



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



**Facultad de Ingeniería
División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra
Departamento de Geofísica**

PROPUESTA DE LOCALIZACIÓN DE POZOS PETROLEROS EN EL CAMPO FLOUNDER EN EL ESTADO DE VICTORIA, AUSTRALIA

T E S I S

Que para obtener el título de:

INGENIERO GEOFÍSICO

Presentan:

Esmeralda Contreras Ballesteros

Francisco De la Vega Rivera

Director de tesis:

Ing. Héctor Ricardo Castrejón Pineda

Ciudad Universitaria, México DF, 2007.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Agradecimientos

La culminación de mis estudios profesionales la dedico a mis padres, Reynaldo de la Vega y María del Socorro Rivera, ya que gracias a ellos tuve la oportunidad de haber realizado mis estudios, por su apoyo, pero sobre todo por su amor, les agradezco el haber hecho posible el que tenga una profesión, agradezco a mi abuef que siempre me alentó el estudio con su amor y comprensión en todos los momento que estuvimos juntos, a mi hermano Reynaldo que siempre ha estado conmigo y en el cual he encontrado un amigo y no solo un hermano, a mis hermanos Alfonso y Genaro con los cuales he compartido tantos momentos desde niños y que siempre fueron una motivación en mi vida, a mis tíos Fernando y Josefina en los cuales siempre encontré apoyo, cariño y comprensión.

Agradezco a mis amigos los cuales hicieron inmejorable todos los momentos en mi vida de estudiante, a Esmeralda que siempre encontré en ella el apoyo incondicional en todos los aspectos de la vida y sin la cual me hubiera sido imposible haber terminado mi carrera, a Ricardo porque siempre tuve en el un amigo y compañero que me enseñó muchos aspectos de la vida, a Pahola por estar siempre conmigo y por su ayuda en todos los aspectos durante toda esta etapa en la Facultad, a Angel Villa por el impulso invaluable que me brindo en mi vida profesional, a mis amigos Marlene, Lizbeth y Jose Juan porque siempre disfrute su compañía y me hicieron sentirme por primera vez parte de la Facultad de Ingeniería, a mis amigos de la prepa: Arturo, Jose, Carlos, Orlando, Israel y Alfonso por su amistad y compañía en todo momento, a mis maestros que siempre buscaron desarrollar en mi al mejor ingeniero posible, transmitiendo sus conocimientos y experiencias, en especial a mi asesor de tesis Ing. Ricardo Castrejón por el apoyo brindado en la realización de este trabajo..

Agradezco a mi Prepa 7 por dejarme ser un “delfin”, a mi Facultad de Ingeniería por permitirme ser un “escorpión” y sobre todo a la UNAM por poder ser para toda la vida orgullosamente “puma”.

Gracias a todos por ayudarme a ser un Ingeniero Geofísico.

Paco

Agradecimientos.

En pocas palabras quiero agradecer lo mucho que me han apoyado todas las personas que fueron parte fundamental para poder alcanzar esta meta tan importante en mi vida. Gracias:

A mi madre: Ana Ballesteros, por ser mi ejemplo de fortaleza y dedicación, y por estar a mi lado incondicionalmente en mis éxitos y en mis fracasos.

A mi padre: Martín Contreras, por apoyarme económicamente durante mi vida estudiantil.

A mis hermanos: Ana María, Rubí y Martín, por ser mi apoyo y mi alegría siempre que lo he necesitado.

A mis abuelos: Ana y Guillermo por estar siempre conmigo y preocuparse por mi bienestar.

A Francisco, por ser mi amigo y compañero, por todos los momentos buenos y malos que hemos vivido juntos, por permitirme compartir esta meta contigo...sabes que eres muy especial para mí.

A Pahola, por escucharme y aconsejarme, y por el apoyo que nos brindó durante la realización de este trabajo.

A Luis Angel Villa, por creer en mí y por toda la ayuda que me ha dado desinteresadamente.

A todos mis amigos, por su confianza y cariño durante todos estos años que llevamos de conocernos.

A la UNAM, por haberme dado la oportunidad de ingresar a la Facultad de Ingeniería y poder estudiar una carrera universitaria durante la cual conocí a muchas personas que han sido muy importantes no solo en mi formación profesional, sino también en mi desarrollo personal.

Al Ingeniero Ricardo Castrejón Pineda, por guiarnos y darnos todo su apoyo para la realización de este trabajo.

A mis profesores, por transmitirme su conocimiento y sus experiencias con la finalidad de tener las herramientas necesarias para continuar desarrollándome profesionalmente.

Esmeralda Contreras Ballesteros

Índice

Resúmen.	I
Capítulo 1. Introducción.	1
1.1 Identificación de Cuencas.	1
1.2 Sistema Petrolero.	6
1.3 Play.	9
Capítulo 2. Conceptos básicos de la Exploración Geofísica Petrolera.	11
2.1 Método Gravimétrico.	11
2.2 Método Magnético	12
2.3 Adquisición de datos sísmicos marinos.	13
2.4 Procesamiento de datos sísmicos de ondas compresionales.	16
2.5 Interpretación de secciones sísmicas.	19
2.6 Atributos sísmicos.	21
2.7 Inversión sísmica.	21
Capítulo 3. Marco Geológico.	23
3.1 Geología.	23
3.2 Ubicación del Proyecto.	32
Capítulo 4. Metodología y Flujos de Trabajo.	34
4.1 Control de calidad de pozos.	37
4.2 Control de calidad de la sísmica.	50
Capítulo 5. Interpretación Geológica.	56
Capítulo 6. Conclusiones.	80
Anexo.	92
Bibliografía.	95

Resumen.

El objetivo principal de la interpretación sísmica es proporcionar un marco geométrico de las diferentes unidades estructurales y estratigráficas del área.

La interpretación sísmica moderna involucra el uso interactivo de estaciones de trabajo y la aplicación de las tecnologías tanto de software como de hardware para el mejoramiento y eficiencia de la interpretación de grandes volúmenes de datos.

El objetivo de este trabajo fue hacer la interpretación del cubo sísmico 3D llamado Flounder y que se localiza en el estado de Victoria, Australia, con la finalidad de identificar los elementos del sistema petrolero y así proponer localizaciones de pozos. Para hacer dicha interpretación, además de la sísmica, se utilizó la información disponible de los 6 pozos localizados en el área de estudio: picks geológicos y datos de Check-Shot.

En el Capítulo 1 se mencionan las características generales de los ambientes sedimentarios con el fin de identificar los elementos del sistema petrolero: roca generadora, roca almacén, roca sello y rutas de migración, para establecer las posibilidades de la existencia de hidrocarburos en un área determinada.

En el Capítulo 2 se definen tanto el método gravimétrico como el magnetométrico, ya que durante el estudio del área en cuestión estos métodos pueden ayudar a reconocer rasgos geológicos importantes. También se describe en qué consisten los diferentes tipos de adquisición de datos sísmicos marinos así como la secuencia de proceso generalizada que se le aplica a dichos datos con la finalidad de obtener información lo más certera posible. En este capítulo también se mencionan ciertas características de los atributos sísmicos, que enfatizan las propiedades de la sísmica que se requieran para tener una mejor visualización de las zonas de interés.

En el Capítulo 3 se determina la ubicación y delimitación geográfica del campo Flounder, además se mencionan las características geológicas que se obtuvieron de trabajos previos mediante secciones estructurales de la cuenca.

En el Capítulo 4 se hace un control de calidad de los seis pozos localizados en el campo Flounder en Australia, revisando toda la información disponible como: estado del pozo, ubicación, geometría, registros geofísicos e intervalos que fueron tomados en cada pozo, los datos de Check-Shot para calibrar la sísmica con los datos de pozo, y los picks geológicos para hacer una calibración de éstos con los eventos reflectivos de la sísmica.

En el Capítulo 5 se describe la interpretación de los 7 horizontes que se realizó con la ayuda de las secciones sísmicas, los picks geológicos y de los datos de Check-Shot de los pozos en el cubo sísmico Flounder, además de la interpretación de 7 fallas de tipo normal. En este estudio también se realizó el cálculo de los atributos sísmicos más comunes para definir de mejor manera las zonas de interés.

En el Capítulo 6 se analiza toda la interpretación realizada; los horizontes fueron asociados a los eventos geológicos descritos anteriormente en el tercer capítulo con la finalidad de identificar los elementos del sistema petrolero y con la ayuda de los atributos sísmicos calculados se determinaron dos localizaciones de pozos petroleros.

En el anexo se hace mención a las características tanto de la estación de trabajo como del sistema operativo que se utilizó durante la realización de este trabajo.

CAPÍTULO I. *Introducción*

Existen tres tipos de rocas: ígneas, metamórficas y sedimentarias. Las formaciones que contienen hidrocarburos económicamente explotables corresponden a rocas sedimentarias, las cuales constituyen solo el 5 % de la litosfera, mientras que por otro lado constituyen el 75 % de la superficie terrestre expuesta. Las rocas sedimentarias están compuestas de diferentes tipos de sedimentos que han sido depositados en algún tipo de ambiente sedimentario que describiremos posteriormente.

Consideraremos de forma simple una división de rocas sedimentarias: clásticas y carbonatos. Las rocas clásticas y las calcáreas se componen de fragmentos de rocas y minerales y/o restos de organismos como conchas, los cuales son producto de la meteorización, erosión, transporte y de depósito en depresiones topográficas conocidas como cuencas. Estos procesos se llevan a cabo durante millones de años y en etapas sucesivas variando el tamaño del grano depositado en función de las características de los procesos previamente mencionados.

Las rocas clásticas productivas son principalmente arenas, sílice de grano fino y conglomerados. Los carbonatos están compuestos por caliza y dolomita. La matriz de estas rocas se deposita directamente del agua marina o se extrae de ella por organismos vivientes y a menudo se encuentran fósiles de estos organismos en la matriz. Como los sedimentos sufren el efecto de uno o varios procesos químicos que pueden modificarlos o reestructurarlos, el principal mineral que las constituyen es la calcita.

1.1 Identificación de Cuencas.

Para identificar una cuenca es importante conocer los ambientes sedimentarios. Un ambiente sedimentario es un complejo de condiciones físicas, químicas y biológicas bajo las que se acumulan sedimentos.

Los ambientes sedimentarios se engloban en tres grupos principalmente:

- ♠ Ambientes Continentales
- ♠ Ambientes Marinos
- ♠ Ambientes Transicionales

Ambientes Continentales:

- ◆ Fluvial
- ◆ Glacial
- ◆ Eólico
- ◆ Lacustre
- ◆ Palustre

Ambiente Fluvial. Están formados a expensas de las corrientes de aguas superficiales, estén encauzadas o discurren libremente; este ambiente es debido a la sedimentación de la carga transportada por los ríos que a su vez se origina por dos causas principales:

1. Disminución total o parcial de la velocidad de la corriente.
2. Carga excesiva de los materiales transportados.

La presencia de depósitos fluviales siempre indicará la existencia de un río, bien actual o de épocas pasadas.

Ambiente Glacial. Este ambiente está controlado por el movimiento de masas de hielo que fluyen hacia las partes topográficas bajas debido a cambios en las condiciones climáticas.

El transporte y depósito de partículas se lleva a cabo primordialmente en estado sólido y se caracteriza por un clima frío. La vegetación está presente pero tiene poco efecto sobre el sedimento.

Ambiente Eólico. El viento es un eficiente agente de erosión y su acción, principalmente en zonas de climas áridos, semiáridos y desérticos, es responsable del transporte y depósito de grandes volúmenes de sedimentos.

El ambiente eólico es árido y el sedimento se forma por una combinación de la acción del viento y el trabajo de algún río que fluya de manera intermitente. No hay un importante crecimiento de organismos debido a lo árido de la zona.

Ambiente Lacustre. Este ambiente está controlado por el poco oleaje. Los lagos son masas de agua (dulce o salada) permanentes o temporales que ocupan las depresiones u oquedades de la corteza terrestre y su profundidad y superficie son variables. Cuando ocupan grandes extensiones se definen como mares interiores.

La sedimentación puede ser de carácter clástico o no clástico, en función de la relación entre la precipitación fluvial y la evaporación en el área. Los lagos salinos pueden existir en los desiertos, en donde la evaporación y precipitación proveen diferentes tipos de minerales evaporíticos como la halita.

Los procesos lacustres pueden ser:

- físicos: debidos a las olas y a las corrientes,
- químicos: precipitaciones de carbonatos, y
- orgánicos: los moluscos y crustáceos contribuyen con sus conchas a los carbonatos y con sus cuerpos a la nutrición de organismos de fondo.

Desde el punto de vista geológico, los ambientes lacustres se clasifican según la manera en que fueron formados en:

- a) Lagos tectónicos. Se forman debido a movimientos a gran escala asociados a mecanismos continentales como fallamientos o arqueamientos.

- b) Lagos de hundimiento o movimiento de masas. Se forman en porciones bajas aisladas por acumulación de materiales de naturaleza temporal, debido a la susceptibilidad de dichos materiales a la erosión.
- c) Lagos glaciares y de barrera. Se forman cuando las morrenas glaciares u otros materiales (como coladas volcánicas) taponan los valles y permiten la acumulación de agua e impiden su desagüe; o también ocurre cuando el agua ocupa el hueco erosionado por las masas glaciares.
- d) Lagos volcánicos. Están formados por estancamientos de lava o por alguna explosión y colapso de un cráter.
- e) Lagos meándricos o fluviales. Se forman en ambientes fluviales y son el resultado del abandono de canales o por la depositación de barras fluviales.
- f) Lagos eólicos. Se forman por la acción del viento, en depresiones producto del choque de arenas o cuencas de deflación.
- g) Lagos kársticos. Son el producto de la disolución de rocas por percolación de agua.

La sedimentación clástica en los ambientes lacustres presenta una distribución uniforme en toda la cuenca, por lo que, como característica fundamental se puede apreciar una distribución granulométrica, en donde el tamaño de las partículas tiende a disminuir de los límites de cuenca hacia el centro de la misma.

Ambiente Palustre. Se forma en aguas cenagosas con gases disueltos, los sedimentos depositados van del tamaño limo a arcilla con predominio de restos orgánicos vegetales debido al escaso movimiento del material.

Ambientes Marinos:

- ▶ Plataforma Continental
- ▶ Talud Continental
- ▶ Cañones Submarinos
- ▶ Llanura Abisal
- ▶ Arrecifes

Plataforma Continental. Es la porción sumergida del continente con profundidad variable. Desde el punto de vista barimétrico se considera plataforma continental hasta una profundidad de 600 metros y profundidad promedio de 200 metros, es un área con un relieve poco acusado.

Es el área donde existe el máximo dominio de vida por lo que se presenta una sedimentación orgánica muy intensa. Generalmente es una zona que se extiende bordeando los continentes con límites más o menos paralelos.

Talud Continental. Es la terminación brusca de la plataforma continental con una gran pendiente que sobrepasa el 15 % y llega a profundidades de 4,000 a 5,000 metros.

En esta zona resbalan parte de los sedimentos aún no consolidados que han resbalado de la plataforma al talud.

Cañones Submarinos. Son valles que surcan a la plataforma en dirección perpendicular al talud. Su cabecera se sitúa en la misma plataforma continental y su desembocadura es el borde precontinental o pie de talud.

Llanura Abisal. Son llanuras abisales las que están situadas a unos 4,000 y 5,000 metros de profundidad, que forman la mayor parte de la superficie de los océanos.

Pueden aparecer en las llanuras abisales cumbres sumergidas a las cuales se les llama montañas sumergidas.

Son áreas prácticamente llanas que rara vez sobrepasan una pendiente de 1 %. En esta área predomina la sedimentación pelágica.

La parte de los fondos marinos está formada por materiales volcánicos, es la parte más alejada del continente y existe sedimentación detrítica, orgánica y volcánica. Estas zonas presentan un relieve muy accidentado con cordilleras y cañones.

Arrecifes. El término arrecife se define como un armazón carbonatado resistente al oleaje. Es un depósito calcáreo de restos de organismos que poseían un potencial ecológico suficiente para mantenerse en posición de vida y con una estructura rígida. En las facies arrecifales se deposita principalmente material biogénico, dominado por celenterados, algas, moluscos y equinodermos.

Las condiciones ideales para el desarrollo de arrecifes se resumen principalmente en:

- a) Aguas frías transportadas a lugares más cálidos y agitados, de tal forma que el CO₂ sea transportado o liberado.
- b) Aguas frías elevadas de áreas oceánicas relativamente profundas y ricas en nutrientes, tales condiciones están presentes en las orillas de las plataformas continentales o en el inicio de la pendiente del talud continental.

Ambientes Transicionales. Tienen características conjuntas de ambientes continentales y marinos:

- ⊕ Medios Costeros
- ⊕ Deltas
- ⊕ Estuarios
- ⊕ Lagoons

Medios Costeros. La costa es la zona limítrofe entre el continente y el mar. Está formada por:

- Playa Alta. Es el límite inferior. Es el área que tan solo forma parte del ambiente marino durante los grandes temporales. En esta zona se depositan principalmente sedimentos arenosos.
- Zona intermareal. Es la parte que puede ser considerada como la playa propiamente dicha. El material que se deposita en esta zona también es arenoso.
- Zona de mareas. Se encuentra delimitado entre el nivel de marea baja y el punto donde el oleaje deja de ejercer influencia en el fondo.

Deltas. Es una construcción hecha con el material detrítico que transporta un río al sedimentarlo en su desembocadura en un mar o lago. Se consideran como materiales deltáicos todos aquellos que han sido transportados por un río (no retrabajado por el mar).

Un delta está constituido por tres partes que de la más cercana al río o más proximal a la más distal se denominan:

- llanura deltáica: que es subaérea con claro dominio del continente,
- frente deltáico: donde se desarrollan los procesos de tipo marino, y
- prodelta: permanentemente sumergido y donde, siendo sus materiales de procedencia fluvial, se hallan enteramente afectados por procesos marinos.

Estuarios. Las características de identificación de un estuario se basan en la existencia de una dinámica provocada por el mecanismo de disolución del agua de mar por el agua dulce fluvial, que se superpone a la dinámica fluvial.

Dentro del estuario se pueden distinguir las zonas de canal, en conexión continua con el medio fluvial; zonas de superficies mareales con predominio de materiales finos y gran actividad de procesos biológicos, y bancos o superficies arenosas que aparecen en transición lateral.

Lagunas Costeras. Es uno de los subambientes sedimentarios más difíciles de distinguir en sedimentos fósiles, puesto que sus secuencias son extremadamente parecidas a las que existen en llanura de marea.

El laguna costera es la parte de la costa poco profunda limitada hacia el mar por una isla que sirve de barrera, y está comunicada con el mar por uno o varios canales llamados bocas o *inlets* (que pueden desarrollar deltas a ambos lados del mismo).

Pueden poseer emisarios de agua dulce, que, a su vez, pueden aportar sedimentos a la laguna. Los materiales que se depositan en una laguna son predominantemente lutíticos y limosos. En algunos casos pueden existir capas delgadas de arena aportada por la acción del viento, por los emisarios, o por mares u olas, sobre todo en épocas de tormenta.

Además de conocer los ambientes sedimentarios, se tiene que conocer la evolución geológica de cada cuenca sedimentaria que es el marco necesario para el análisis de los sistemas petroleros.

Los aspectos básicos de la evolución geológica de una cuenca sedimentaria son:

1. Evolución tectónica de la cuenca (mecanismo de origen y modificaciones posteriores) y evolución térmica y de subsidencia (útil en el análisis de generación y migración de los hidrocarburos y en la determinación de la edad de dichos procesos).
2. Evolución sedimentaria preferiblemente dentro de un esquema de estratigrafía de secuencias, incluyendo sección estratigráfica regional.
3. Evolución estructural incluyendo efectos de deformación.

1.2 Sistema Petrolero.

Un sistema petrolero incluye todos los elementos geológicos que son esenciales para el depósito del hidrocarburo. Los elementos que forman el sistema petrolero son:

Roca Generadora. La roca generadora es la fuente de generación con suficiente cantidad y calidad de materia orgánica. La roca generadora tiene que estar térmicamente madura para generar y expulsar hidrocarburos que pueden migrar a las partes potenciométricas bajas donde los hidrocarburos buscan acumularse.

La roca generadora debe cumplir con tres requerimientos geoquímicos que son: cantidad, calidad y madurez; y también se puede catalogar como: potencial, activa, inactiva o agotada, esto se define en base a datos analíticos básicos de pirólisis, ópticos y extractos.

Trampa. Una trampa es la estructura que contiene y/o almacena hidrocarburos, está caracterizada por ser una barrera que impide el flujo de hidrocarburos lateralmente o hacia zonas superiores, provocando una concentración de éstos en alguna capa porosa y permeable que sirve como receptora o almacén de los fluidos. Es así que una trampa está conformada por una roca almacenadora que pueden ser comúnmente arenas, areniscas, carbonatos (calizas o dolomías), lutitas u otras rocas que puedan estar fracturadas, brechas volcánicas o conglomerados; así como por sellos, los cuales pueden ser lutitas, arcillas, rocas compactas, fallas selladas o evaporizas (sal, yeso, anhidrita).

Las trampas pueden formarse por la actividad tectónica o por patrones del depósito sedimentario.

Las trampas pueden ser de tres tipos:

- ✓ Trampas Estructurales
- ✓ Trampas Estratigráficas
- ✓ Trampas Hidrodinámicas

Trampas Estructurales. Se producen por una deformación tectónica y pueden ser:

Anticlinales. Típicamente contienen un cierre múltiple.

Contrafalla. Pueden estar contra el cierre del bloque alto o del bloque bajo.

Dominadas por pliegues. Generalmente se forman por mecanismos tectónicos de deformación que ocurrieron después de la sedimentación, pero también los hay aunque no haya ocurrido la sedimentación, los cuales se deben a hundimientos gravitacionales, a compactación, etc.

Los pliegues pueden estar o no relacionados con fallas, y estas no necesariamente tienen que estar dentro del yacimiento.

En la exploración petrolera es importante distinguir entre los diferentes tipos de pliegues (pliegues de arrastre, colgados, chevrón, etc.) y los mecanismos de deformación para así poder predecir la geometría de la trampa, mapear las posibles rutas de migración y analizar la distribución del fracturamiento.

Dominadas por Fallas. Las fallas son muy importantes por su efecto para formar sellos o rutas de migración de los hidrocarburos; pueden actuar como sellos superior, inferior o lateral. Las trampas dominadas por fallas se clasifican de acuerdo al tipo de fallas que las afectan, pueden ser:

- a) Trampas por fallas normales, que son las más comunes y ocurren en áreas de sedimentación rápida, se caracterizan por tener un perfil lístrico y un patrón en planta arqueado generalmente cóncavo hacia la cuenca.
- b) Trampas por fallas inversas, que pueden estar asociadas a fallas de alto o bajo ángulo y no producen trampas dominadas exclusivamente por fallas debido a la participación de pliegues.

Trampas Estratigráficas. Son producto de cambios laterales en la litología o en la calidad del almacén. Se generan por pérdida de permeabilidad, con esto se forma una barrera que impide el movimiento de los hidrocarburos. Su origen geoquímico o por procesos sedimentarios.

La clasificación de las trampas se basa en la pérdida de la porosidad, y pueden ser:

- ★ Trampas estratigráficas primarias o por depósito. Se producen por cambios durante la sedimentación contemporánea y no están asociadas a discordancias. Las principales trampas estratigráficas primarias que se forman son por cambios laterales texturales durante el depósito y por relieves sedimentarios sepultados.

Los cambios laterales de depósito pueden yuxtaponer rocas permeables contra rocas impermeables en sedimentos terrígenos y en carbonatos. Tanto las trampas por cambios laterales como las que se forman por relieves sepultados se generan durante el depósito, el cual generalmente es transicional y requieren de una pendiente regional para ser efectivas, además ambas son elementos de una combinación estratigráfico-estructural.

Las trampas por relieves sepultados se forman por paleo-relieves sepultados, también se les conoce como paleo-geomórficas.

Por ejemplo, los arrecifes crean un relieve depositacional y ponen en contacto facies lagunares compactas con facies porosas y permeables. Para que se forme la trampa se requiere que el arrecife crezca y sea sepultado por un sello impermeable superior.

Otros depósitos por relieve se asocian a abanicos submarinos, en estos casos los lóbulos sedimentarios ricos en areniscas pueden estar encapsulados en arcillas.

- ★ Trampas estratigráficas secundarias diagenéticas. Son producto de alteraciones post-depositacionales que pueden crear rocas almacenadoras o crear sellos por diagénesis de lo que anteriormente fueron rocas permeables.
- ★ Trampas estratigráficas asociadas o discordancias por truncación. Estas trampas pueden estar subyaciendo o sobre- yaciendo a una discordancia. Se forman por el sepultamiento de paleo-elevaciones continentales o por relieves de erosión.

Trampas Hidrodinámicas. En una trampa hidrodinámica el echado del contacto raramente excede a unos cuantos grados, por lo que su máximo es de 10 grados. Al evaluar prospectos

con pendientes menores a 5 grados es importante considerar el régimen hidrodinámico del área. Una variación en el contacto agua-aceite puede modificar sustancialmente el volumen de hidrocarburo en ella (aumenta o disminuye).

Entre mayor sea la densidad del aceite (más pesado) y el flujo de agua, el cuerpo de aceite se desplazará más difícilmente.

Si se incrementa el flujo de agua, el volumen de aceite se desplazará más lejos, y lo mismo ocurre si se aumenta la densidad del aceite, además el flujo de agua echado abajo tiende a incrementar el volumen de hidrocarburo atrapado.

Roca Almacenadora. Se refiere al espacio de almacenamiento de los hidrocarburos (gas o aceite). Involucra el espacio poroso entre las partículas en donde sucede dicha acumulación. Esta porosidad puede ser: primaria, secundaria o por fracturas, que debe suministrar un volumen suficiente para acumular cantidades importantes de fluidos, además, tanto en la trampa como a lo largo de los conductos de migración (desde la roca generadora) se requiere de suficiente permeabilidad efectiva.

Prácticamente no existen rocas almacenadoras homogéneas ya que generalmente tienen cambios de porosidad y permeabilidad en sentido lateral o vertical, por lo que en un yacimiento existen zonas improductivas que denominamos zonas de desperdicio (*waste zones*) o también se les nombra zonas de transición.

Existen zonas impermeables intercaladas en la roca almacén que provocan múltiples contactos individuales agua-aceite.

Roca Sello. Es la que determina la extensión geográfica del sistema petrolero, la migración depende de la presencia de sellos (rocas impermeables) y por lo tanto si un sello filtra hidrocarburos la trampa estaría vacía al menos que el volumen que ingrese sea mayor al volumen que se fuga.

Los mejores sellos son los hidratos de gas, la sal y las evaporitas.

Los sellos laterales se forman debido a cambios de facies o por yuxtaposición de diferentes tipos de roca. La variación estratigráfica lateral del sello incrementa el riesgo de migración del hidrocarburo. Por delgada que sea cada intercalación en un sello, es un factor de riesgo para que ocurra dicha migración.

Las trampas regularmente tienen dos sellos, uno superior y el otro inferior, pero también se puede presentar una trampa con tres sellos (superior, inferior y lateral) pero el más importante es el sello superior mientras que el lateral es crítico.

Existen tres tipos de sello:

- ◆ Sellos Capilares
- ◆ Fallas sello
- ◆ Sellos de Presión

Sellos Capilares. Una característica importante en los sellos capilares es el gradiente de flotación, el cual se define como la diferencia de presiones entre el agua y los hidrocarburos, a mayor diferencia de presiones mayor será la fuerza de empuje de flotación:

$$\Delta Flotación = \Delta Presión de Agua - \Delta Presión de Aceite$$

La resistencia es igual a la presión capilar y depende del tamaño de la garganta. Si la flotación es mayor que la resistencia entonces el hidrocarburo migrará, por el contrario, si la resistencia es mayor que la fuerza de flotación entonces el hidrocarburo no puede migrar y existe un entrapamiento, es decir, hay un sello.

Una de las fuerzas resistivas de flotación es la tensión interfacial hidrocarburo-agua y es provocada por la interacción entre ambos fluidos.

La mojabilidad es otra fuerza resistente a la flotación, la cual es provocada por la interacción roca-fluidos. Cuando la roca está parcialmente mojada por aceite, entonces la presión de desplazamiento disminuye.

Fallas Sello. Las fallas funcionan como sello cuando:

- Las fallas yuxtaponen litologías permeables con impermeables.
- La falla está cubierta con un material impermeable.
- Existe la presencia de fenómenos diagenéticos a lo largo de la falla, como la recristalización.
- Hay cizallamiento a lo largo de la falla y hay zonas de alta presión.
- Los echados de las unidades cruzan la falla.

Sin embargo, cuando estas condiciones no se presentan, las fallas pueden funcionar como excelentes rutas de migración si yuxtaponen litologías permeables o al crear redes de fractura.

Sellos de Presión. Son más comunes a una profundidad mayor a los 3,000 metros y la presión raramente excede de 1 psi/ft.

Los sellos de presión pueden ocurrir en cualquier edad geológica, sin embargo son más comunes en el Cretácico y Terciario.

Comúnmente están limitados por fallas aunque no es una condición indispensable. Los sellos de presión son muy importantes debido a que se caracterizan porque pueden soportar grandes volúmenes de hidrocarburos que no contienen agua libre, la desventaja es que estos sellos tienen que ser efectivos para que no haya una posible fuga de los hidrocarburos.

1.3 Play.

Los sistemas petroleros se usan como un modelo efectivo para investigar y entender las acumulaciones descubiertas del petróleo. Después del análisis de cuencas y de sistemas petroleros, los niveles de investigación en la exploración petrolera restantes son el análisis de "play" y de prospectos.

El *play* es uno o más prospectos relacionados y un prospecto es una trampa potencial que debe ser evaluada para ver si contiene cantidades comerciales de petróleo. El *play* y el prospecto son conceptos utilizados para presentar una idea geológica que justifique la perforación de un pozo en busca de yacimientos que aún no han sido descubiertos.

El análisis del sistema petrolero investiga las acumulaciones descubiertas de petróleo y el análisis del *play* investiga las posibles acumulaciones de petróleo aún no descubiertas. La presencia de la roca generadora, almacenadora, roca sello, volumen de trampa y carga de hidrocarburos, se usan en la evaluación del *play*.

Un *play* existe donde exista evidencia de cada uno de estos elementos esenciales, en donde se sospecha pero no se ha descubierto aún la existencia de depósitos comerciales de petróleo derivado de un volumen particular de roca generadora activa

El análisis de un sistema petrolero, puede definirse como el análisis riguroso, estructurado y completamente integrado de todos los datos disponibles relacionados con el potencial de petróleo (prospecto o *play*).

El modelado del sistema petrolero es un modelo numérico (digital) de datos del sistema petrolero completo en el cual los procesos interrelacionados y sus resultados pueden simularse para comprenderlos y predecirlos. Este modelo es dinámico, lo cual proporciona un registro completo de la generación, migración, acumulación y pérdida del aceite y/o gas en un sistema petrolero a través del tiempo geológico.

El desarrollo reciente más importante en la tecnología de modelado de sistemas petroleros ha sido pasar al mundo 3D. Este cambio se ha acompañado por exitosos perfeccionamientos en otras áreas, por ejemplo la mejora en la predicción de las propiedades de los hidrocarburos, la habilidad de procesar modelos de datos de alta resolución y la integración del modelado estructural en el trabajo de modelado de sistemas petroleros.

Este modelado ha proporcionado un mejor entendimiento de las razones de los complejos patrones de la distribución de aceite y gas y las distribuciones de sus propiedades.

Un modelo de sistema petrolero en 3D es el único tipo de modelo de datos geológicos que incluye todos los elementos claves del riesgo geológico en la exploración: la carga, la trampa y la sincronía de la generación, migración y pérdida de los hidrocarburos.

CAPÍTULO 2. Conceptos Básicos de la Exploración Geofísica Petrolera.

2.1 Método Gravimétrico.

La densidad es una propiedad física que cambia significativamente de un tipo de roca a otra. Todos los materiales en la Tierra influyen en la gravedad, pero las rocas que se encuentran cerca del punto de observación tendrán un mayor efecto que aquellos que se encuentran lejos.

Tres partes de 100 (0.3 %) de la gravedad terrestre se deben a materiales contenidos dentro de la corteza terrestre, y de este porcentaje, aproximadamente el 15 % (0.05 % de la gravedad) es asociada por los 5 kilómetros de roca culminantes –en esta región es en donde se consideran los fenómenos geológicos importantes. Los cambios en las densidades de las rocas dentro de esta región producirán variaciones en la gravedad terrestre pero esta no excede al 0.01 % del total. Las fluctuaciones en el valor de la gravedad debe asociarse con cuerpos minerales que tienen valor comercial.

Como se mencionó anteriormente, las estructuras geológicas contribuyen muy poco en la gravedad terrestre, sin embargo, la importancia de esta pequeña contribución yace en el hecho de que puede ser mapeada.

De estos mapas, nos podemos dar una idea de la distribución de densidades en el área de estudio; para obtener los mapas es necesario tomar en cuenta que los aparatos de medición deben ser lo suficientemente sensibles para detectar los efectos de la geología deseados en la gravedad terrestre y aplicar las compensaciones pertinentes de los datos, debido a que las fuentes tienen otras variaciones que no son debidas a la geología local.

Estas correcciones incluyen principalmente los efectos de cambios de elevación y de heterogeneidad de la corteza en lo ancho de la escala.

Cuando los datos finalmente se reducen de manera significativa en términos de la geología local, entonces pueden ser interpretados.

