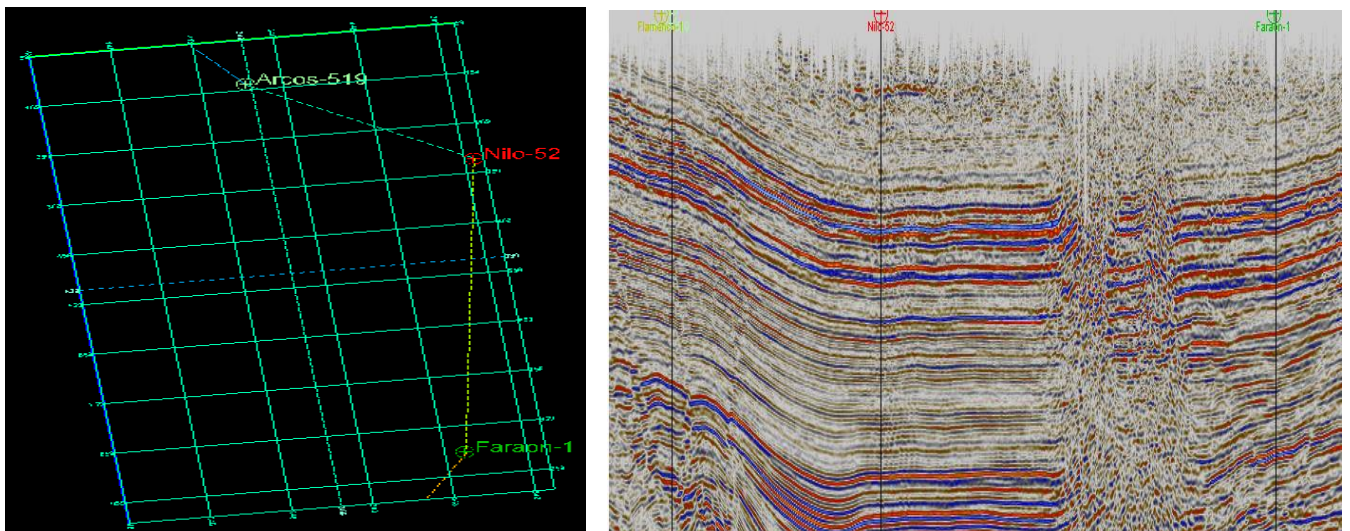


Figura 4.8. Línea Compuesta 4.

De la misma forma, la **Figura 4.9** refleja la línea compuesta 5 que pasa por los pozos Arcos-158DES, Cabo-1 y viernes 5.

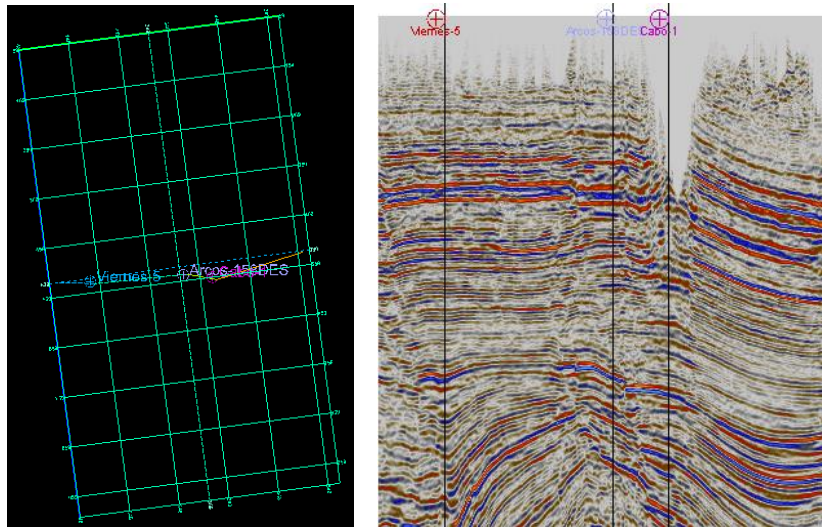


Figura 4.9. Línea Compuesta 5.

La **Figura 4.10** presenta la línea compuesta 6, que tiene como finalidad recorrer de manera diagonal el área y esta pasa por el pozo Arcos-50.

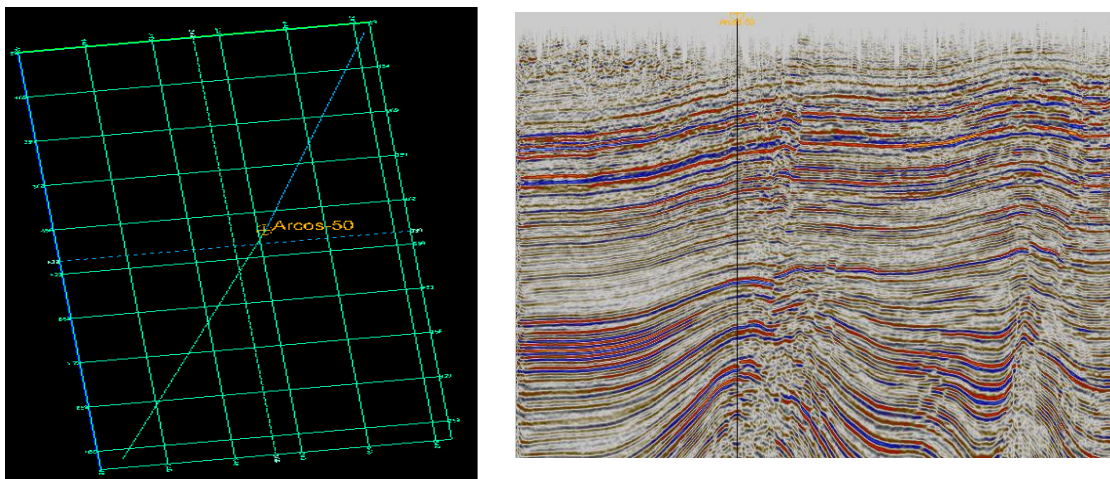


Figura 4.10. Línea Compuesta 6.

Finalmente, la **Figura 4.11** expone la línea compuesta 7, que de igual forma a la línea compuesta 6, atraviesa de extremo a extremo el área de la sísmica; y pasa por la ubicación del pozo Arcos-50.

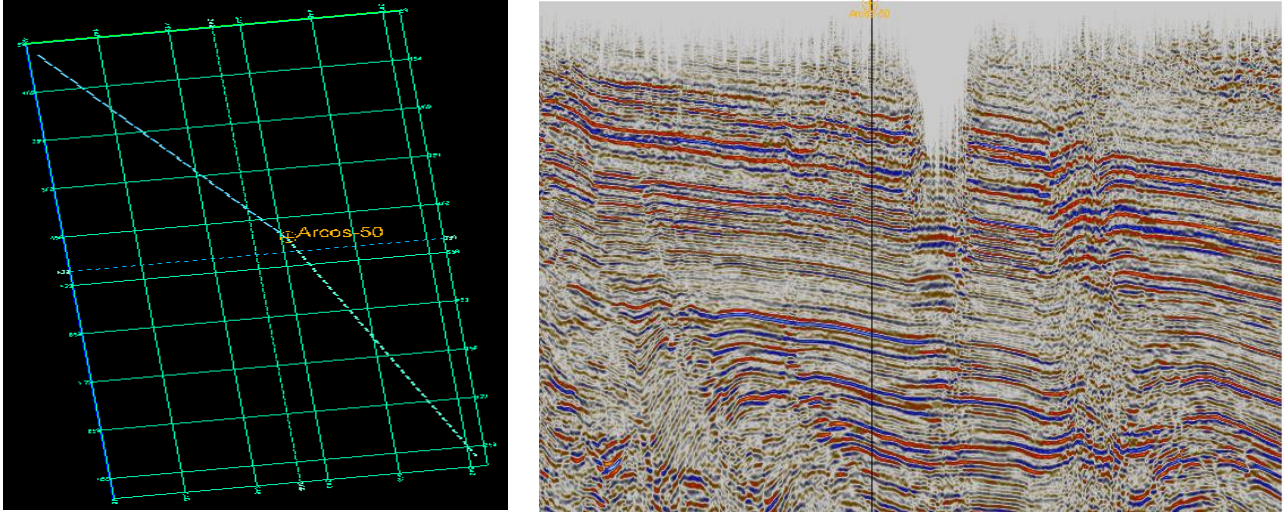


Figura 4.11. Línea Compuesta 7.

Cabe destacar, que hay pozos que están presentes en más de una línea compuesta. Esto se debe a que estos pozos nos servirán de control al momento de realizar los horizontes en el software Petrel.

Posteriormente, con ayuda de las profundidades a las que se encuentran las cimas de cada formación (**Tabla 4.1**), se procede a señalar cada una de ellas con ayuda de la herramienta “Well Tops” en la ventana de los registros geofísicos de cada pozo, como se observa en la **Figura 4.12**.

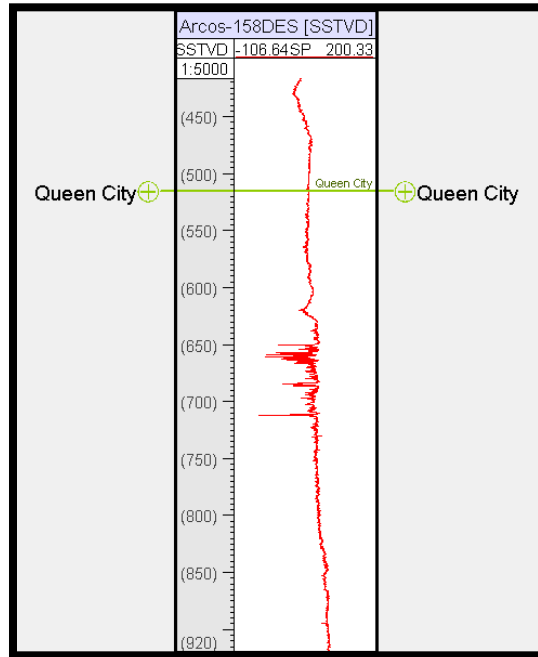


Figura 4.12. Generación de Well Tops para cada Pozo.

Por consiguiente, las cimas de cada formación se verán reflejadas en las imágenes 2D de cada composite line, como se observa en la **Figura 4.13**. Esto ayudará a que se pueda marcar cada horizonte, ya sea de manera continua o no.

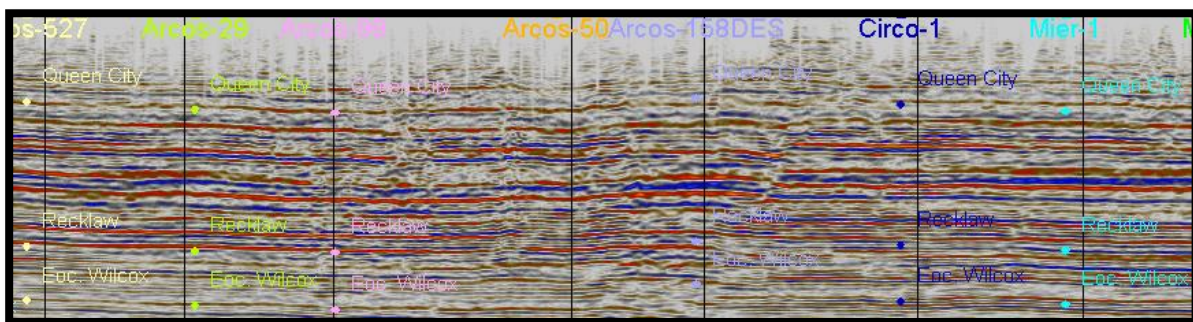


Figura 4.13. Well Tops en una Línea Compuesta.

4.3.2 Interpretación de fallas

Ahora bien, para poder realizar los horizontes, se deben trazar las fallas que dicta la historia geológica y que claramente se ven reflejadas en la sísmica. En la **Figura 4.14** se ven las fallas normales de la línea compuesta 1. Se puede observar que algunas de estas tienen una gran longitud y que pueden afectar la continuidad de algunos horizontes.

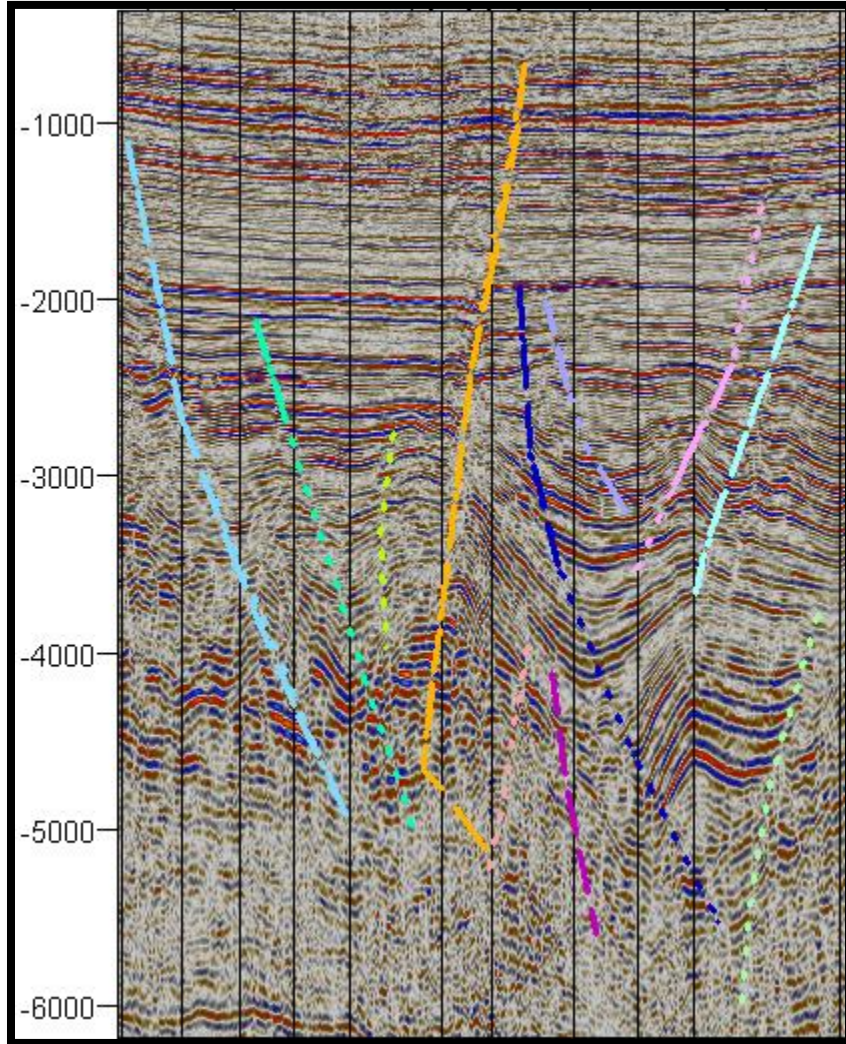


Figura 4.14. Fallas de la Línea Compuesta 1.

La **Figura 4.15** expone las fallas que se trazaron para la línea compuesta 2. Cabe aclarar que para este punto se debe tener cuidado ya que esta línea es en cierto punto paralela a la línea compuesta 1, y esto podría ocasionar que se puedan proyectar como nuevas fallas aquellas que ya estaban interpretadas anteriormente.

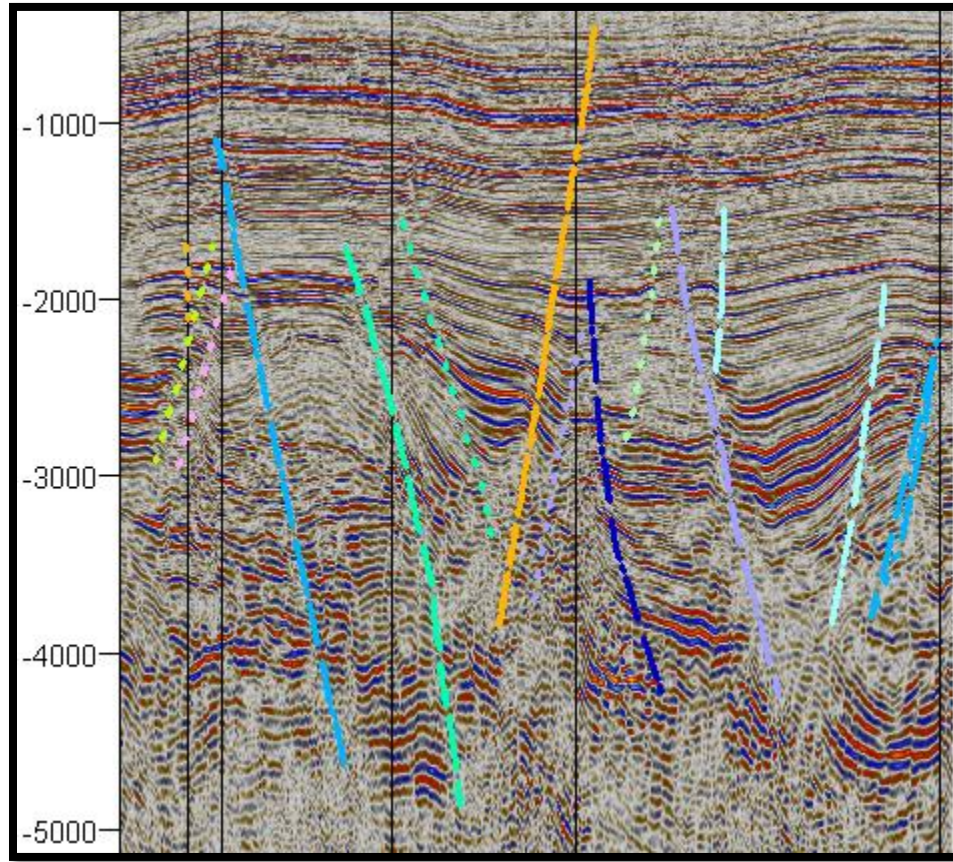


Figura 4.15. Fallas de la Línea Compuesta 2.