El campo gravitacional de la Tierra tiene un valor promedio de 980 gals, con un rango de variación total del Ecuador al Polo de 5 gals o ± 0.5 %. Los minerales o cuerpos y estructuras geológicas de interés en la búsqueda de petróleo y minerales comerciales raramente producen fluctuaciones en la gravedad terrestre ya que solo excede en unos cuantos milgals, o cerca de una parte en 10^8 de la gravedad.

Para calcular los detalles de tamaño y forma de estas estructuras, se requiere un conocimiento preciso y razonable de las fluctuaciones, así que para propósitos prácticos se requiere una sensibilidad de lectura de 0.01 mgal.

Gravitacionalmente las rocas sedimentarias se pueden clasificar principalmente en cuatro grupos, de acuerdo al incremento de densidades:

- ✧ Aluviales
- ✧ Arenas y conglomerados
- ✧ Areniscas y arcillas
- ✧ Rocas calcáreas incluyendo calizas y dolomitas.

Otra clasificación que se utiliza es diferenciar entre la magnitud de densidad “húmeda” y “seca”. La magnitud de la densidad “seca” se refiere a especímenes macroscópicos completamente disecados, sin embargo, la magnitud de la densidad “húmeda” implica que el espécimen está completamente impregnado de agua.

En el caso de material altamente poroso, la diferencia entre densidades secas y húmedas debe ser a lo mucho de 30 a 40 por ciento. El valor propio que se utiliza en la interpretación gravimétrica dependerá de la profundidad de la formación en relación al nivel freático de agua, la cual a su vez depende de la región climática, estos es, si es árida o húmeda. Si la profundidad del nivel freático de agua se desconoce, entonces se utiliza el valor de la densidad húmeda.

Los efectos de estos dos factores son usualmente inseparables. Los sedimentos que permanecen sepultados por largos periodos de tiempo generalmente se consolidan y se litifican, resultando en una reducción en la porosidad y hay un incremento en la densidad. En arenas y areniscas, el proceso dominante es de compactación.

Las arcillas y calizas texturalmente finas (lodos calcáreos) son las más compresibles de todas las rocas, por lo que muestran los mayores valores de compactación.

2.2. Método Magnético.

Es bien conocido que la Tierra actúa como un enorme imán; pero su campo magnético, en lugar de variar uniformemente, lo hace en forma irregular. Estas irregularidades locales son causadas, principalmente por la diferente permeabilidad magnética de las distintas rocas que constituyen la corteza terrestre. Las más importantes irregularidades locales en el campo magnético de la Tierra son provocadas por variaciones en las rocas del basamento cristalino que yacen debajo de las capas sedimentarias que a veces contienen hidrocarburos.

Aprovechando la fuerza de atracción que tiene el campo magnético de la Tierra, es posible medir esa fuerza por medio de aparatos especialmente construidos que portan magnetos o agujas magnéticas, magnetómetros, para detectar las propiedades magnéticas de las rocas.

La unidad de medida magnética es el Gauss, en honor al matemático alemán Kart Friedrich Gauss, en la práctica es la gamma, que es 100,000 veces menor que el Gauss. Un Gauss es equivalente a la fuerza necesaria de una DINA para mantener una unidad magnética polar en posición en un punto definido.

El levantamiento magnetométrico se hace tomando medidas de gammas en sitios dispuestos sobre el terreno. Luego las medidas son indicadas en un mapa y los puntos de igual intensidad son unidos por curvas isogammas que representan la configuración y detalles detectados. El magnetómetro se ha utilizado ventajosamente para detectar estructuras, fallas e intrusiones.

El uso del magnetómetro aéreo ha facilitado la cobertura de grandes extensiones, mucho más rápido que el levantamiento hecho sobre el propio terreno. Además la medida magnetométrica aérea no es afectada por campos magnéticos creados por instalaciones de líneas eléctricas, oleoductos y gasoductos y otras construcciones metálicas.

Los resultados de un estudio magnetométrico son, por consiguiente, de gran valor en la búsqueda de acumulaciones de petróleo, dado que permiten obtener elementos de juicio preliminares acerca de la situación estructural de una región, antes de incurrir en gastos mayores utilizando métodos de exploración más lentos y complicados. Tanto el método gravimétrico como el magnetométrico solo sirven para localizar las estructuras en donde puede haber petróleo.

2.3 Adquisición de datos sísmicos marinos.

Los métodos de adquisición mar adentro son generalmente de alta calidad, aun mejores que los terrestres debido a la nula influencia climática y a que no representa problema alguno la interfase agua-fondo marino, además de que los cambios en la presión medidos mediante los hidrófonos son mucho mas precisos, sin embargo, están asociados una serie de problemas característicos de este tipo de adquisición como la presencia de múltiples.

Existen varios métodos de adquisición, por ejemplo, los nodos utilizados en adquisición multicomponente colocados en el fondo marino, estas unidades contienen sismógrafos en 3 direcciones los cuales registran la señal en sus tres componentes, onda P, onda SH y onda SV con lo que es posible generar un estudio con todas las componentes que forman la señal sísmica. El método de OBS (*Ocean Bottom Seismometer*) o cable de fondo marino es un sistema de receptores desplegados en el fondo oceánico, consta de un cable con receptores capaces de registrar el paso de las ondas sísmicas utilizado principalmente en adquisición de datos en zonas poco profundas menores a 150 metros, aunque algunos sistemas recientes pueden operar a profundidades mayores de 2000 metros, además existen algunos cables capaces de registrar señales multicomponentes.

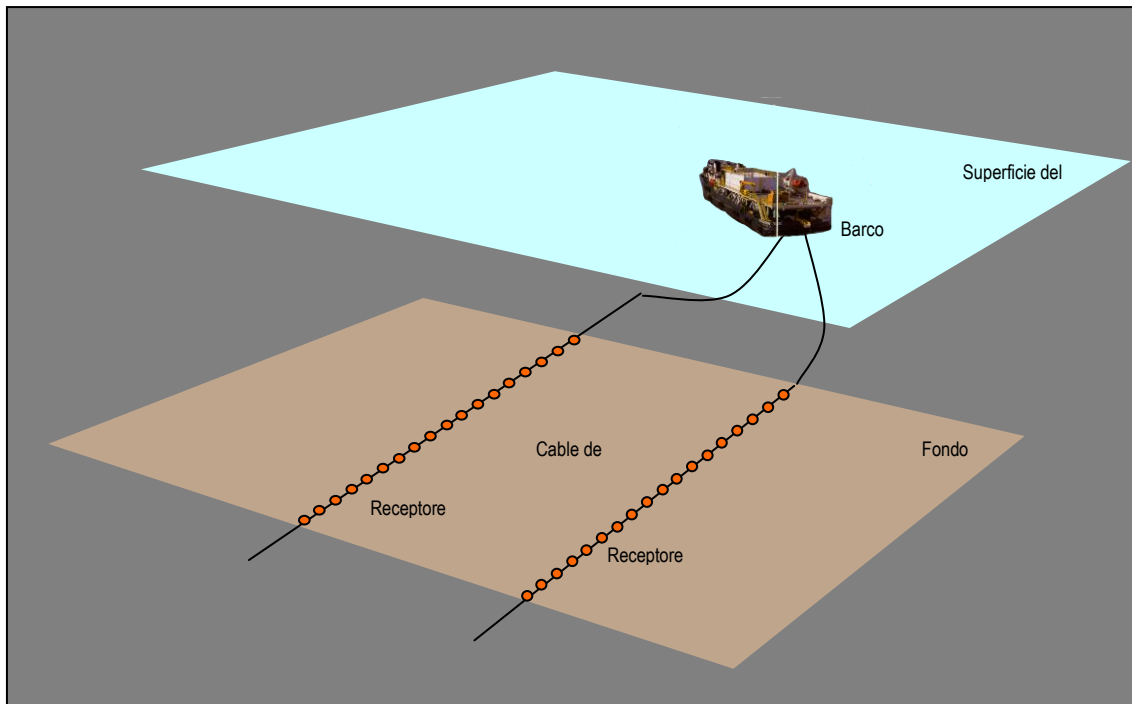


Figura 1. Método OBS.

El método de receptores remolcados conocido como *Streamer* es el más común en la industria petrolera y es utilizado principalmente en la adquisición de datos sísmicos 3-D, esto es por las ventajas económicas que tiene debido a la velocidad con la que pueden ser colocados en posición adecuada para realizar la adquisición, la facilidad en el transporte, el despliegue del equipo, la menor cantidad de personal requerido para su operación además de la superficie en la que se puede realizar el trabajo de adquisición así como el costo del equipo mucho menor relativamente en comparación con los otros métodos de adquisición.

El cable *Streamer* fue desarrollado originalmente con fines bélicos para la detección de submarinos durante la segunda guerra mundial. Tiene un diámetro de 2.5 a 3 pulgadas con una cubierta de plástico, relleno de aceite lo que le permite tener una flotabilidad positiva de 1 % relativa al agua de mar por lo tanto permanece sumergido a una profundidad constante, en su interior se encuentran algunos elementos sólidos llamados cristales cerámicos piezoeléctricos sensibles a cambios de presión, estos tienen la propiedad de emitir un pulso eléctrico al paso de una onda sónica debido al cambio de presión que esta produce en el agua.

En *Streamers* modernos su longitud alcanza hasta 12 kilómetros con secciones intercambiables, a partir de 1985 los cables digitales con 240 canales fueron utilizados, lo que permitió transmitir la información de varios canales por cable. En 1995 se introdujo un nuevo tipo de buque remolcador el cual permite remolcar un mayor número de estos dispositivos lo que permitió adquirir datos de forma mucho más eficientes hasta 2000 kilómetros cuadrados en un mes.

El cable cuenta con un control de profundidad que lo mantiene en un rango que varía hasta 1 metro. Estos elementos sensibles a la presión cuentan con aletas que levantan o hunden el cable en función de los cambios que éste sufra con el fin de corregir su trayectoria, también cuenta con una sección que tiene la capacidad de alargamiento al inicio del *Streamer* con la finalidad de corregir posibles variaciones de la velocidad del buque remolcador, así como corrientes marinas, otro elemento importante es la adición de unos elementos pesados con la

finalidad de mantener en una profundidad adecuada el *Streamer*, por último el cable cuenta con una boya al final de éste con el fin de conocer su trayectoria por medio de diferentes sistemas como láser receptores y emisores sónicos de alta frecuencia así como la utilidad de recuperar el cable si se presenta una ruptura.

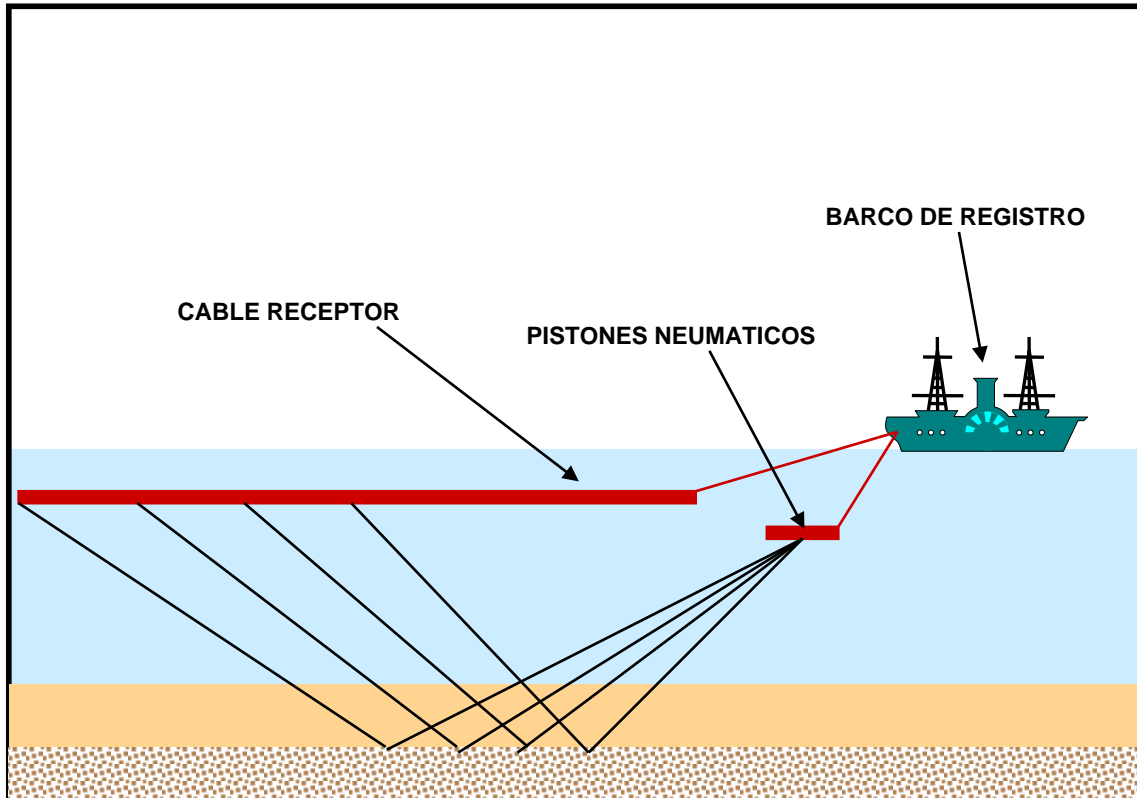


Figura 2. Método Streamer.

Otro elemento indispensable en la adquisición de datos marinos son las fuentes, las cuales tienen como objetivo primordial el generar un pulso sónico a través del agua el cual se propagará en el subsuelo; existen diferentes tipos que se usan en la industria actualmente como los Boomers, Sparkers, pistolas de aire, siendo estos últimos los que se utilizan casi de forma universal en los trabajos de exploración petrolera comercial. Varios tipos de pistolas de aire han sido desarrolladas, estas generan una onda a partir de liberar aire a alta presión de manera muy rápida, una de las más populares es un dispositivo cilíndrico que deja escapar aire comprimido a través de ventanas de liberación colocadas alrededor del dispositivo, esto genera una burbuja con características geométricas tendientes a una esfera lo cual produce una señal más adecuada para la adquisición.

La burbuja de gas generada ejerce una fuerza de expansión que se opone a la fuerza del agua que trata de no ser desplazada por el gas y que vuelve a comprimir este, el cual después de ser comprimido inicia una segunda etapa de expansión; es en las etapas de expansión del gas donde se libera la onda sónica utilizada en la adquisición de datos y en la aplicación práctica solo la primera señal es utilizada en la adquisición de datos, las demás son consideradas ruido y se intenta reducir su influencia.

En ocasiones se utilizan arreglos de fuentes, es decir, no se utilizan únicamente una sola fuente con el fin de introducir mas potencia en el sistema fuente receptor así como eliminar ruido producido por la fuente, esto se logra colocando fuentes a diferentes profundidades y distancias.

Para pistolas de aire grandes el contenido de bajas frecuencias será mayor y para pistolas pequeñas el contenido de altas frecuencias será el dominante, por lo que en un arreglo es conveniente combinar las altas y las bajas frecuencias producidas por una combinación de ambos tipos de dispositivos en un solo pulso. Estos arreglos marinos de las fuentes debe de ser lo mas pequeño posible con el fin de amplificar los beneficios en la interacción fuente receptor, esta interacción esta en función de los objetivos que se deseen obtener.

En el caso de la adquisición de datos 3-D los receptores en el cable se encuentran a una distancia *offset* de las fuentes siguiendo una trayectoria recta entre estos, a esta se le denomina líneas de azimut y a la mitad de estas se encuentran los puntos medios comunes o CMP por sus siglas en inglés, los cuales tendrán una disposición geométrica propia dependiendo de la disposición que guarde la fuente con los receptores. El reconocer de forma adecuada la posición de los puntos medios comunes es el principal problema en la adquisición de datos y esto se logra obteniendo una adecuada ubicación de las trayectorias de azimut, para esto es necesario en todo momento tener un control de las coordenadas (x,y,z) que guardan los diferentes elementos que conforman el arreglo, es decir, la fuente y los receptores, por lo que es amplio el uso de sensores de navegación como sistemas de posicionamiento global diferencial que proporciona un primer estimado de la posición que guardan los receptores respecto a la fuente, posteriormente se recurre al uso de componentes acústicos de alta frecuencia con el fin de determinar la posición que tienen los receptores con respecto a la fuente, para esto último también se utiliza un haz de rayo láser que permite conocer esta posición relativa de los elementos del tendido con el fin de obtener de manera mas precisa las trayectorias de azimut y a partir de estas las posiciones de los puntos medios comunes y preparar de esta forma los datos para su procesamiento.

2.4 Procesamiento de datos sísmicos de ondas compresionales.

El procesamiento consiste en la elección y posterior aplicación de los parámetros y algoritmos de tratamiento adecuados a los datos sísmicos adquiridos con el fin de obtener secciones sísmicas de calidad. El objetivo fundamental de todo procesamiento multiseñal es aislar en los registros las reflexiones de los eventos sísmicos que se superponen a ellas (ruido ambiental, múltiples, etc.).

Otro factor decisivo en sísmica de alta resolución que afecta al procesamiento es la necesidad de preservar las altas frecuencias, ya que las estructuras geológicas superficiales están en el límite de la detectabilidad sísmica y la aplicación de filtros para suprimir los eventos que no pertenecen a reflexiones caen, a menudo, en el mismo rango de frecuencias, de manera que cualquier disminución de esta zona supone una menor definición de la onda sísmica.

Es también un precepto que todo algoritmo empleado durante el procesado debe preservar al máximo posible las reflexiones originales, de manera que su aplicación no se superponga a estas creando eventos que puedan considerarse como falsas reflexiones.

A partir que los datos de campo son introducidos en una estación de trabajo, se sigue generalmente una secuencia de procesamiento (Figura 3).

Registro de campo. Los datos obtenidos en campo son grabados en diferentes tipos de formatos, los cuales tienen que ser compatibles con el software que se va a utilizar. En 1990 la SEG propuso un formato estándar para todos los datos adquiridos con sismica, estos formatos son principalmente SEG-2 para datos de sismica superficial y SEG-Y para sismica profunda.

Definición y establecimiento de la geometría. Esencialmente se definen las coordenadas (x,y,z) de cada una de las estaciones en donde se colocaron las fuentes y los receptores, así como también se deben especificar el offset, el azimut, etc. Estos datos son introducidos manualmente, sin embargo algunos datos ya se encuentran en el encabezado de cada registro sísmico.

Edición. En esta etapa se siguen los siguientes procesos:

Eliminación de trazas. Se eliminan total o parcialmente las trazas que tengan ruido, por ejemplo, el mal funcionamiento de algún geófono.

Cambio de Polaridad. Esto se hace cuando algunas trazas presentan cambios de polaridad debido a efectos de sitio.

Lectura de primeros arribos correspondientes a las primeras reflexiones. Es importante hacer esta lectura porque se emplean para el cálculo de las correcciones estáticas.

Eliminación de refracciones. Los primeros arribos correspondientes a las refracciones deben eliminarse porque se superponen a las reflexiones. Estas refracciones se caracterizan por tener altas amplitudes.

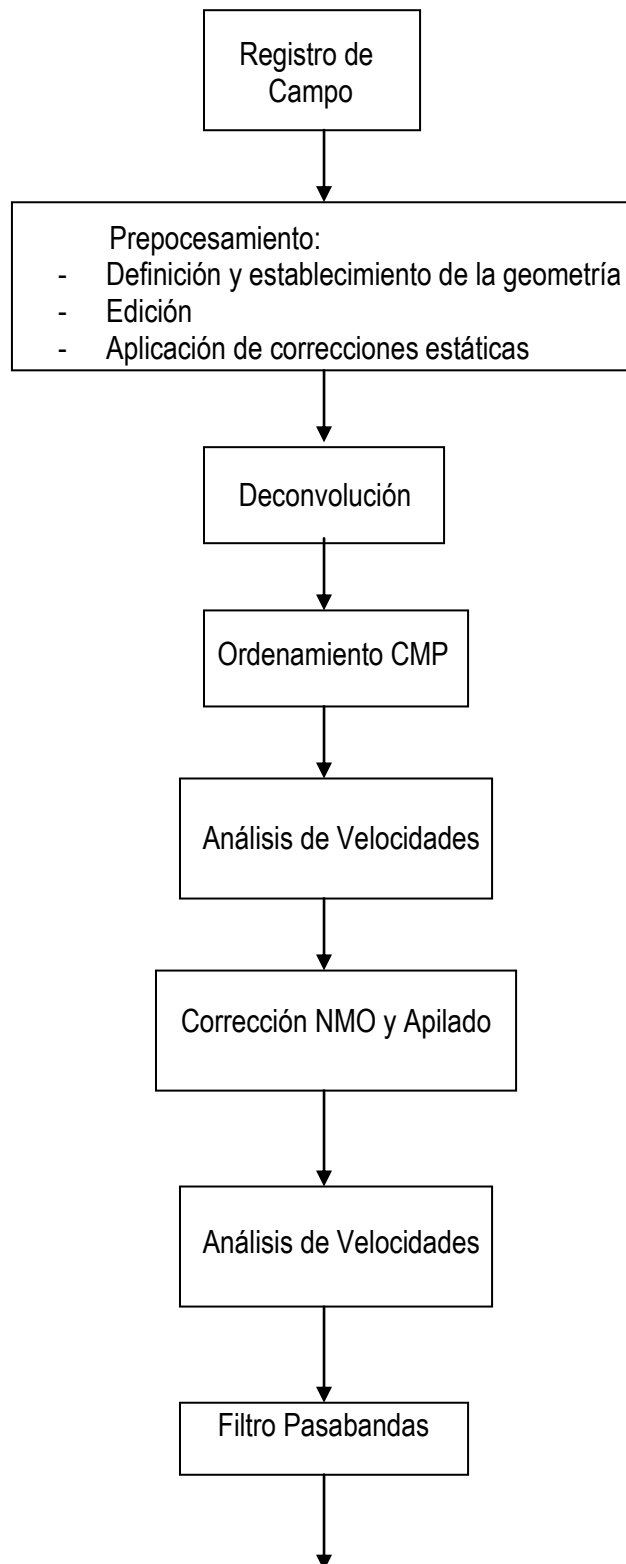
Borrado directo por zonas. Se hace cuando existe ruido que, a pesar de las correcciones mencionadas anteriormente, es imposible eliminarlo del todo, por lo que es necesario suprimir los eventos que contengan este ruido mediante borrado directo, un ejemplo de esto es cuando se presenta un aliasing muy fuerte.

Aplicación del filtro F-K. Sirve para eliminar el ruido coherente y lineal, este filtro se efectúa en dos dimensiones: frecuencia espacial y frecuencia temporal (frecuencia, número de onda).

Aplicación de correcciones estáticas. El principal objetivo de las correcciones estáticas es ajustar el tiempo de viaje al que se observaría si la fuente y los receptores estuvieran ubicados al mismo nivel, para esto se utiliza un plano de referencia (datum) que se localiza por debajo de la primer capa, que está constituida por rocas y materiales no consolidados y su espesor varía desde cero hasta unos cuantos metros.

Deconvolución. La deconvolución es un proceso que mejora la resolución temporal de los datos sísmicos comprimiendo la ondícula sísmica básica. La deconvolución normalmente se aplica antes de apilar, sin embargo también es común aplicar la deconvolución a datos apilados. La deconvolución se consigue invirtiendo la ondícula básica y convolucionándola con cada traza.

Con la deconvolución se obtienen los coeficientes de reflexión y se disminuyen los falsos horizontes u ondas que se reflejan dos veces.



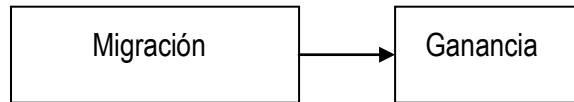


Figura 3. Secuencia de procesamiento (Yilmaz).

Ordenamiento en CMP (Common Middle Point). Ya que se hicieron las correcciones pertinentes, se realiza un reordenamiento de las trazas sísmicas de acuerdo al Punto Medio Común. Este reordenamiento consiste en agrupar las trazas que, por su geometría, pertenecen a un mismo punto medio entre una fuente y un receptor.

Análisis de velocidades. En función de mejorar la relación señal/ruido, la sísmica requiere de la información adecuada sobre la velocidad del subsuelo, la cual se obtiene mediante el análisis de velocidades. Este proceso se realiza sobre los *Common Middle Point* ordenados anteriormente. Como resultado del análisis se obtendrá un campo de velocidades que se utilizará para el apilamiento y así obtener la sección sísmica. Hay que tener cuidado al realizar dicho análisis, ya que de esto depende la calidad de la sección apilada, esto es, que las reflexiones se sumen coherentemente.

Filtro Pasabandas. Su objetivo es eliminar el ruido y resaltar los eventos reflectivos. Estos filtros operan basándose en la frecuencia y la amplitud de las trazas.

Correcciones NMO ó corrección dinámica. La corrección NMO (*Normal Move Out*) consiste en transformar la trayectoria hiperbólica de los eventos reflectivos, en el eje del tiempo, a una línea horizontal, de tal forma que cuando se suman las trazas deben tener la misma fase.

Las propiedades de la corrección NMO son: que no tiene efecto en los datos de offset cero, mientras mayor sea la pendiente, la corrección será mayor; si la velocidad es menor, la corrección es más grande, al igual que para los eventos más someros.

Apilamiento. Con los resultados del análisis de velocidades y ya aplicadas las correcciones NMO se hace la suma de trazas para obtener la sección sísmica, la cual está formada por todas las trazas CMP y representa una imagen de los reflectores presentes en el subsuelo de offset cero y con tiempo doble de viaje.

Migración. Se aplica a la sección apilada para mejorar la resolución temporal. La migración coloca a los eventos en su posición original y colapsa las difracciones. La migración hace que los reflectores tengan una mayor pendiente y la longitud del reflector de vuelve más corta. La migración desplaza a los reflectores hacia menor tiempo.

Ganancia. La ganancia frecuentemente se aplica a datos sísmicos que están por desplegarse. La ganancia se aplica porque la amplitud de los datos sísmicos varía dentro de un amplio rango debido al efecto que causan sobre ella los coeficientes de reflexión y al decaimiento de la energía. Consiste en asignar un valor predefinido a los datos, o solo a un intervalo específico de tiempo. La ganancia principalmente corrige el decaimiento de la amplitud.

2.5 Interpretación de secciones sísmicas.

Los estudios sísmicos tridimensionales se aplican para resolver problemas desde la exploración hasta el desarrollo y explotación de un yacimiento, ya que con estos estudios se provee de una caracterización detallada del reservorio.

La interpretación sísmica moderna 3D involucra el uso interactivo de estaciones de trabajo y la aplicación de las tecnologías tanto de software como de hardware para el mejoramiento y eficiencia de la interpretación de grandes volúmenes de datos.

El propósito básico de la interpretación sísmica es extraer toda la información geológica útil a partir de los datos. Esta información principalmente es: estructura, estratigrafía, propiedades de las rocas y quizás los cambios del fluido que se encuentran en el yacimiento en tiempo y espacio.

Para tener una buena interpretación, es necesario obtener toda la información disponible del lugar en donde se encuentra localizado el yacimiento. Esta información principalmente es:

Estructura

- ❖ La tectónica regional.
- ❖ La estructuras que se encuentren en ese lugar, como fallas o cuerpos de sal.
- ❖ Qué tan complejas pueden llegar a ser las fallas, ya que si existe un fuerte fallamiento en la zona, la interpretación sísmica será difícil.
- ❖ En un estudio marino se tiene que investigar la topografía del fondo marino.

Litología

- ❖ Si las rocas en la sección son clásticas o si son carbonatos. Si alguna interfase litológica se sabe que es reflectiva.
- ❖ La presencia de cualquier formación salina en la sección sísmica, ya que su presencia puede generar múltiples.
- ❖ Para datos marinos, si se trata de un piso marino blando o duro, ya que un piso duro es muy eficiente para reflejar la energía hacia la columna de agua.

Estratigrafía

- ❖ Las relaciones de edad y ambientes de depósito en las principales formaciones.
- ❖ Cuales son las relaciones entre estructuras, estratigrafía y producción en el área.
- ❖ Si existe alguna estructura pequeña de interés, como alguna cima arrecifal.

Control de pozos

- ❖ Cuantos pozos existen en el área y saber si estos tienen sismogramas sintéticos.

La interpretación sísmica se ha desarrollado significativamente en los últimos 20 años. Algunos cambios se relacionan a la tecnología dentro del ámbito computacional, mientras otros son avances geológicos o geofísicos. Sin embargo, el objetivo básico de la interpretación sísmica siempre ha sido identificar acumulaciones comerciales de hidrocarburo para así reducir el riesgo en la perforación.

2.6 Atributos sísmicos.

Los atributos sísmicos son mediciones geométricas, cinemáticas, dinámicas o estadísticas derivadas de los datos sísmicos.

Los atributos se utilizan para visualizar, realzar o aislar las estructuras de interés. Algunos son de mayor sensibilidad que otros al especificar la ubicación del hidrocarburo en la sección sísmica.

Los atributos sísmicos que generalmente se utilizan son:

- ◆ Fase instantánea. Es la fase (modulación) de las trazas en el intervalo deseado. Se da en ángulos o en radianes. Tiende a resaltar eventos débiles, pero también resalta el ruido. Muestra la continuidad de los eventos y este atributo se utiliza frecuentemente para la identificación de hidrocarburos,
- ◆ Frecuencia instantánea. Se define como la derivada en tiempo de la fase instantánea. Generalmente se utiliza para estimar la atenuación sísmica, pero también se utiliza para ver espesores de capas. Los yacimientos de gas y aceite generalmente causan un decaimiento de altas frecuencias. Este atributo tiende a ser inestable en presencia de ruido.
- ◆ Reflection Strength. También se le conoce como amplitud instantánea o amplitud envolvente. Con este atributo se pueden identificar los cambios litológicos, discordancias y acumulaciones de gas, ya que aísla las áreas de altas y bajas amplitudes. Frecuentemente se utiliza para determinar fluidos laterales, litología y variaciones estratigráficas en yacimientos. Pierde resolución vertical.
- ◆ Polaridad aparente. Se define como la polaridad del reflection strength y se usa para revisar la variación lateral de la polaridad a lo largo de una capa reflectiva. Se utiliza en conjunto con el reflection strength.
- ◆ Respuesta a la fase. Se deriva de la fase instantánea alrededor de los lóbulos del reflection strength. Es un método alternativo para identificar el cambio de fase en tiempo de la ondícula sísmica.
- ◆ Respuesta a la frecuencia. Se deriva de la frecuencia instantánea alrededor de los lóbulos del reflection strength y se utiliza como método alternativo para identificar los cambios de frecuencia en la ondícula sísmica.
- ◆ Amplitud RMS. Es la raíz cuadrática media de la suma de la energía en el dominio del tiempo (es el cuadrado de la amplitud) en el intervalo seleccionado. Indica anomalías aisladas o extremas en la amplitud. Se utiliza para buscar cambios litológicos así como canales deltáicos y arenas con gas.

2.7 Inversión Sísmica.

La inversión sísmica ha sido viable como herramienta de exploración desde hace 30 años. La era moderna de la inversión sísmica comenzó a principios de los 80's, cuando los algoritmos que mejoraron la amplitud de la ondícula y el espectro de fase aparecieron.

El objetivo principal de la inversión sísmica es transformar las reflexiones sísmicas en propiedades cuantitativas de las rocas, que son descriptivas del yacimiento. Haciendo la comparación de trabajar con amplitudes sísmicas, el resultado de la inversión muestra una mayor resolución y las interpretaciones son más exactas, además, la inversión hace posible una estimación formal de incertidumbre y riesgo.

Los métodos de inversión más comunes son:

- ❖ **Inversión de impedancias.** Esta inversión debe ajustarse con un modelo de impedancias construido de registros. El uso principal de este modelo es para ayudar a controlar aquellas frecuencias que se encuentran por debajo del ancho de banda de la sísmica.
- ❖ **Inversión AVO.** Además de un modelo de impedancias de bajas frecuencias, se requiere también las impedancias de las ondas S y la densidad, y también es importante que la corrección NMO sea la correcta.
- ❖ **Inversión Geoestadística.** Las propiedades como impedancia, porosidad, etc., se representan como una función de densidad de probabilidad, dicha función está definida para cada punto del grid en espacio y en tiempo. La información a priori viene de los registros de pozo, de las propiedades estadísticas espaciales y de la distribución de la litología.

Los resultados finales del modelado geoestadístico 3D son propiamente volúmenes de probabilidad. Un volumen de simulaciones de porosidad, por ejemplo.

Cabe mencionar que en este trabajo solo se realizó la interpretación sísmica y el cálculo de algunos atributos con cuya integración se dieron localizaciones de perforación en dos pozos con sus correspondientes oportunidades exploratorias (cf. conclusiones).

Capítulo 3. Marco Geológico.

3.1 Geología.

El Estado de Victoria se encuentra ubicado en la parte sureste de Australia al cual podemos dividir en tres diferentes cuencas, con características propias.

Durante el Jurásico Tardío al Cretácico Temprano, la Cuenca Gippsland fue parte de un complejo rift de cientos de kilómetros, que se formó entre la Placa Australiana y la Placa Antártica. A este sistema de rifts se le conoce como Bassian y tiene tres componentes principales desde el oeste hasta el este, que son las Cuencas Otway, Murray y Gippsland. En la mitad del Cretácico Tardío, este rift fue el lugar de separación de Gondwana, a lo largo de lo que ahora es el límite sur de Australia. Sin embargo, en el Jurásico Tardío el rift se localizó entre Australia y Tasmania. En el Cretácico Tardío la separación y creación de corteza oceánica ocurrió al oeste de Tasmania. La separación y creación de corteza oceánica en el rift de Tasmania del Cretácico progresó al lado este de Tasmania y Australia, separando:

1. la placa Australiana a partir de la corteza continental de Nueva Zelanda, y
2. la Placa Antártica a partir de la corteza continental de la Placa Campbell, dejando a Tasmania pegada a Australia.