La **Figura 4.16** indica las fallas que se interpretaron para la línea compuesta 3. De igual forma, se debe tener cuidado, ya que esta línea es paralela a la línea compuesta 2. Por lo tanto, se deben colocar aquellas fallas que se reflejan en ambas líneas.

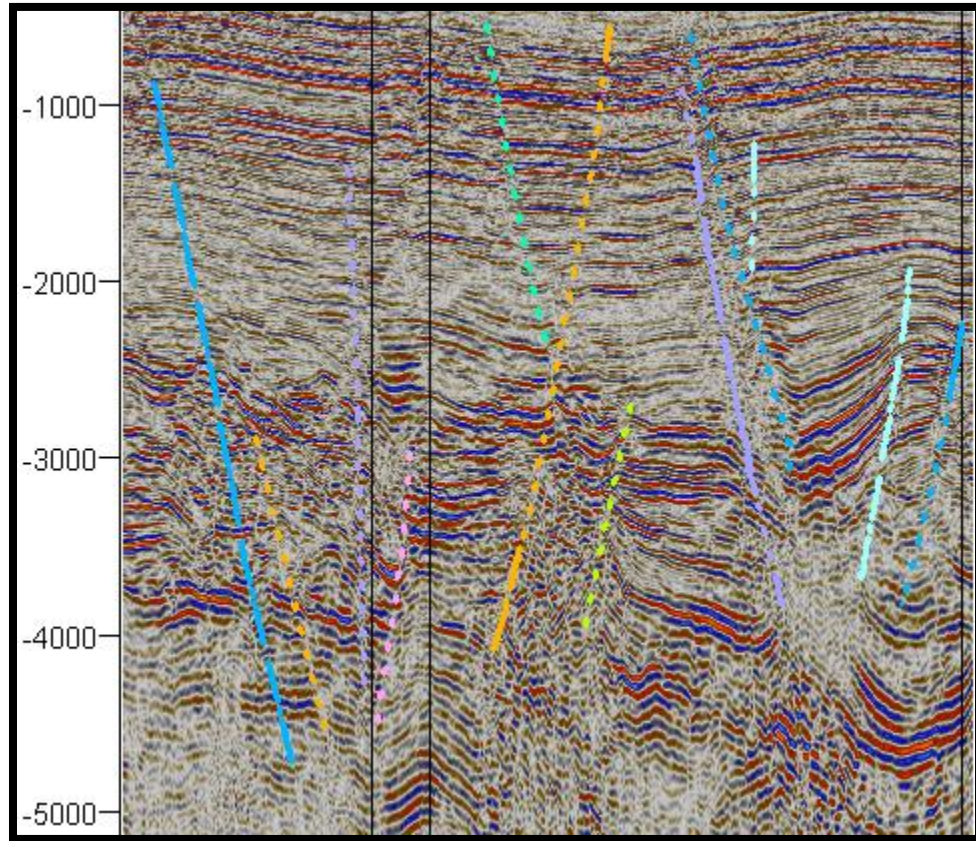


Figura 4.16. Fallas de la Línea Compuesta 3.

La **Figura 4.17** muestra las fallas que se elaboraron para la línea compuesta 4. Asimismo, no se deben tratar por separado aquellas fallas que se reflejen tanto en la línea compuesta 4 como en la línea 1, ya que estas son paralelas.

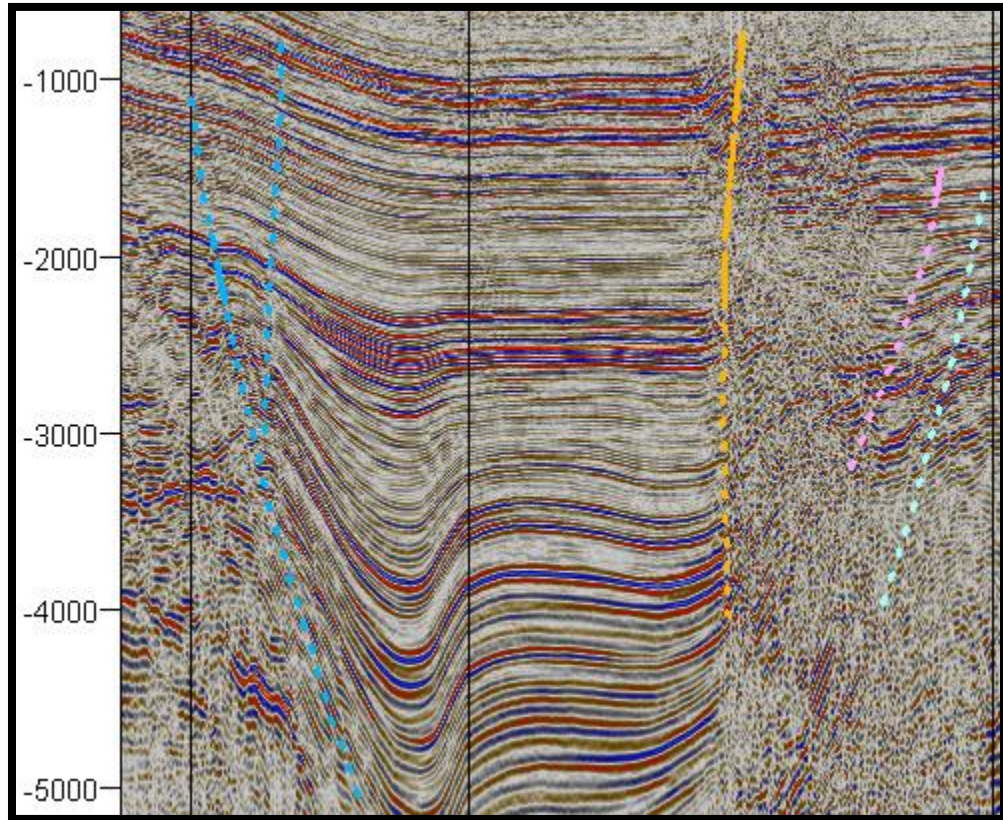


Figura 4.17. Fallas de la Línea Compuesta 4.

A continuación, se exponen las fallas que se elaboraron para la línea compuesta 5, las cuales se observan en la **Figura 4.18**. A diferencia de las otras líneas, ésta es perpendicular a todas las demás, y, por ende, solamente se debe tener cuidado con aquellas fallas que se interpongan entre ésta y las líneas 1, 2, 3, 4, 6 y 7.

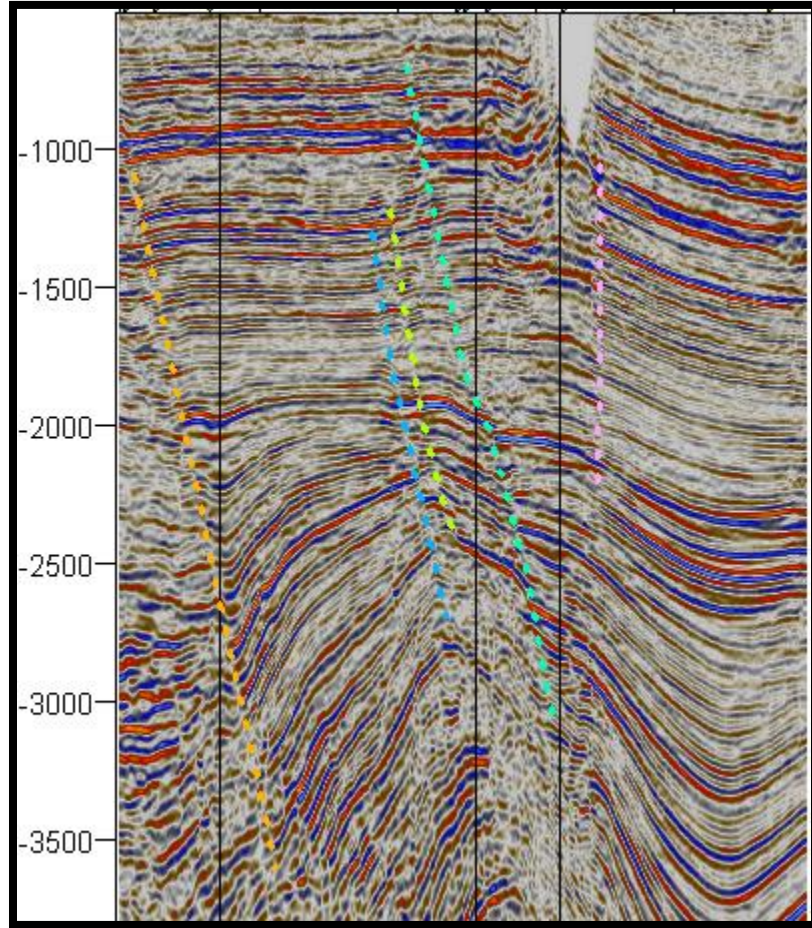


Figura 4.18. Fallas de la Línea Compuesta 5.

La **Figura 4.19** proyecta las fallas que se interpretaron para la línea compuesta 6. Esta línea es perpendicular a las otras líneas, y por consiguiente, se debe tener precaución con la intersección que se tengan con las demás para no duplicar las fallas que ya se tengan realizadas.

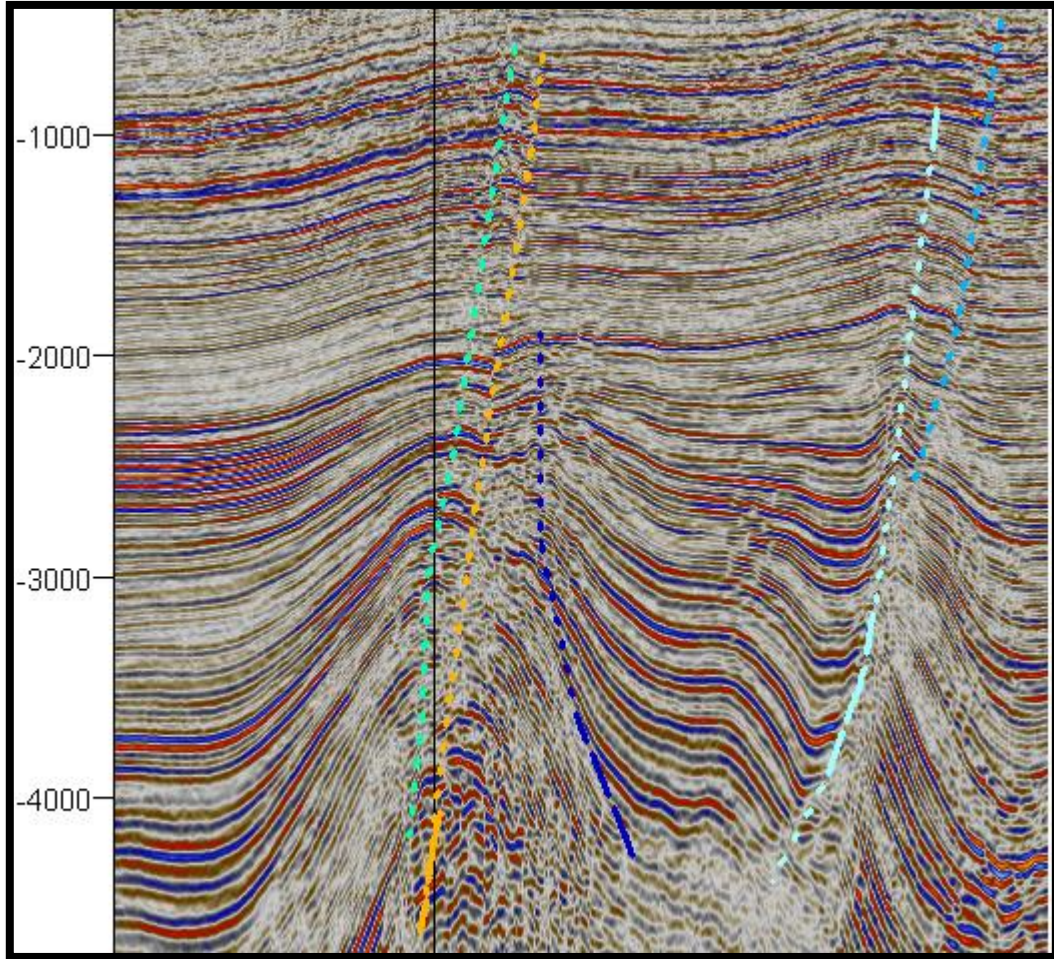


Figura 4.19. Fallas de la Línea Compuesta 6.

Para concluir con el tema de las fallas, la **Figura 4.20** señala las fallas que se interpretaron para la línea compuesta 7. Al igual que con la línea compuesta 6, se debe tener cautela con las demás líneas ya que ésta las cruza en algún punto.

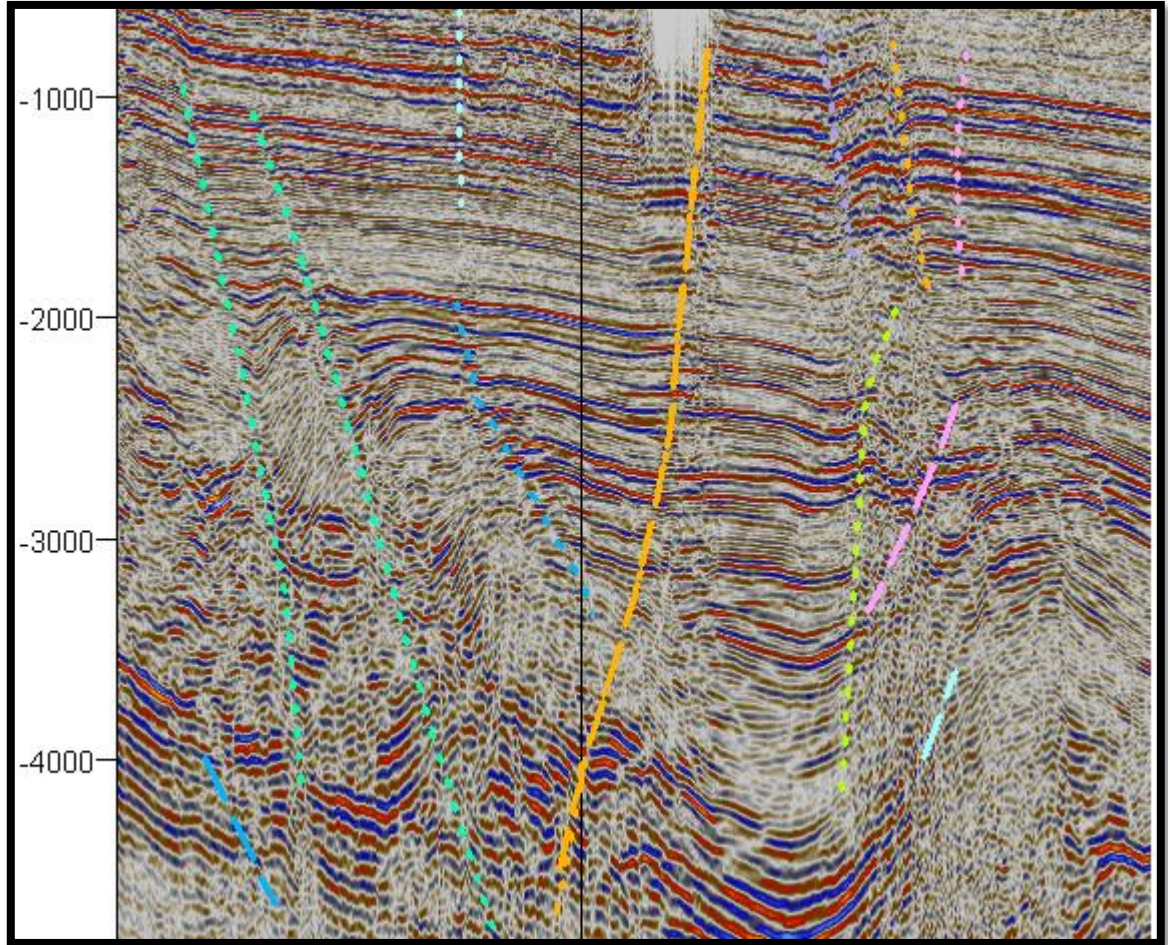


Figura 4.20. Fallas de la Línea Compuesta 7.