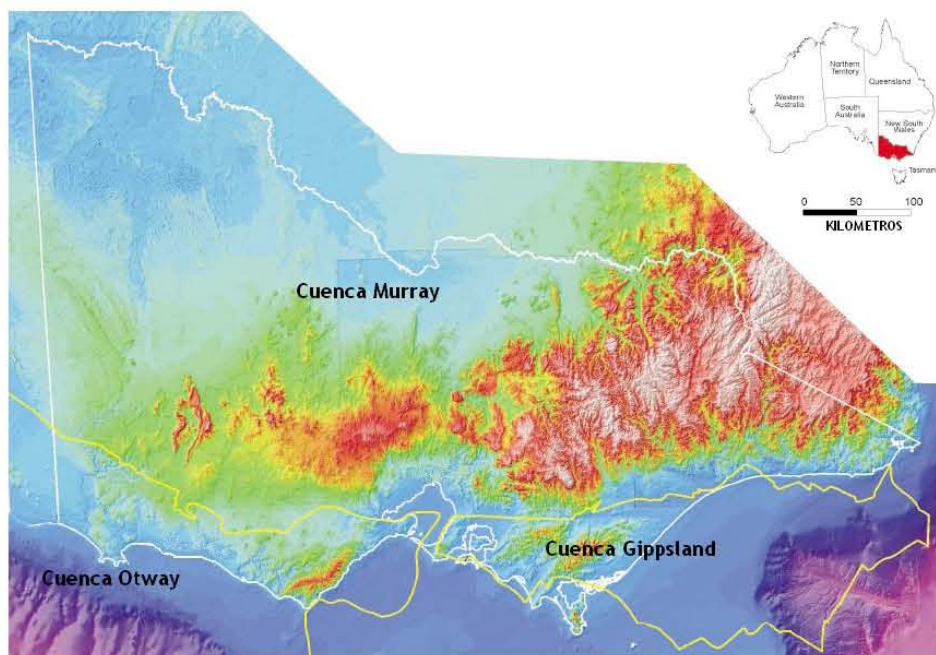


Figura 3.1. Localización de las cuencas Otway, Murria y Gippsland (Petroleum Atlas of Victoria Australia).

Las configuraciones actuales de las cuencas Gippsland y Otway se originaron entre 160 y 110 millones de años atrás, entre el Jurásico Tardío y el Cretácico Temprano debido a movimientos tectónicos que produjeron la separación de Australia del Ártico en el evento del rompimiento de Gondwana; esta separación se inició en el Titoniano en la parte oeste continuando hacia el este lo cual se vio reflejado en el rompimiento del Cratón Gippsland del que formaba parte la actual

Cuenca del mismo nombre así como la ruptura entre los márgenes sur de la Cuenca Otway y la parte oeste de Tasmania; estos movimientos tectónicos continúan en la actualidad y siguen modificando las características estructurales y por consiguiente deposicionales en estas zonas.

Hace 150 millones de años las cuencas Otway y Gippsland se unieron junto al Cañón Bass debido a una serie de rifts orientados este-oeste, los cuales consistían de una serie de grabens que inicialmente fueron rellenados por el depósito de material aluvial; posteriormente, durante el Cretácico Temprano, se provoca una acumulación de material volcánico acarreado por un amplio sistema fluvial, estos sedimentos se asociaron a eventos eruptivos ocurridos en la parte este de Australia y posteriormente fueron transportados al oeste. A estos eventos deposicionales llevados a cabo en el Cretácico Temprano se les dio un nombre diferente, tanto para los ubicados en la Cuenca Otway como para los de la Cuenca Gippsland, en esta última la formación se le denominó Strzelecki.

Posteriormente a la separación entre Australia y la Antártica, las cuencas Otway y Gippsland continuaron un desarrollo tectónico y deposicional.

La Formación Selwyn, ubicada en la parte sur de la Cuenca Otway; la Formación Glenelg al suroeste de la misma cuenca y la Cuenca Murray oscilan entre el Precámbrico y el Cámbrico.

En la parte central de la Cuenca Murray el basamento es del Ordovícico al Devoniano y es llamada Zona de Melbourne.

Al este de la zona Glenelg se encuentra la Formación Grampians-Steveley cuya edad se estima en el Cámbrico y está compuesta por lutitas sobrepuestas del Silúrico. La mayor parte de este basamento se encuentra en la Cuenca Murray y una pequeña parte en la Cuenca Otway. En la zona este del Estado de Victoria se encuentra el basamento Bass, perteneciente a la Cuenca Gippsland, el cual está compuesto de rocas basálticas Permo-Triásicas principalmente, con algunos granitos de edad Silúrica.

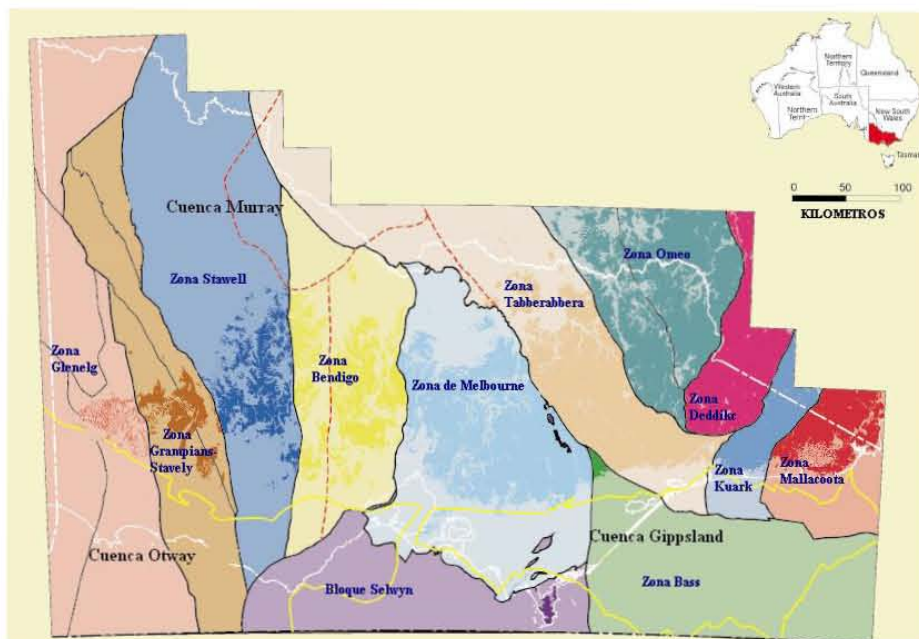


Figura 3.2. Basamento de las cuencas Gippsland, Otway y Murray (Petroleum Atlas of Victoria Australia).

CUENCA OTWAY.

La Cuenca Otway se ubica en la parte suroeste del Estado de Victoria y en la parte norte de Tasmania; consta de una superficie total de 155,000 km² de los cuales el 80% se encuentran en el mar y el 20% restante se encuentra costa adentro, los altos topográficos alcanzan valores de hasta 686 metros y llega a tener profundidades que sobrepasan los 3,000 metros. Esta Cuenca es producto de la separación de Australia del Ártico; y consta de sedimentos en un rango que va a partir del Jurásico Superior hasta sedimentos formados en épocas recientes. En la parte sur de la Cuenca se encuentran sedimentos del Terciario Inferior, en las partes occidental y sur-oriental predominan sedimentos de origen Jurásico Superior, y en la parte norte de la Cuenca se encuentran sedimentos del Jurásico Tardío al Cretácico Inferior, además, se han ubicado una serie de fallas entrelazadas con rumbo predominante en la dirección N-E y N-W principalmente en la parte este de la cuenca.

En esta Cuenca se han realizado pocos trabajos exploratorios, aunque se considera que tiene un alto potencial de hidrocarburos. Hasta octubre del 2001 se habían perforado 113 pozos exploratorios de los cuales 93 son costa adentro y los 20 restantes costa afuera, siendo Pecten-1A el primero en 1967, además se han adquirido 63,000 km de líneas sísmicas 2-D costa afuera y únicamente 14,600 km costa adentro, así como 5 trabajos de adquisición sísmica 3-D.

En las cuencas Otway y Gippsland el comportamiento en el depósito de sedimentos ocurrió de diferentes maneras. En la primera las condiciones de depósito marino iniciaron en el Huroniano, al expandirse el mar de Tasmania una mayor extensión se vio sometida a la influencia de ambientes marinos, inicialmente con sedimentos marinos de origen deltaico debido a las desembocaduras de antiguos ríos, este tipo de depositación ocurrió durante el Cretácico Superior, posteriormente durante parte del Terciario Inferior hasta el Oligoceno Inferior las condiciones marinas se fueron ampliando.

Podemos dividir en 6 partes los grandes eventos deposicionales en la Cuenca Otway, los cuales se iniciaron después de darse las condiciones estructurales necesarias para el depósito de sedimentos en la Cuenca.

Formación Otway. Su depositación se inició en el Jurásico Superior y está constituido por arena y arcilla de origen no marino con intercalación de rocas volcánicas y carbón, de acuerdo a trabajos sísmicos de exploración, el espesor de esta formación es de aproximadamente 8,000 m.

En el Cretácico Superior se inició el depósito en ambientes marinos de baja profundidad, es decir, en la planicie costera donde predominan areniscas, arcillas y caliza mudstone con espesores calculados hasta en 5,000 m.

Formación Wangerrip. Es una secuencia de arenas, caliza mudstone y grava que alcanza un espesor de 300 m, este depósito ocurrió entre el Paleoceno y el Eoceno.

Formación EVG. Durante el Campaneano al Eoceno ocurrió un depósito de material con diferentes características como arena de origen no marino, carbonatos y lutitas, que en conjunto tienen un espesor de 450 m.

Formaciones Nirranda y Farol del Diablo. Se depositaron durante el Eoceno Medio hasta el Oligoceno Superior y están compuestas de materiales similares como son arenas, lodo calcáreo y algunos sedimentos de origen volcánico en la parte superior de las formaciones y tiene un espesor de 360 m.

Formaciones Superiores. Su depósito ocurrió entre el Oligoceno Superior y el Mioceno Superior y consta de secuencias de carbonatos propios del depósito en aguas profundas.

CUENCA GIPPSLAND.

La Cuenca Gippsland se desarrolló en un ambiente de depósito marino mucho antes que la Cuenca Otway.

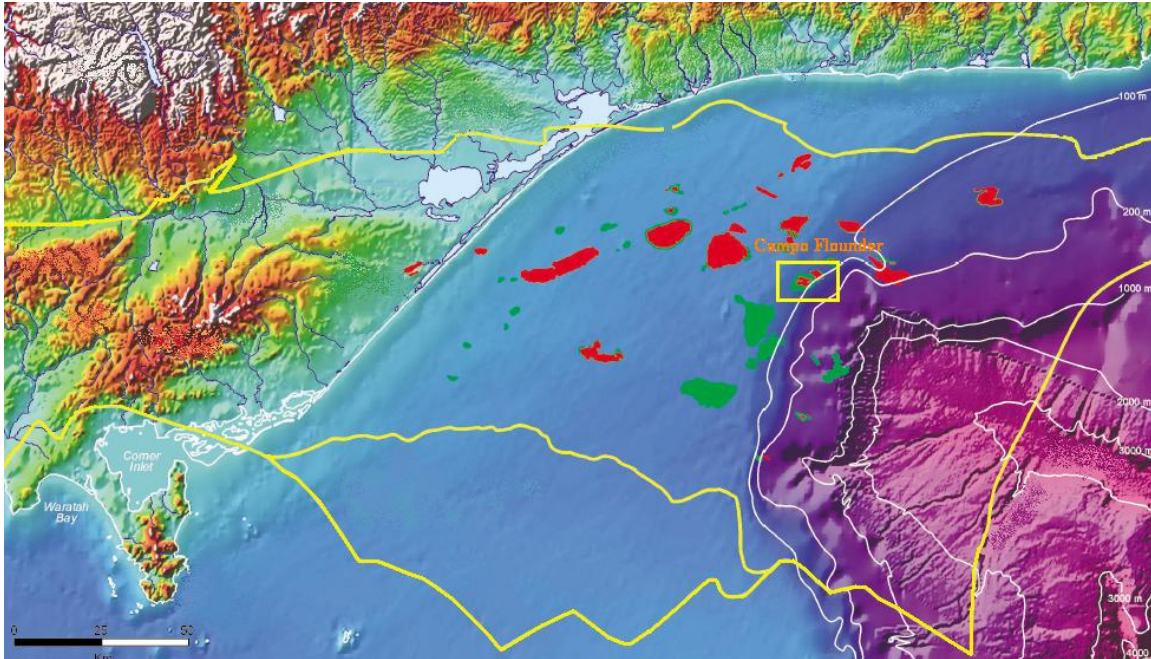


Figura 3.3. Límites geográficos de la Cuenca Gippsland y localización del campo Flounder (Petroleum Atlas of Victoria Australia).

Divisiones Estructurales de la Cuenca Gippsland.

La Cuenca Gippsland la podemos describir como un grabben asimétrico resultado de la separación de Australia con la Antártica, debido al sistema de rifts que podemos dividir en tres zonas de acuerdo a sus características estructurales, las cuales podemos caracterizarlas en 3 periodos diferentes de acuerdo a su evolución.

La parte Norte de la cuenca es la plataforma continental con aguas poco profundas y presenta un intenso fallamiento.

En la parte central de la cuenca se encuentran la mayoría de los yacimientos importantes de hidrocarburos. En la parte este de la cuenca se presenta un aumento en la pendiente.

El tercer elemento es un sistema de fallas llamado sistema de fallas Everard.

Periodos de Evolución de la Cuenca Gippsland.

En la primera etapa se produjo el rift principal limitado por los lagos Wellington, Foster y el sistema de fallas Everard durante el Cretácico Inferior. Durante este periodo se produjo un intenso depósito de sedimentos no marinos, de caliza mudstone, así como de carbón en menor

medida en la Formación Strzelecki, esto fue ocasionado por una expansión regional durante este periodo, lo cual permitió desarrollar la arquitectura general de la cuenca.

La segunda etapa ocurrió entre el Cenomaniano y el Campaniano Inferior y dio lugar al rift del mar de Tasmania, actuando el sistema de fallas Everard como un control en el desarrollo de la depositación en el rift, dando origen a la Formación Latrobe. Las estructuras que se originaron durante este periodo presentan una tendencia NW-SE siendo principalmente fallas normales mientras que las estructuras que se desarrollaron posteriormente por acumulación de materiales tienen tendencias NNW-SSE.

En la tercera etapa del desarrollo de la cuenca se formaron anticlinales que forman parte de las trampas en donde se encuentran los principales yacimientos de hidrocarburo, generados por la inversión de los grabens ubicados en la zona, además se produjo un fallamiento normal exceptuando en zonas profundas, también se presentaron fluctuaciones en el nivel del mar que, junto con el levantamiento de algunas zonas y la inversión de los grabens, provocó un mayor depósito de elementos propios de canales de inversión cuyas aportaciones se observan en la Formación Latrobe. En el caso de los grabens de la Formación Strzelecki también fueron invertidos generando un fallamiento normal muy intenso estableciendo nuevas zonas de depósito, las cuales posteriormente formaron trampas para el hidrocarburo siendo este el caso del Campo Flounder.

Estratigrafía.

Se pueden caracterizar tres formaciones fundamentales en la secuencia estratigráfica de la Cuenca Gippsland, las cuales se han definido con estudios bioestratigráficos correlacionados con estudios sísmicos.

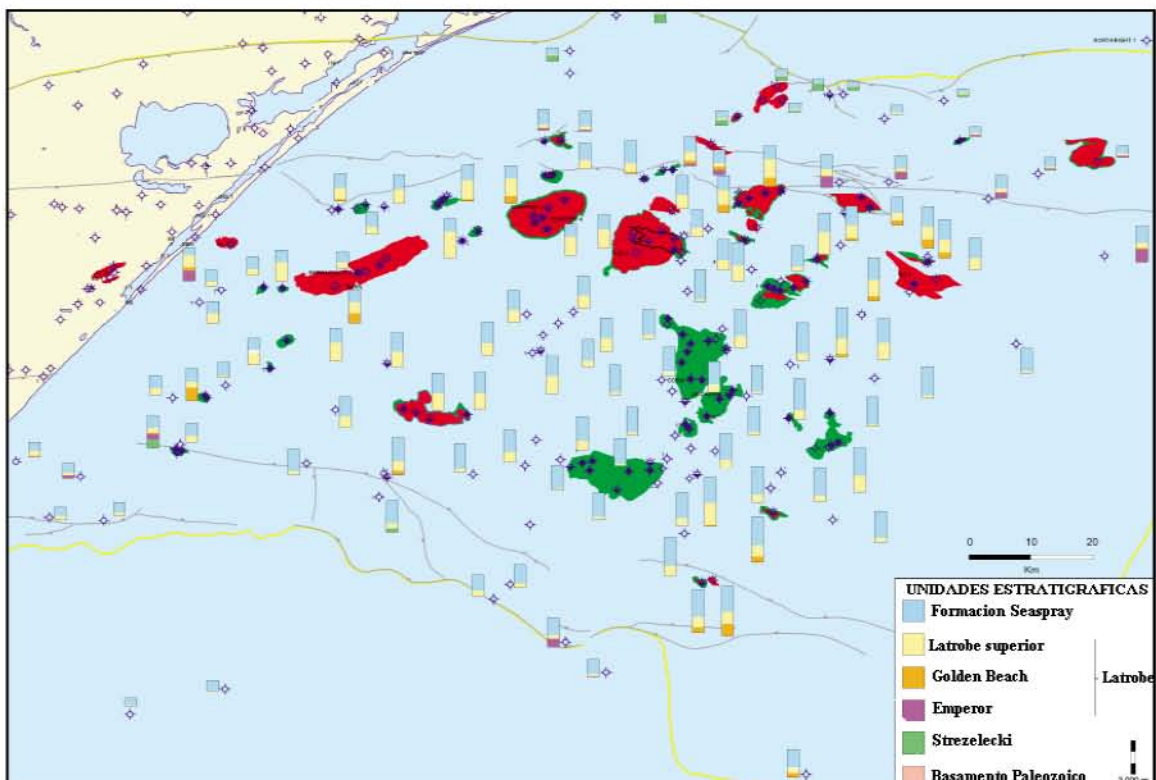


Figura 3.4. Control de espesores de las principales formaciones de la Cuenca Gippsland mediante pozos (Petroleum Atlas of Victoria Australia).

Las compañías petroleras como ESSO han realizado una amplia identificación de las formaciones que se encuentran en la Cuenca Gippsland mediante pozos, en las que se definen las tres principales formaciones que la conforman, Formación Strezeleki, la Formación Latrobe y la Formación Seaspray, donde esta última presenta los espesores más importantes, además la características de estas formaciones nos proporciona evidencia sedimentaria de la evolución tectónica de la cuenca, es decir de la transgresión marina a la que se vio sometida y donde estos depósitos dieron origen a un amplio sistema petrolero del cual se formaron importantes acumulaciones de gas y aceite.

Formación Strzelecki. Esta compuesta por sedimentos de origen volcánico y de rocas sedimentarias del Paleozoico transportados por mecanismos fluviales caracterizados por altos contenidos líticos y volcánicos; los sedimentos volcánicos provienen principalmente del centro y del este de Australia, producto de erupciones volcánicas, todo esto con el contexto de la ruptura de Gondwana lo que formó una depresión en la zona Sur y provocó el transporte de los sedimentos de estas zonas hacia el Sur que permitió la formación con características generadoras debido a su alto contenido en materia orgánica; también se encuentran rocas cuyo depósito son resultado de antiguos ríos y cuyas características son adecuadas para la acumulación de hidrocarburos. En algunas zonas el espesor de esta formación llega a los 3,000m.

Formación Latrobe. Esta es la formación más estudiada de la Cuenca debido a que en ella se encuentran la mayor cantidad de acumulaciones de hidrocarburos. El depósito de esta formación ocurrió principalmente por la expansión del mar de Tasmania, y la podemos subdividir en diferentes formaciones:

- *Formación Emperor.* Se generó a partir del depósito de materiales en el valle generado por el rift y consta de materiales no marinos, es decir, anterior a una gran influencia del mar.
- *Formación Golden Beach.* Se debe a la expansión del mar de Tasmania. Ubicada principalmente en la parte este de la cuenta, sus sedimentos son de origen marino principalmente de planicie costera y también de abanicos aluviales, estos últimos depositados principalmente en la parte oeste de la cuenca.
- *Formación Latrobe Siliciclásticos.* Está formada por el depósito de varios paleocanales compuestos principalmente por arenas de facies gruesa, también se encuentran rocas glauconíticas uniendo calizas mudstone junto con arenas. Las facies principales en esta formación indican ambientes de depósito característicos de planicies costeras, sistemas deltaicos y lagunas costeras lo que permite encontrar rocas cuyas características serían de roca generadora, almacén o sellos.

Formación Seaspray. Es una formación de carbonatos debido al aumento en la profundidad. La depositación se ocasionó por las fluctuaciones en el nivel del mar y está constituida principalmente por caliza mudstone y calizas fosilíferas.

El depósito de las diferentes formaciones varía en cada una de las zonas en las que se encuentre, pero de acuerdo a perforaciones realizadas en la cuenca, podemos encontrar la distribución de cada una de las formaciones como se muestra en el mapa.

El espesor de esta formación es de 1 km en los márgenes de la cuenca llegando a ser de hasta 3 km de espesor en la parte central, lo cual proporciona la sobrecarga necesaria para la madurez de la roca, que generara el hidrocarburo.

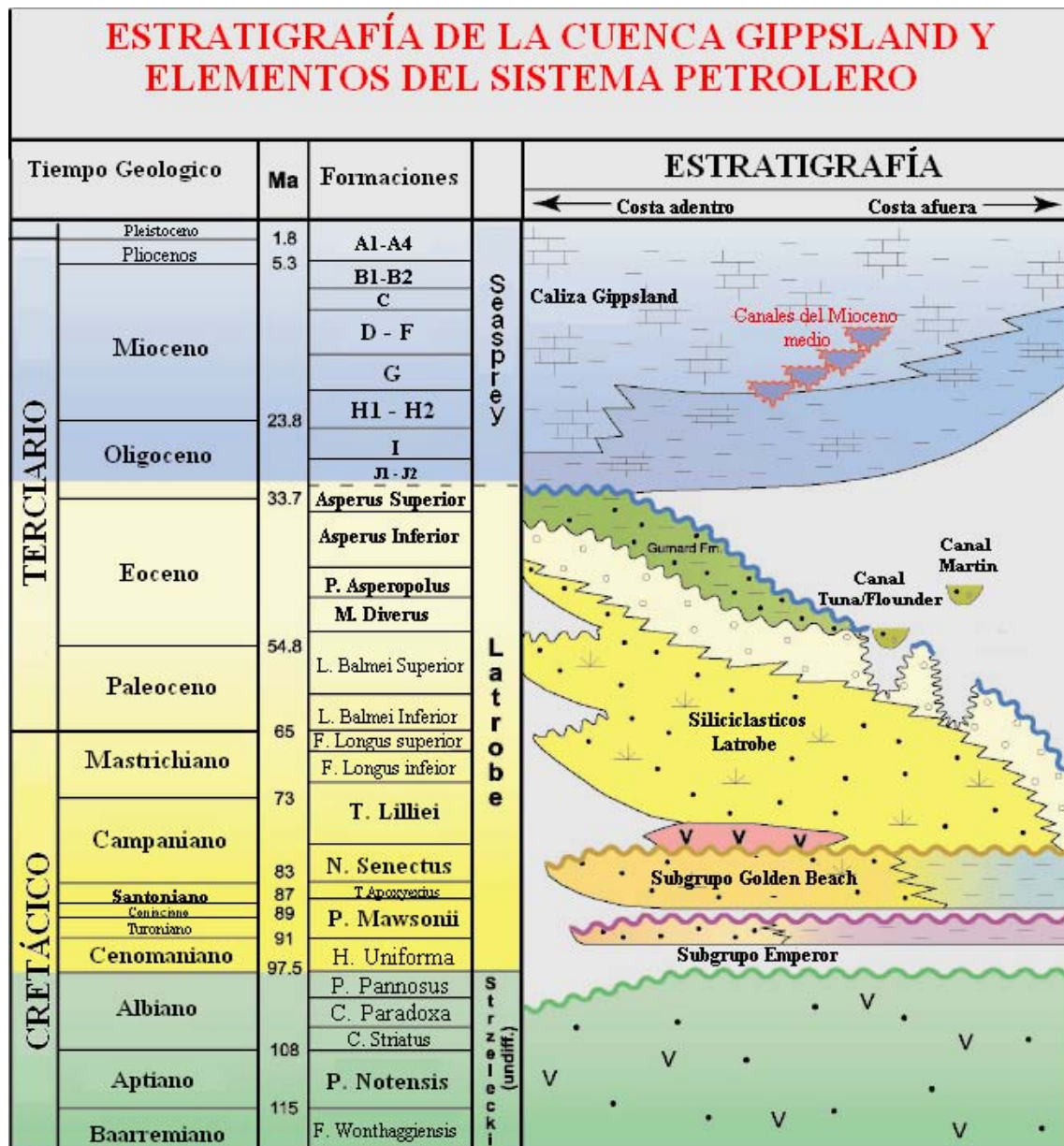


Figura 3.5. Columna estratigrafica de la Cuenca Gippsland.

Elementos del Sistema Petrolero de la cuenca Gippsland.

Para que se presente una acumulación de hidrocarburos se necesita la presencia de cuatro elementos básicos: una roca generadora con alto contenido de materia orgánica, principalmente lutitas; una roca almacén con alta porosidad lo que permitirá tener el espacio físico para la acumulación de hidrocarburo, además idealmente debe tener alta permeabilidad ya sea producto de la diagénesis o de la porosidad secundaria, es decir, debido a fracturamiento posterior a la formación de la roca. Asimismo, debe existir una roca sello que contenga la migración del hidrocarburo hacia las partes superiores debido a que tiene menor densidad que el agua.

Los campos de gas de la Cuenca Gippsland están localizados generalmente al oeste, los campos de aceite están localizados al este y también al oeste. Esta distribución es el resultado de una subsidencia local combinada con flujos de calor produciendo áreas donde la roca generadora es muy madura y genera gas, y también en otras áreas donde la roca generadora es madura pero genera aceite.

Existen tres objetivos principales que han sido prósperos en la exploración de hidrocarburos:

- La cima de la Formación Latrobe.
- En la parte media de la Formación Latrobe.
- La base de la Formación Latrobe.

Los campos más grandes y el 85% aproximadamente del total de las reservas descubiertas se han encontrado en los yacimientos del grupo Latrobe. Los campos también se encuentran en estratos más jóvenes que la cima de la Formación Latrobe como es el caso del Campo Lakes Entrance.

Los descubrimientos más recientes costa afuera fueron en anticlinales que se encuentran debajo de la discordancia de la cima de la Formación Latrobe. Esta discordancia se desarrolló por un evento tectónico hace 50 Ma. Los yacimientos que se encuentran debajo de la discordancia de la cima de la Formación Latrobe varían desde el Cretácico Superior al Eoceno.

La parte intermedia de la Formación Latrobe contiene hidrocarburos que no están asociados a la discordancia de la cima de la Formación Latrobe y su migración ocurrió en bloques de fallas y la maduración de la roca generadora se da en pequeñas áreas.

Los campos que se encuentran en la base de la Formación Latrobe se localizan en los bordes de la cuenca, con yacimientos en la Formación Golden Beach.

Aunque el aceite que se encuentra en la Cuenca Gippsland se atribuye a la misma roca generadora, existen variaciones considerables en su composición química, que va de cera y parafina hasta condensados. Estas diferencias se atribuyen a que el aceite se fue formando a diferentes etapas de la madurez, a temperaturas del yacimiento bajas y a la presencia de agua dulce que se extiende en el este y sur de la línea de costa actual y a profundidades de más de 2,400 m.

La gravedad API del aceite va de 15.4° a 64° API. La gravedad del aceite tiende a incrementarse con la madurez de la roca generadora.

Roca Generadora.

Los resultados de los análisis de aceite y de las rocas generadoras potenciales indican que las rocas generadoras terrestres –carbón y arcillas carbonatadas de la planicie costera baja- muestran una excelente correlación con los aceites producidos de la Cuenca Gippsland. Estos estratos en la Formación Latrobe tienen un Contenido Orgánico Total (TOC) de 70 wt% e índices de hidrocarburos tan altos como 400 mg de hidrocarburo/g TOC y son considerados la roca generadora de la Cuenca. Las lutitas marinas han reportado valores de TOC de 1-3 wt%.

Maduración y migración.

La cumbre de la generación y la migración primaria ocurre a profundidades de 4-5 km para el aceite y de 5-6 km para el gas.

La generación de aceite y gas y su expulsión a partir de los intervalos generadores de Golden Beach y la parte baja de Latrobe en la porción este de la Cuenca Gippsland ocurrió en el Cretácico Superior y el Paleoceno Inferior debido a altas temperaturas y a la subsidencia anterior a la formación de estructuras de entrapamiento en el Eoceno Tardío y el Mioceno Medio. En la Formación del Mioceno que sirve como trampa, los aceites tienen origen en los intervalos generadores más jóvenes de Latrobe.

La migración vertical de 2 km o más ocurre en la parte central de la Cuenca Gippsland, y las migraciones laterales significativas se encuentran en la acumulación en la Plataforma Norte. Los descubrimientos tienden a localizar más aceite en la mitad de la cuenca y más gas en los márgenes, debido a los patrones de migración, al estado de madurez del sinclinal adyacente y al tiempo de compresión de la trampa. La principal fase de generación ha sido en los últimos 20 millones de años. Las estructuras en el noroeste de la cuenca no fueron propensas para la migración, sin embargo estas estructuras han servido como trampa para la mayor parte del gas maduro.

Tipos de Trampa.

La compresión en el Eoceno a través del Mioceno Inferior tuvo como resultado anticlinales y fallas que sirven como trampa. La mayoría de las grandes acumulaciones ocurren inmediatamente debajo de la inconformidad de la cima de la Formación Latrobe en anticlinales erosionados y también sellados por el sobreposicionamiento regional del Formación Seaspray. Las trampas en la Formación Latrobe son fallas selladas por la yuxtaposición de lutitas. Sin embargo, la yuxtaposición favorable es difícil debido a la presencia de sedimentos fluviales, aluviales y las arenas pertenecientes a la línea de costa que dominan la Formación.

Afortunadamente las fallas que sirven como trampas dentro de la Formación Golden Beach están formadas por arenas lacustres yuxtapuestas contra espesores de lutitas.

Roca Almacenadora.

Las arenas de la Formación Latrobe son las rocas almacenadoras primarias de la cuenca Gippsland y cuya diagénesis es un factor importante en la calidad del almacén. El cementante de dolomita ocurre para rellenar poros y reemplazar granos, lo que aumenta el volumen total de la roca en un 30%. Este tipo de cementación variable es la causa principal de la reducción de porosidad en la Formación Latrobe.

La porosidad secundaria de la mayoría de los yacimientos se relaciona principalmente con la disolución de cemento de dolomita que está posiblemente asociada con el posicionamiento del hidrocarburo. La disolución de una matriz de caliza es también un mecanismo importante en el desarrollo de la porosidad secundaria en la formación, así como la disolución de feldespatos y fragmentos de roca.

Roca Sello.

Las lutitas marinas y que se extienden regionalmente de la Formación Seaspray proveen excelentes sellos para la mayoría de los campos de la cuenca Gippsland. Las lutitas del Grupo Latrobe sirven de sello para los campos de la parte media de la Formación Latrobe y los flujos de basalto sirven como sello para las acumulaciones mínimas.

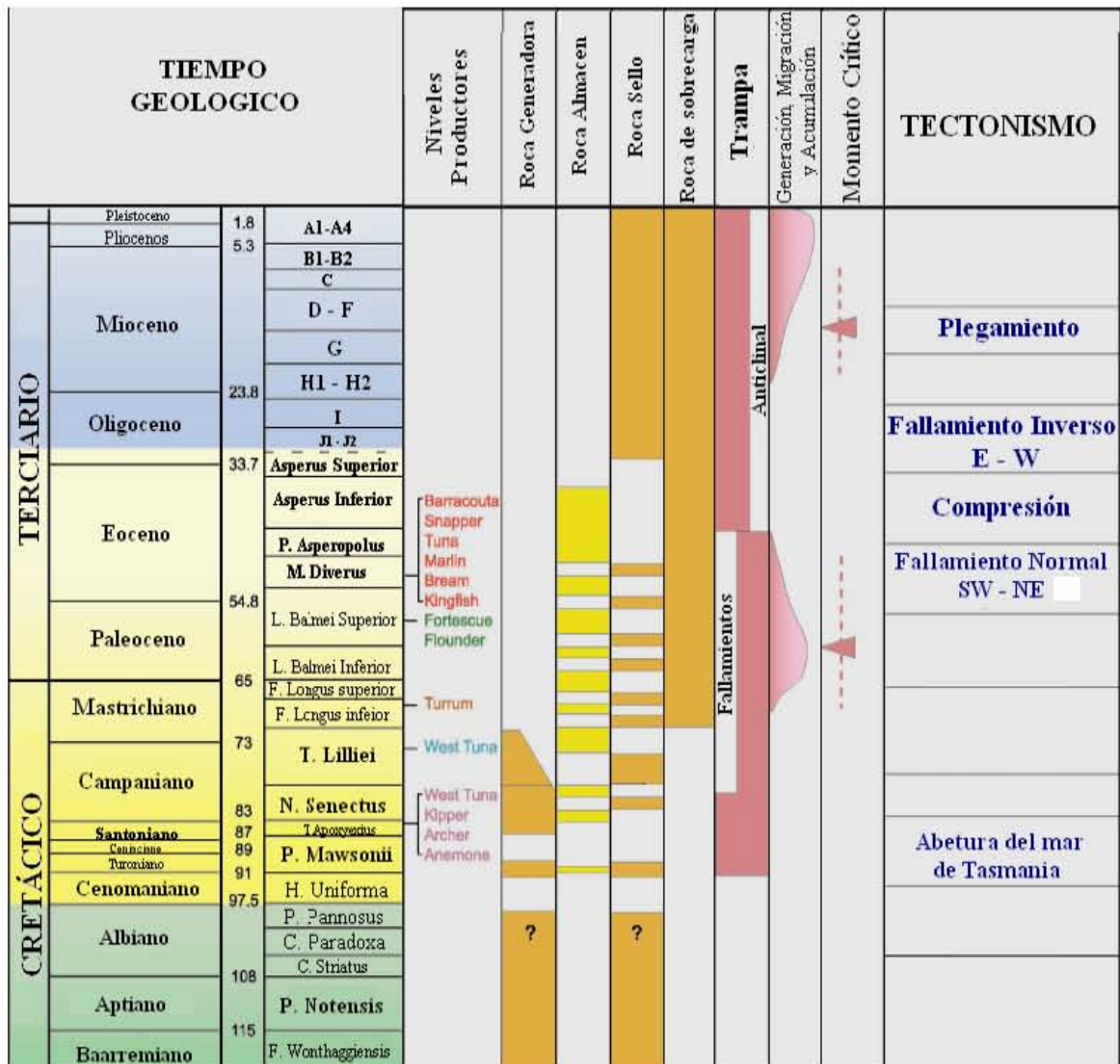


Figura 3.5. Elementos del Sistema Petrolero.

La zona de interés en el Campo Flounder se encuentra ubicada en una zona con amplio fallamiento normal, con edad del Paleoceno y ubicado en la Formación Latrobe, específicamente en los siliciclásticos que lo conforman; la compañía ESSO mediante análisis de núcleo define el intervalo productor en la Formación Balmei Superior donde se encuentra una intercalación de rocas con características de sello y almacén, además de existir presencia de roca generadora formada en el periodo Mastrichiano y Campaniano ubicada también en la parte inferior de la Formación Latrobe lo cual originó las acumulaciones de hidrocarburos que formaron el campo.

3.2 Ubicación del Proyecto.

El Campo petrolero Flounder se encuentra ubicado en el Estado de Victoria al sureste de Australia, 60 km costa afuera en la Cuenca Gippsland la cual es considerada una de las principales Cuencas productoras de hidrocarburos en Australia, originalmente tenía reservas calculadas en 4 mil millones de barriles de aceite y 10 billones de pies cúbicos de gas.

La Cuenca Gippsland tiene una extensión total de 46,000 km², de los cuales dos tercios aproximadamente se encuentran costa afuera con profundidades que llegan hasta los 3,200 m de tirante de agua en la parte sureste, y altos topográficos de algunos cientos de metros en la zona conocida como Balook costa adentro, en la parte occidental de la Cuenca.

De acuerdo con sus características topográficas y batimétricas podemos dividir a la cuenca en tres partes, la porción nor-occidental ubicada costa adentro, conformada por las zonas Narracan, Mardan, Balook, el anticlinal Baragwanath, la depresión del valle Latrobe y los lagos Gippsland; la parte central de la cuenca es la zona donde se encuentran los principales campos productores, consta de aguas poco profundas que varían entre 0-800 m de profundidad, siendo esta la parte mas amplia de la cuenca y las variaciones de la profundidad son poco pronunciadas, la parte suroccidental de la cuenca presenta una tendencia muy abrupta en el aumento de la profundidad la cual se presenta de oeste a este con pendientes que llegan a ser de hasta 9° al pasar de profundidades de 1,000 a 2,000 m en 6.25 km esto es debido a una depresión batimétrica llamada Cañón Bass.

Los yacimientos ubicados en esta Cuenca proporcionan gran cantidad de los requerimientos energéticos de Australia llegando a cubrir el 27% de los requerimientos de aceite del país, estos yacimientos son explotados principalmente por el consorcio Esso/Bhpp, teniendo participación otras compañías como Pan Canadian, Mobil, Santos, Shell, entre otros. Para llevar el hidrocarburo a las plantas de refinación se tenían instalados hasta noviembre del 2001 4,000 km de oleoductos y gasoductos.

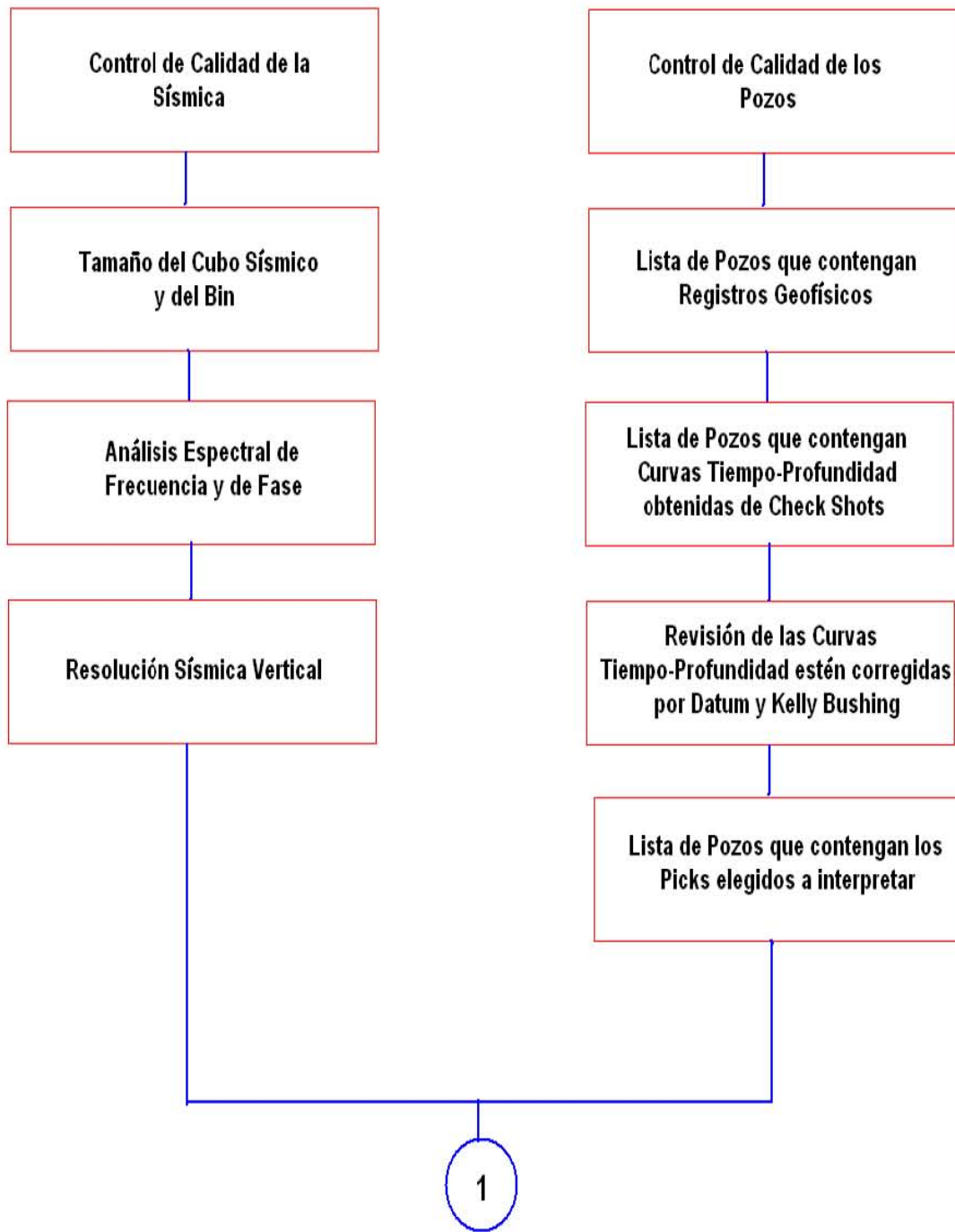
En la Cuenca de Gippsland se han realizado trabajos exploratorios en 80,000 km de adquisición de datos sísmicos 2-D y 25 trabajos de adquisición sísmica 3-D además de la perforación de pozos teniendo 1 pozo cada 50 km² en las zonas que presentan mayor producción, la cual se presenta en la zona 2 con profundidades entre los 45 m y 500 m. La mayoría de los trabajos de perforación se realizaron entre los años 1965 a 1987 de los cuales 204 fueron costa afuera y 160 costa adentro; en fechas posteriores al año 1987 se realizaron 53 pozos exploratorios costa afuera por 53 realizados costa adentro.

Los estudios de exploración mas recientes iniciados en el 2001 en la Cuenca constan de adquisición de datos sísmicos 3-D por la compañía Esso por 3,900 km², lo cual permitirá hacer sísmica 4-D en algunos de los principales campos petroleros de la cuenca en los que se destacan los campos Merlin, Tuna y Flounder.

CAPÍTULO 4. Metodología y Flujos de Trabajo.

El desarrollo del trabajo de interpretación estructural que se realizó se puede definir como la unión de un proyecto basado en la información contenida en los pozos y en información contenida en un proyecto sísmico, los cuales interactúan para poder generar la información de horizontes y fallas y esto permitirá establecer las zonas de interés para la localización de los pozos. Para esto se debe tener un adecuado control de los datos con los que se cuenta en el proyecto y es esencial la revisión de los datos antes de empezar la interpretación sísmica.

Se realizó el siguiente flujo de trabajo para el control de calidad de los datos disponibles tanto de la información de pozos como en la información de los datos sísmicos, para plantear el alcance de los objetivos de acuerdo a la calidad de los datos de que se dispone y proponer el de trabajo que se seguirá para la interpretación.





1. Revisión y control de calidad de los datos de pozo:

- Características generales de los pozos.
- Revisión de registros geofísicos disponibles en cada uno de los pozos.
- Revisión y control de calidad de las curvas tiempo-profundidad (Check-Shots)
- Revisión de las unidades litológicas asignadas en los pozos (Picks)

2. Revisión y control de calidad de los datos sísmicos:

- Análisis en frecuencia de la información sísmica.
- Análisis de la fase de la información sísmica.
- Determinación de la información a usar de pozos existentes para generar la propuesta de localización de los nuevos pozos.

4.1 Control de calidad de los pozos.

El Campo Flounder cuenta con 6 pozos:

Flounder - 1

Geometría: pozo vertical
Estado: pozo seco con muestra de aceite
Coordenada x: 624350 m
Coordenada y: 5758380 m
Latitud: -38.31431
Longitud: 148.424844
Elevación del kelly bushing: 30.18 m
Profundidad total: 3578 m

Flounder - 2

Geometría: pozo vertical
Estado: productor de gas
Coordenada x: 626375 m
Coordenada y: 5757515 m
Latitud: -38.321761
Longitud: 148.447389
Elevación del kelly bushing: 30.18 m
Profundidad total: 2841 m

Flounder - 3

Geometría: pozo vertical
Estado: abandonado
Coordenada x: 628640 m
Coordenada y: 5758140 m
Latitud: -38.316111
Longitud: 148.473056

Elevación del kelly bushing: 30.18 m
Profundidad total: 2632 m

Flounder - 4

Geometría: pozo vertical
Estado: gas con muestras de aceite
Coordenada x: 630865.5 m
Coordenada y: 5759084.5 m
Latitud: -38.306667
Longitud: 148.496389
Elevación del kelly bushing: 9.75 m
Profundidad total: 2624 m

Flounder - 5

Geometría: pozo vertical
Estado: desconocido
Coordenada x: 626675 m
Coordenada y: 5759125 m
Latitud: -38.306902209
Longitud: 148.448829129
Elevación del kelly bushing: 9.750 m
Profundidad total: 2607 m

Flounder - 6

Geometría: pozo vertical
Estado: desconocido
Coordenada x: 625520 m
Coordenada y: 5757835 m
Latitud: -38.318686931
Longitud: 148.435852024
Elevación del kelly bushing: 9.75 m
Profundidad total: 2621 m

Los pozos se encuentran distribuidos en forma casi lineal a lo largo de este a oeste, en la parte norte del campo.

Registros Geofísicos.

Flounder-1

REGISTRO	No. DE MUESTRAS	PROFUNDIDAD TOPE	PROFUNDIDAD BASE	VALOR MINIMO	VALOR MAXIMO
CALI	17426	794.03	3449.60	7.992	16.123
DRHO	13126	824.00	3449.00	- 0.1707	0.1591
DT	13256	793.00	3444.00	51.2646	140.177
GR	27358	30.38	3450	9.42	122,5903
ILD	9824	1920.11	3417.14	0.705	227.444
NPHI	7476	1920	3415	----	----
RHOB	13129	824	3449.6	1.8512	2.874
DEPT	13286	793	3450	792.9998	3450

Flounder-2

REGISTRO	No. DE MUESTRAS	PROFUNDIDAD TOPE	PROFUNDIDAD BASE	VALOR MINIMO	VALOR MAXIMO
CALI	8373	747	2840	10.032	16.955
DRHO	8248	778	2839.75	-0.0197	0.2627
DT	8373	747	2840	50.3518	139.8324
GR	8373	747	2840	9.7616	128.4378
ILD	3481	1970	2840	0.779	40.742
RHOB	8373	747	2840	1.8508	2.7407
DEPT	8373	747	2840	747	2840

Flounder-3

REGISTRO	No. DE MUESTRAS	PROFUNDIDAD TOPE	PROFUNDIDAD BASE	VALOR MINIMO	VALOR MAXIMO
CALI	7463	762.25	2627.75	11.907	19.116
DRHO	9329	762.2	2627.8	-0.0132	0.2480
DT	9328	762.2	2627.6	46.8858	139.9743
GR	9330	762.2	2628	16.2152	128.972
ILD	2512	2000	2627.70	0.688	63.683
RHOB	9330	762.2	2628	1.998	2.7169
DEPT	9331	762	2628	762	2628

Flounder-4

REGISTRO	No. DE MUESTRAS	PROFUNDIDAD TOPE	PROFUNDIDAD BASE	VALOR MINIMO	VALOR MAXIMO
CALI	7614	1859.7	2621	8.118	17.144

DRHO	2923	1890.34	2620.84	-0.0584	0.2082
DT	9058	350.59	2614.84	50.576	140.7021
GR	7043	854.34	2614.84	18.9586	142.3818
ILD	6651	1950	2615	0.61	1933.9
NPHI	2910	1890.59	2617.84	-0.2585	44,7935
RHOB	2909	1890.6	2617.59	1.6154	2.6907
DEPT	9084	350.59	2621.34	350,59	2621.34

Flounder-5

REGISTRO	No. DE MUESTRAS	PROFUNDIDAD TOPE	PROFUNDIDAD BASE	VALOR MINIMO	VALOR MAXIMO
CALI	12232	725.91	2589.92	5.85	15.953
DT	12232	725.91	2589.92	170.492	497.0539
GR	12232	725.91	2589.92	0	153.618
ILD	12232	725.91	2589.92	0.898	1181.9899
NPHI	12232	725.91	2589.92	- 3.096	66.7
RHOB	12232	725.91	2589.92	1.476	32.6

Flounder-6

REGISTRO	No. DE MUESTRAS	PROFUNDIDAD TOPE	PROFUNDIDAD BASE	VALOR MINIMO	VALOR MAXIMO
CALI	10471	885.29	2480.91	0	15.298
DT	10420	893.06	2480.91	49.168	136.786
GR	12760	884.12	2479	18.4688	204.754
ILD	10420	693.06	2480.91	-35.043	26.264
NPHI	10471	885.29	2480.91	- 3.457	61.762
RHOB	10471	885.29	2480.91	1.475	2.71

Los registros con los que cuenta el proyecto son Caliper, Sónico, Rayos Gama, Inducción Profunda y Densidad en los 6 pozos; y se cuenta con registros de Porosidad Neutrón en los pozos Flounder-1, Flounder-4, Flounder-5, Flounder-6, con lo cual se han determinado el tope y la cima de unidades estratigráficas en los pozos, estos serán utilizados en la parte de interpretación para calibrar el cubo sísmico con la información de pozos y poder reconocerla en la columna estratigráfica.

Exceptuando el pozo Flounder-4 (en el cual se tomaron registros en profundidades que van de 1850 m a 2620 m para los registros Caliper, Neutrón, Densidad y DRHO), el intervalo de estudio cuenta con un buen reconocimiento de las propiedades petrofísicas, con profundidades entre 750 m y 2600 m aproximadamente. Se determinó el intervalo de las profundidades de 2000 m a 3200 m para hacer un análisis cualitativo de dichas propiedades petrofísicas en los registros Rayos Gama, Inducción Profunda y Caliper, para hacer un ajuste con la sísmica y la columna estratigráfica en la cual se tienen reconocidos los elementos de la trampa que almacena hidrocarburos, se seleccionó estos registros porque la información que proporcionan permitirá ajustar las propiedades petrofísicas de manera sencilla a la interpretación estructural que es el objetivo principal de el presente trabajo.

Datos de Check-Shot.

En todos los pozos del campo Flounder se tomaron curvas Check-Shot para calibrar la sísmica con los pozos y poder ubicar en profundidad las unidades productoras de hidrocarburos. Se revisó la calidad de las curvas Check-Shot verificando que las velocidades de intervalo registradas en campo mantengan un incremento constante respecto a la profundidad en respuesta a la compactación de las rocas a medida que esta aumenta.

La adquisición de datos de Check-Shot es mediante una fuente generadora de ondas sísmicas ubicada en las cercanías de la cabeza del pozo y un geófono que es introducido en el pozo registra los primeros arribos de la onda producida por la fuente, con lo que se genera una relación de la profundidad y el tiempo que tarde el geófono en registrar el arribo de la onda. Con esta relación tiempo-profundidad se calcula una velocidad equivalente que corresponde a considerar todos los paquetes litológicos como una sola capa ponderando el espesor de cada uno de ellos, a esta velocidad se le conoce como velocidad promedio (V_{avr}) y a partir de estas velocidades podemos calcular las velocidades de intervalo en función al número de muestras adquiridas en el campo usando la inversión de Dix. Se debe tener cuidado con el manejo de velocidades sísmicas, principalmente se debe verificar que el tiempo con el que se realizan los cálculos sea el tiempo doble de viaje, es decir, es necesario multiplicar el valor del tiempo por dos para que sean congruentes con los tiempos registrados en la información sísmica.

La fórmula para calcular las velocidades de intervalo es:

$$V_n^2 = \frac{(V_{avr\ n}^2 T_n - V_{avr\ n-1}^2 T_{n-1})}{(T_n - T_{n-1})}$$

Donde:

- V_n – Velocidad en la capa n-ésima
- $V_{avr\ n}$ – Velocidad promedio medida a un tiempo doble de viaje
- $V_{avr\ n-1}$ – Velocidad promedio calculada para la medición anterior
- T_{n-1} – Tiempo doble de viaje para la medición anterior
- T_n – Tiempo doble de viaje para la profundidad a medir

En las velocidades de intervalo calculadas mediante la expresión anterior se realizó el control de calidad de nuestros datos verificando que, en términos generales, se presente un incremento constante en las velocidades registradas, lo cual se verá reflejado en un comportamiento hiperbólico de una grafica profundidad Vs tiempo doble de viaje. Cualquier variación de esta tendencia significará variaciones verticales de la velocidad (tanto aumentos como decrementos), los cuales deberán ser considerados al realizar el empalme entre la sísmica y los pozos para comprender y manejar las limitaciones que este proceso conlleva.

Flounder-1.

En el pozo Flounder-1 se tiene una curva Check-Shot con 42 muestras con una mayor densidad de estas en el intervalo de 2000 m a 3000 m que corresponden a tiempos que van de 1500 ms a 2100 ms, con una importante falta de información en el intervalo que comprende del datum cero a 750 m en profundidad y 750 ms en tiempo pero al estar los objetivos de la interpretación en la zona con alta densidad de datos permitirá realizar de manera aceptable la relación tiempo profundidad con esta información.

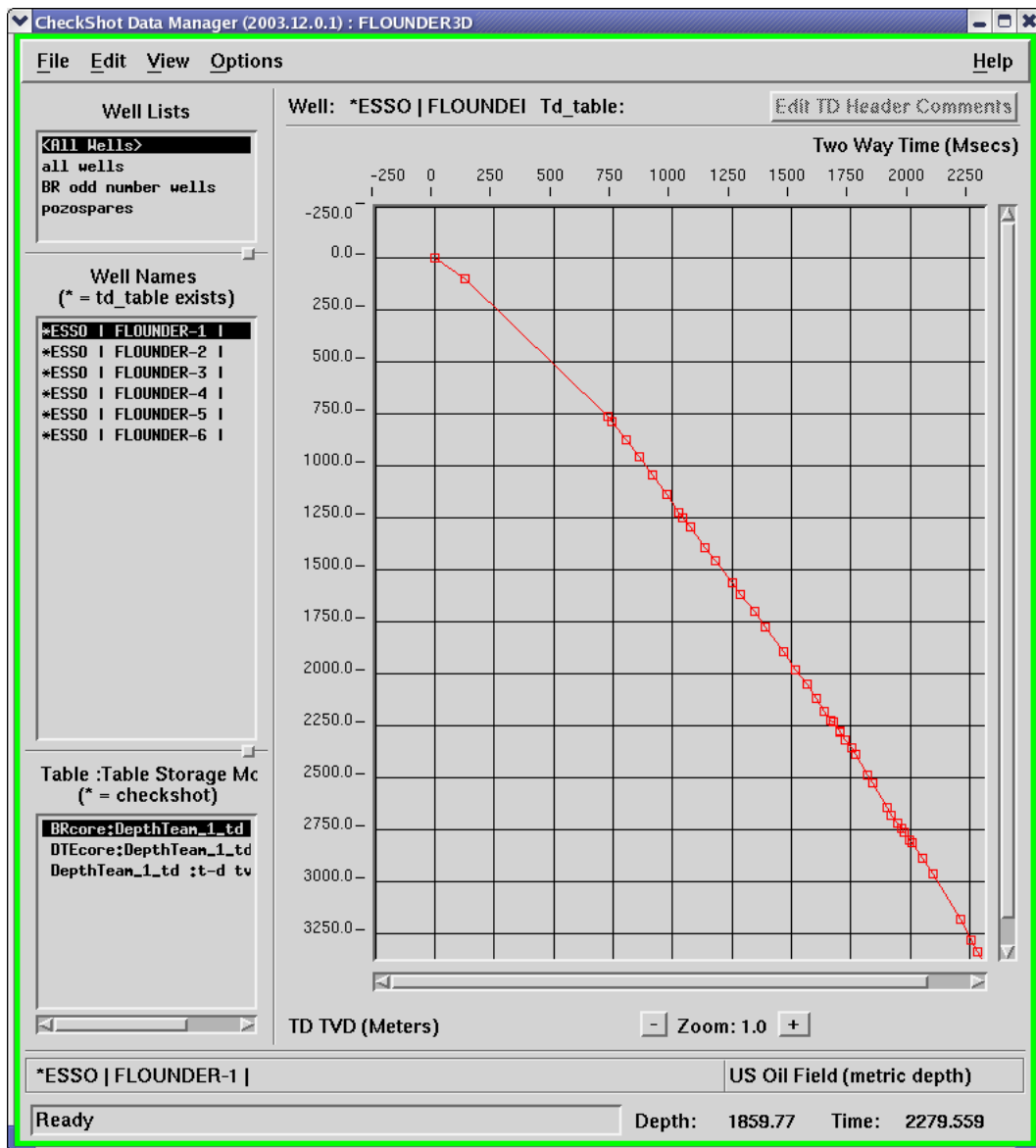


Figura 4.1. Curva Check-Shot del pozo Flounder-1.

Flounder-2.

En el pozo Flounder-2 se cuenta con una curva Check-Shot con 29 muestras principalmente en la zona comprendida entre 2100 m y 2800 m en profundidad y 1600 ms a 2000 ms en tiempo y se observa una falta de datos entre el datum cero y 750 m en profundidad y 750 ms al tener un comportamiento hiperbólico principalmente en la zona de interés se consideró válida esta curva.

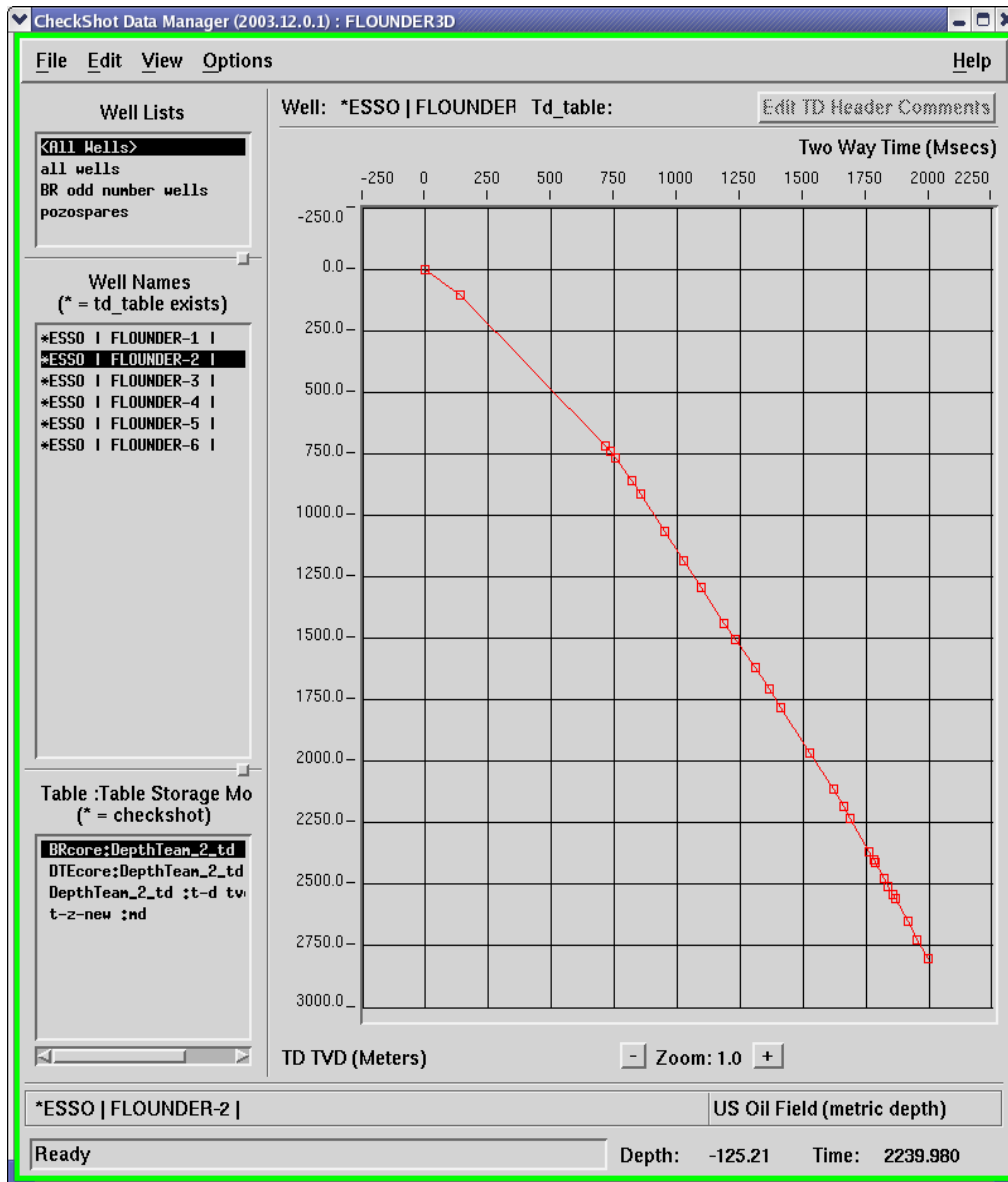


Figura 4.2. Curva Check-Shot del pozo Flounder-2.

Flounder-3.

En el pozo Flounder-3 se tiene una curva Check-Shot que cuenta con 18 valores, presenta un comportamiento coherente a pesar de contar con una ligera anomalía en la velocidad en el intervalo de 1250 m a 1800 m correspondientes al intervalo entre 1100 ms y 1400 ms que a pesar de estar cerca de la zona de interés (1500 ms a 2100 ms, aproximadamente) se tomó reserva en considerar esta curva totalmente válida, debido a la necesidad de correlacionar las muestras en la zona de interés con al menos una muestra en el intervalo previo de la curva Check-Shot revisando las condiciones estructurales en la sísmica y las funciones tiempo profundidad de pozos vecinos se determinará la validez de la curva.

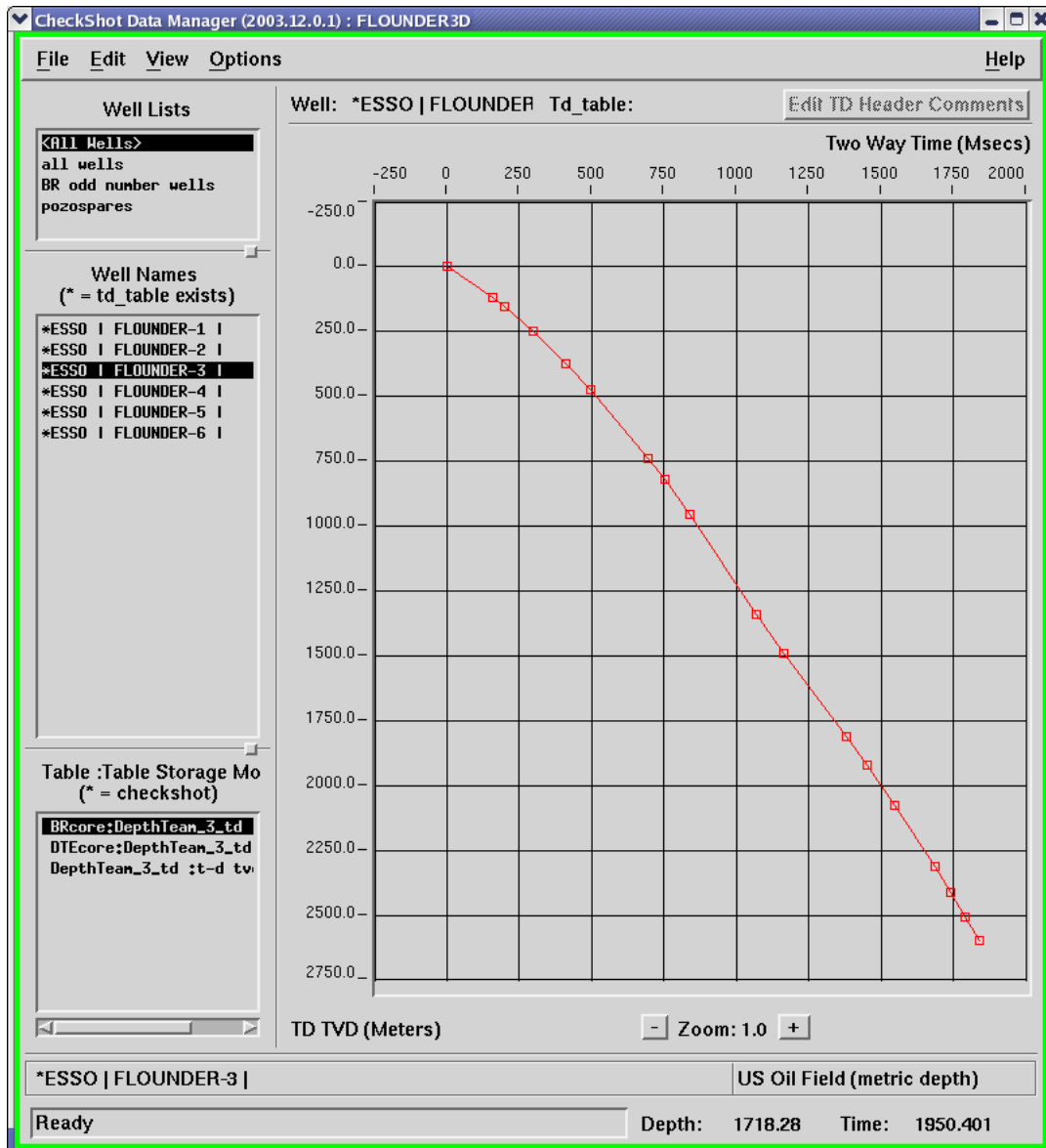


Fig4.3. Curva Check-Shot del pozo Flounder-3.

Flounder-4.

En el pozo Flounder-4 se tiene la curva Check-Shot con 16 muestras, el principal problema que se tiene en esta curva es la falta de datos en la zona previa a el intervalo de interés, lo cual podría causar problemas en la colocación de los picks sobre la sísmica, sin embargo al tener una muestra en valores de 1520 ms se puede considerar confiables los valores de la curva Check-Shot para nuestro intervalo de interés (1500ms a 2100 ms, aproximadamente) sin embargo la falta de datos en la parte superior a la zona de interés podría ocasionar algún defasamiento en las zonas lejanas a la muestra ubicada en 1520 ms.