4.3.3 Análisis sísmoestratigráfico

Con ayuda de los Well Tops de cada pozo, se traza el horizonte que se haya indicado en la sísmica. En este caso, se van a trazar 5 horizontes correspondientes a Queen City, Reklaw, Eoceno Wilcox, Paleoceno Wilcox y Paleoceno Midway.

En **Tabla 4.3** se muestra el reflector del horizonte correspondiente a Queen City para cada línea compuesta. Se puede observar que en cada una de ellas existe una respuesta de alta frecuencia, baja amplitud y una extensa continuidad.

Para la **Tabla 4.4** se expone en cada línea compuesta el horizonte correspondiente a la Formación Reklaw. De igual forma que el horizonte de la Formación Queen City, este reflector presenta una alta frecuencia y baja amplitud, solo que en este caso no existe una continuidad definida (debido a la presencia de las fallas).

El horizonte respectivo a la Formación Eoceno Wilcox se presenta en la **Tabla 4.5**. Para cada línea compuesta, este reflector expone una respuesta de alta frecuencia y de alta amplitud. Al igual que en la Formación Reklaw, este reflector presenta una discontinuidad por la presencia de las fallas (las cuales son mencionadas en la historia geológica).

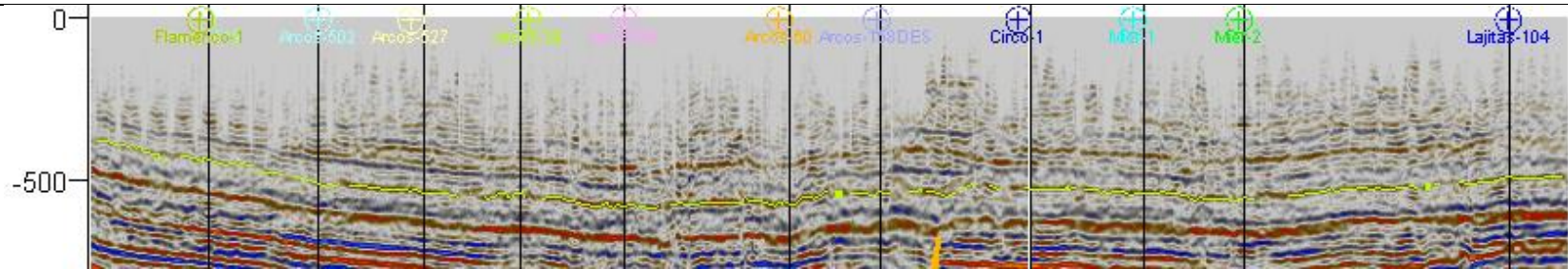
Posteriormente, la **Tabla 4.6** muestra el horizonte Paleoceno Wilcox en cada línea compuesta. Este reflector en cada línea muestra una respuesta de alta amplitud y baja frecuencia. Las fallas localizadas en la zona provocan que haya una discontinuidad por parte de este reflector, por lo tanto, la interpretación es cada vez más compleja a comparación de los anteriores reflectores.

Finalmente, el horizonte de la Formación Paleoceno Midway se visualiza en la **Tabla 4.7**. Este reflector para cada línea compuesta refleja un comportamiento de alta amplitud y baja frecuencia. Sin duda, fue el reflector que presentó una discontinuidad más marcada que los anteriores. Esto puede deberse a los efectos tectónicos que provocó la Orogenia Larámide.

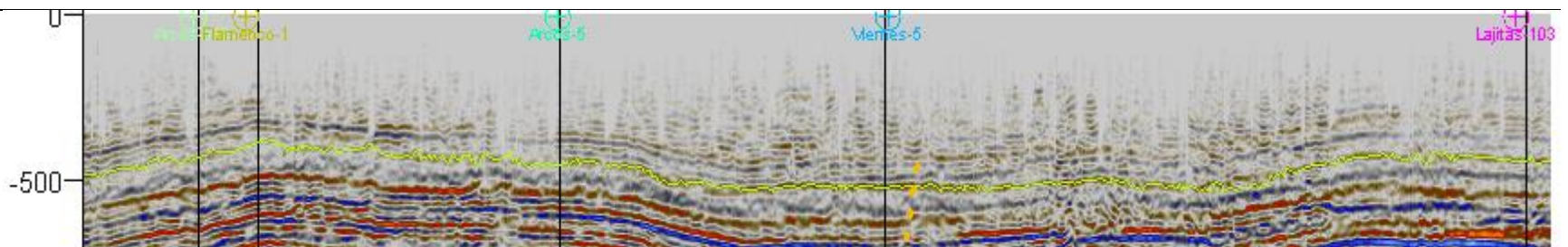
Tabla 4.3. Horizonte Queen City.

Horizonte Queen City

Línea Compuesta 1

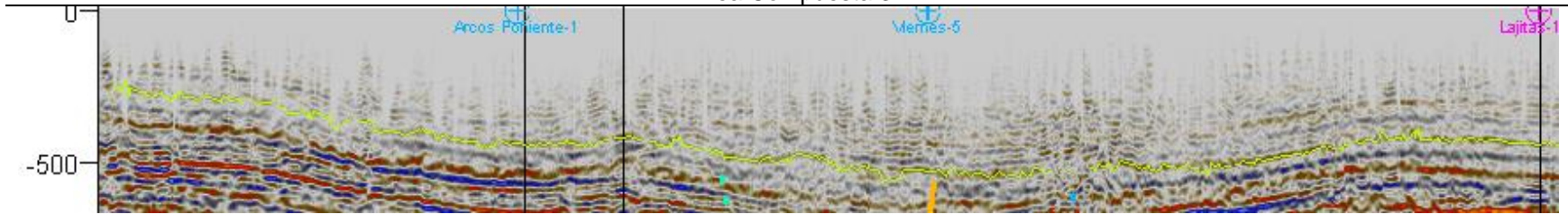


Línea Compuesta 2

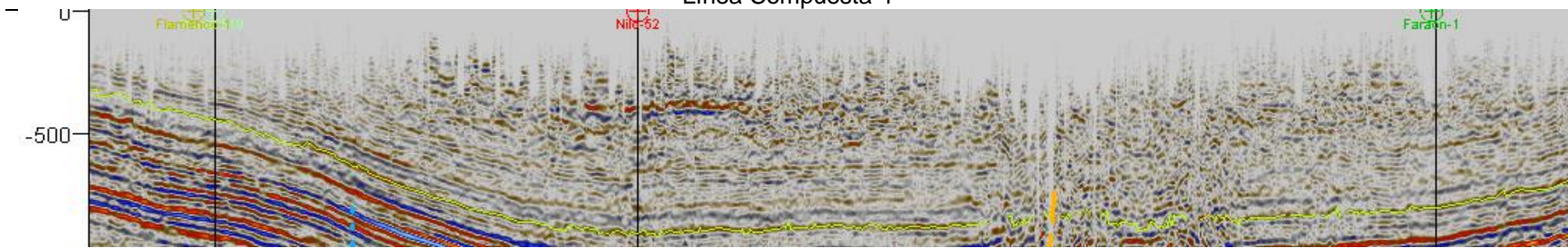


Horizonte Queen City

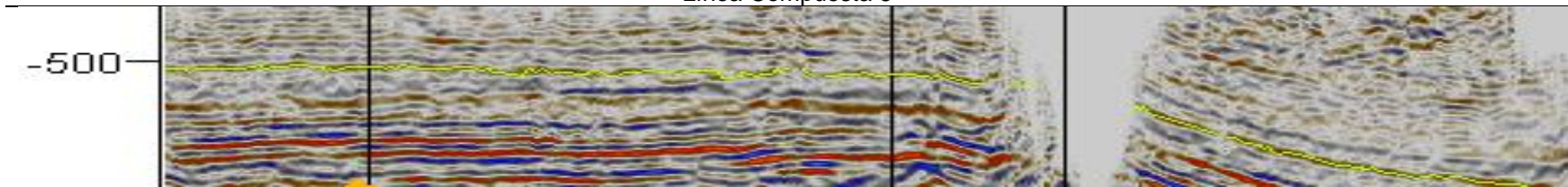
Línea Compuesta 3

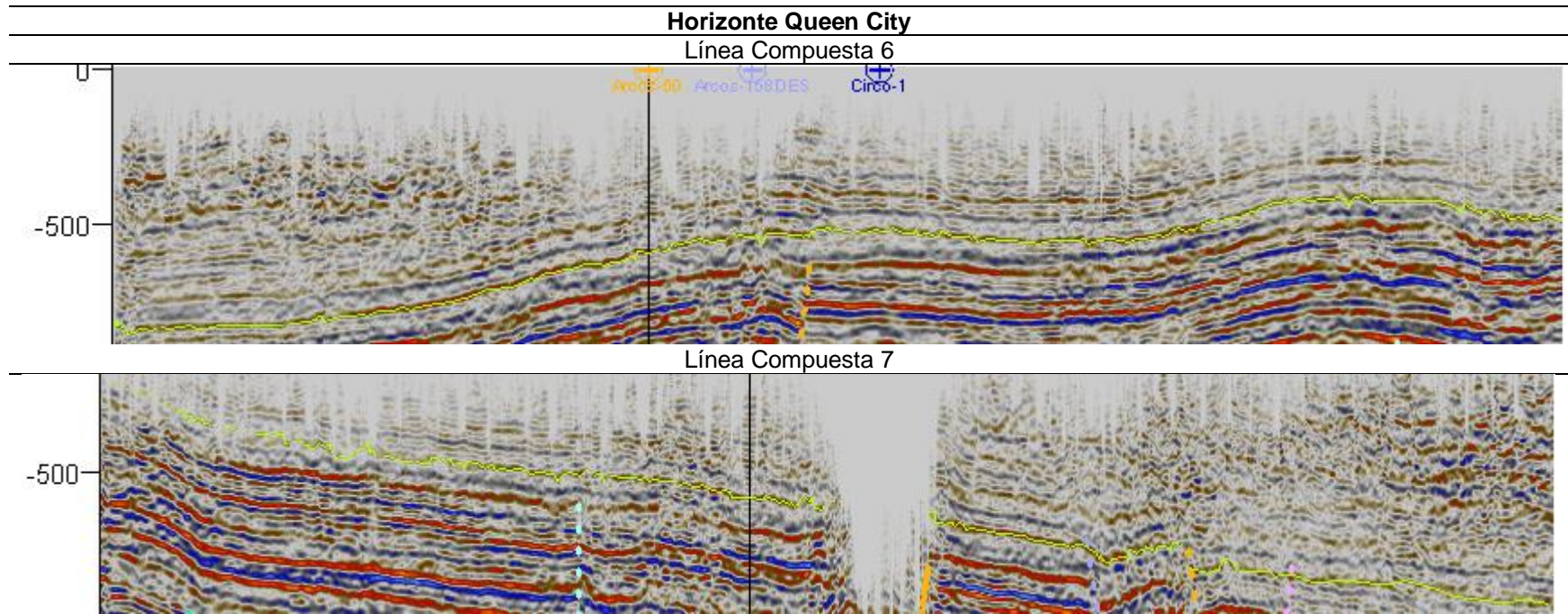


Línea Compuesta 4



Línea Compuesta 5



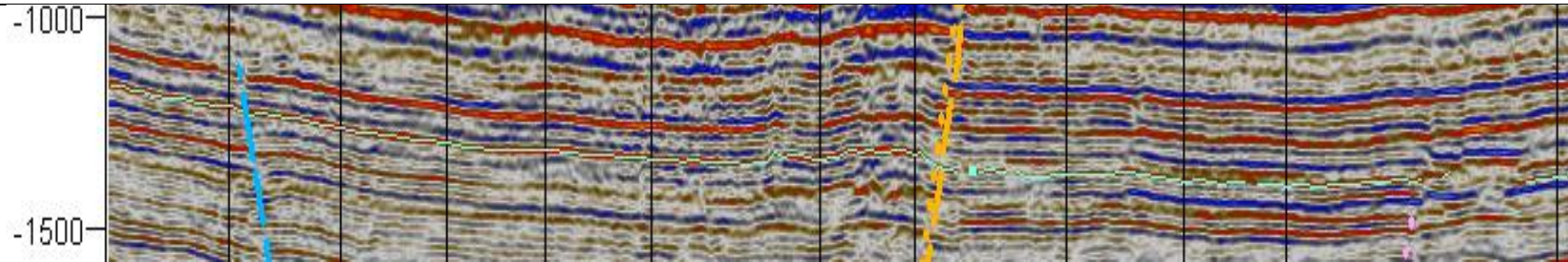


Nota. La línea de color amarillo representa el seguimiento que se hizo al horizonte Queen City en cada línea compuesta.

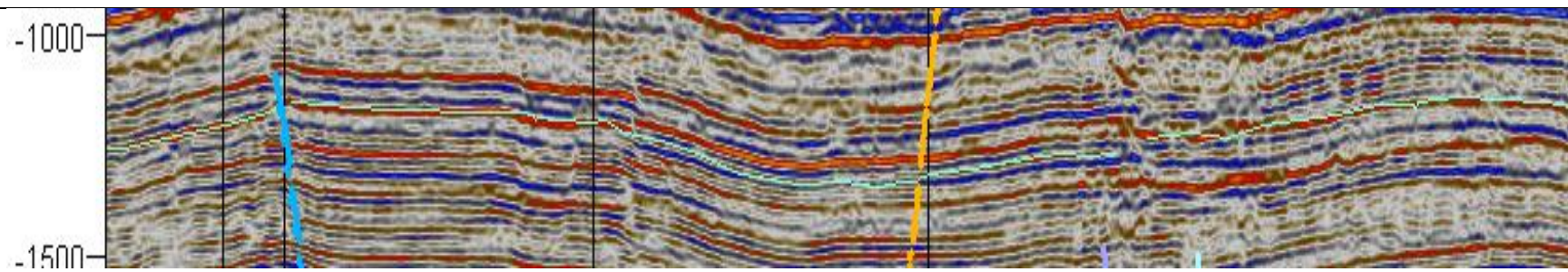
Tabla 4.4. Horizonte Reklaw.