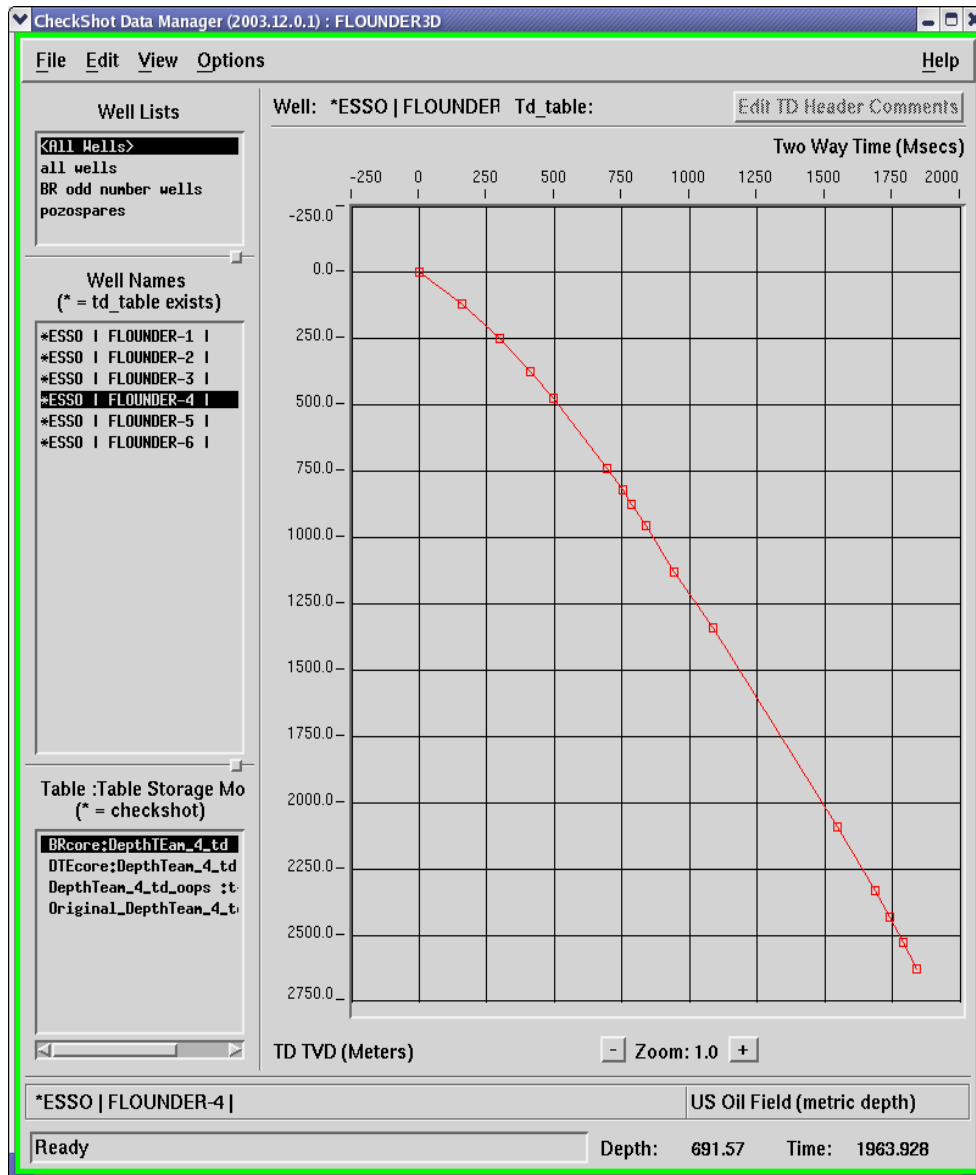


Figura 4.4. Curva Check-Shot del pozo Flounder-4.

Pozo Flounder-5.

La curva Check-Shot del pozo Flounder-5 tiene 16 muestras, presenta una tendencia coherente a lo largo de toda su trayectoria, además de que cuenta con buena distribución de los valores. En la zona de interés se tienen tres valores entre 1450 ms y 1620 ms, por lo que consideramos esta curva totalmente válida para nuestra interpretación.

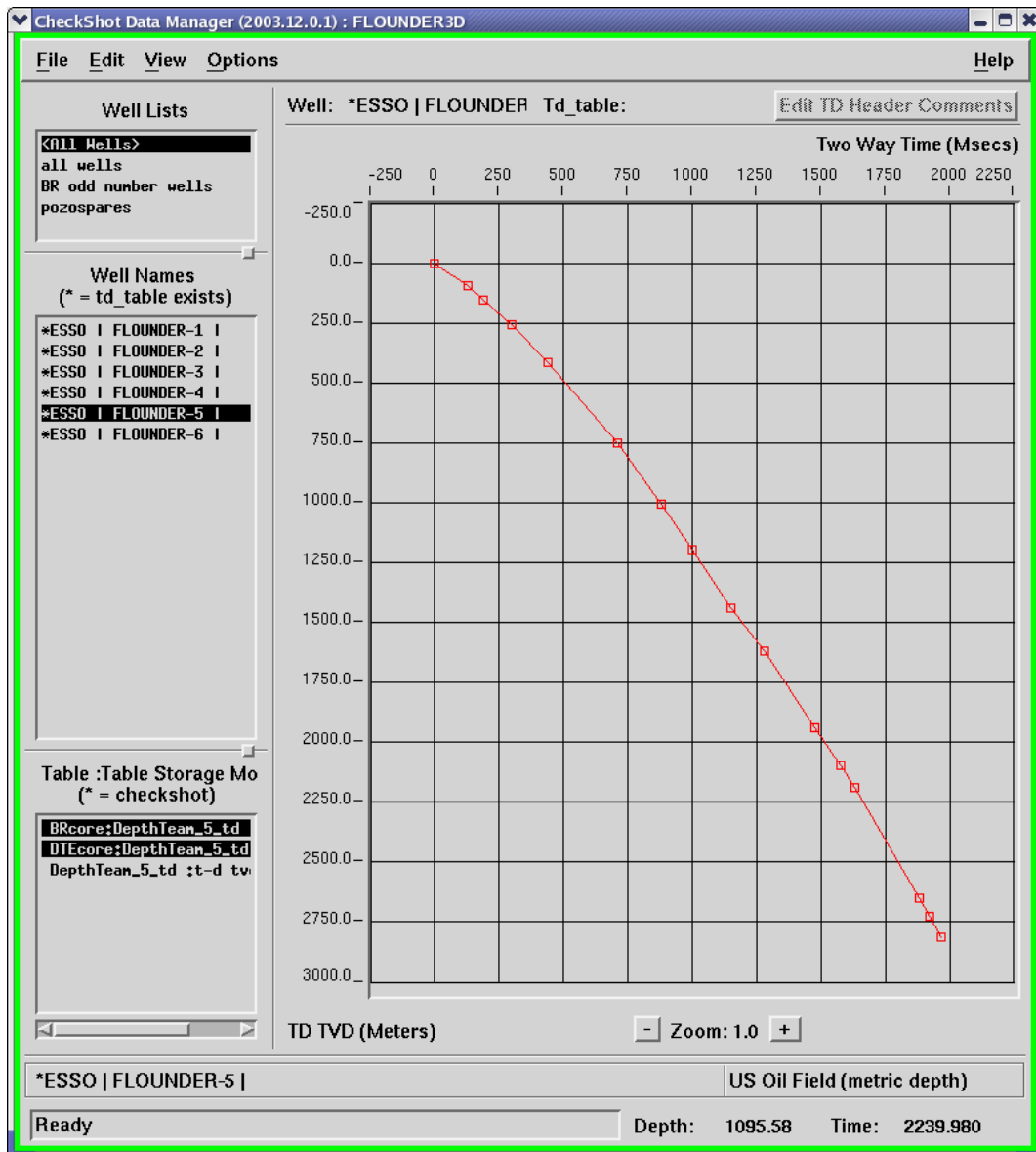


Figura 4.5. Curva Check-Shot del pozo Flounder-5.

Pozo Flounder-6.

En la curva Check-Shot perteneciente al pozo Flounder-6 se tienen 16 muestras que presentan una tendencia coherente de acuerdo al comportamiento esperado, además de tener buena distribución de los datos y en especial en la zona de interés tenemos muestras adecuadas lo cual nos permite afirmar que esta curva tiempo a profundidad es totalmente válida para correlacionar este pozo con la sísmica.

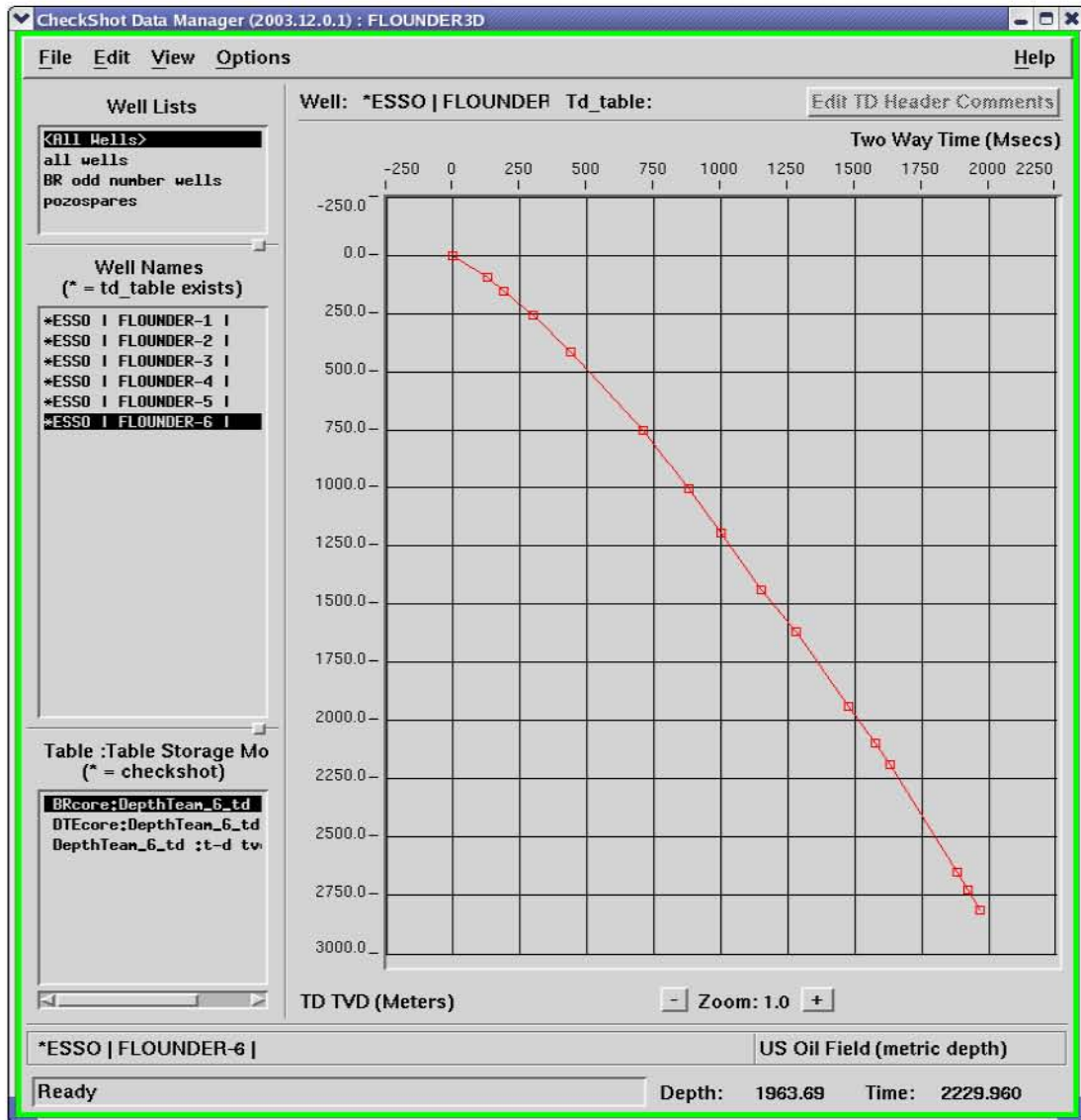


Figura 4.6. Curva Check-Shot del pozo Flounder-6.

Picks.

El trabajo de interpretación estructural se realiza mediante la interacción de varios profesionales de las Geociencias, en particular la interpretación de la información sísmica que llevan a cabo los Geofísicos es realizada en conjunto con información generada por Geólogos, quienes identifican las características geológicas de las unidades atravesadas por los pozos a partir de los registros geofísicos (cimas y bases de unidades litológicas), con esto podemos reconocer eventos geológicos específicos en el dominio de la profundidad y mediante la información de Check-Shot podemos llevar del dominio del tiempo al dominio de la profundidad los eventos interpretados en la información sísmica.

Es considerada una buena interpretación estructural la calibración entre las marcas de los eventos geológicos llamados “picks” y los eventos reflectivos presentes en la interpretación sísmica. La cantidad de picks que se manejan estará en función de la cantidad de datos que se está utilizando así como de la zona de interés donde se ubican las unidades productoras; para el caso del cubo Flounder contamos con picks interpretados previamente los cuales utilizaremos para ubicar las diferentes unidades en nuestra interpretación estructural.

Pozo Flounder-1

Unidad	Profundidad [m]
Nivel del Mar	30.10
Fondo Marino	119.72
Discordancia Superior	596.58
Discordancia Inferior	658.81
Índice del Mioceno Medio	1875.00
Latrobe Marino	1900.00
P. Tuberculatus	1901.02
P. Asperopulus	1926.00
U.M. Diversus	2251.00
Zona de Cierre	2498.00
T. Longus	2590.00
Gold	2841.76
T. Lilliei	3000.00
Indigo	3263.85
Forest	3672.28

Pozo Flounder-2

Unidad	Profundidad [m]
Nivel del Mar	30.10
Fondo Marino	133.04
Discordancia Superior	610.65
Discordancia Inferior	672.08
Índice del Mioceno Medio	1928.00
P. Tuberculatus	1949.00

P. Asperopulus	1980.00
U.M. Diversus	2167.00
L. Balmei	2274.00
Zona de Cierre	2412.08
T. Longus	2482.00
Gold	2790.34
Indigo	3144.36
Forest	3532.69

Pozo Flounder-3

Unidad	Profundidad [m]
Nivel del Mar	30.18
Fondo Marino	142.66
Discordancia Superior	700.99
Discordancia Inferior	811.17
Índice del Mioceno Medio	1926.00
P. Tuberculatus	1945.00
P. Asperopulus	1968.00
U.M. Diversus	2036.00
L. Balmei	2247.00
Zona de Cierre	2452.28
T. Longus	2515.00
Gold	2973.20
Indigo	3297.43
Forest	3583.94

Pozo Flounder-4

Unidad	Profundidad [m]
Nivel del Mar	9.74
Fondo Marino	131.40
Discordancia Superior	751.01
Discordancia Inferior	922.96
P. Tuberculatus	1898.79
P. Asperopulus	1907.20
Top Pay Zone	2506.21
Gold	2928.16
Indigo	3338.37
Forest	33682.94

Pozo Flounder-5

Unidad	Profundidad [m]
Nivel del Mar	9.75
Fondo Marino	117.70
Discordancia Superior	683.65
Discordancia Inferior	787.79
P. Tuberculatus	1907.83

Zona de Cierre	2516.74
Gold	2948.45
Indigo	3272.70
Forest	3545.79

Pozo Flounder-6

Unidad	Profundidad [m]
Nivel del Mar	9.75
Fondo Marino	119.52
Discordancia Superior	607.52
Discordancia Inferior	676.83
P. Tuberculatus	1961.34
Zona de Cierre	2454.60
Gold	2866.15
Indigo	3235.29
Forest	3586.94

4.2 Control de Calidad de la sísmica.

Diseño Sísmico.

El proyecto que se utilizó para la interpretación (proyecto Flounder) consta de 129 líneas y 476 trazas, con espaciamento entre líneas de 74.9889 m y el espaciamento entre trazas fue de 24.9347 m, estos datos sísmicos se adquirieron por medio de cable Streamer.

Para realizar el trabajo de interpretación sísmica es necesario referenciar cartográficamente la posición del proyecto de estudio, para este caso se utilizaron proyecciones universales de Mercator:

Línea	Traza	x	Y
129	25	620111.17	5755096.05
1	25	628131.85	5749823.34
1	476	634340.0	5759200.00

En función del espaciamento en el que se han adquirido los datos sísmicos se determinan las dimensiones del bin, el cual es la superficie en la que se refleja la onda y por consiguiente, es el espacio que esta "ilumina" en el subsuelo mediante la cual podemos agrupar las trazas en puntos medios comunes, al no reflejarse la onda exactamente en el mismo punto para cada una de las trazas se registra una diferencia de tiempo entre estas, pero se logra reducir este efecto cuando se calcula de forma adecuada el tamaño de los bins al colocar la traza apilada al centro de esta superficie, es decir, en el punto medio común se logra evitar que las diferencias de tiempo debido a la falla en el reflejo de la onda se disminuyen en la medida de lo posible.

Al realizar el diseño de la adquisición de los datos sísmicos para proporcionar un tamaño adecuado del bin se toman en cuenta los parámetros de velocidad de intervalo del medio, el máximo echado presente en las estructuras geológicas y la frecuencia de corte máxima que representa información geológica.

Los incrementos en las dimensiones del bin para trazas pre-apilamiento se calculan de acuerdo con la siguiente relación.

$$(dx, dy) \leq \frac{\lambda}{4 \sin \theta} = \frac{V_{\text{int}}}{4 f_{\text{max}} \sin \theta}$$

Donde:

- d_x, d_y son los incrementos del bin en dirección x y y
- θ es el echado máximo esperado
- V_{int} es la velocidad de intervalo en el medio
- f_{max} es la frecuencia de corte máxima de los datos sísmicos

Para el caso del cubo Flounder el tamaño del bin es de 74.9889226 m en líneas y 24.9347484 m en trazas, la diferencia en la distancia entre las trazas y las líneas obedece a las necesidades de mapear transversalmente las principales estructuras geológicas en dirección de las líneas para obtener una interpretación mas sencilla y clara, al tener los echados de las fallas y de las capas litológicas representados en magnitud verdadera, para esto se necesita un muestreo mas intenso en cada una de las líneas.

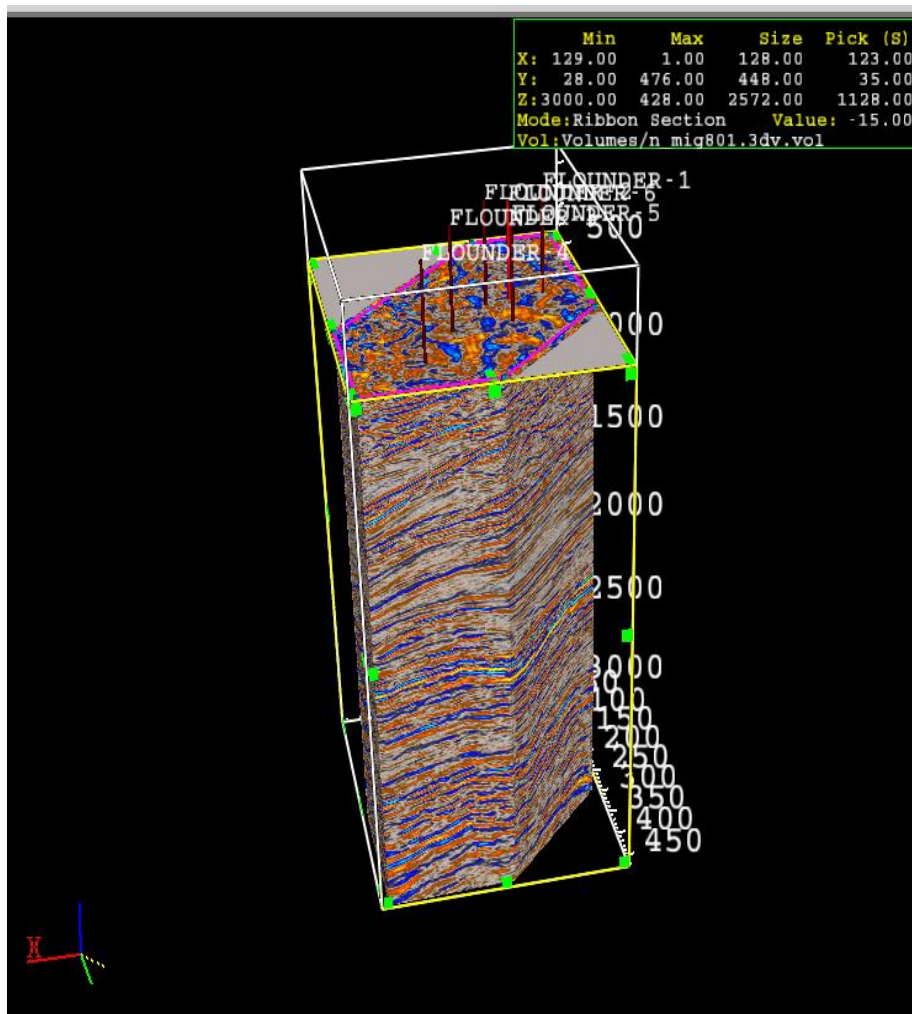


Figura 4.7. Cubo sísmico Flounder.

Análisis Espectral de la Señal Sísmica.

Para realizar una adecuada interpretación estructural de cualquier dato sísmico, es necesario realizar un análisis espectral del dato, para verificar si el contenido de frecuencia es el adecuado en función del tipo de datos que se está manejando, ya sean datos marinos (15 a 45 Hz) o terrestres (20 a 65 Hz) y el método de adquisición sísmica, esto con el objeto de eliminar la mayor cantidad de ruido y así hacer más evidentes los eventos reflectivos en el dato sísmico. El análisis espectral también involucra el análisis de la fase de la sísmica de reflexión para verificar que ésta tiende a valores de fase cero, esto es debido a que el dato en fase cero colocará los eventos reflectivos en sus posiciones verdaderas, sin embargo, la fase cero total para cualquier dato sísmico se considera una idealización, por lo que se manejan rangos en los cuales la sísmica resulta adecuada para la interpretación estructural, siendo su rango alrededor de -30 a 30° ; en caso contrario se deberán tomar las consideraciones adecuadas identificando los intervalos en los que la fase exceda estos valores para posteriormente ubicar la profundidad, en la cual la frecuencia dominante sea la frecuencia con fase fuera de este rango y tomar las precauciones en el momento de realizar la interpretación.

Análisis del espectro de Amplitudes.

Al realizar el análisis espectral de la señal sísmica encontramos valores inadecuados en su espectro de amplitudes, presenta un comportamiento bimodal con frecuencias dominantes en 35 Hz y otro valor dominante en 70 Hz, además contiene valores de amplitud importantes hasta los 90 Hz lo cual resulta totalmente inadecuado al considerar que son datos de origen marino y los valores importantes en el espectro de amplitudes deberían ser mucho menores en altas frecuencias; este inadecuado control espectral de la señal se ve reflejado en ruido en el cubo sísmico principalmente en profundidades someras donde se encuentran alojadas las altas frecuencias, sin embargo, el ruido existente afecta a todo el dato sísmico, en lo respectivo a las bajas frecuencias encontramos un contenido adecuado para este rango de amplitudes considerando el origen de los datos.

Análisis del espectro de Fase.

El espectro de fase de la señal sísmica presenta un comportamiento adecuado para altas frecuencias (50 a 90 Hz), sin embargo esta banda de frecuencia es considerada ruido y no tiene sentido geológico, en el rango de los 10 a los 50 Hz (la banda de frecuencia que contiene información geológica) presenta un comportamiento aceptable de la fase sísmica, pero para el contenido de frecuencia entre 35 a 40 Hz se observan valores de la fase sísmica superiores al rango de -30 a 30° , pero al considerar que esa banda de frecuencia es muy pequeña en relación a la banda de frecuencia que contiene información geológica, consideramos que esta alteración de la fase no introduce alteraciones notables en el comportamiento de la información sísmica. En la banda de frecuencia de 0 a 10 Hz se tienen muy fuertes variaciones de la fase llegando a tener valores de -80 a 80 grados para frecuencias cercanas a los 5 Hz, sin embargo, estas fuertes variaciones de la fase para este rango de frecuencias podemos considerarlas sin importancia debido a que no representan eventos geológicos.

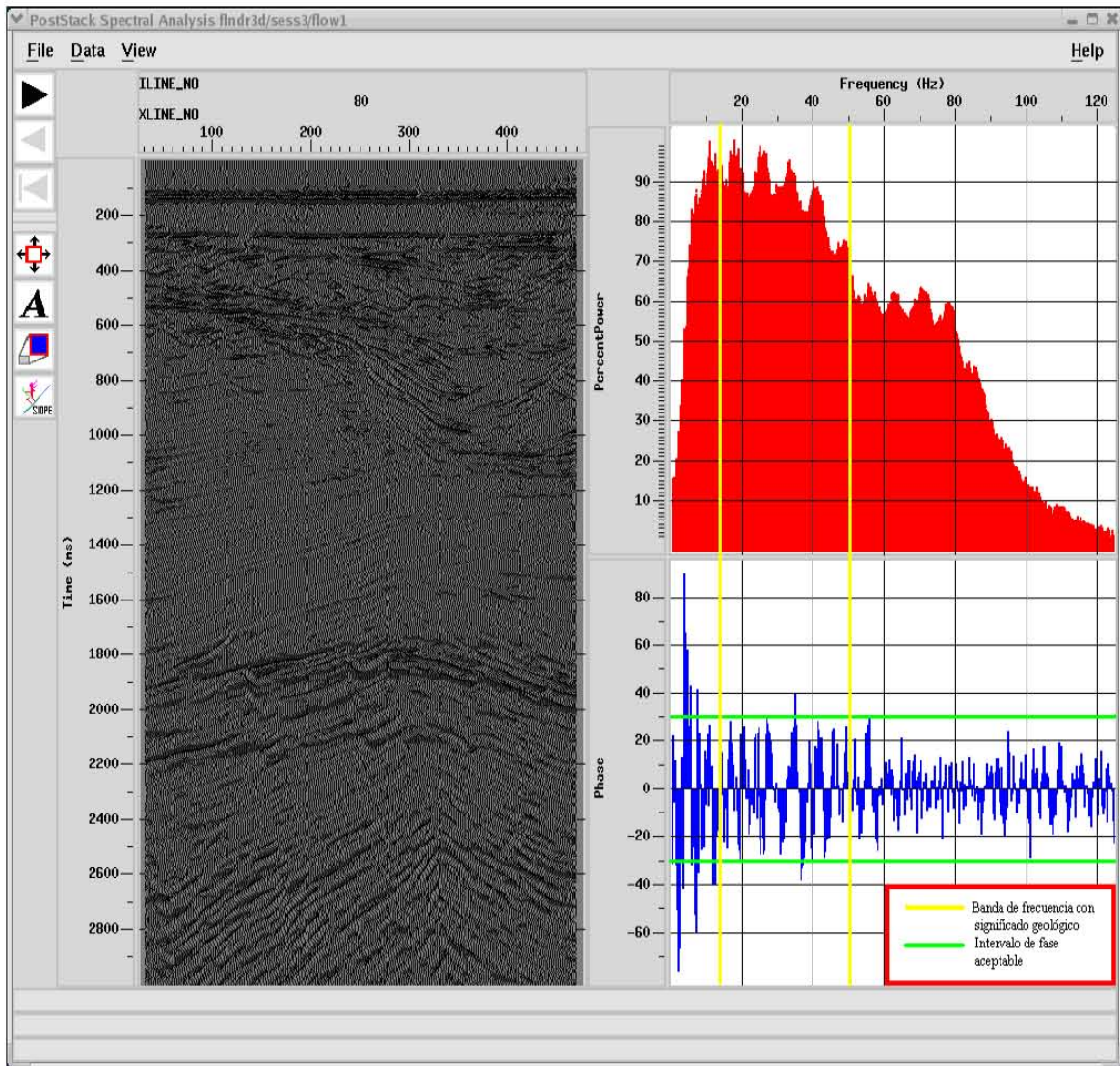


Figura 4.8. Contenido de frecuencia original del dato sísmico.

Para corregir el contenido de frecuencia de la señal sísmica y limitar la influencia de las bandas de frecuencia con fuertes alteraciones de la fase sísmica, se diseñó un filtro trapezoidal, el cual tiene por objetivo acentuar la banda de frecuencias que contienen información geológica (10 Hz–50 Hz) y por consiguiente eliminar ruido de alta y baja frecuencia.

Como se mencionó en el análisis espectral de la señal sísmica esta contiene un muy alto contenido de ruido de altas frecuencias (60 a 90 Hz), esta banda de frecuencia al no tener significado geológico es necesario eliminarlo proponiendo una frecuencia de corte superior cercana a los 60 Hz y frecuencia de paso superior de 45 Hz debido a datos de origen marino, con esto se mejora la sísmica en la parte superficial que es donde se alojan las altas frecuencias en la señal sísmica, para eliminar el ruido de baja frecuencia el cual contiene fuertes variaciones de la fase se propone una frecuencia de paso inferior de 15 Hz y una frecuencia de corte inferior de 5 Hz, con el objetivo antes mencionado y al tener una diferencia de 10 Hz entre las frecuencias de paso y corte inferiores y de 12 Hz entre las frecuencias de corte y de paso superiores se evita el fenómeno de Gibbs, el cual es el crecimiento de los lóbulos laterales de la ondícula que en conjunto con la serie de coeficientes de reflexión forman la señal sísmica.

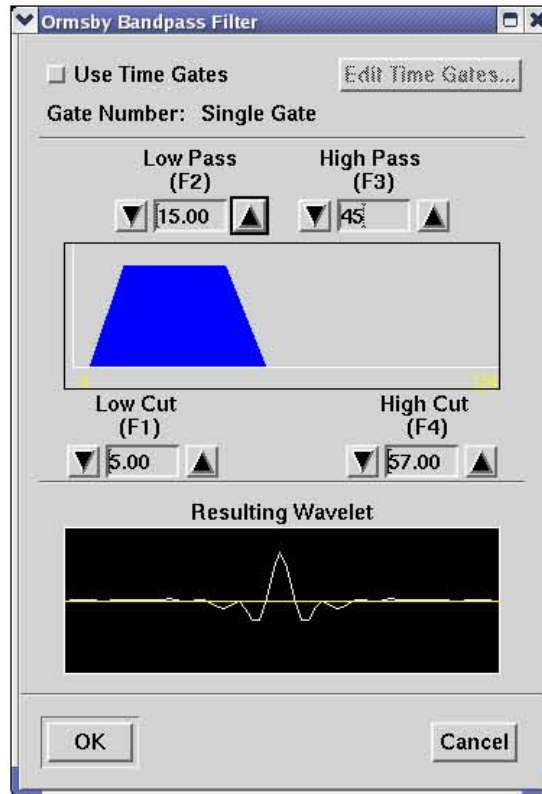


Figura 4.9. Diseño del filtro trapezoidal aplicado al dato sísmico.

Después de aplicar el filtro al cubo sísmico se obtiene un contenido de frecuencia que amplifica la información geológica, con esto la imagen sísmica adquiere mayor claridad. Se observan notables mejoras en las ventanas de tiempo entre 200 ms a 1200 ms debido a la eliminación del ruido de alta frecuencia y en la ventana de tiempo de 1800 ms a 2800 ms al eliminar la banda de baja frecuencia la cual contiene importantes variaciones de la fase sísmica

Con la eliminación del ruido de alta y baja frecuencia mediante el filtro se garantiza una mejor interpretación estructural debido a que la banda de frecuencia con significado geológico se encuentra fuertemente amplificada, por lo que es más fácil reconocer los contrastes de impedancia acústica asociados a cambios litológicos y al controlar la fase en la señal sísmica se podrá asociar estos eventos reflectivos a información generada por la interpretación geológica (picks o reflector geológico seleccionado), que en su conjunto formará la interpretación estructural elemento fundamental para realizar una propuesta de localizaciones a perforar.

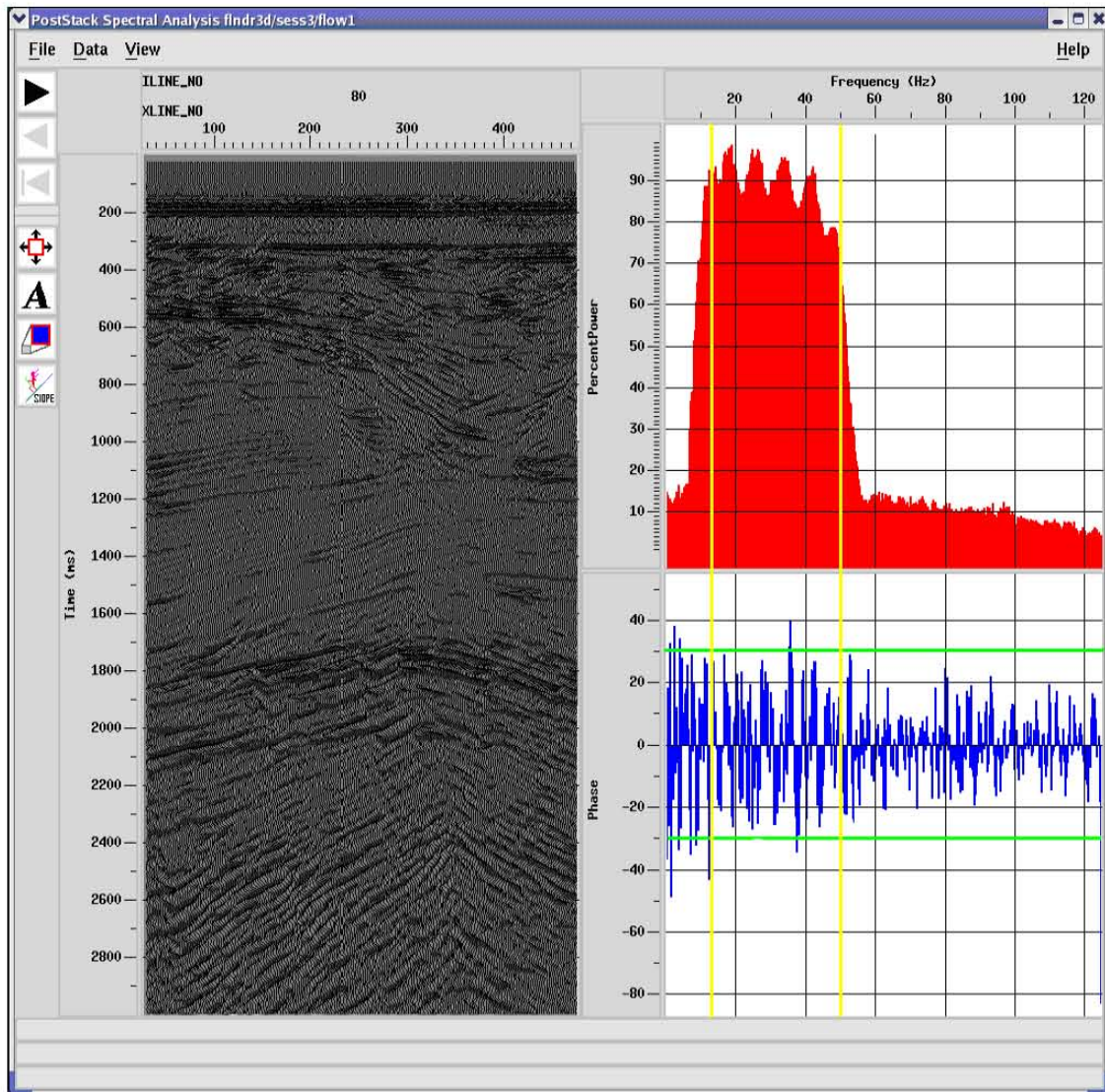


Figura 4.9. Sísmica corregida en amplitud, se observan los eventos geológicos de forma más clara.