Horizonte Reklaw

Línea Compuesta 1

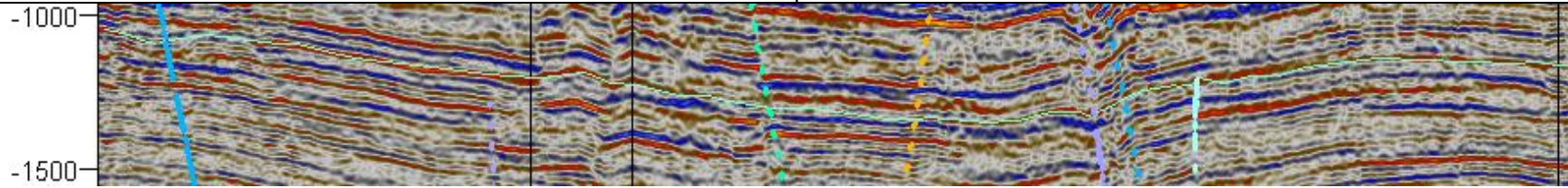


Línea Compuesta 2

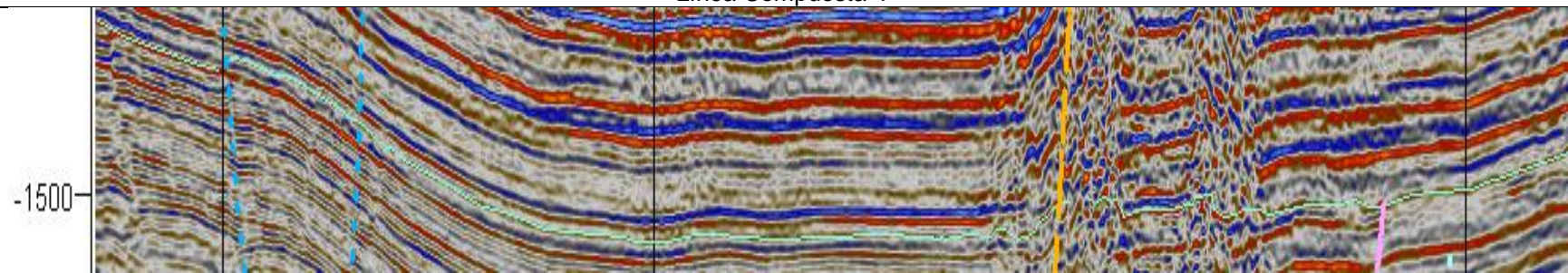


Horizonte Reklaw

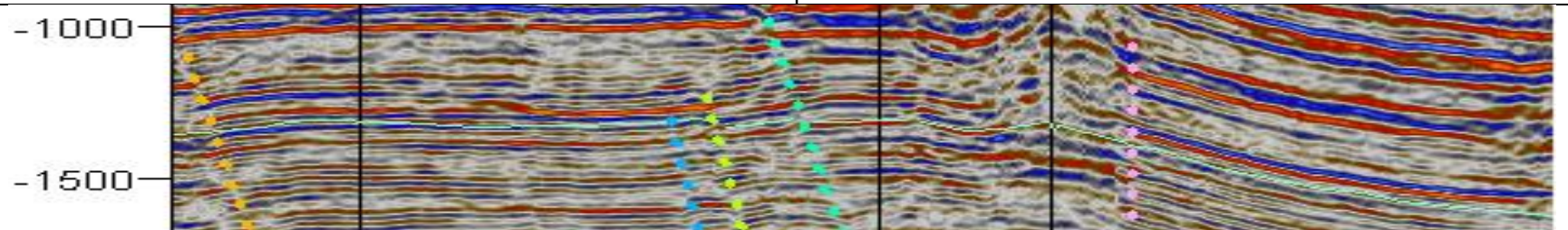
Línea Compuesta 3

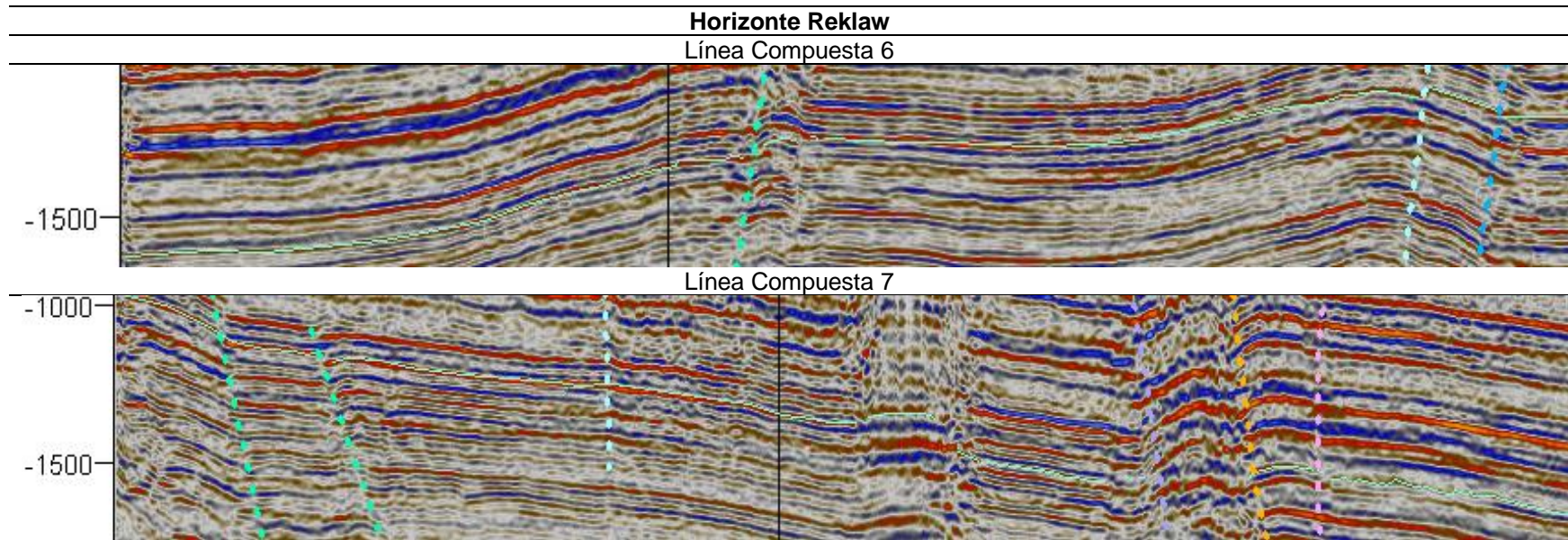


Línea Compuesta 4



Línea Compuesta 5



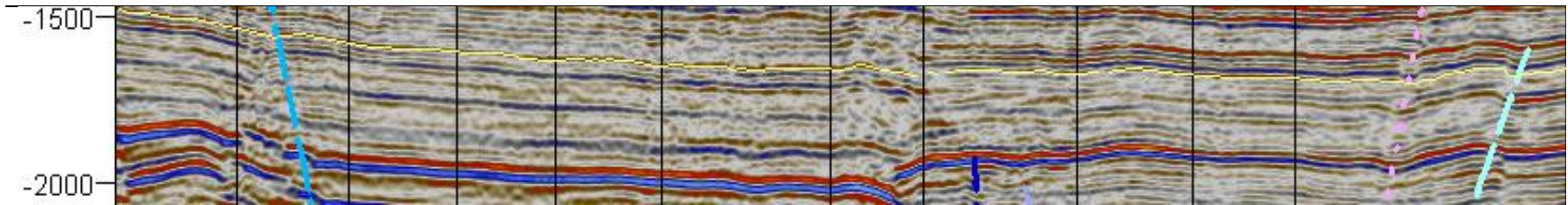


Nota. La línea de color turquesa representa el seguimiento que se hizo al horizonte Reklaw en cada línea compuesta.

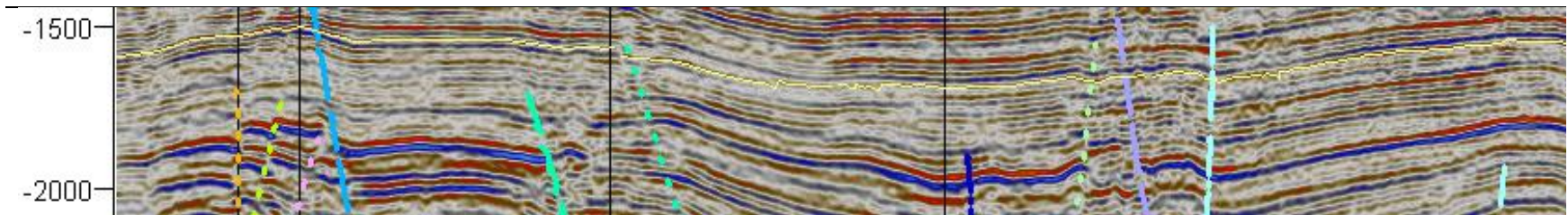
Tabla 4.5. Horizonte Eoceno Wilcox.

Horizonte Eoceno Wilcox

Línea Compuesta 1

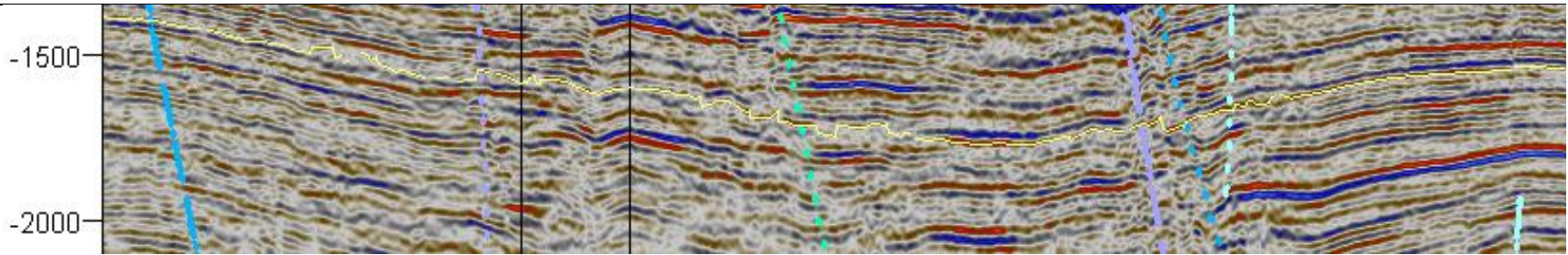


Línea Compuesta 2

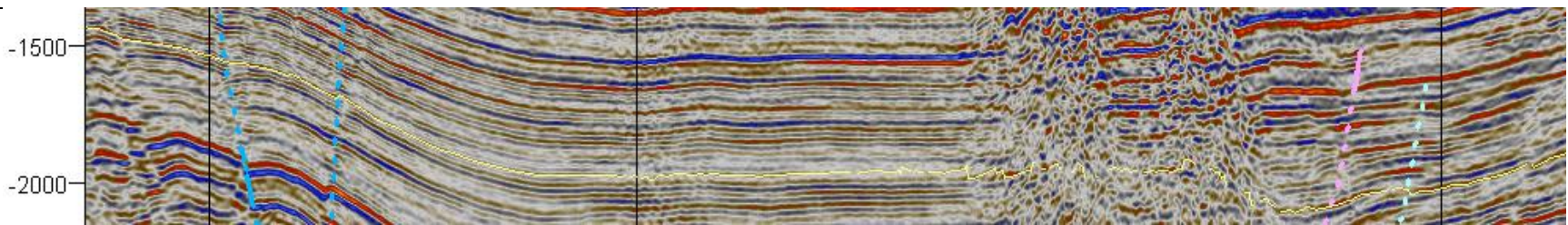


Horizonte Eoceno Wilcox

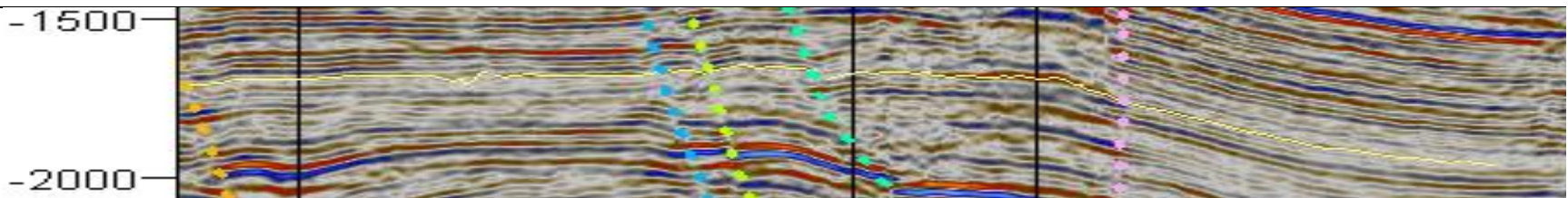
Línea Compuesta 3



Línea Compuesta 4

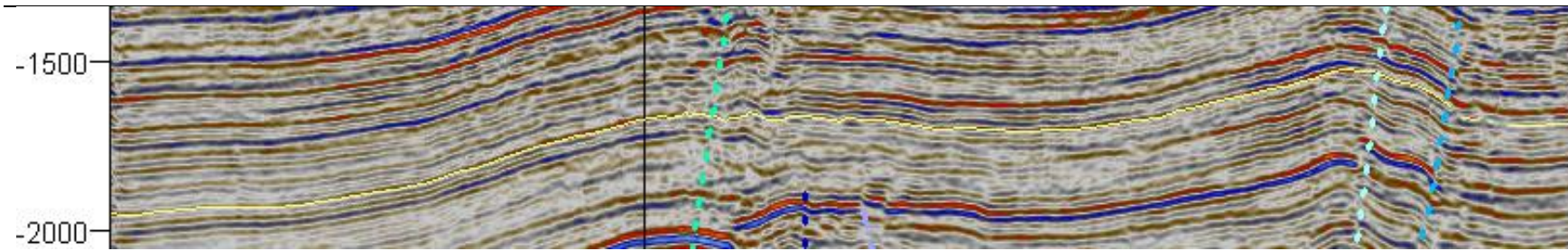


Línea Compuesta 5

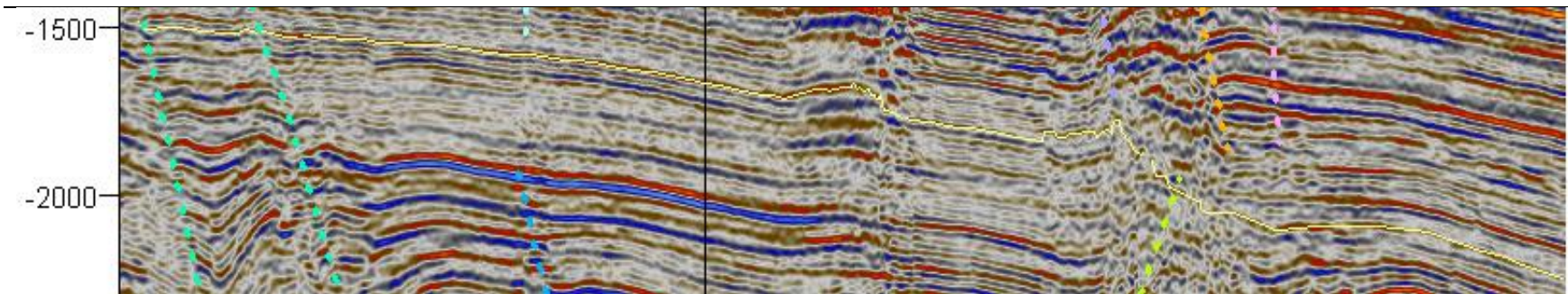


Horizonte Eoceno Wilcox

Línea Compuesta 6

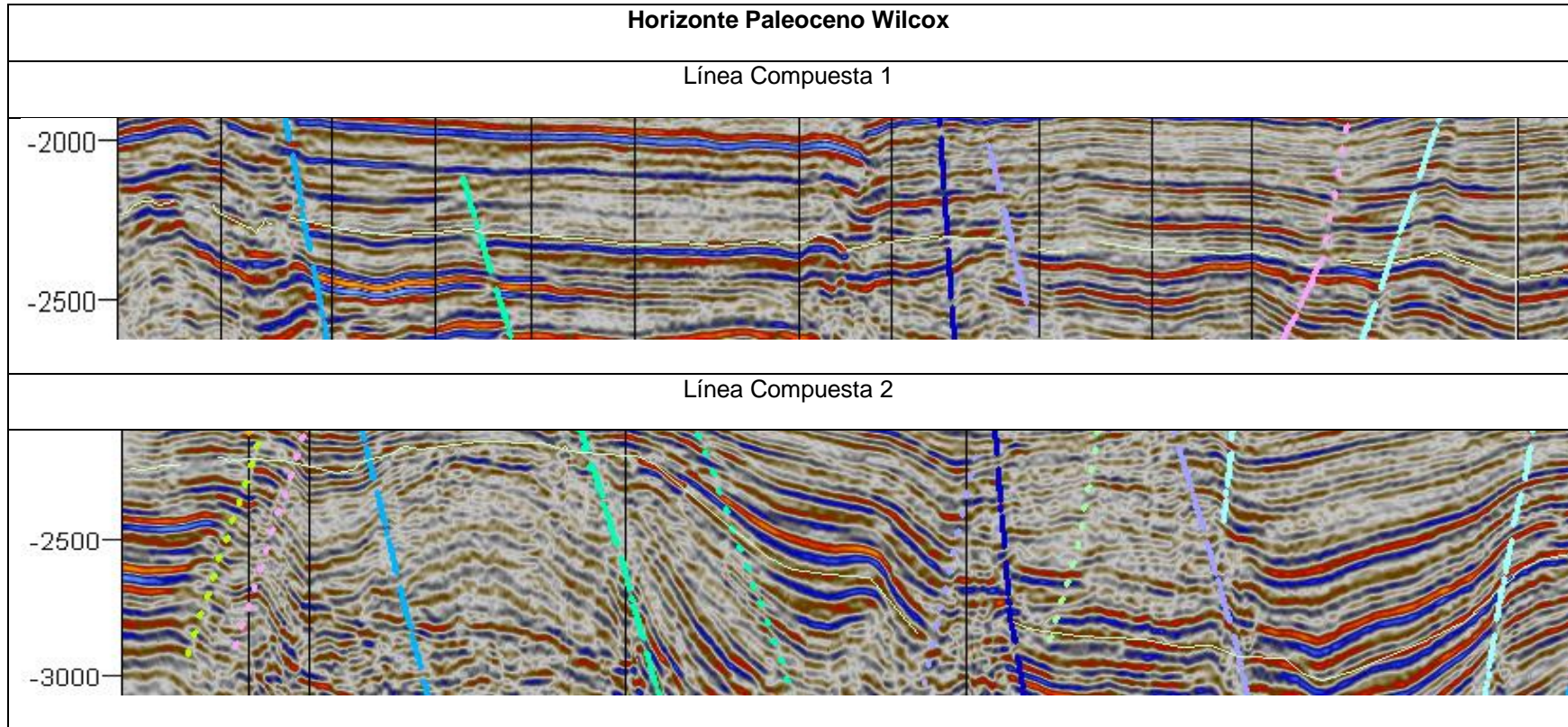


Línea Compuesta 7



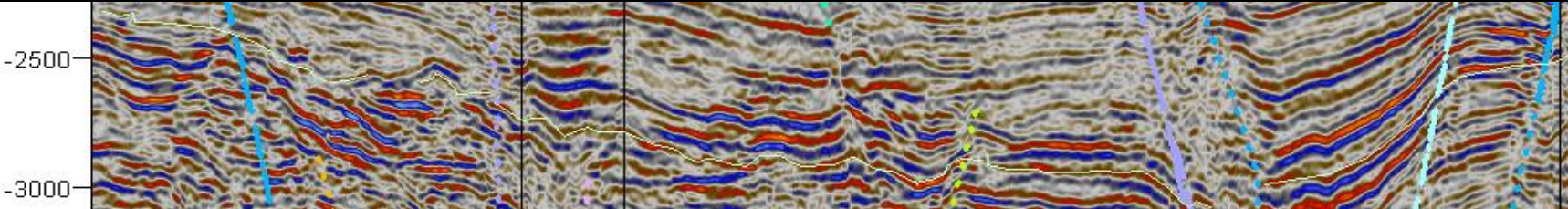
Nota. La línea de color amarillo representa el seguimiento que se hizo al horizonte Eoceno Wilcox en cada línea compuesta.

Tabla 4.6. Horizonte Paleoceno Wilcox.

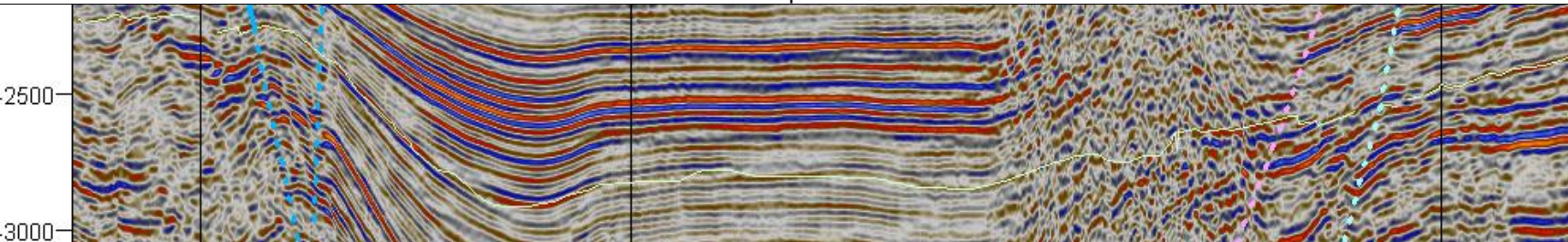


Horizonte Paleoceno Wilcox

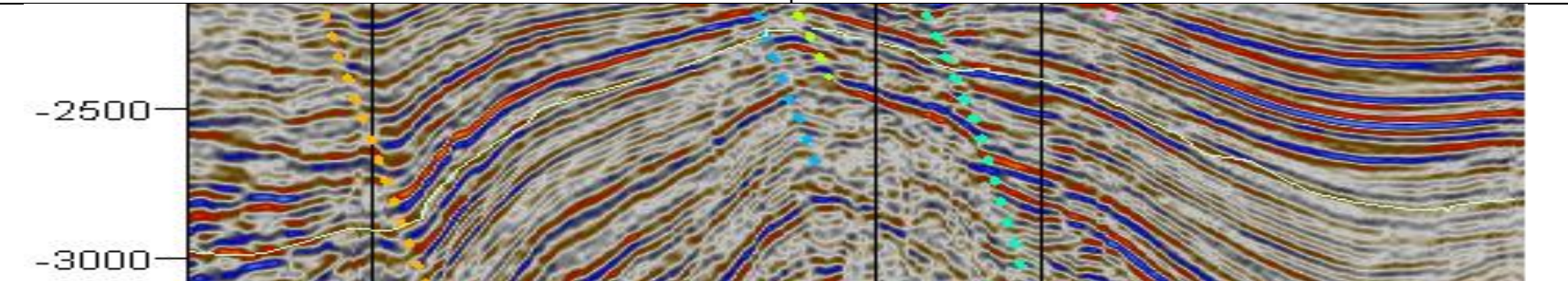
Línea Compuesta 3



Línea Compuesta 4

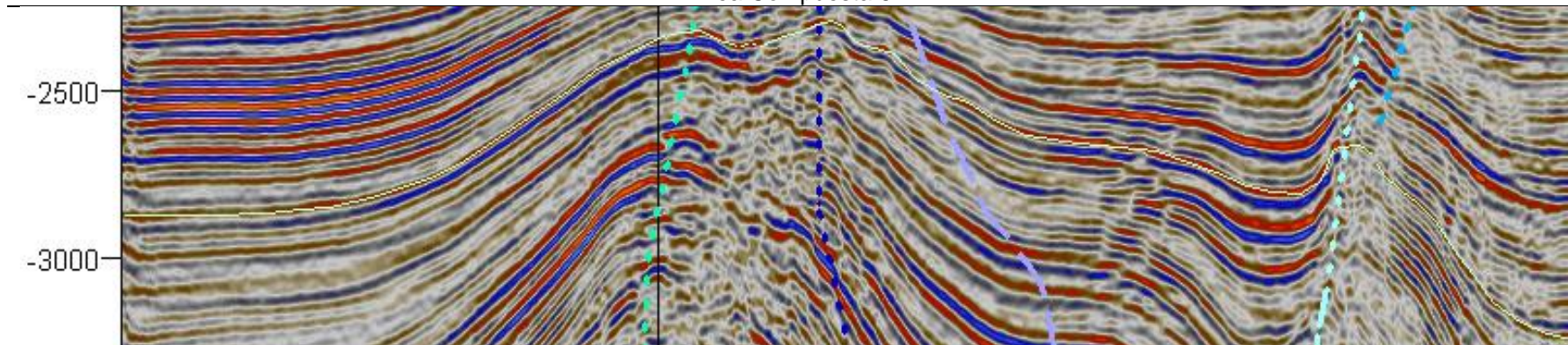


Línea Compuesta 5

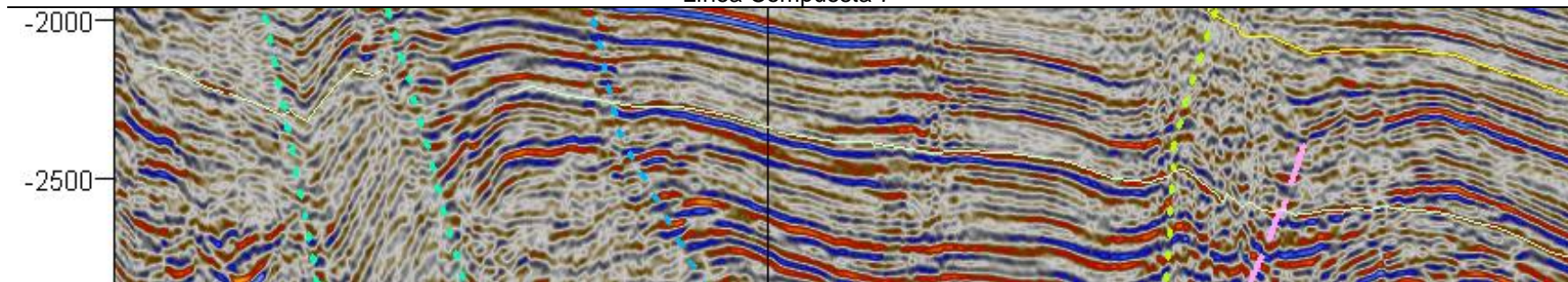


Horizonte Paleoceno Wilcox

Línea Compuesta 6



Línea Compuesta 7

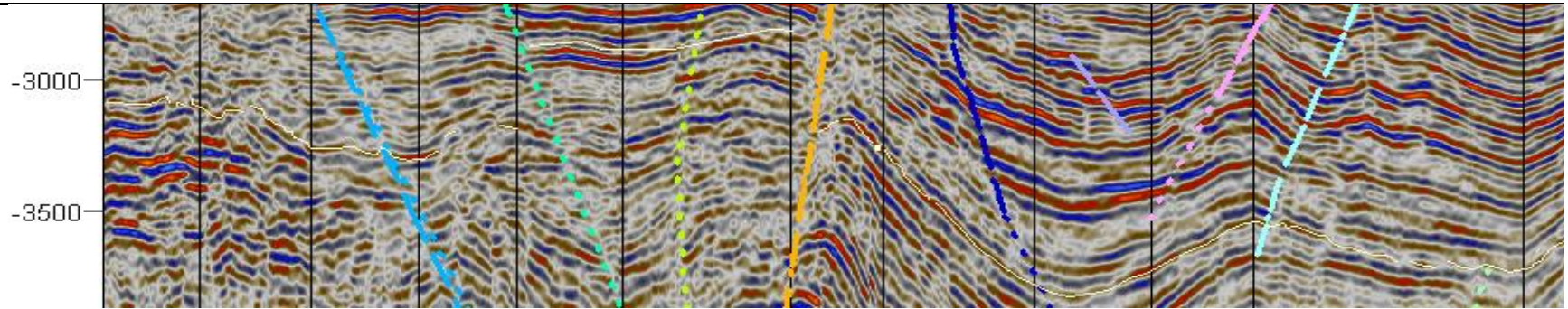


Nota. La línea de color blanco representa el seguimiento que se hizo al horizonte Paleoceno Wilcox en cada línea compuesta.

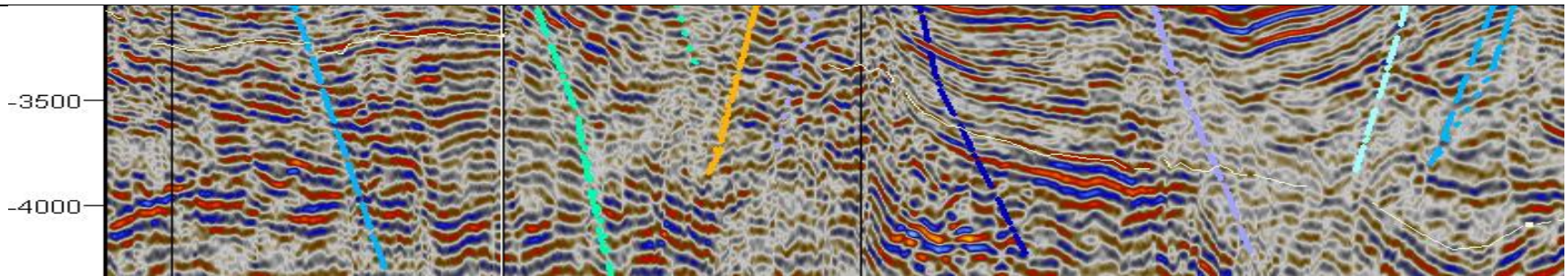
Tabla 4.7. Horizonte Paleoceno Midway.

Horizonte Paleoceno Midway

Línea Compuesta 1

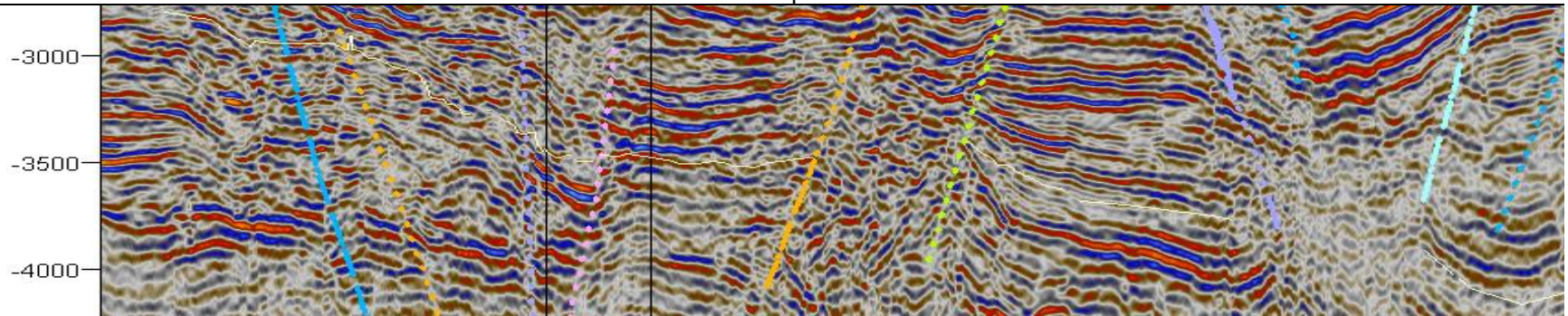


Línea Compuesta 2

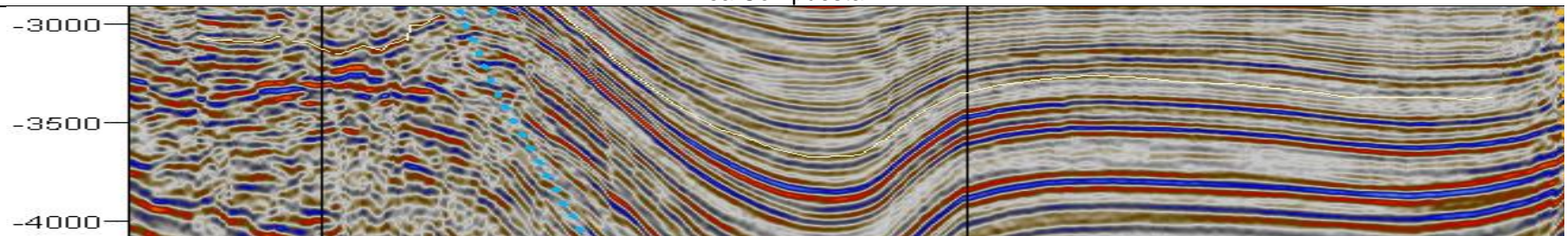


Horizonte Paleoceno Midway

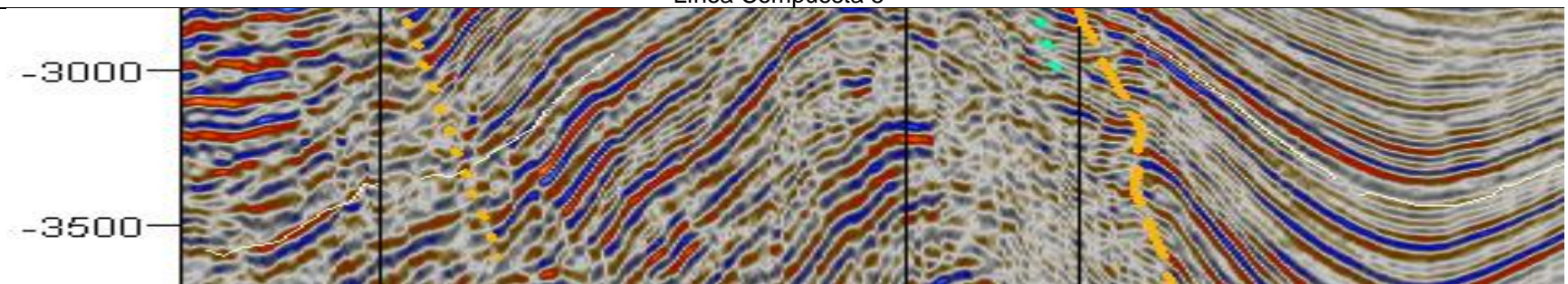
Línea Compuesta 3



Línea Compuesta 4

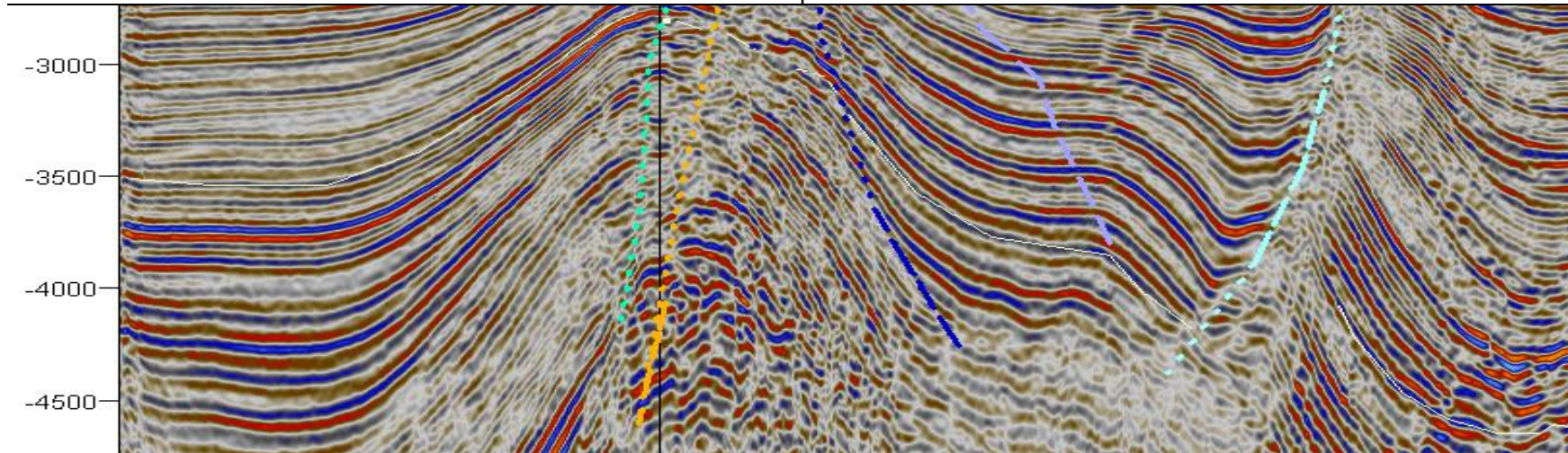


Línea Compuesta 5

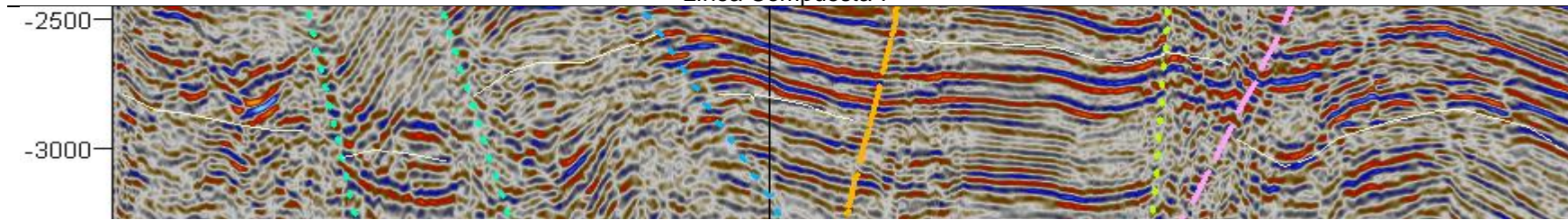


Horizonte Paleoceno Midway

Línea Compuesta 6



Línea Compuesta 7



Nota. La línea de color rosa representa el seguimiento que se hizo al horizonte Paleoceno Midway en cada línea compuesta.