Capítulo 5 Interpretación Geológica.

Los horizontes se interpretaron con respecto a los picks geológicos:

- Fondo Marino
- Discordancia Superior
- Discordancia Inferior
- P. Asperopulus
- L. Balmei
- Zona de Cierre

También se interpretó un horizonte que se encuentra entre los 350 y 450 milisegundos, el cual no está relacionado a algún reflector geológico.

Los horizontes se nombraron de acuerdo al pick geológico al que está relacionado, y se interpretaron de acuerdo a las siguientes características de color y en valor de la señal sísmica. Se decidió interpretar en máximo o mínimo, de acuerdo al mejor ajuste que presentaban los picks geológicos, considerando no solo el cambio litológico presente únicamente en algún valor máximo o mínimo de la señal sísmica sino en el paquete de variaciones de la señal, también se deben considerar las variaciones en los valores de la fase y debido a que esta no se encuentra dentro de los mejores valores se pueden presentar variaciones entre la ubicación de los picks geológicos y la sísmica; un procedimiento alternativo para definir si la interpretación estructural se debe realizar en máximo o mínimo es mediante la construcción de sismogramas sintéticos con la información de registros sísmicos y de densidad, lo cual involucra definir de mejor manera relaciones tiempo a profundidad lo cual no es un objetivo del presente trabajo.

Horizonte	Amplitud	Color
Fondo Marino	Máximo	Azul Oscuro
Discordancia Superior	Mínimo	Azul Claro
Discordancia Inferior	Máximo	Rosa Claro
P. Asperopulus	Mínimo	Naranja
L. Balmei	Mínimo	Morado
Zona de Cierre	Máximo	Verde
Horizonte 1	Mínimo	Rosa Oscuro

Los horizontes se interpretaron a cada 5 líneas y 10 trazas, este criterio se generó considerando la cantidad de datos a interpretar, el cual dependerá del tiempo que se tiene disponible para la interpretación, así como de la dificultad estructural de la zona en estudio, cuando se trata de una zona difícil, estructuralmente hablando, se recomienda realizar una interpretación más cerrada, con el fin de obtener un mejor seguimiento de los eventos reflectivos el que nos permitirá definir de mejor manera los contrastes litológicas, que es el objetivo de la interpretación.

La localización de los picks geológicos en los pozos coincidían de muy buena manera con la información sísmica, lo que permitió definir de manera precisa el evento reflectivo correspondiente.

Horizonte Reflector del Fondo Marino.

El primer horizonte interpretado fue el correspondiente al Fondo Marino el cual se encuentra en la parte más somera de la información sísmica y presenta poca dificultad estructural (alta impedancia acústica) debido a que tiene una excelente continuidad y muy poca dificultad estructural por lo que resultó una interpretación bastante sencilla.

La interpretación se inició en el pozo Flounder-3 en dirección de las líneas (previamente revisando la correspondencia de los picks geológicos en máximos o mínimos de la señal sísmica), los valores en tiempo de este horizonte se encuentran entre los 100 ms y los 200 ms siendo bastante somero.

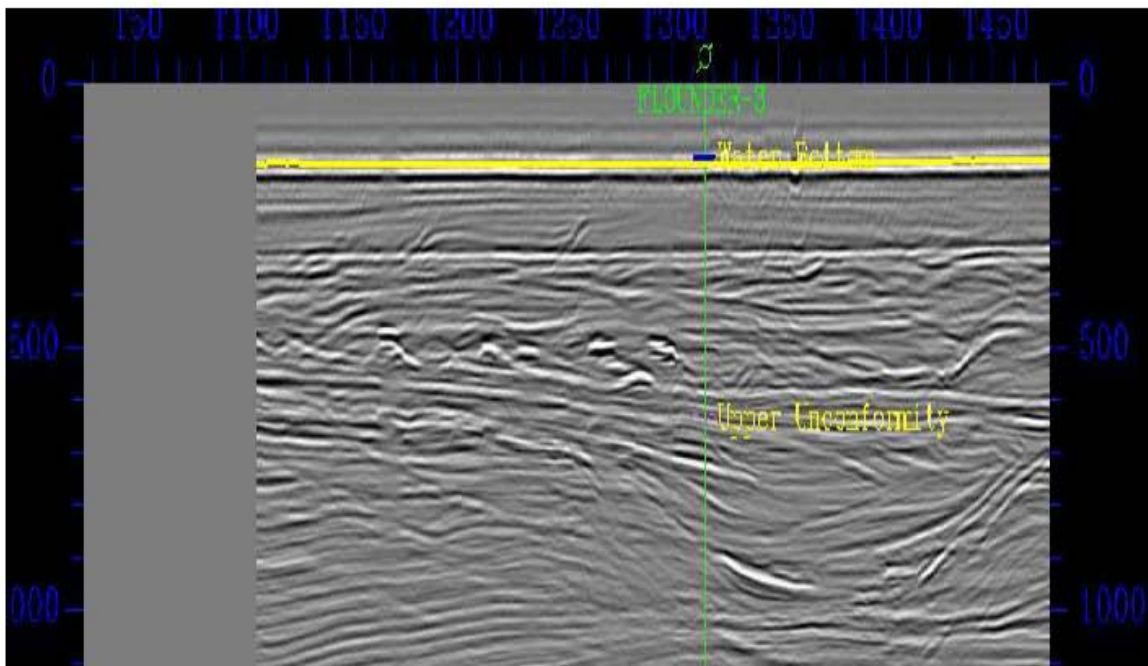


Figura 5.1. Pozo Flounder-3 base de la interpretación del horizonte reflector del Fondo Marino en dirección de líneas.

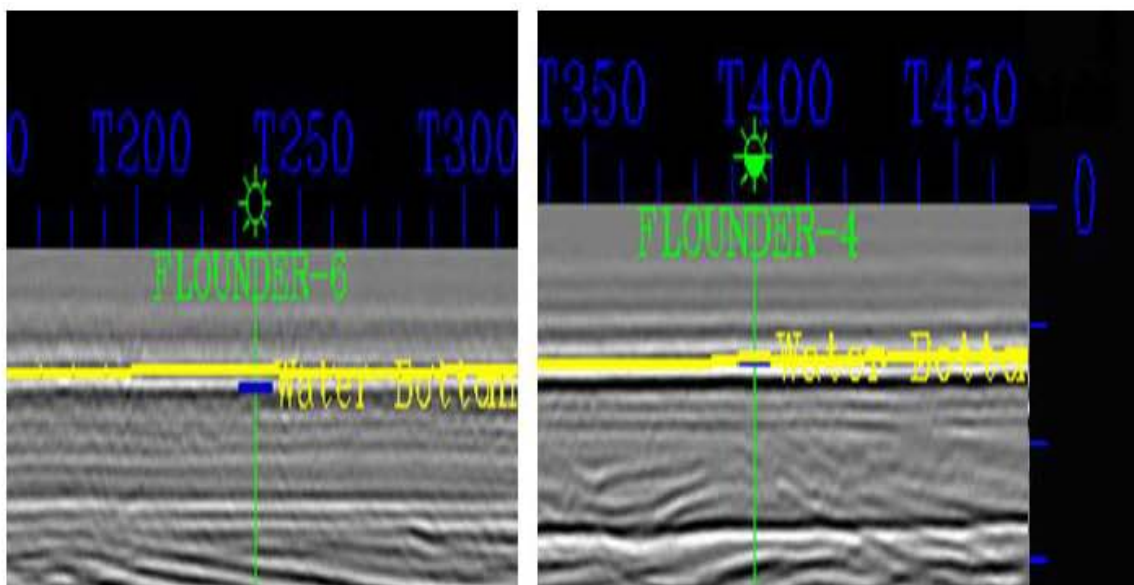


Figura 5.2. Coincidencia en la interpretación del horizonte reflector del Fondo Marino con los pozos Flounder-6 y Flounder-4 visualizados en dirección de las líneas.

Posteriormente a la interpretación en líneas se realizó la interpretación en trazas con el fin de validar la interpretación en líneas y para agregar información a la interpretación realizada hasta ese momento, para esto se ubicó de nueva cuenta el pozo Flounder-2 desplegándolo en dirección de las trazas y de esta forma se pudo observar la calidad de la interpretación en líneas y también la coincidencia con los picks geológicos relacionados.

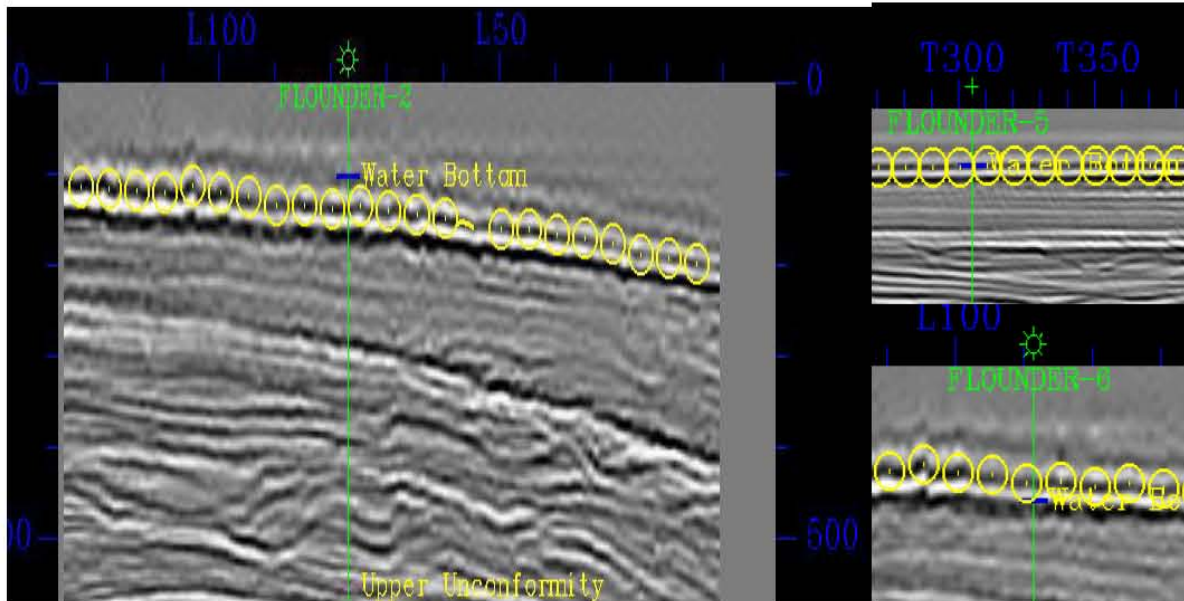


Figura 5.3. Interpretación del horizonte reflector del Fondo Marino en dirección de trazas, donde se observa la buena calidad en la interpretación previamente realizada al coincidir con los pozos Flounder-2, Flounder-5 y Flounder-6.

Al terminar la interpretación estructural podemos obtener una imagen preliminar de la geometría del horizonte interpretado y obtener una idea general de los procesos deposicionales que dieron origen a la formación litológica en estudio.

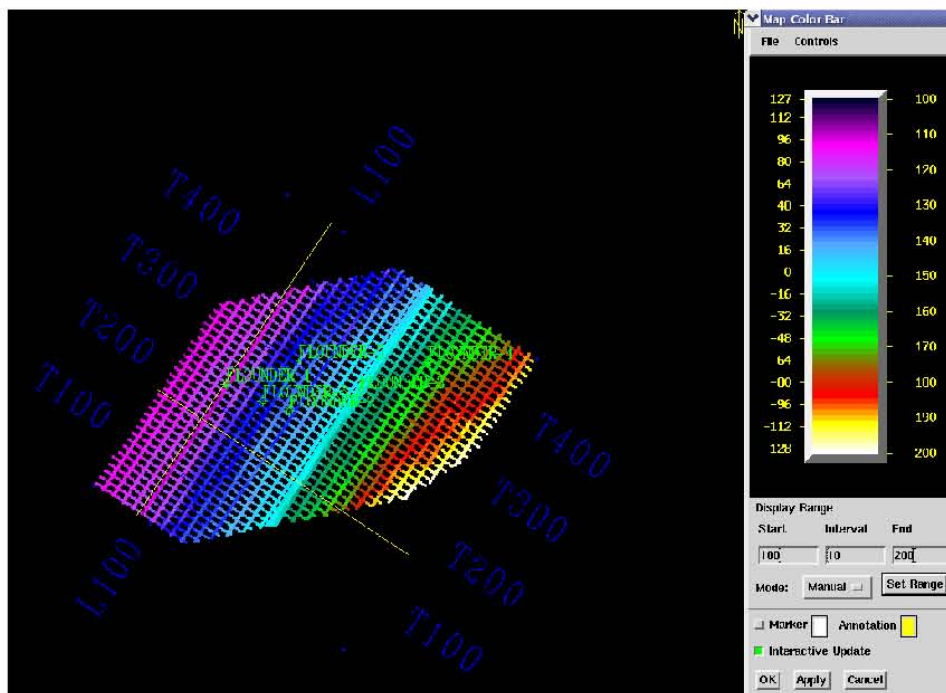


Figura 5.4. Interpretación de las líneas y trazas (vista en planta) del horizonte reflector del Fondo Marino, la escala de color representa los tiempos doble de viaje de la onda.

Debido a la falta de información necesitamos realizar una interpolación de los datos para de esta forma generar una superficie continua a partir de la interpretación en líneas y trazas, el error intrínseco de la interpolación de los datos se reduce en función de la densidad de líneas y de trazas interpretadas, en el caso de este horizonte consideramos muy buena la densidad de líneas y trazas interpretadas, además de una geología poco compleja; la interpolación generada para este caso fue bastante confiable por lo que obtuvimos este elemento que forma parte del modelo estructural en tiempo, base para la propuesta de localización de los pozos.

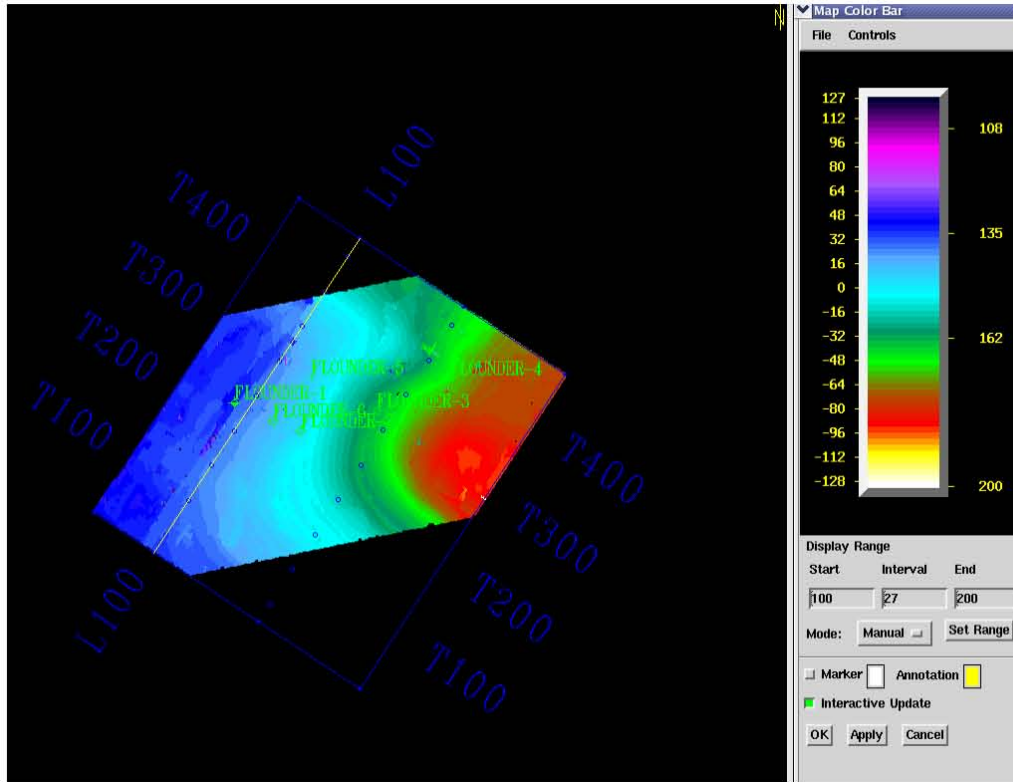


Figura 5.5. Horizonte reflector del Fondo Marino interpolado, la escala de color representa los tiempos doble de viaje de la onda.

Horizonte Reflector de la Discordancia Superior.

El siguiente horizonte interpretado fue el que se generó a partir del pick geológico de la Discordancia Superior el cual presentó mayor complejidad estructural que el horizonte anterior. Se utilizó el pozo Flounder-4 como base en la interpretación debido al buen ajuste que este presentaba con un horizonte reflector claramente definido, el cual consideramos corresponde a dicho pick geológico debido a la calidad de las curvas tiempo-profundidad la cual consideramos adecuadas en función de la revisión de estas y que fue realizada en el capítulo anterior. La interpretación se realizó primero en líneas y posteriormente en trazas siendo en ambos casos a cada 5 líneas y trazas respectivamente, se ubicó este horizonte reflector en un rango de tiempo entre los 600 milisegundos y los 750 milisegundos.

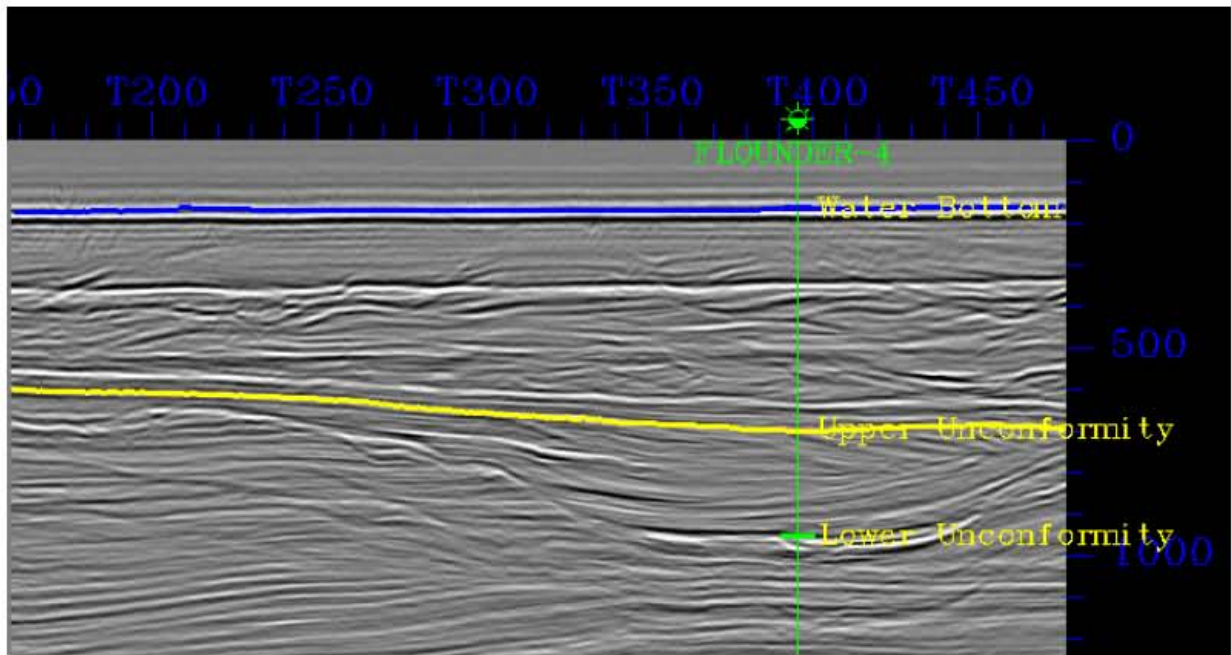


Figura 5.6. Horizonte de la Discordancia Superior (amarillo) interpretado en el pozo Flounder-4 en dirección de líneas.

El ajuste que presentó este horizonte en trazas fue bastante bueno, lo cual es reflejo de la calidad de la interpretación de los picks geológicos seleccionados así como de las curvas tiempo-profundidad obtenidas mediante check-shots, en los pozos, posteriormente se utilizó esta línea interpretada como base para la generación de interpretación en las trazas y es en estas donde se verificó la calidad de la interpretación verificando la coincidencia de esta con los picks seleccionados que se tienen de los otros pozos, para el caso de los pozos Flounder-2 y Flounder-3 se observa la adecuada coincidencia entre la interpretación geológica y geofísica de la información.

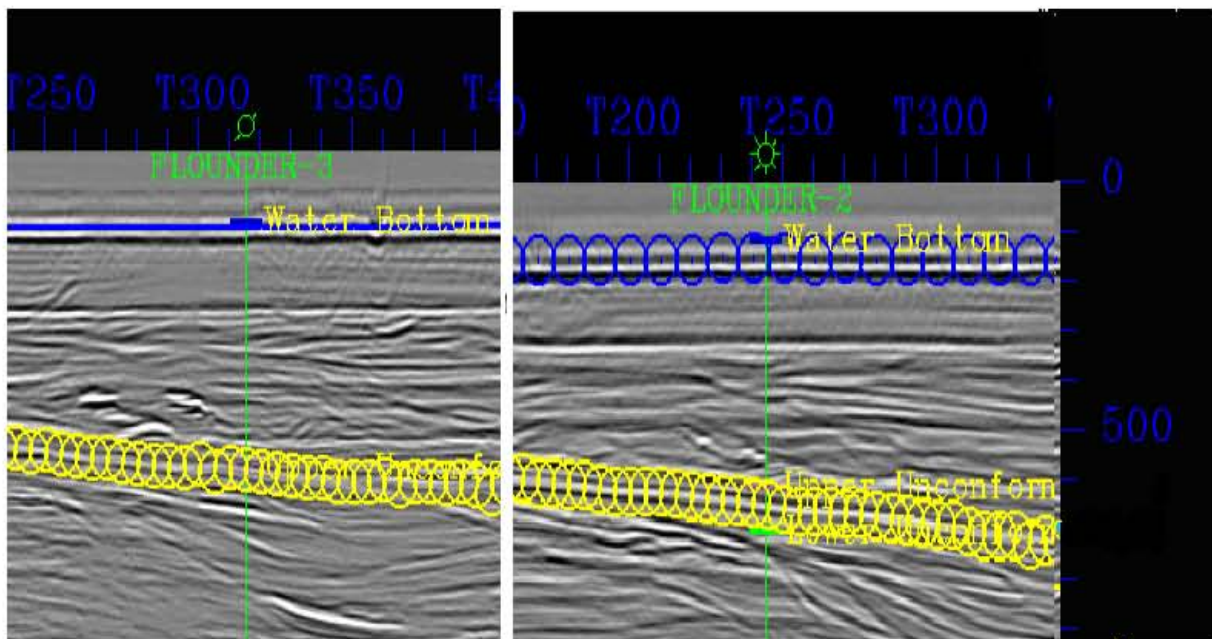


Figura 5.7. Coincidencia de la interpretación del horizonte de la Discordancia Superior (amarillo) en dirección de las líneas con los pozos Flounder-3 y Flounder-2.

Teniendo la interpretación en trazas completas se generó la interpretación en líneas, con lo que se volvió a verificar la interpretación adecuada en trazas así como con los demás pozos para verificar de nueva cuenta la calidad del trabajo realizado, con esto se definió una adecuada delimitación de los elementos litológicos ubicada inicialmente mediante los picks geológicos.

Con la vista en planta de la interpretación realizada para este horizonte se observa una mayor densidad de los datos lo cual implica un menor error al realizar la interpolación de la información, con esto se obtiene una mayor confiabilidad, sin embargo el tiempo requerido para la interpretación de este horizonte fue mayor. En contraste con el horizonte reflector del Fondo Marino, se decidió hacer la interpretación de manera más cerrada en buena medida, debido a la mayor dificultad estructural de la información, esto con el fin de obtener mayor precisión al definir la continuidad de los eventos reflectivos.

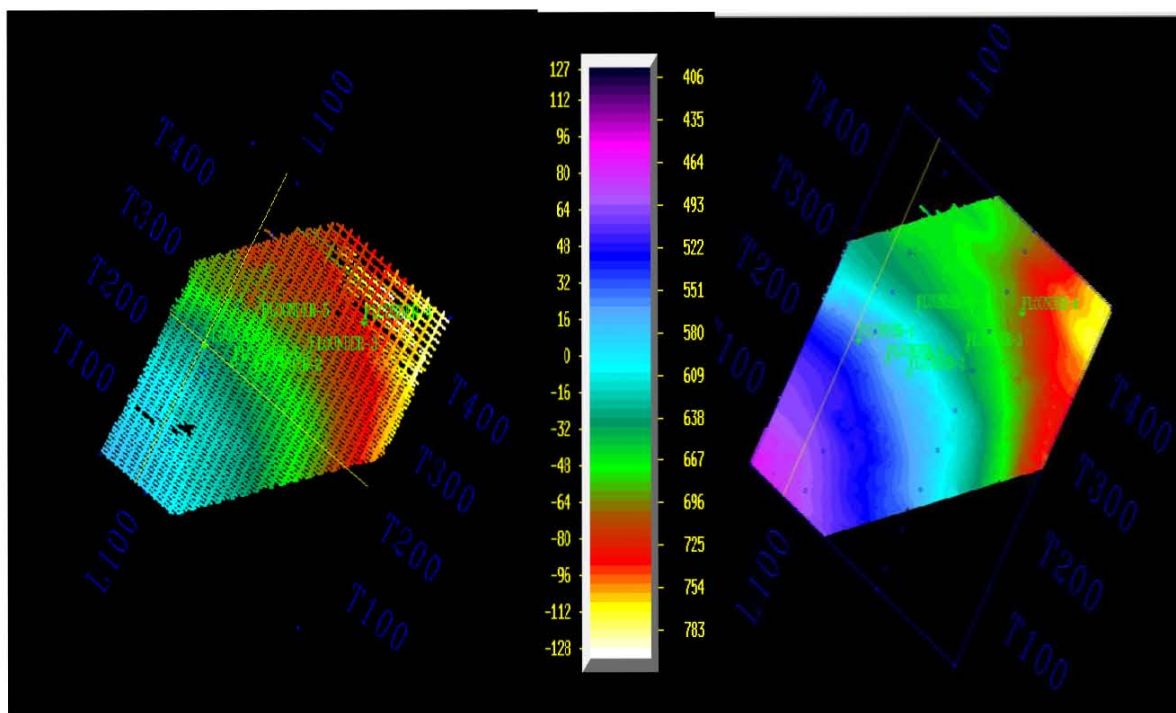


Figura 5.8. Horizonte de la Discordancia Superior antes y después de interpolar, las variaciones en la escala de color son debido a ajustes realizados en la paleta.

Horizonte de la Discordancia Inferior.

El horizonte reflector de la Discordancia Inferior se ubicó en un amplio rango de tiempo (entre los 650 milisegundos y los 950 milisegundos), presentó una importante dificultad desde el punto de vista estructural debido a la variación abrupta de los echados de la capa, además de que en algunas secciones no resultaba tan fácil seguir las continuidades de los eventos reflectivos, el pozo guía que se utilizó para esta interpelación fue el pozo Flounder-4 debido a su posición, desde el punto de vista estructural, debido a que en él la coincidencia del pick geológico con un evento reflectivo definido de manera mas clara que en cualquier otro pozo, por lo que se prefirió plantear esta continuidad y extenderla para los pozos vecinos, con el fin de obtener un mejor ajuste al poder seguir esta fuerte reflexión.

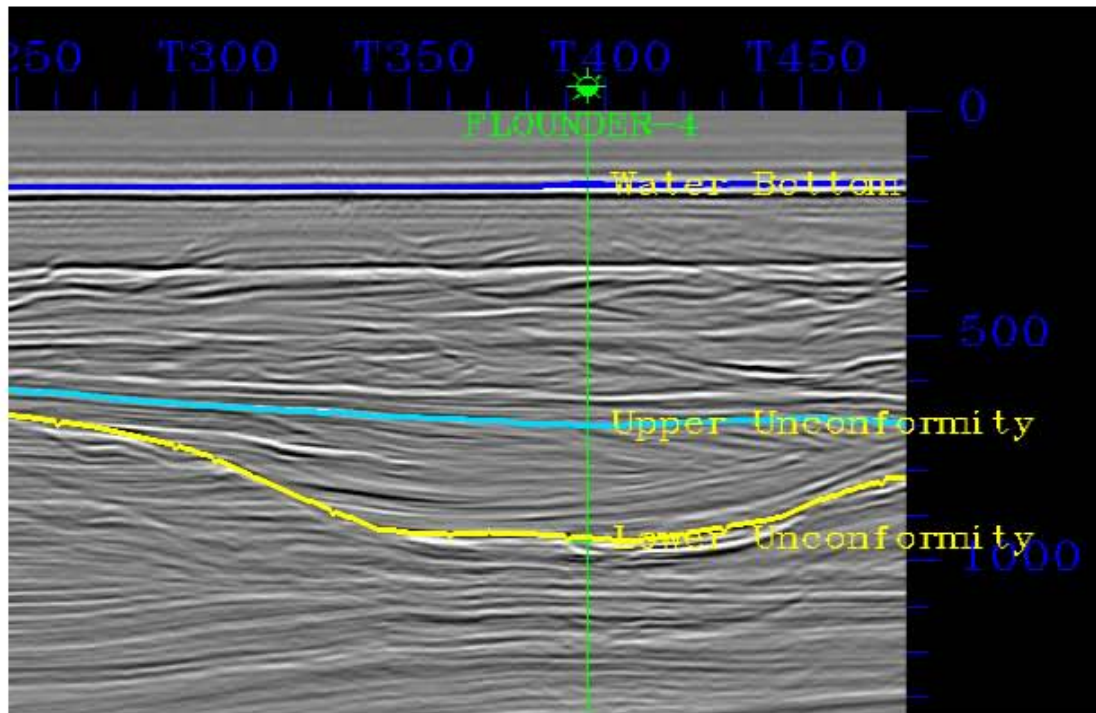


Figura 5.9. Interpretación del horizonte de la Discordancia Inferior (amarillo) en el pozo Flounder-4 en dirección de las líneas.

La interpretación inicial se realizó en dirección de las líneas debido a la facilidad que se tenía de seguir las reflexiones presentes a cada 5 líneas, se consideró una adecuada interpretación debido a la complejidad geológica de esta estructura y esto permitió realizar un buen seguimiento de las reflexiones. La coincidencia de la interpretación con los picks geológicos de los demás pozos es muy buena, principalmente en la interpretación en líneas, se encontró buena coincidencia con esta información.

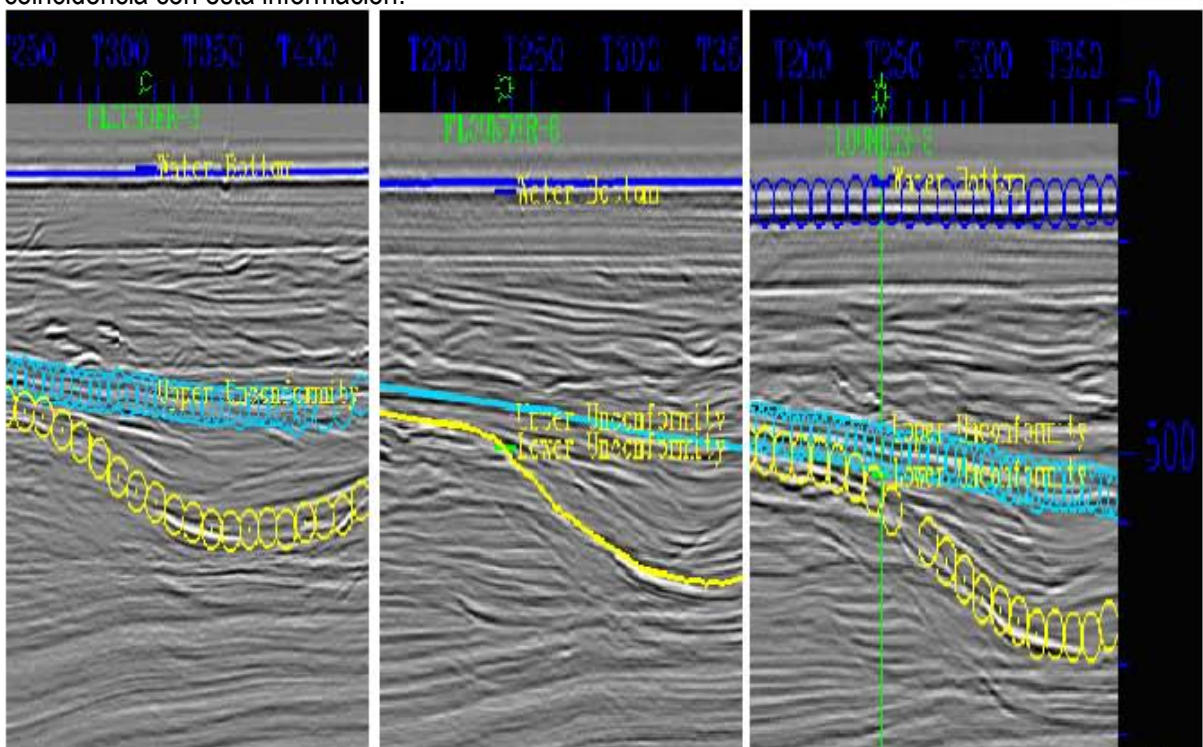


Figura 5.10. Coincidencia de la interpretación del horizonte de la Discordancia Inferior (amarillo) con los pozos Flounder-3, Flounder-6 y Flounder-2 en dirección de líneas.