Una vez interpretados los horizontes de cada formación, se procede a realizar las superficies de cada una. Este procedimiento será de suma importancia, ya que si alguna de las superficies se llega a traslapar con alguna adyacente se interpretará como un error. En la **Figura 4.21** se observa cada una de las superficies con las respectivas fallas, en donde no se visualiza ninguna anomalía respecto al procesamiento de los datos.

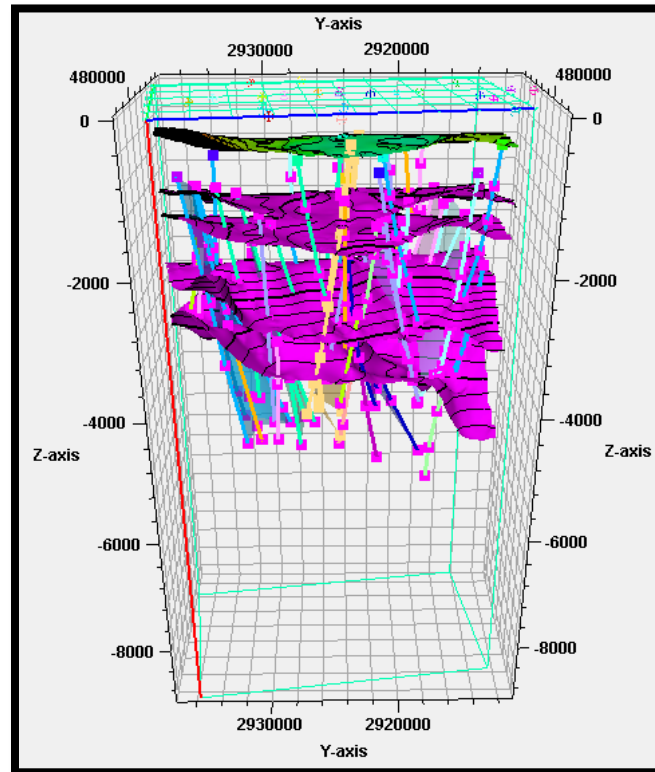


Figura 4.21. Modelo estructural del cubo sísmico Arcos-Lajitas.

4.4 Espesores

Con ayuda de las superficies podemos determinar el espesor promedio que existe entre cada una de éstas. Mediante las **Figuras 4.22 y 4.23** se nota el espesor promedio entre cada una de ellas y por medio de los cálculos del software se establece un espesor promedio de 750 m entre el horizonte Queen City y Reklaw, un espesor de 380 m entre Reklaw y Eoceno Wilcox, 600 m entre Eoceno Wilcox y Paleoceno Wilcox y 500 m entre Paleoceno Wilcox y Paleoceno Midway.

El área amarilla corresponde al espesor entre el horizonte Queen City y Reklaw, la zona color salmón es el espesor entre Reklaw y Eoceno Wilcox, la zona naranja es

el espesor entre Eoceno Wilcox y Paleoceno Wilcox y la zona café corresponde al espesor entre Paleoceno Wilcox y Paleoceno Midway.

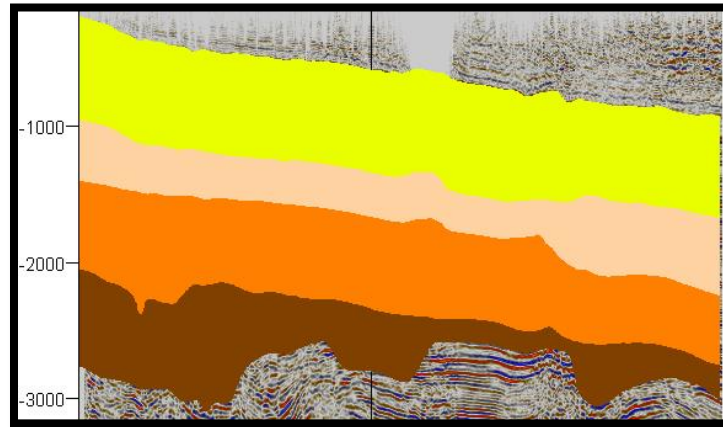


Figura 4.22. Vista 2D de los espesores.

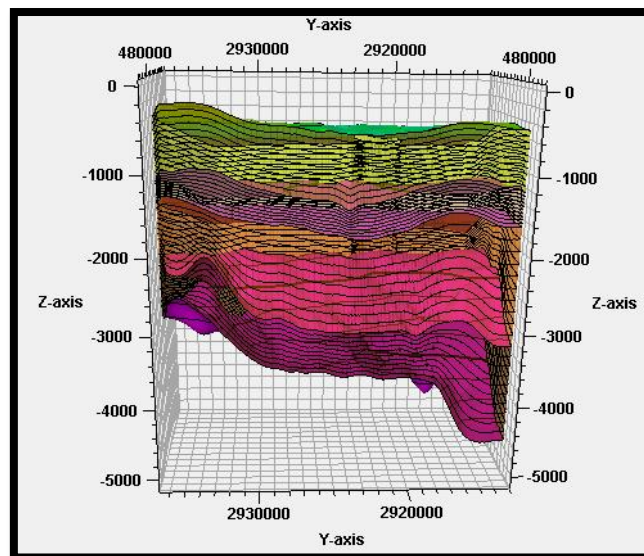


Figura 4.23. Vista 3D de los espesores.

4.5 Análisis del registro geofísico

A partir de la obtención de los reflectores correspondientes a cada horizonte, se puede determinar la profundidad de las cimas de aquellos pozos que en los reportes

de perforación no venía incluida la columna estratigráfica. Para fines prácticos de visualización, cada correlación está elaborada mediante los pozos que pasan por la línea compuesta 1.

La **Figura 4.24** expone la correlación de los pozos para el horizonte Queen City con ayuda del registro GR que es un buen indicador de la litología que está presente en el subsuelo. Se puede observar que la respuesta se inclina del lado correspondiente a la interpretación de areniscas (lado izquierdo del carril).

Cabe aclarar, que los pozos Arcos-50, Arcos-158DES, Mier-1, Mier-2 y Lajitas-103 donde no se despliega el carril del GR, son aquellos donde no venía incluido este registro en la información proporcionada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

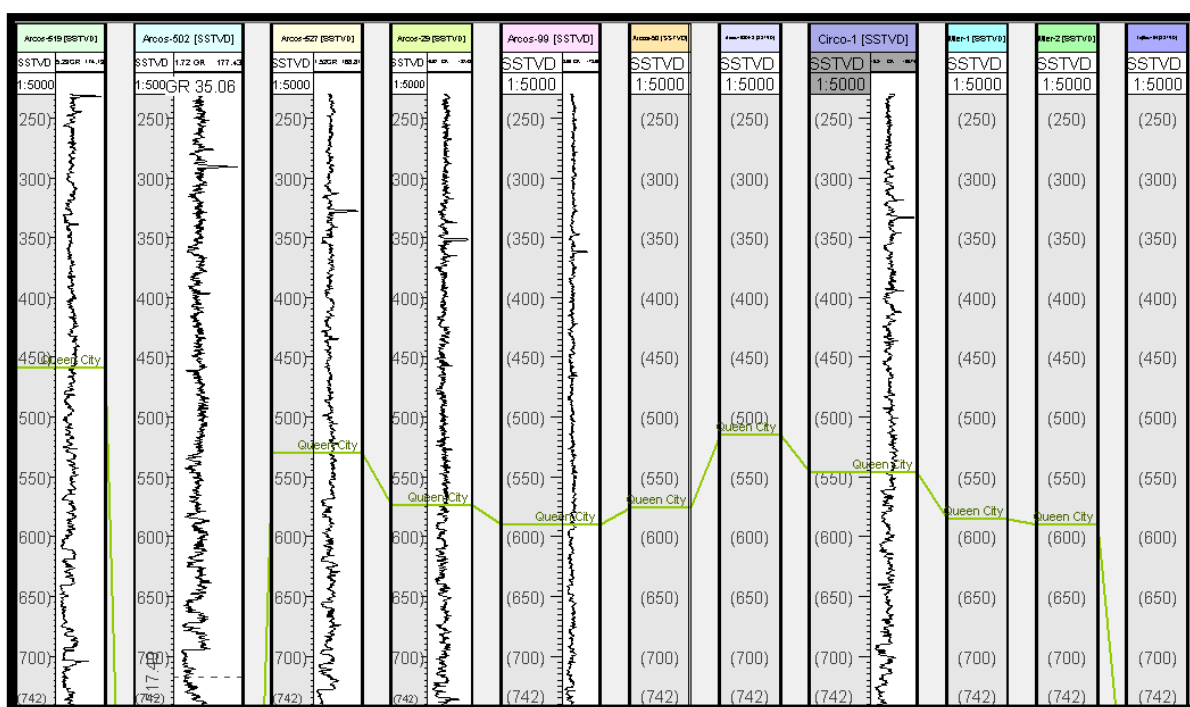


Figura 4.24. Correlación para el horizonte Queen City.

La **Figura 4.25** refleja la correlación de los pozos para el horizonte Reklaw con ayuda del registro GR, que como lo vimos anteriormente, es un buen indicativo de la litología que está presente en el subsuelo. De igual forma, se puede observar que la respuesta del registro se inclina del lado correspondiente a la interpretación de areniscas (lado izquierdo del carril).

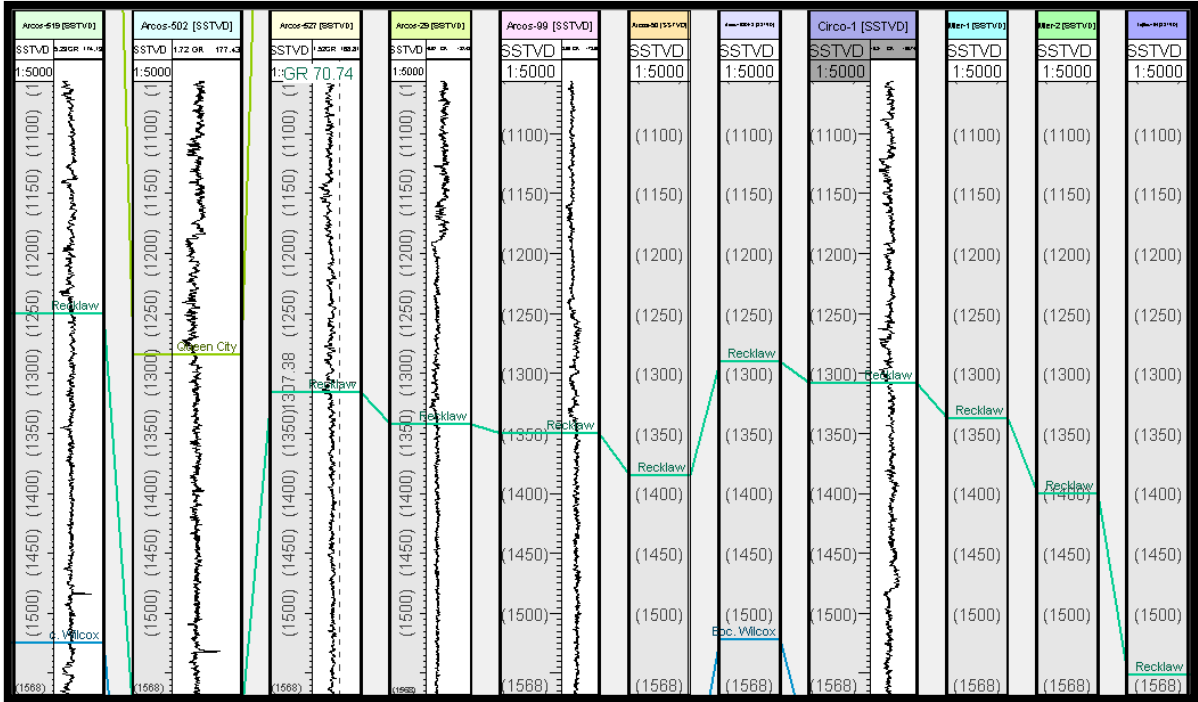


Figura 4.25. Correlación para el horizonte Reklaw.

En la **Figura 4.26** se observa la correlación de los pozos para el horizonte Eoceno Wilcox con ayuda del registro GR, que como lo vimos anteriormente, es un buen indicador de la litología. De igual manera que los anteriores horizontes, se puede observar que la respuesta del registro se inclina del lado respectivo a la interpretación de las areniscas (lado izquierdo del carril).

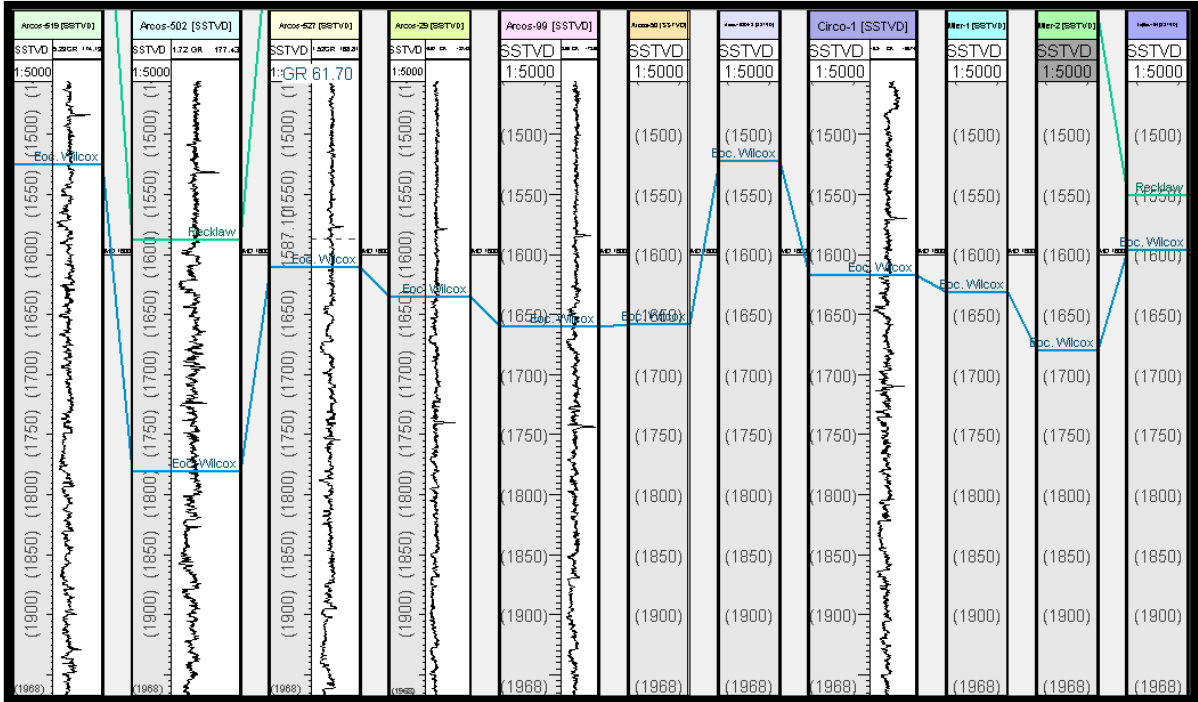


Figura 4.26. Correlación para el horizonte Eoceno Wilcox.

En la **Figura 4.27** se observa la correlación de los pozos para el horizonte Paleoceno Wilcox con ayuda del registro GR, que como lo vimos anteriormente, es un buen indicador de la litología. De igual manera que los anteriores horizontes, se puede observar que la respuesta del registro se inclina del lado correspondiente a la interpretación de areniscas (lado izquierdo del carril).

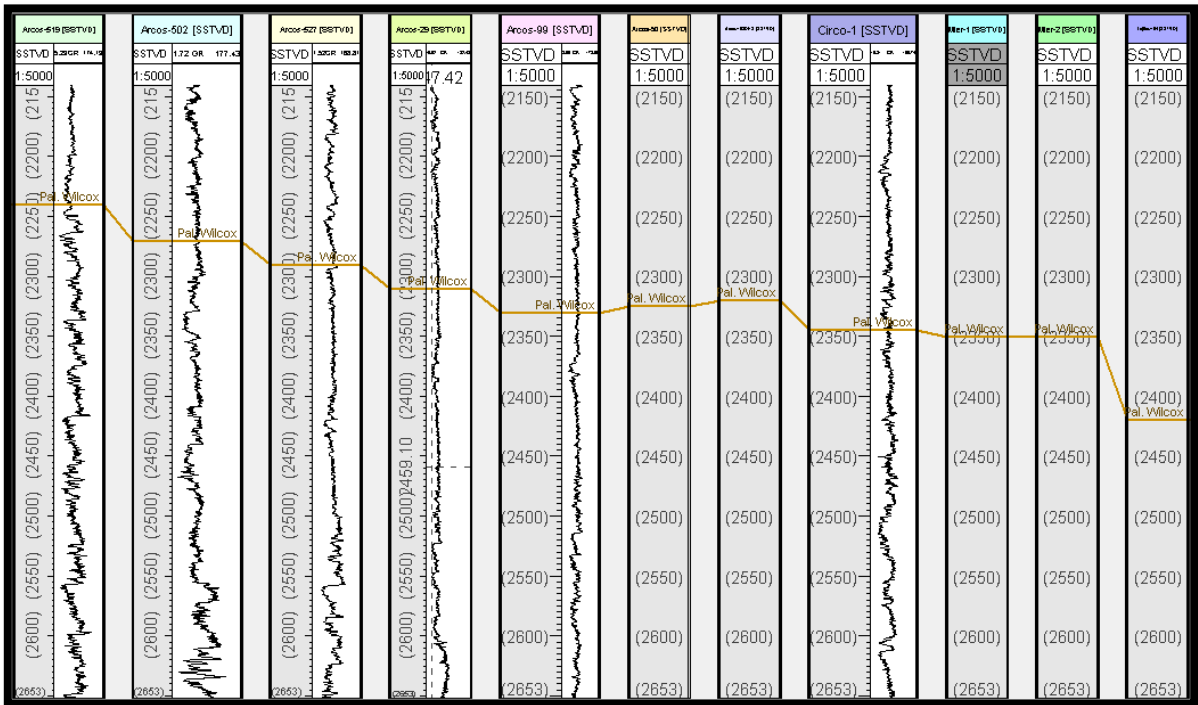


Figura 4.27. Correlación para el horizonte Paleoceno Wilcox.

En la **Figura 4.28** se observa la correlación de los pozos para el horizonte Paleoceno Midway con ayuda del registro GR. Asimismo que los anteriores horizontes, se puede observar que la respuesta del registro se inclina del lado respectivo a las areniscas (lado izquierdo del carril). Cabe mencionar que, para este punto, la reconstrucción de este horizonte fue casi total debido a que solo el pozo Circo-1 y Flamenco-1 eran los únicos que contaban con la profundidad de la cima de este horizonte.

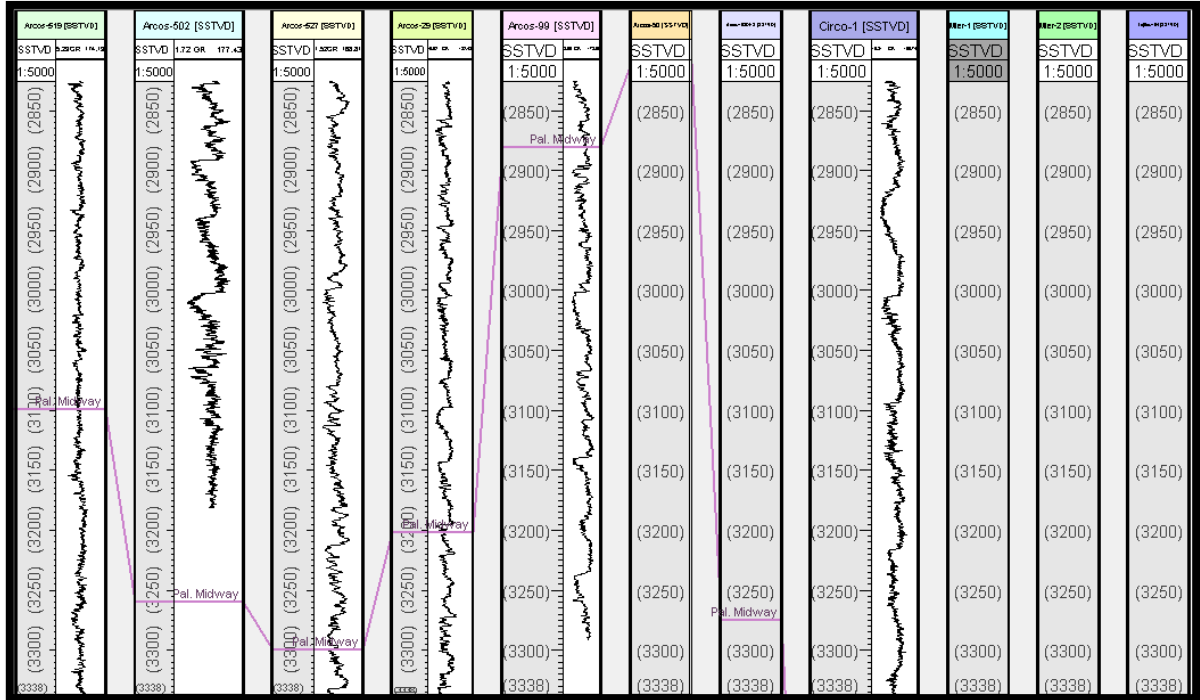


Figura 4.28. Correlación para el horizonte Paleoceno Midway.

4.6 Atributos sísmicos

4.6.1 Definición de atributos sísmicos

Se denomina atributo sísmico a aquella información obtenida de los datos sísmicos, ya sea por medio de mediciones directas, por razonamiento lógico, o basado en la experiencia del intérprete o cualquier medida de los datos sísmicos que ayude a mejorar o cuantificar visualmente las características de interés en la interpretación (Gómez Herrera & Rodríguez Morán, 2020).

En sismica de reflexión, un atributo sísmico es una cantidad extraída o derivada de los datos sísmicos que son analizados con el fin de mejorar la información que puede ser más sutil en una imagen sísmica tradicional, lo que conduce a una mejor interpretación geológica o geofísica de los datos.

Algunos ejemplos de atributos sísmicos pueden incluir el tiempo medido, amplitud, la frecuencia y la atenuación, además de combinaciones de éstos. La mayoría de los atributos sísmicos son aplicados después del apilamiento (poststack), es decir, después de que los datos fueron migrados; pero los que utilizan los CMP (Punto Medio Común, en adquisición sísmica multicanal, es el punto en la superficie situado a mitad de camino entre la fuente y el receptor que es compartido por numerosos pares de fuentes-receptores) deben ser analizados antes

del apilamiento (prestack) y son principalmente derivados de las variaciones de amplitud con el offset (AVO).

Los atributos se pueden medir a lo largo de una traza sísmica única o a través de múltiples trazas dentro de una ventana definida. Los primeros atributos desarrollados estuvieron relacionados con la traza sísmica compleja 1D e incluían la polaridad de amplitud, la fase instantánea, la frecuencia instantánea y la aparente, así como la impedancia acústica obtenida de la inversión sísmica. Otros atributos comúnmente utilizados son: coherencia, azimut, inclinación, amplitud instantánea, la respuesta de amplitud, fase de respuesta, ancho de banda instantánea, AVO y descomposición espectral.

Los atributos sísmicos son medidas específicas de características geométricas, cinemáticas, dinámicas o estáticas provenientes de los datos sísmicos (Chen y Sydney, 1997).

Pueden presentar información fundamental de la traza sísmica, como lo es, el tiempo, amplitud, frecuencia, atenuación. De manera general se plantea que los atributos derivados del tiempo proveen información estructural y los atributos derivados de la amplitud dan a conocer información estratigráfica; sin embargo, los atributos derivados de la frecuencia todavía no son bien entendidos, pero hay un gran optimismo para que se obtenga un beneficio de la presencia de fluidos; así como la atenuación que no es muy utilizada, pero hay una posibilidad de que se utilice con mayor frecuencia en un futuro, para producir información sobre la permeabilidad y finalmente la variación en la medición de una función del ángulo de incidencia (fuente-receptor-offset) proveen un apoyo en la información de la fuente.

Tanner y colaboradores en 1994 fueron los primeros que introdujeron una clasificación coherente y real de los atributos sísmicos, ellos crearon dos categorías generales de los atributos: geométricas y físicas. Los atributos geométricos mejoran las características de los datos de entrada tales como: inmersión, azimut y continuidad. Por otro lado, los atributos físicos están relacionados con las propiedades físicas de la superficie estudiada, es decir, están estrechamente ligados con la litología; esta familia de atributos corresponde a atributos derivados de componentes de amplitud, frecuencia y fase de la traza. Estas dos categorías se pueden dividir en pre y post apilamiento, dependiendo de la etapa de procesamiento de los datos en la que se hayan aplicado (Brown 2004).

Los atributos generales comprenden aquellos que miden las características geométricas, cinemáticas, dinámicas o estadísticas derivadas de los datos sísmicos; están relacionados ya sea con el carácter físico o morfológico de los datos ya que representan respuestas a una litología específica, por lo tanto, pueden ser aplicables en general a diferentes entornos geológicos con salidas similares.

Los atributos específicos son menos correlacionables con el carácter litológico de los datos de entrada y por lo tanto, no pueden ser extrapolados a varios

entornos geológicos similares, ya que su respuesta intrínseca corresponde a propiedades específicas. Los atributos compuestos incluyen sumas, productos u otras combinaciones de atributos más generales. Los atributos de volumen se calculan a partir de los cubos sísmicos procesados o de volúmenes de atributos previamente procesados y extraídos del volumen original, en función del algoritmo matemático seleccionado, ya sea traza por traza o considerando un grupo de trazas, la extracción se realiza en una ventana definida previamente por el usuario, así como los horizontes que definirán el límite superior y el inferior de dicha ventana.

4.6.2 Atributo RMS

Dentro de esta gama de atributos, se encuentra uno denominado como atributo RMS, el cual será de utilidad en este capítulo. Esta herramienta calcula la raíz media cuadrática de la amplitud de una ventana específica, por lo tanto, ayuda a mostrar contrastes estratigráficos y cambios de densidad en los alrededores del objeto de estudio.

Los atributos de amplitud proporcionan información estratigráfica y estructural, en términos geológicos permite definir el patrón de fallas, litología, fluidos; son aplicados después del apilamiento.

El atributo RMS es un atributo que se calcula después del apilamiento, calcula la traza en muestras instantáneas sobre una ventana específica, es decir, es calculada como la raíz cuadrada del promedio de los cuadrados de las amplitudes encontradas en la ventana de análisis. Con esto, se puede medir la reflectividad con el fin de correlacionar los indicadores de hidrocarburos en una zona de interés, por mencionar una aplicación importante y es quizá el atributo más usado en el mundo de la sísmica. Por definición es el cálculo de la raíz cuadrática media de la amplitud de la traza sísmica original. Este atributo se extrae de la traza sísmica dentro de una ventana definida por el usuario, con un número de muestras definido y proporciona información sobre el contenido de energía de los datos sísmicos.

Típicamente los atributos relacionados con el contenido de energía de la traza sísmica se utilizan para distinguir litologías. Los altos valores de amplitud RMS son comúnmente relacionados con litologías con alta porosidad, tales como areniscas. Este atributo permite identificar anomalías características de la estratigrafía y hace diferencia entre tipos de estratificación (Landmark, 2004). Este atributo se puede utilizar, por ejemplo, para reconocer antiguos canales.

Mediante el software podemos hacer uso de este atributo para cada superficie, por ende, señalar áreas de interés petrolero. En la **Figura 4.29** se observa la superficie Queen City a la cual se le aplicó el atributo RMS. Aquellas zonas de color verde son las que muestran una mayor respuesta, por lo que es un indicador de arenas (debido a la alta amplitud que tienen a comparación de las

lutitas). Se puede corroborar esta interpretación con ayuda de los registros geofísicos de los pozos que se encuentren alrededor de estas zonas. Uno de estos pozos es Arcos-99, que con la respuesta del registro GR (cerca de la línea base de las arenas) y Sónico, se afirma esta presunción.

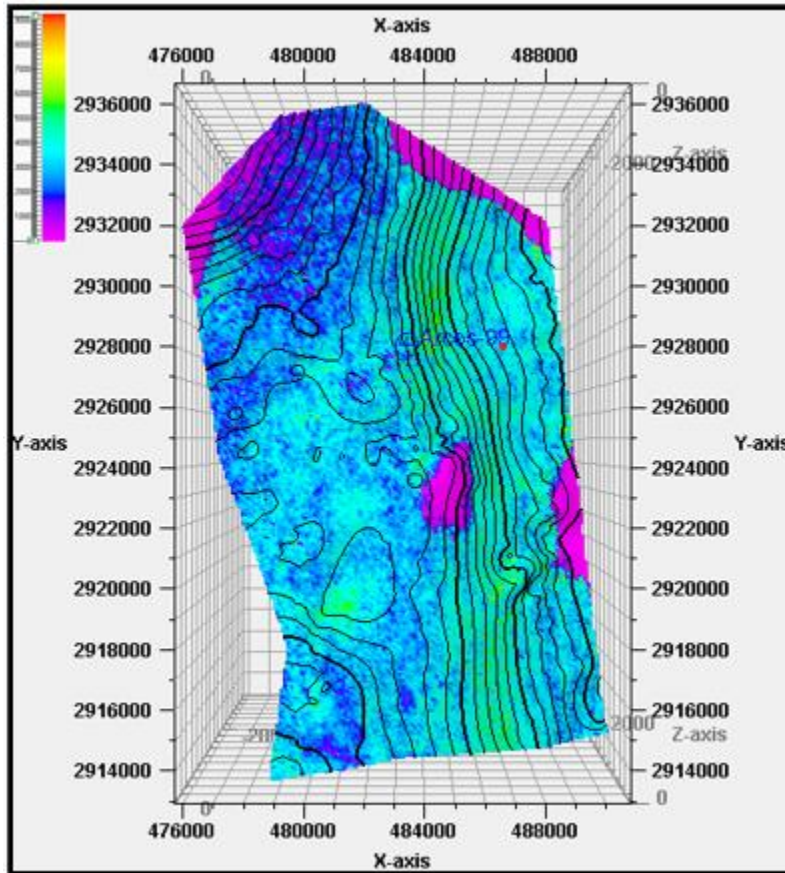


Figura 4.29. Atributo RMS para Queen City.

La **Figura 4.30** representa la superficie de Reklaw, a la cual se le aplicó el atributo RMS. De igual manera, las zonas de color verde son aquellas que indican arenas. El pozo Arcos-99 se encuentra en la cercanía de estas zonas, y mediante los registros GR y sónico a la profundidad de 1350 m se puede corroborar que esto es cierto, ya que la línea del GR está cerca de la línea base de las arenas y el registro sónico tiene una gran amplitud (correspondiente a esta litología).