La interpretación en trazas resultó más compleja debido a los cambios abruptos del echado de la capa. Habiendo definido la interpretación en líneas se utilizó esta para la interpretación de las trazas con el fin de apoyarnos en esta interpretación previa para completarla, debido a la dificultad que se tenía visualizando la información en dirección de las trazas.

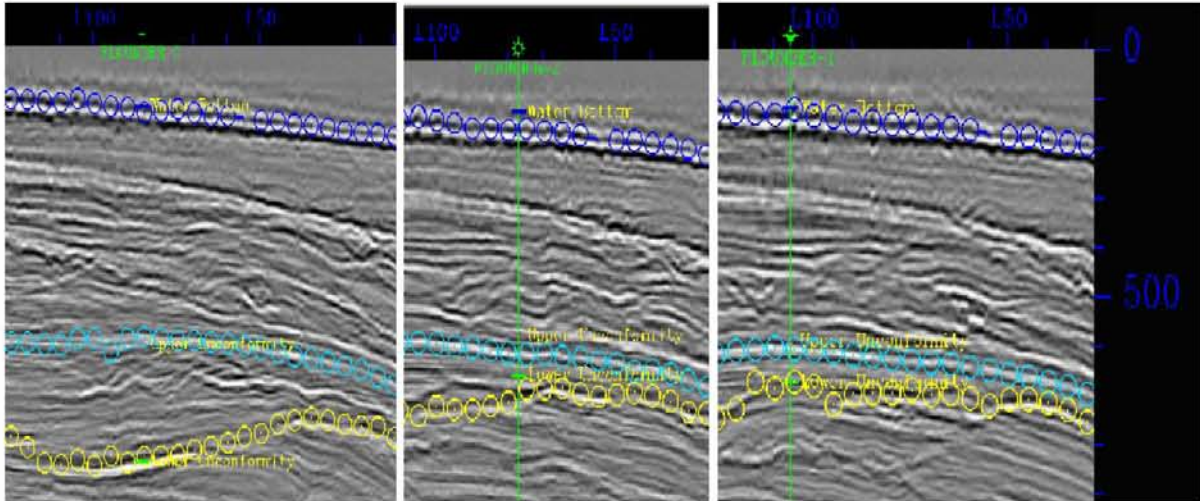


Figura 5.11. Interpretación del horizonte de la Discordancia Inferior en trazas, y su coincidencia con los pozos Flounder-5, Flounder-2 y Flounder-1.

Al haber realizado la interpretación cada 5 líneas y cada 10 trazas se obtuvo un buen control de la estructura, al realizar la interpolación de los datos se obtuvo la geometría preliminar del horizonte el cual a pesar de tener un amplio rango de tiempo se pudo definir de manera clara, el contraste en la impedancia acústica de los medios entre el horizonte reflector se ve reflejada en una fuerte amplitud del horizonte reflector por lo que a pesar de la dificultad estructural que involucra la estructura misma, se vio compensado por la continuidad de la reflexión debida a los fuertes valores de la amplitud.

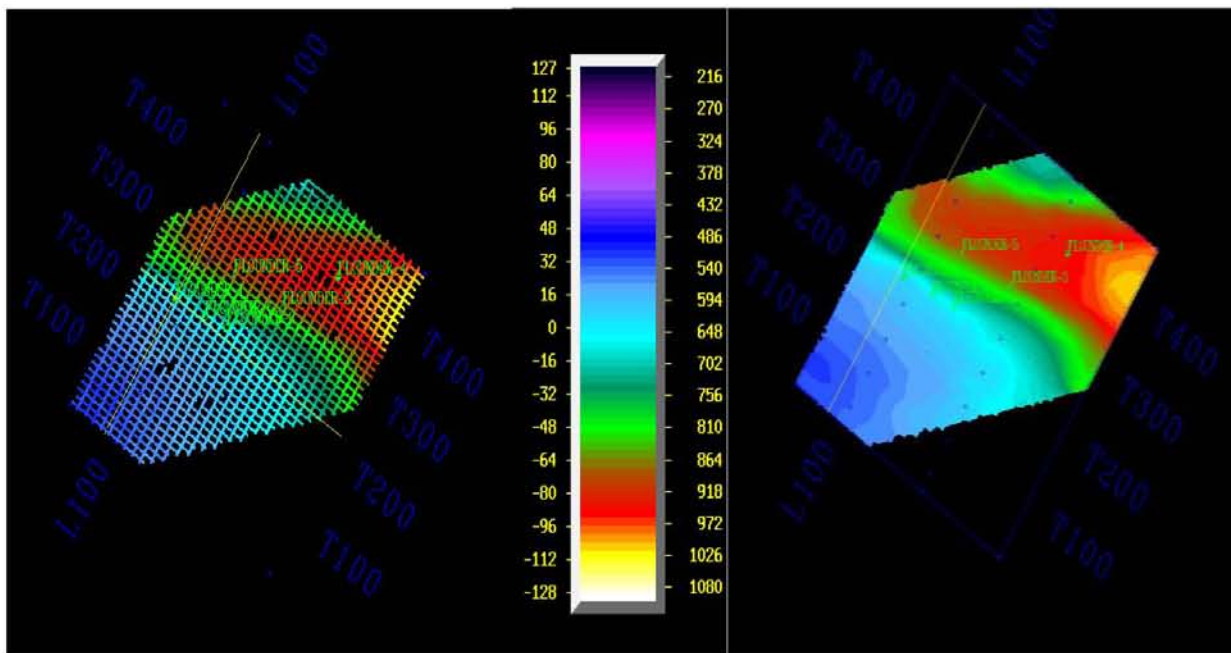


Figura 5.12. Interpretación final del horizonte de la Discordancia Inferior así como el mismo horizonte interpolado, los colores representan valores del tiempo doble de viaje de la señal sísmica.

Horizonte P. Asperopolus.

El horizonte reflector P. Asperopolus se interpretó en base al pick del mismo nombre ubicado en el rango de tiempo entre los 1400 y 1750 milisegundos. El pozo Flounder-6 fue seleccionado para este fin debido a los adecuados valores observados en las curvas tiempo-profundidad y a la buena coincidencia con un evento reflectivo, este horizonte presentó una facilidad desde el punto de vista estructural debido a que no existía una fuerte variación de los echados o presencia de fracturas y fallas lo que hizo más fácil la interpretación, sin embargo debido al poco contraste de las impedancias acústicas de las capas que definen este horizonte los valores de la amplitud no son tan prominentes, debido a esto el horizonte presentó algunas dificultades para su interpretación ya que al no tener una muy buena continuidad del evento reflectivo teníamos complicaciones al definirlo pasando de una sección a otra, debido a esto se realizó primero la identificación de los horizontes en dirección de las líneas debido a que se tenía mejor control del evento reflectivo.

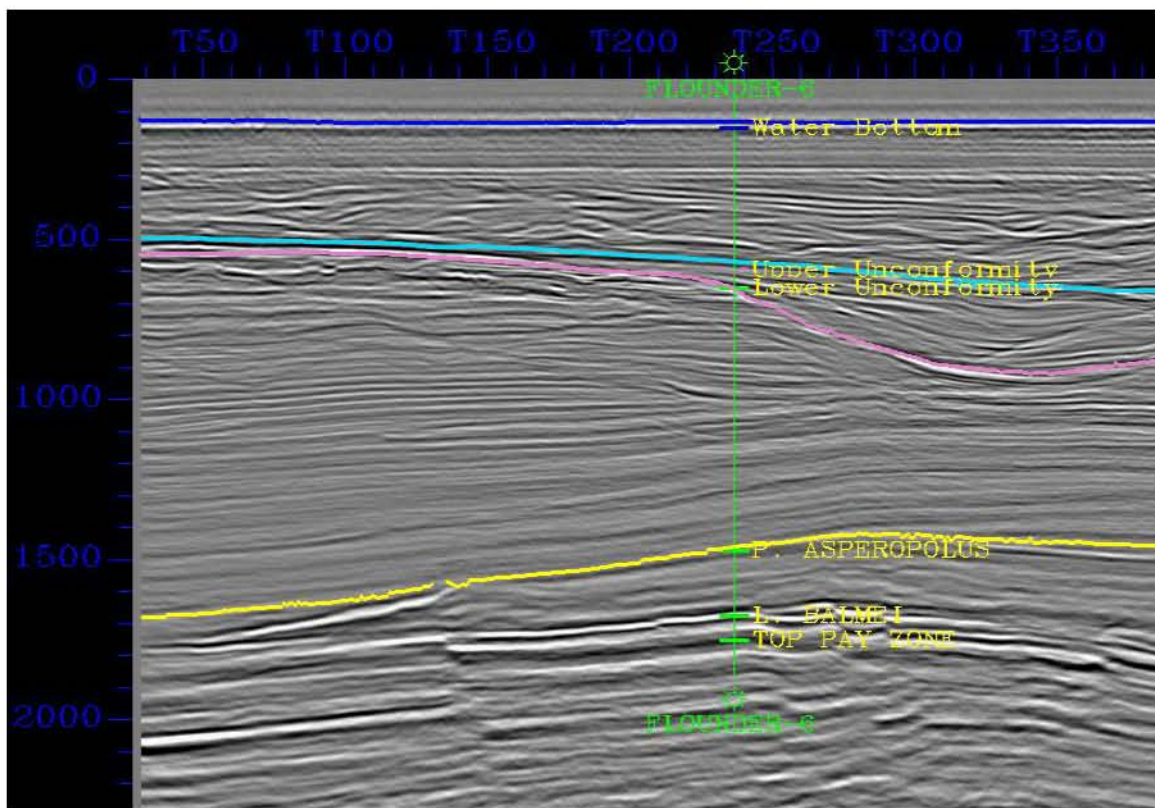


Figura 5.13. Interpretación del horizonte P. Asperopolus (amarillo) en dirección de las líneas usando como base el pozo Flounder-6.

La coincidencia de la interpretación del horizonte con el pick geológico que define la formación fue bastante adecuado a pesar de que el horizonte no tenía un alto valor de amplitudes el cual permitiera definirlo de manera más clara sin embargo al verificar la coincidencia de la interpretación en dirección de las líneas con los pozos se observó una excelente coincidencia del horizonte con los picks, lo cual es un claro indicador de la validez del trabajo realizado.

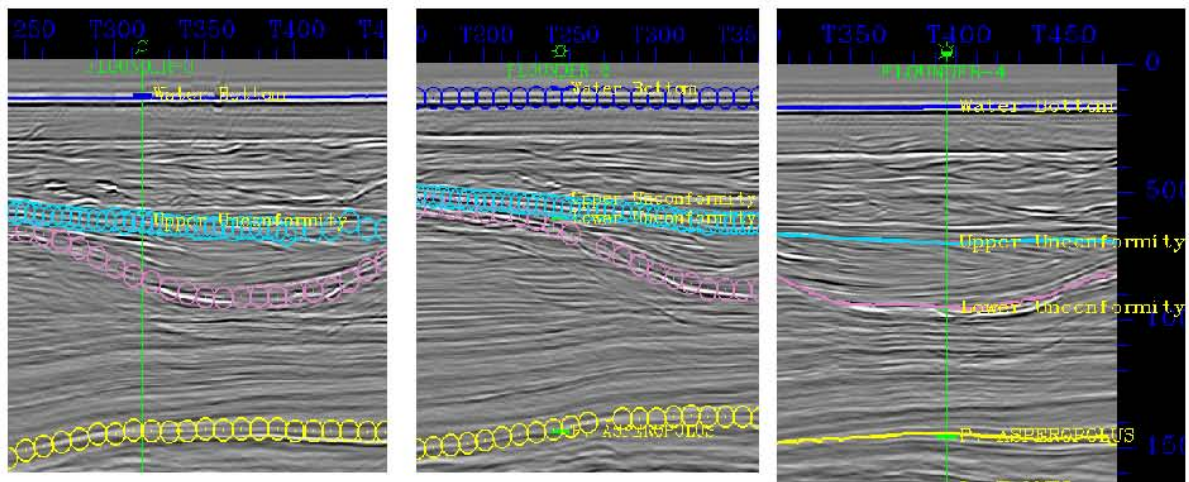


Figura 5.14. Coincidencia entre el horizonte P. Asperopolus (amarillo) en dirección de las líneas y picks geológicos de los pozos Flounder-3, Flounder-4 y Flounder-2.

La interpretación en trazas resultó considerablemente más sencilla que la realizada en líneas debido, a que apoyados en esta última, fue como se realizó la definición del horizonte en este sentido, además que como confirmación de la calidad de la interpretación en líneas la interpretación en trazas resultó bastante adecuada y mostró excelente consistencia, a pesar de que el horizonte mostraba menor claridad en dirección de las trazas.

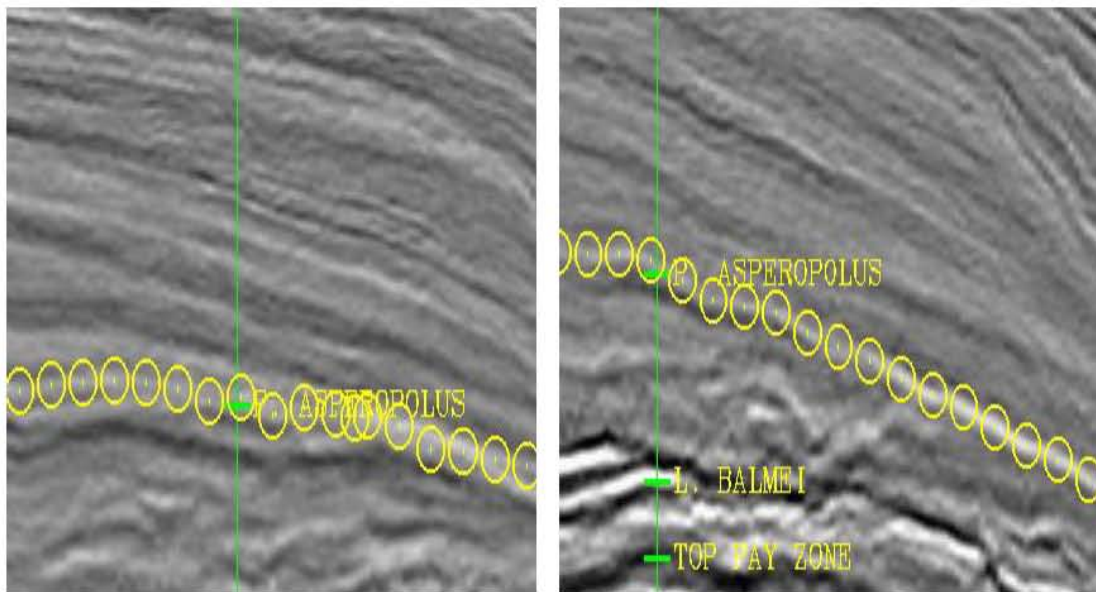


Figura 5.15. Interpretación del horizonte P. Asperopolus (amarillo) en trazas y coincidencia con los picks de los Pozos Flounder-5 y Flounder-6.

La adecuada interpretación se ve reflejada en la vista en planta del trabajo realizado donde no se observan fuertes cambios de color lo que sería indicativo de fuertes saltos en los valores de tiempo presentes en la interpretación, sin embargo se observa una adecuada variación del tiempo doble de viaje de la onda en el horizonte, posteriormente se realizó la respectiva interpolación del horizonte generado y con esto se construyó la superficie continua representativa del cambio litológico que se esta definiendo, al haber interpretado este horizonte a cada 5 líneas y cada 10 trazas la interpolación de los datos es correcta debido a que el error asociado a este es mínimo.

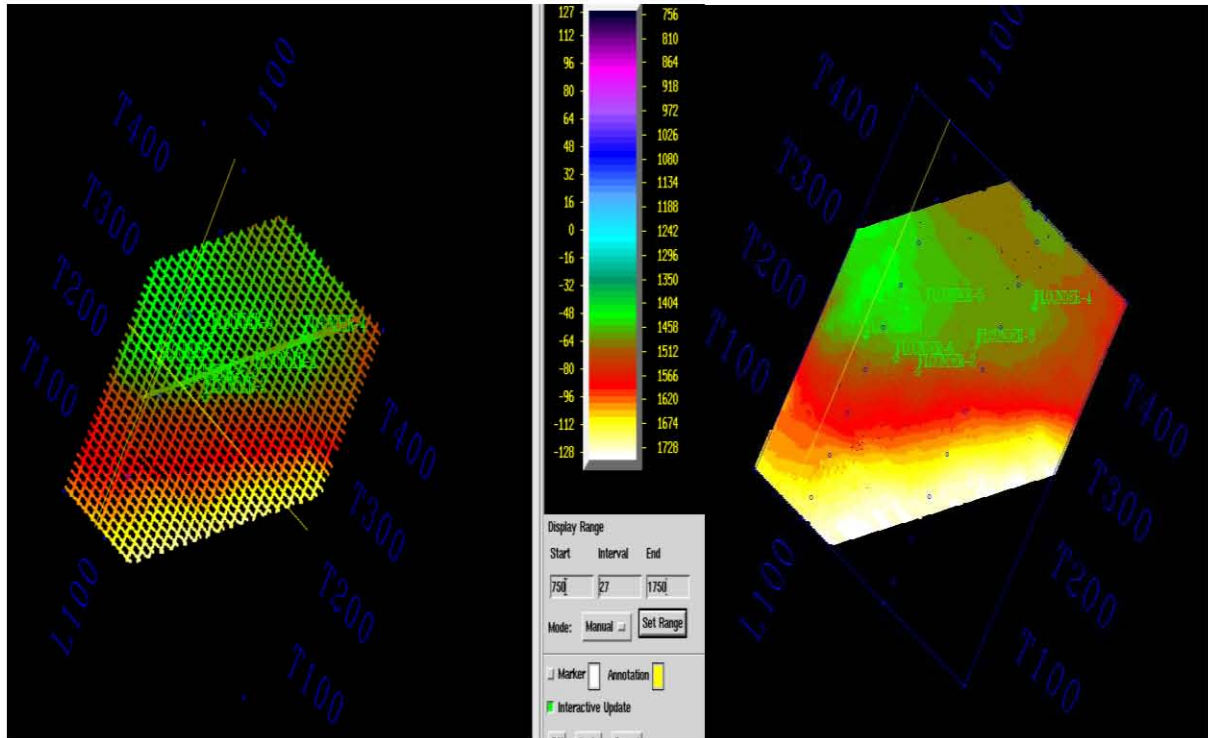


Figura 5.16. Horizonte P. Asperopolis en su interpretación final y después de realizar la interpolación, la paleta de color representa el tiempo doble de viaje de la señal sísmica.

Horizonte Balmei.

El horizonte definido mediante el pick geológico Balmei se comenzó a interpretar en el pozo Flounder-6, en este horizonte existe una fuerte influencia de una zona de fallamiento normal, el cual dificultó en gran medida la interpretación porque fue necesario definir los bloques que caían y así mismo el desplazamiento que se observa en cada una de las fallas para poder realizar un adecuado seguimiento del evento reflectivo, debido a la misma presencia de las fallas existió la necesidad de realizar una interpretación alternada entre las líneas y las trazas para ir definiendo poco a poco el horizonte, además que de esta forma se podía corregir la interpretación. Cuando esta no era coherente entre las direcciones, se dió preferencia aún así a la interpolación en dirección de las líneas, una vez más en estas era donde el evento reflectivo presentaba mejor coherencia, así como las fallas, de esta forma fue mas fácil identificar el tamaño del desplazamiento que se tenía en cada una de estas, los valores de amplitud que se observan en este horizonte son bastante prominentes, esto resultó de gran ayuda para que se pudiera generar la definición de este.

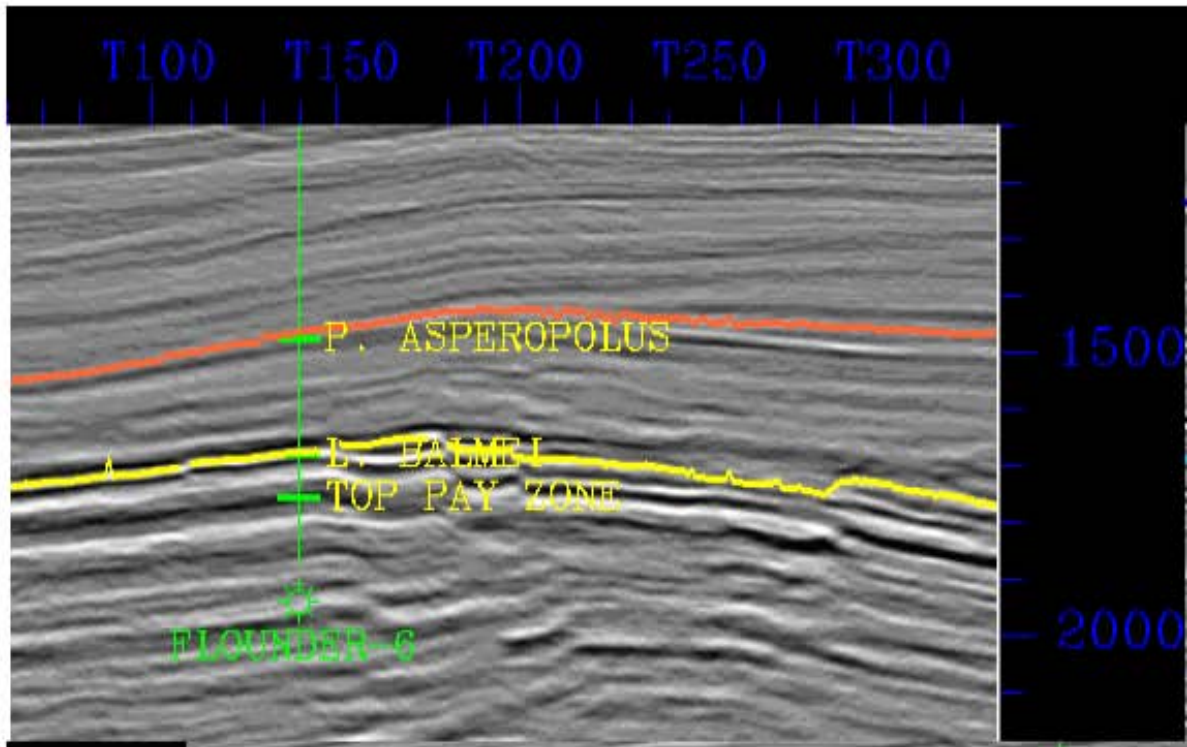


Figura 5.17. Horizonte Balmei (amarillo) interpretado en base al pozo Flounder-6 en dirección de líneas.

El trabajo de interpretación para este horizonte se realizó de nueva cuenta con una densidad en el trabajo de cada 5 líneas y cada 10 trazas, el tiempo en el que se encuentra ubicado este horizonte es entre 1600 y 1850 milisegundos por lo que las curvas tiempo-profundidad que se están utilizando podrían perder un poco de confiabilidad debido a posibles errores intrínsecos en la adquisición de la información de checkshot, sin embargo, al revisar la coincidencia de la interpretación geofísica del evento reflectivo usando el pick geológico Balmei se encontró un muy buen ajuste entre estas, a pesar de ser una zona fuertemente fallada lo cual podría acarrear variaciones en los valores del tiempo doble de viaje para los picks geológicos definidos en pozos ubicados en diferentes bloques estructurales.

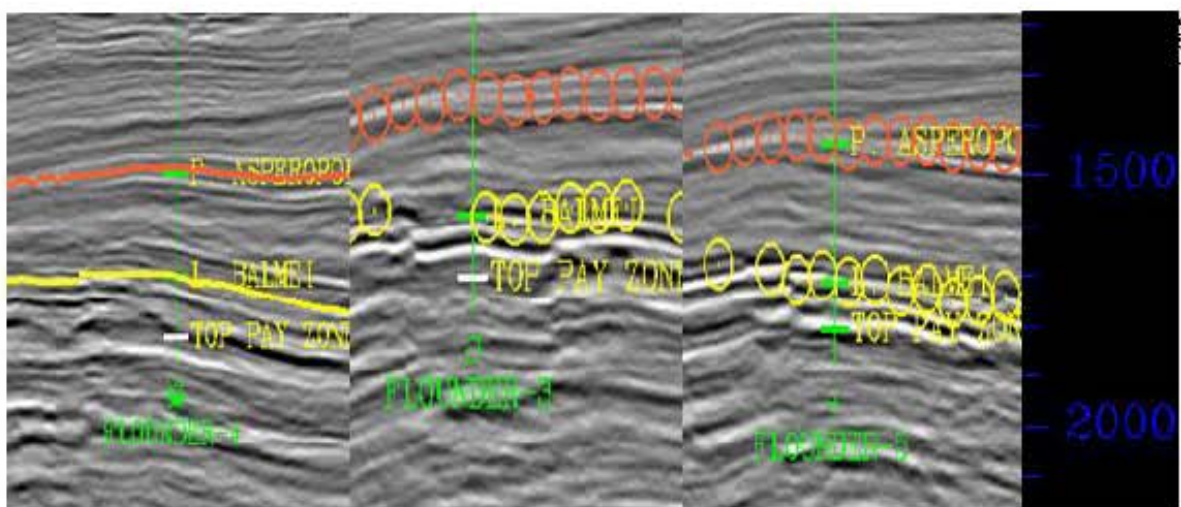


Figura 5.18. Horizonte L. Balmei (amarillo) en dirección de líneas y su ajuste con el pick correspondiente con los pozos Flounder-4, Flounder-3 y Flounder-5.

La coincidencia de la interpretación en las trazas también fue muy buena, al realizarla de forma alternada se invirtió más tiempo pero esto se ve reflejado en la buena coincidencia de la información, inclusive para picks seleccionados que se encuentran en pozos ubicados en bloques estructurales diferentes.

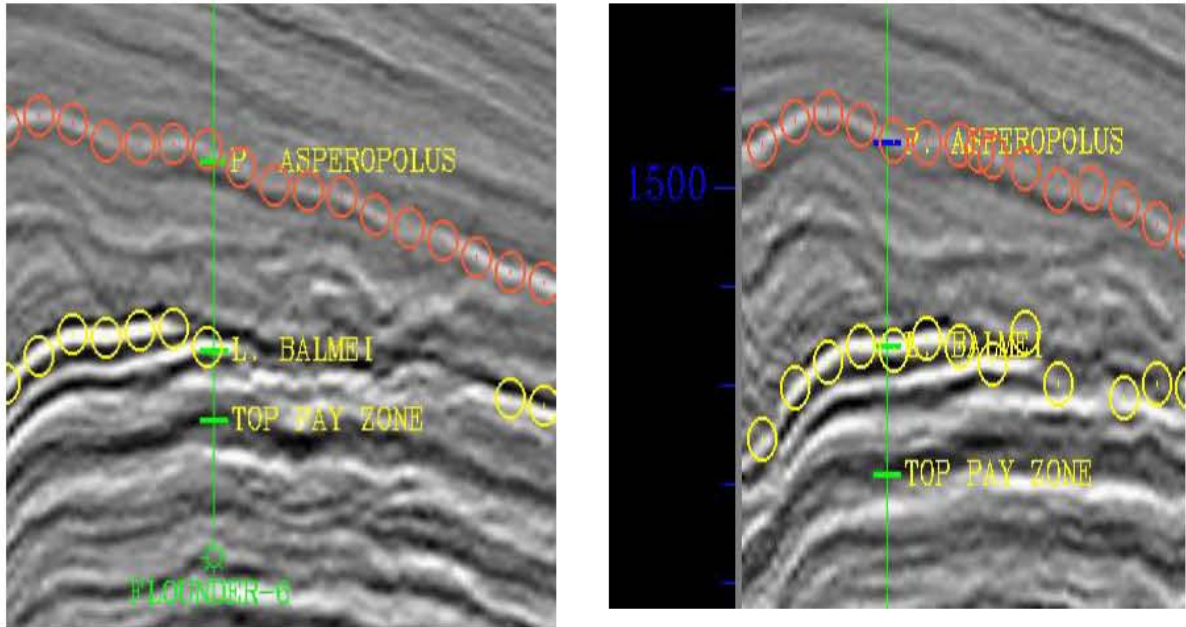


Figura 5.19. Horizonte Balmei (amarillo) en dirección de trazas mostrando coincidencia con los pozos Flounder-6 y Flounder-1.

Una vez terminada la interpretación se procedió a realizar la interpolación del horizonte, ya que la interpretación se realizó cada 5 líneas y cada 10 trazas y resulta bastante confiable, sin embargo en las zonas donde se tiene presencia de fallas fue necesario realizar un borrado, debido a que la interpolación genera una superficie continua lo que no es posible debido a las fallas, en estas zonas se observan ligeros cambios de color de manera mas pronunciada lo cual representa el cambio en el tiempo doble de viaje de un bloque con respecto al otro.

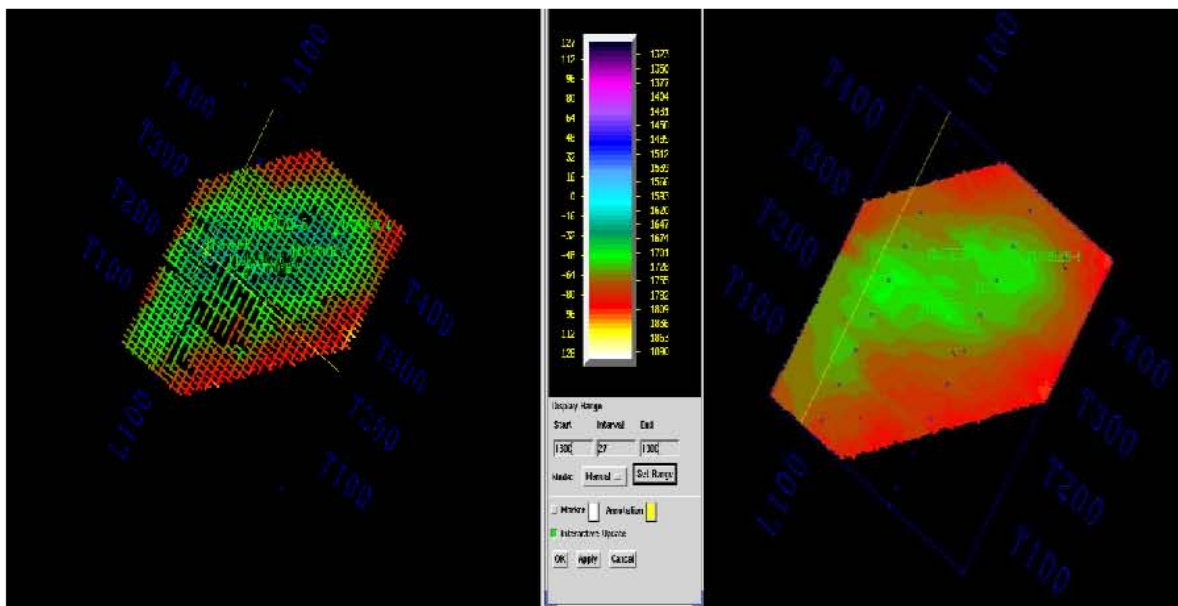


Figura 5.20. Interpretación final del horizonte Balmei y horizonte interpolado, el color representa el tiempo doble de viaje de la señal sísmica.

Horizonte Reflector de la Zona de Cierre.

El horizonte reflector de la Zona de Cierre se encuentra en una zona con profundo fallamiento normal (al igual que el horizonte Balmei), presenta un muy buen contraste de amplitudes lo que es señal de un cambio abrupto de las propiedades mecánicas de la roca, es decir, de la densidad y la velocidad del medio posiblemente asociado a presencia de fluidos de interés en la roca, para reafirmar esta posibilidad se aplicaron atributos sísmicos para identificar de mejor manera las posibles zonas de interés en el medio.

La interpretación de este horizonte comenzó con la definición de una serie de líneas arbitrarias cercanas a los pozos para poder generar una línea base, esto debido a la fuerte presencia de fallamiento, posteriormente se realizó la interpretación en líneas siempre apoyándonos en estas líneas arbitrarias muy bien amarradas con la información de los pozos, los bloques estructurales son visibles de mucha mejor manera en dirección de las líneas y por lo tanto al poder definir las fallas fue mejor la calidad en la interpretación de los horizontes.