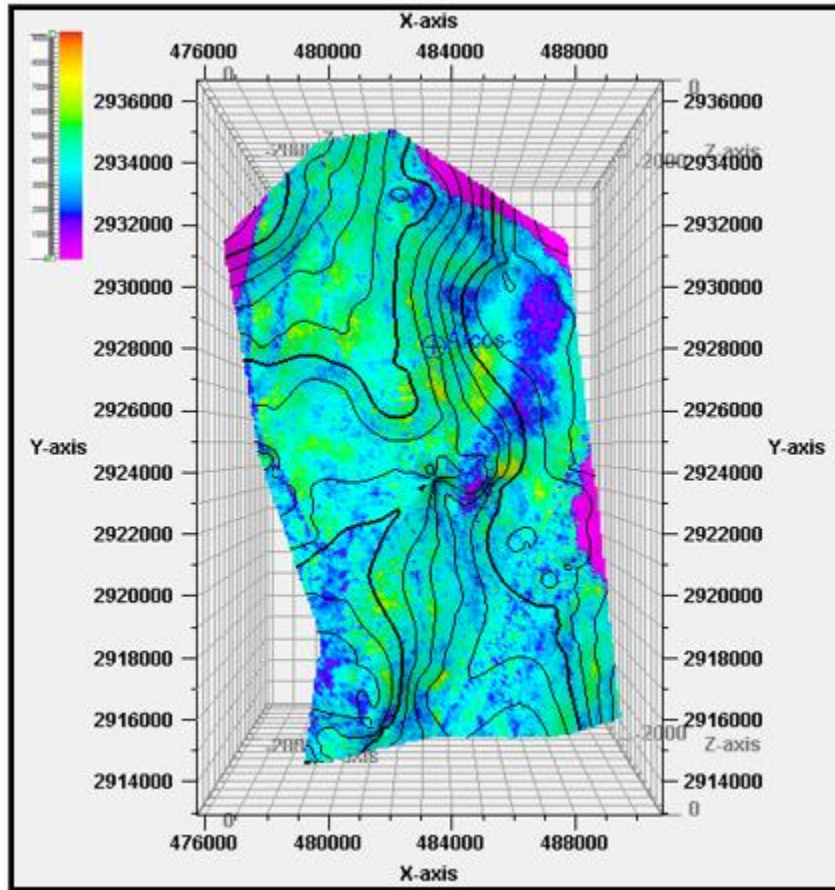


Figura 4.30. Atributo RMS para Reklaw.

Asimismo, la **Figura 4.31** expone a la superficie Eoceno Wilcox ya aplicada con el atributo RMS. El pozo viernes-5 se encuentra en las zonas de color verde. A través de los registros geofísicos GR y sínico a la profundidad de 1685 m, se puede verificar que este indicador es correcto, debido a la respuesta del GR (respuesta cargada a la línea base de las arenas) y sínico (alta amplitud). Además de que, mediante los reportes de perforación, este pozo resultó productor de gas en este intervalo de areniscas.

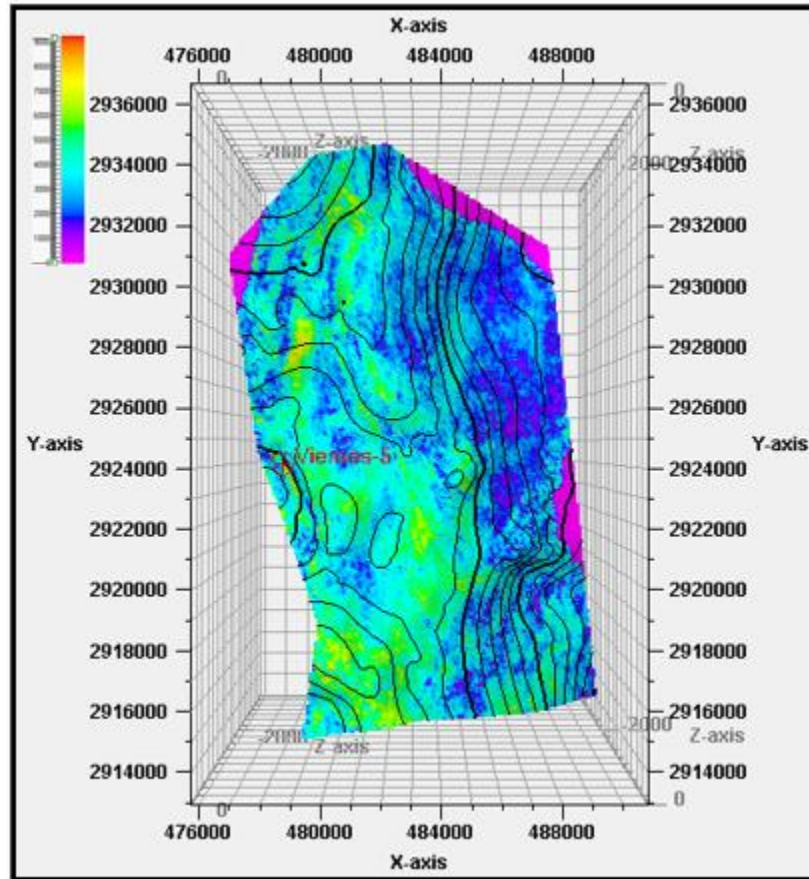


Figura 4.31. Atributo RMS para Eoceno Wilcox.

Asimismo, la **Figura 4.32** expone a la superficie Paleoceno Wilcox ya aplicada con el atributo RMS. El pozo Arcos-29 se encuentra en las zonas de color verde. A través de los registros geofísicos GR y sísmico a la profundidad de 2310 m, se puede verificar que este indicador es correcto, debido a la respuesta del GR (respuesta cargada a la línea base de las areniscas) y sísmico (alta amplitud).

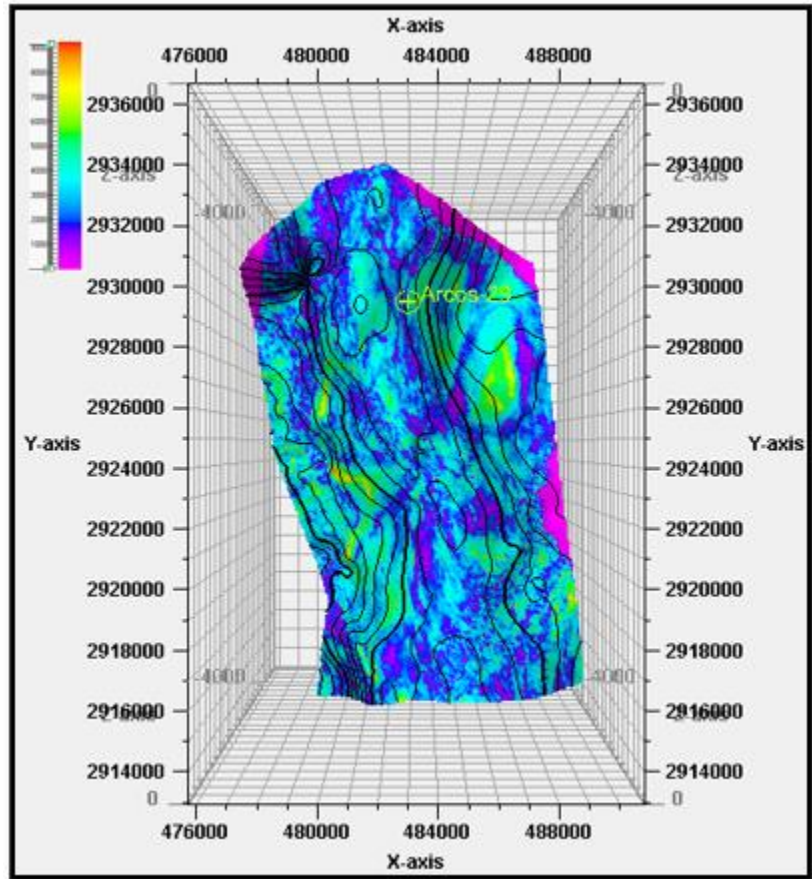


Figura 4.32. Atributo RMS para Paleoceno Wilcox.

Finalmente, la **Figura 4.33** expone a la superficie Paleoceno Midway ya aplicada con el atributo RMS. El pozo Arcos-29 se encuentra en las zonas de color verde. A través de los registros geofísicos GR y sónico a la profundidad de 3200 m, se puede verificar que este indicador es correcto, debido a la respuesta del GR (respuesta cargada a la línea base de las areniscas) y sónico (alta amplitud).

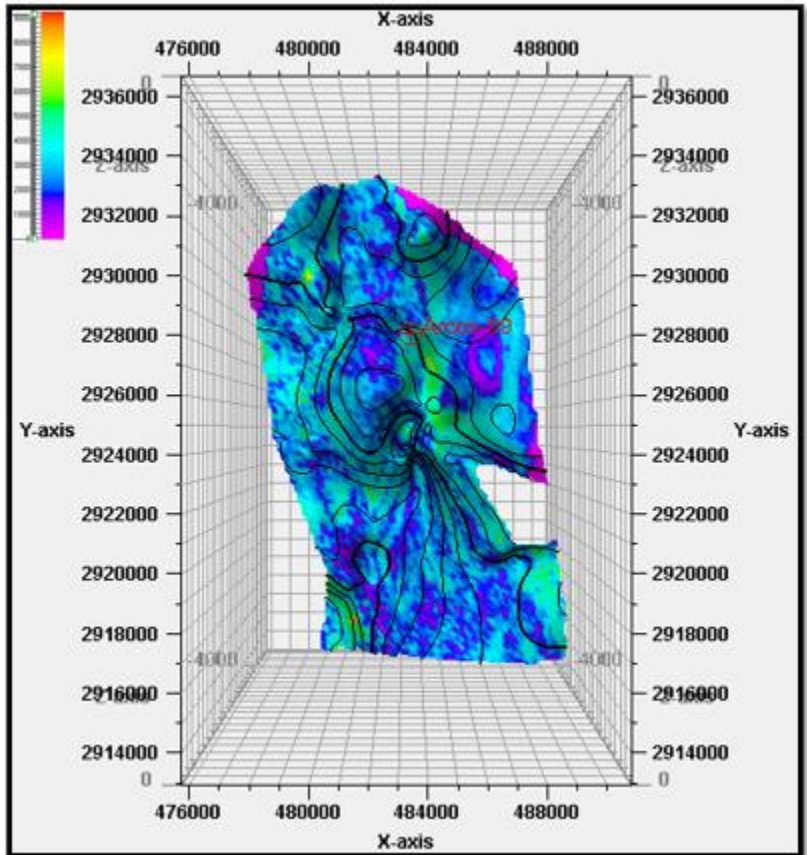


Figura 4.33. Atributo RMS para Paleoceno Midway.

5. Discusión y conclusiones

5.1 Discusión

El conocimiento previo de la geología regional de un lugar de interés petrolero es de suma importancia, ya que mediante éste podemos hacer una correcta interpretación de tipo estructural o estratigráfica. En este caso, fue del primer tipo, debido a los eventos tectónicos que se llevaron a cabo hace largo tiempo.

Las líneas compuestas que se realizaron con ayuda de los pozos fueron muy útiles para la interpretación sísmica, ya que se hizo una correcta traza de los reflectores correspondiente a la cima de cada Formación. Sin embargo, la obtención de más pozos habría sido de más ayuda, ya que el tener más información sobre el tema de la profundidad a la que se encuentran las cimas de las Formaciones, implica una mejor interpretación (sobre todo de aquellos reflectores, como el de Paleoceno Midway, donde no existen datos suficientes).

La interpretación de las fallas fue un tema crucial para el desarrollo de este trabajo, ya que el no haberlo realizado de manera correcta hubiese provocado un mal seguimiento de los reflectores, por ende, las superficies obtenidas se hubieran traslapado. Cabe mencionar que estas fallas no son de pequeña longitud, si no lístricas, lo que trae consigo que sean extensas. Es decir, probablemente el intérprete vea varias fallas en un determinado lugar, pero puede que solo sea una.

Continuando con el tema de los horizontes, se debe ser muy cuidadoso, aun cuando sea información proporcionada por empresas dedicadas a la toma de datos, ya que hubo casos donde la profundidad de las cimas, suministradas por las columnas estratigráficas, no concordaba con el horizonte en cuestión. Por ejemplo, el pozo Arcos-502 cuenta con un desfase de alrededor de 700 m respecto a los otros pozos, lo cual es incorrecto a la hora de la interpretación.

Respecto a los registros geofísicos, la falta de aquellos que nos dan un indicio de litología como el GR, sónico o de densidad, ocasionaron un problema a la hora de realizar las correlaciones pertinentes, ya que no se contaba con la información necesaria para poder concluir con este procedimiento. Por lo que no se pudo concluir con exactitud la correlación de algunos horizontes.

Una herramienta valiosa como son los atributos sísmicos, sin duda ayudaron a reflejar zonas de interés petrolero (como son las arenas), haciendo un match con aquellas zonas que se interpretaron en este trabajo. Además de que esta herramienta colabora para la verificación del informe sobre la litología que viene en los reportes de perforación de cada pozo.

5.2 Conclusiones

Se analizó la geología regional del área de estudio mediante la investigación de los paleoambientes, en donde se elaboraron mapas para una mejor comprensión. Asimismo, el anexo de temas como el marco geológico y geofísico, el modelo sedimentario y la columna estratigráfica del lugar.

Se identificaron los elementos del sistema petrolero de la cuenca de Burgos (roca generadora, roca almacén, roca sello, trampa, migración y sincronía) con ayuda de la inclusión del tema de geología del petróleo.

Se elaboraron cinco horizontes mediante la interpretación de las fallas y los “well tops” que se realizaron con las profundidades de la cima de cada formación (datos incluidos en la columna estratigráfica de cada reporte de perforación). Estos horizontes pueden ser visualizados en las siete líneas compuestas elaboradas por el intérprete.

Con ayuda de los horizontes interpretados, se incluyeron aquellas profundidades de las cimas que hacían falta en los reportes de perforación. Esto facilitó la correlación de los pozos y, por ende, la seguridad de que la interpretación de los horizontes es la correcta.

Con el apoyo de los registros de rayos gamma, sísmico y de densidad se dedujo la litología del lugar, en donde se verificaron aquellas zonas donde se tenía contemplado la existencia de arenas (rocas almacén de la cuenca).

La caracterización sísmica y estructural del cubo sísmico Arcos-Lajitas fue exitosa debido a la buena interpretación de las fallas, por consiguiente, de la correcta elaboración de los cinco horizontes (Queen City, Reklaw, Eoceno Wilcox, Paleoceno Wilcox y Paleoceno Midway), de donde se determinaron espesores promedio entre cada superficie obtenida.

Finalmente, se proponen áreas de interés petrolero, que con auxilio del atributo sísmico RMS, nos lleva de la mano a observar zonas de arenas, las cuales pueden exploradas y si es posible, explotar el recurso que puedan contener. Para esta zona, el horizonte correspondiente a la Formación Eoceno Wilcox presenta las características idóneas como zona de interés petrolero. Se encuentra aproximadamente a 1500 m de profundidad, con un espesor promedio de 600 m, trampas de tipo estructural y producción de gas seco y húmedo.

Referencias

- Arellano Gil, J., Carreón Méndez, M. A., Morales Barrera, W. V., & Villarreal Morán, J. C. (2002). *Ejercicios de geología estructural* . CDMX: Facultad de ingeniería .
- Best Martínez, E. I. (Febrero de 2008). Caracterización geológica de un yacimiento petrolero en la Cuenca de Burgos-proyecto de inversión Delta del Bravo . CDMX, México.
- CNH. (2020). *Atlas Geológico Cuencas Sabinas-Burgos*. CDMX: Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.
- Chen, Q, Sidney, S. (1997). *Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring: The Leading Edge*.
- Coates, R. (2016). Geofísica . *Serie de Artículos introductorios* , 3.
- Echanove, O. (1986). *Geología petrolera de la cuenca de Burgos*.
- Eguiluz de Antuñano, S. (2011). *Sinopsis geológica de la cuenca de Burgos, noreste de México: producción y recursos petroleros*. CDMX: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana.
- Gómez Herrera, J. E., & Rodríguez Morán, O. (2020). *Metodología y aplicación de atributos sísmicos en la modelación de facies para zonas potencialmente productoras de gas. Área Santa Cruz-Jibacoa, Cuba* . Boletín de geología.
- Méndez Ortiz, Blanca Adriana. geoquímica de aguas de formación (salmueras petroleras) en campos mesozoicos del sureste de México. Geología del petróleo.
- Olaya López, I. D. (2021). Curso virtual teórico en interpretación sísmica.
- PDVSA. (2018). *Exploración*. Venezuela: Cuadernos soberanía petrolera.
- Repsol. (2022). Análisis AVO . CDMX: Nova Oil.
- Salvador, U. B. (2010). *Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación en la Cuenca de Burgos*. CDMX: Tesis.
- Santiago, J. (1984). Geología Petrolera de México. Schlumberger.
- Taner, T. (2001). *Seismic Attributes*. CSEG Recorder.
- WEC. (2009). Provincias Petroleras de México.

“Esta tesis utilizó información petrolera proporcionada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, de acuerdo con el anexo C de la licencia de uso de la información a favor de la UNAM, de fecha 11 de diciembre de 2017, bajo la nomenclatura CNIH-C-00417. Dicha información es propiedad de la Nación y su acopio, resguardo, uso administración y actualización, así como de publicación de la misma corresponde a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.”