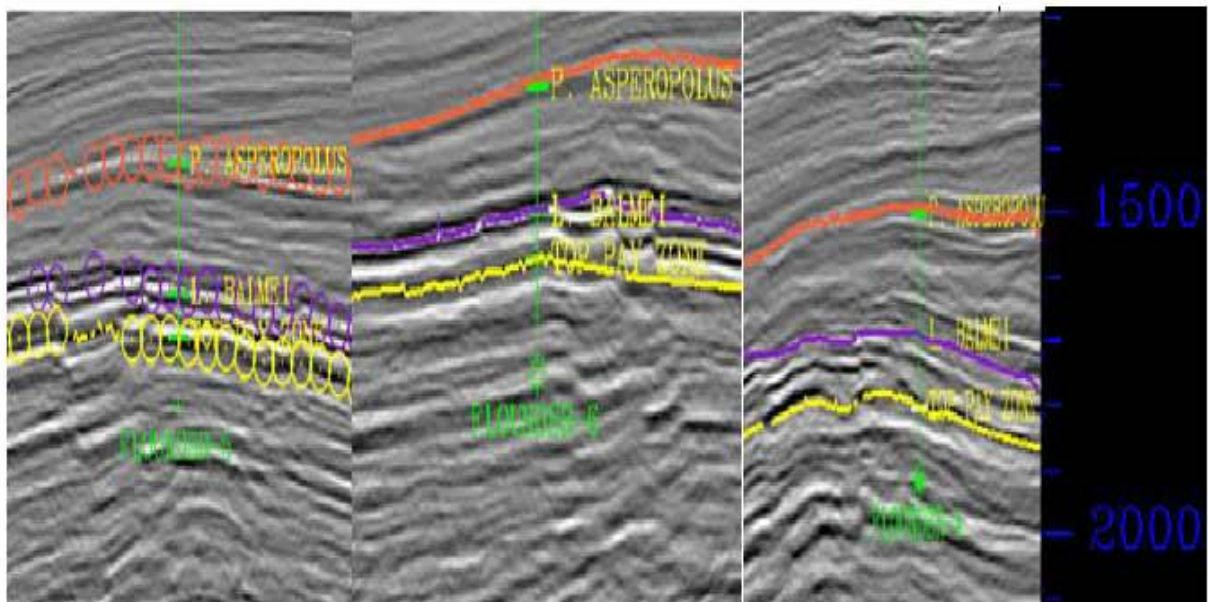


Figura 5.21. Verificación de la interpretación del horizonte de la Zona de Cierre (amarillo) en dirección de las líneas con los picks geológicos de los pozos Flounder-5, Flounder-6 y Flounder-4.

Las fallas son muy difíciles de identificar en dirección de las trazas por eso es que solo hasta estar apoyados en la interpretación de las líneas fue posible identificar los eventos reflectivos y de esta forma completar la interpretación, se presentaban fuertes variaciones en la forma de las reflexiones entre trazas debido a las variaciones estructurales presentes en el medio, sin embargo consideramos la interpretación de este horizonte resultó muy robusta debido a que no solo se apoyó en un solo pozo sino que se utilizaron los 6, esto también se decidió debido a que en las curvas tiempo-profundidad que se disponían en algunos casos como en los pozos Flounder-3 y Flounder-4 la calidad de estas curvas resultaba dudosa debido a falta de datos en la zona de interés y al error intrínseco en las curvas tiempo-profundidad debido a la cada vez mayor profundidad a la que se encuentran los eventos.

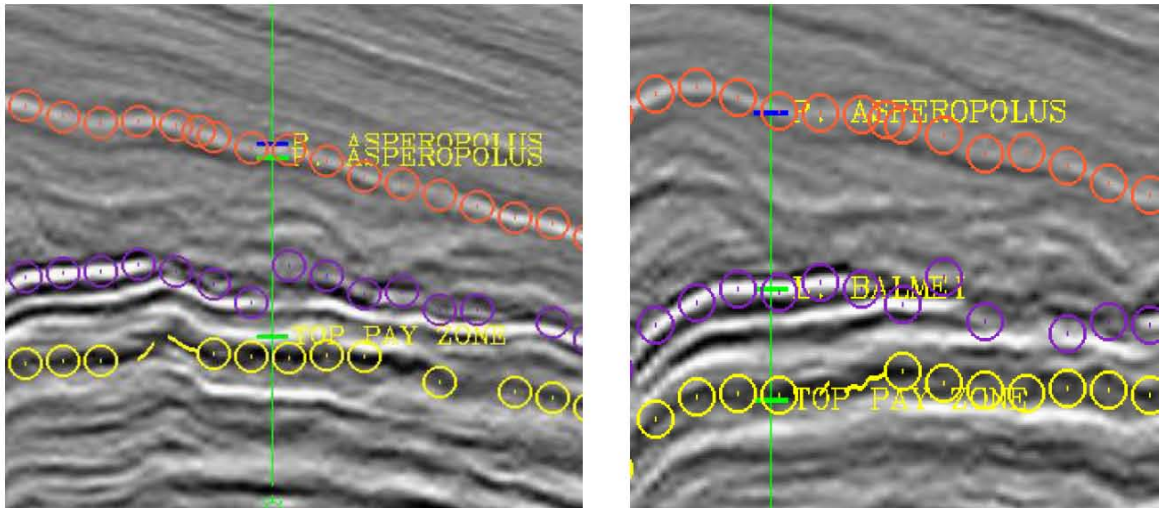


Figura 5.22. Horizonte de la Zona de Cierre (amarillo) en dirección de las trazas y su ajuste con los pozos Founder-1 y Flounder-2.

Cuando se terminó la interpretación del horizonte se realizó de nueva cuenta la interpolación de los datos, debido a la presencia de fracturas hubo la necesidad de realizar algunas correcciones donde el horizonte presentaba discontinuidades debido al movimiento de los bloques. En términos generales la interpretación de este horizonte resultó ser la mas complicada debido a la coincidencia que se buscaba obtener con los picks seleccionados presentes en los pozos, la falta de información de algunas curvas tiempo-profundidad y de la dificultad estructural que se presentó en esa zona.

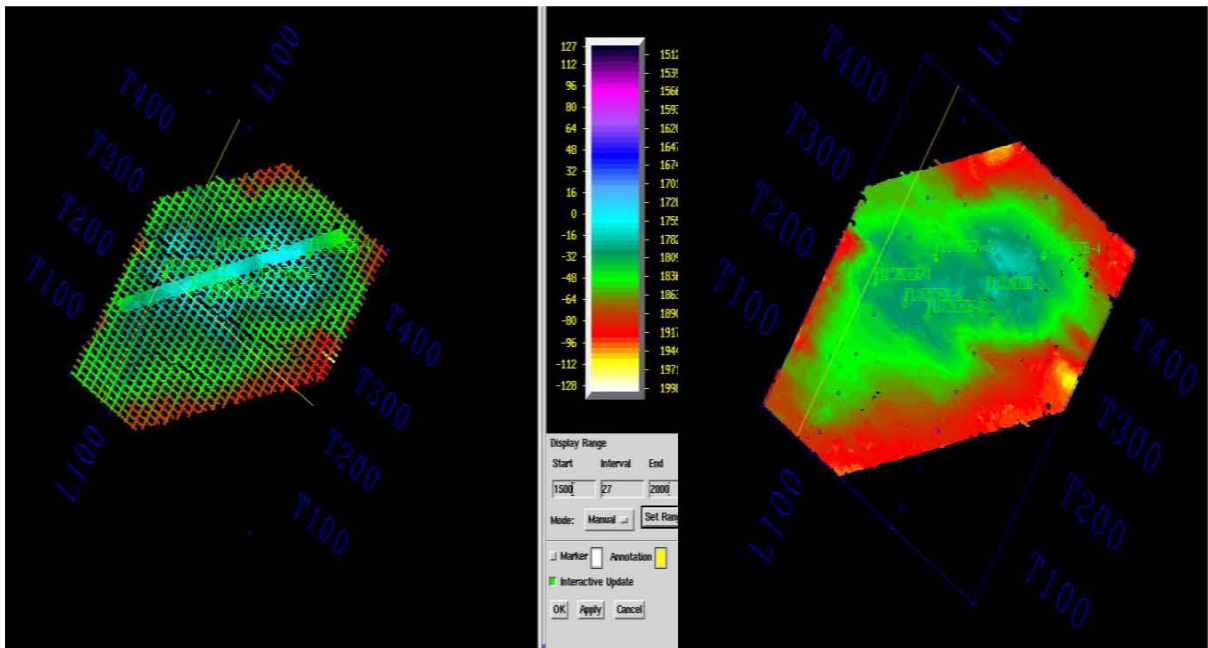


Figura 5.23. Interpretación final del horizonte de la Zona de Cierre donde se muestran las líneas arbitrarias y posteriormente la interpolación, los colores representan el tiempo doble de viaje de la señal sísmica.

Horizonte 1.

Al realizar una revisión preliminar de las superficies interpretadas se observó una muy fuerte reflexión en un rango de tiempo aproximado entre los 400 milisegundos y los 600 milisegundos, este horizonte en particular no se encuentra asociado a ningún evento geológico en específico, pero debido al fuerte contraste de propiedades mecánicas observado en los altos valores de

amplitudes y debido a la falta de interpretación en esta zona, se decidió realizar la interpretación de este evento con el fin de obtener una geometría mas específica de la zona, esto sería de ayuda para trabajos posteriores de creación de cubos de velocidades los cuales se utilizan en una conversión tiempo a profundidad de la totalidad del cubo sísmico, pero este procedimiento se encuentra fuera de los objetivos de este trabajo, solo se generó con el propósito de obtener una mejor geometría de los eventos deposicionales.

La interpretación original se realizó en dirección de las líneas, en este caso al no haber un pick geológico asociado se procedió a identificar una línea en la cual se tenía un fuerte valor de amplitud y a partir de esta poder iniciar la identificación de la continuidad de los eventos reflectivos, para este caso se procedió a utilizar la línea 80.

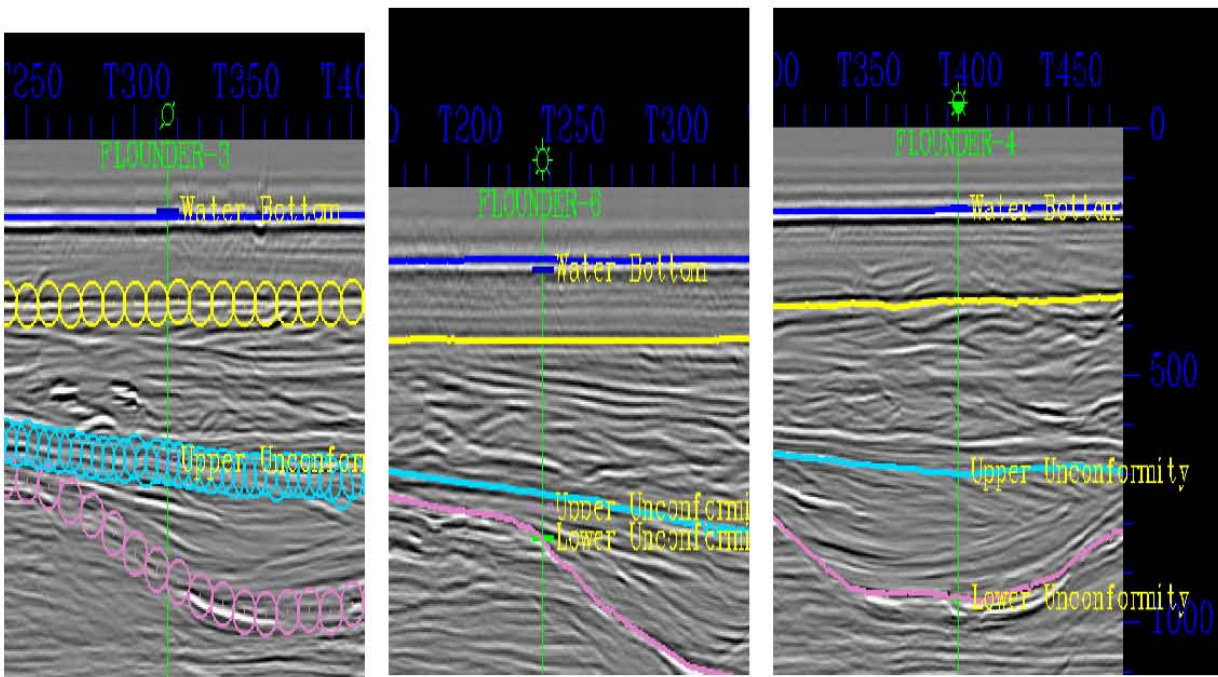


Figura 5.24. Horizonte 1 (amarillo) interpretado en dirección de líneas.

Posteriormente se utilizó la interpretación en líneas para generar la interpretación en trazas, este horizonte no presentó mayor dificultad debido a la muy buena continuidad de los eventos así como la poca dificultad estructural de esta zona.

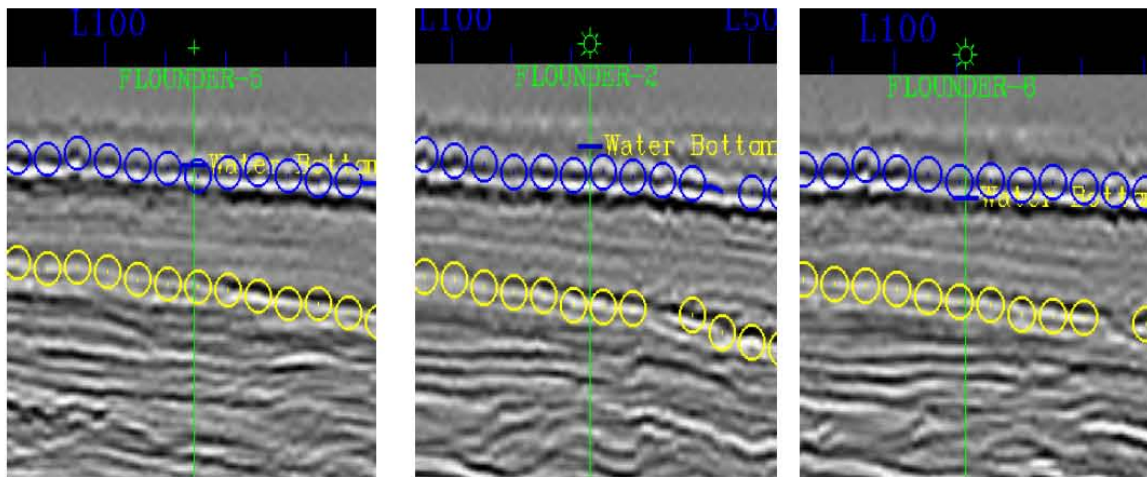


Figura 5.25. Horizonte 1 (amarillo) interpretado en dirección de las trazas.

Una vez que se realizó la interpretación del horizonte, como esta se hizo a cada 5 líneas y cada 10 trazas la calidad de la superficie generada a partir de la interpolación fue muy buena, no se observaron cambios abruptos en los valores del tiempo doble de viaje por lo que afirmamos que se realizó un trabajo adecuado en lo que respecta a este horizonte.

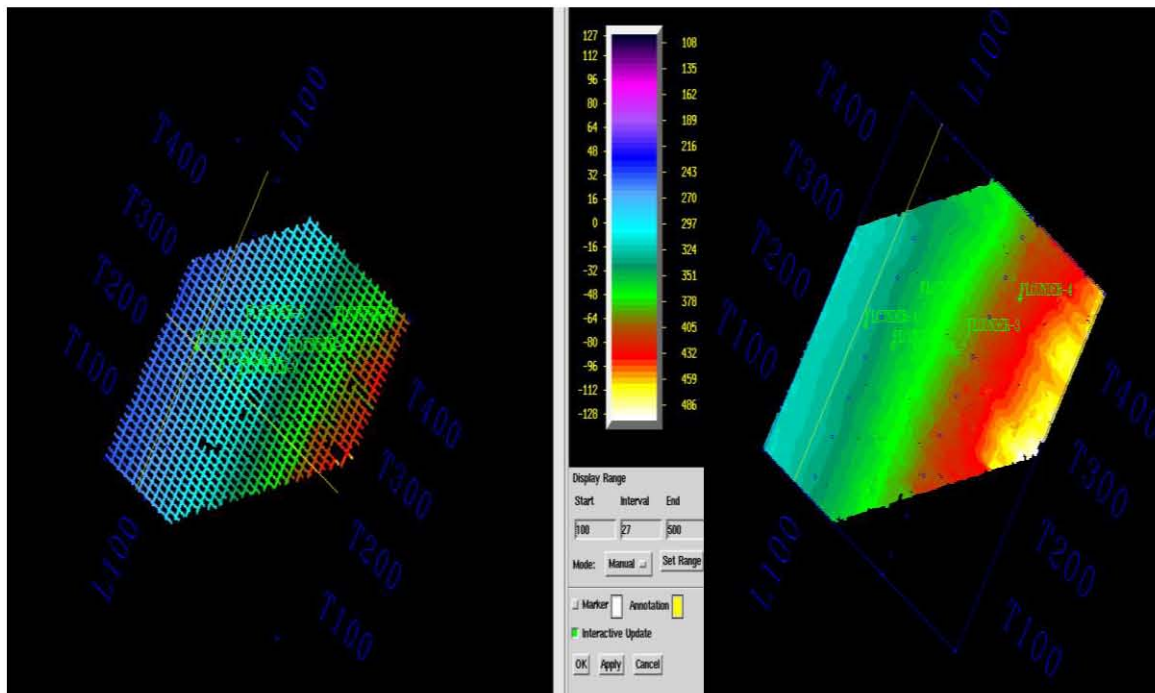


Figura 5.26. Horizonte 1 en interpretación final, y el mismo horizonte después de la interpolación.

La interpretación de los horizontes resultó muy buena, para los horizontes que se encontraban en el rango de 0 a 1200 milisegundos la interpretación resultó bastante sencilla debido a la poca complejidad estructural que se tenía, así como una excelente continuidad de los eventos a pesar de no tener un muy fuerte contraste de amplitudes. Para eventos localizados entre los 1200 a 2000 milisegundos los eventos reflectivos tienen un gran contraste de amplitudes, debido al contraste de las impedancias acústicas posiblemente por el contenido de fluidos que contienen estas rocas, sin embargo, la continuidad que presentaban estos horizontes se veía afectada por la presencia de fallas normales, fue importante determinar los horizontes correspondientes en cada uno de los desplazamientos, para de esta forma delimitar la misma información geológica en cada uno de los bloques estructurales; en el rango de tiempo entre los 1600 y 1850 milisegundos se observa el principal contraste de amplitudes, utilizando las curvas tiempo-profundidad podemos ubicarlo aproximadamente a una profundidad de 2300 metros, la zona ubicada entre 2000 y 3000 milisegundos presenta poca continuidad de eventos así como bajos valores de amplitudes como una alta complejidad estructural, por lo que no se hizo interpretación alguna también a que no es considerada una zona de interés. Al realizar la interpretación en función de los picks geológicos seleccionados presentes en los pozos es posible ubicar formaciones específicas de interés y de esta forma reconocer patrones de depósito y asociarlos a eventos geológicos conocidos en la zona de estudio y de esta forma poder determinar desde el punto de vista estructural las zonas de interés atractivas para planificar una posible localización de pozos productores de hidrocarburos.

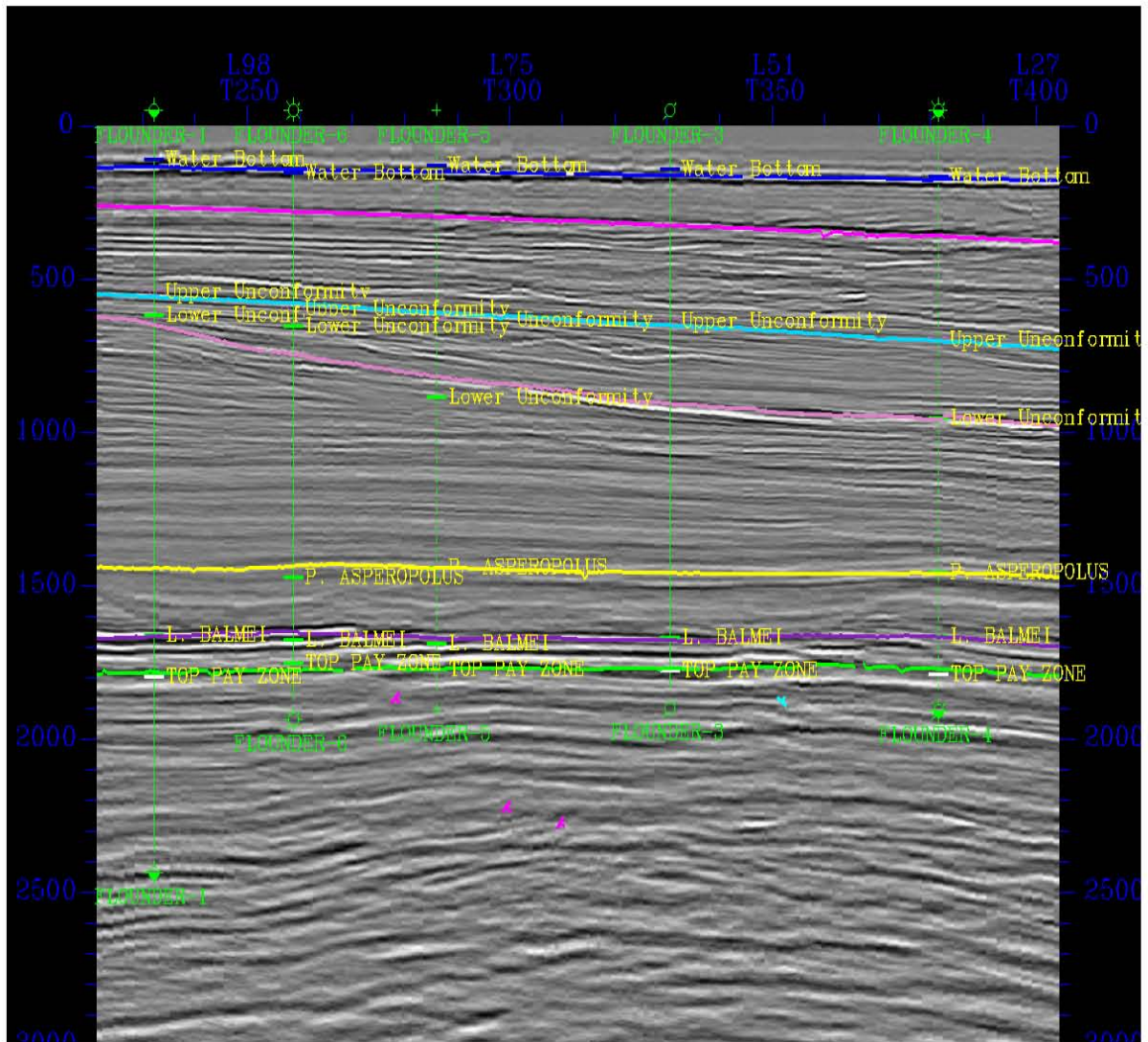


Figura 5.27. Línea arbitraria con pozos desplegados, la falta de concordancia con los picks es debido a la distancia entre los pozos y la sección sísmica.

Interpretación de Fallas.

En la interpretación estructural otro elemento fundamental son las fallas, las cuales se observan como discontinuidades en todo un paquete de eventos reflectivos, sin embargo es necesario tener siempre en consideración que los datos provienen de información geológica, por lo que toda interpretación debe realizarse con sentido geológico para poder asociar toda la información generada desde el punto de vista geofísico con la realidad geológica objetivo de cualquier trabajo de interpretación.

La zona de estudio presenta un intenso fallamiento normal en la información sísmica, este fallamiento comienza en rangos de tiempo superiores a 1500 milisegundos por lo que es necesario ubicarlas de manera precisa y de esta forma determinar de manera general los bloques que conforman la interpretación.

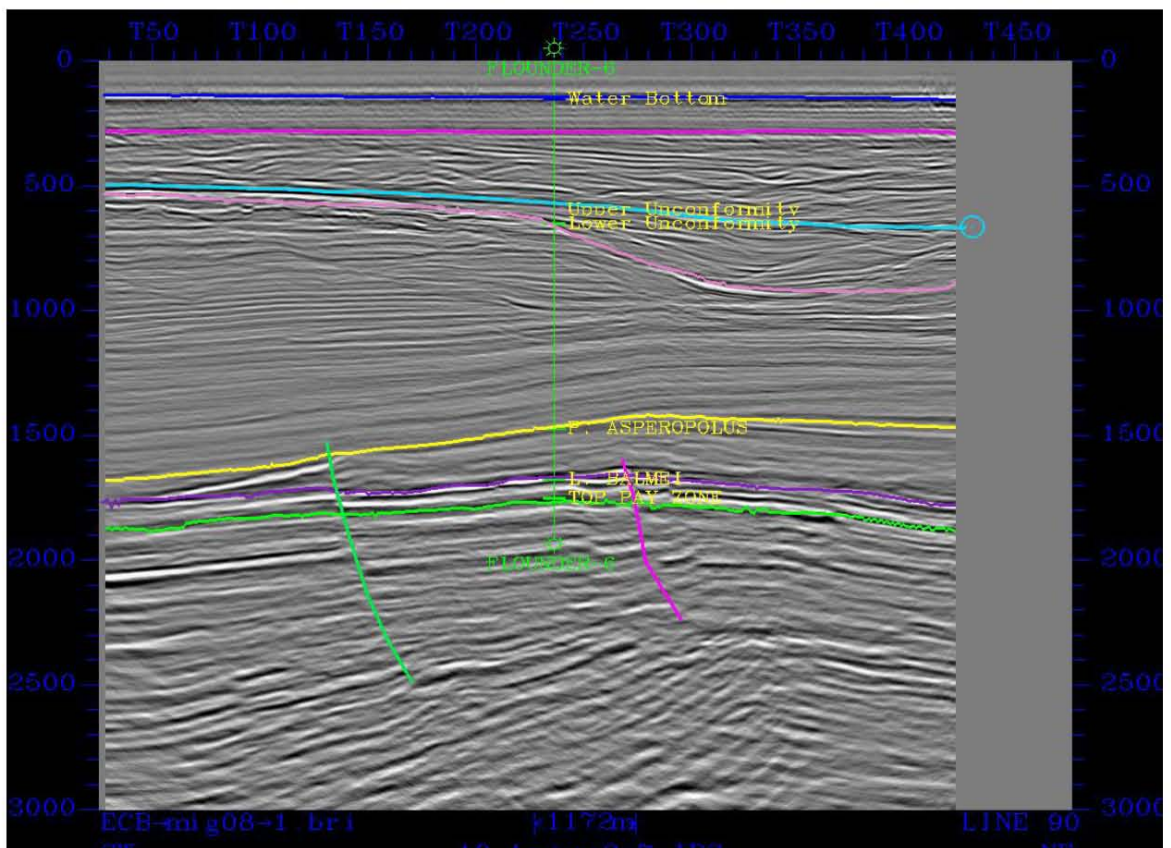
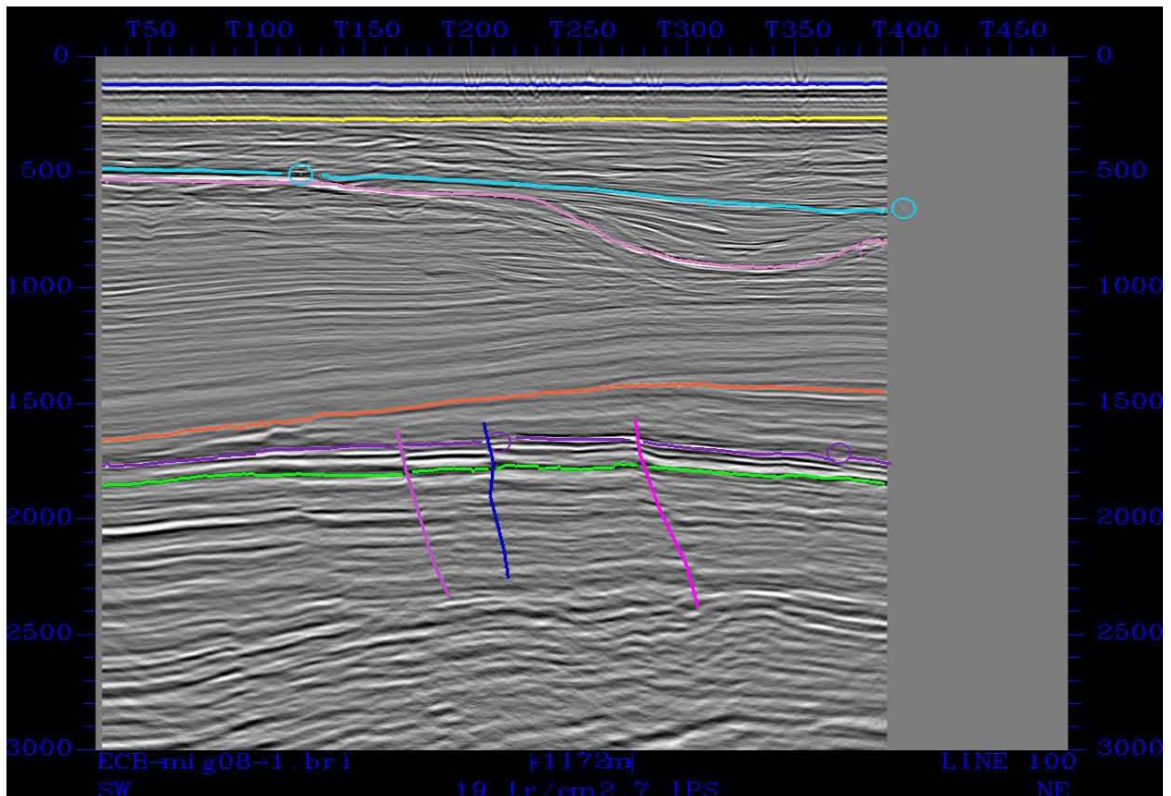


Figura 5.28. Determinación de fallas normales en la sección sísmica.

La metodología que se utilizó fue en primer lugar la determinación del tipo de falla a interpretar seguido de la determinación del intervalo en el cual se realiza la interpretación, en este caso se determinó a cada 10 líneas con el fin de determinar únicamente las fallas principales y obviando

aquellas menores y que tienen una importancia menor en el trabajo. En total se ubicaron siete fallas y fueron nombradas de la siguiente manera:

Nombre de la Falla	Color
Falla 1	Rojo
Falla 2	Verde
Falla 3	Rosa Oscuro
Falla 4	Azul Claro
Falla 5	Morado
Falla 6	Azul Oscuro
Falla 7	Rosa Claro

La interpretación de las fallas se realizó en dirección de las líneas debido a que solo en estas fue posible su visualización y la interpretación, se comenzó en dirección decreciente en el sentido de las líneas, es decir, en dirección aproximada NE-SW, se desplegaron todas las líneas sísmicas pares del cubo sísmico, esto para observar la presencia de las discontinuidades en cada una de las secciones y de esta forma poder monitorear si estos eventos estructurales son de interés para la interpretación, así como para poder tener la seguridad de que se estaba cubriendo la totalidad de la información sísmica y de esta forma generar un modelo estructural lo más cercano posible a la realidad geológica.

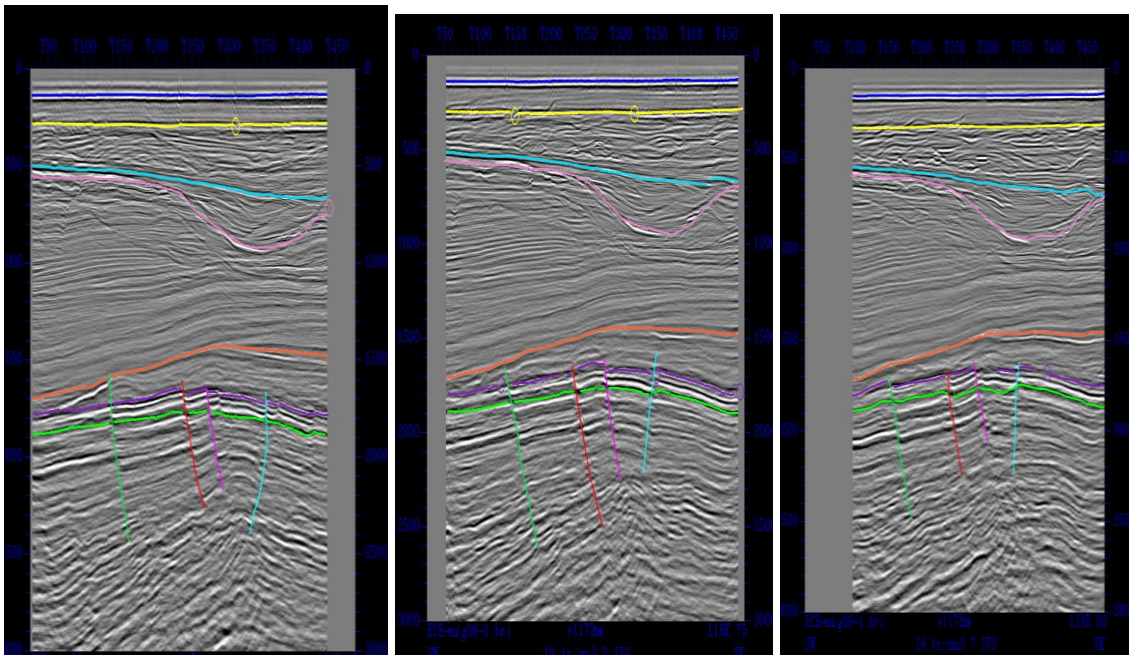


Figura 5.29. Seguimiento de las fallas de acuerdo a su continuidad en las secciones en dirección de las líneas.

Cálculo de Atributos.

Los atributos que se calculamos en el cubo Flounder fueron:

Amplitud Instantánea. Con la ayuda de este atributo se acentúan las zonas de amplitudes más altas. Cuando existe presencia de gas, los valores de amplitud son muy altos. Con este atributo podemos observar los “puntos brillantes” y/o los “puntos planos” existentes en la sísmica.

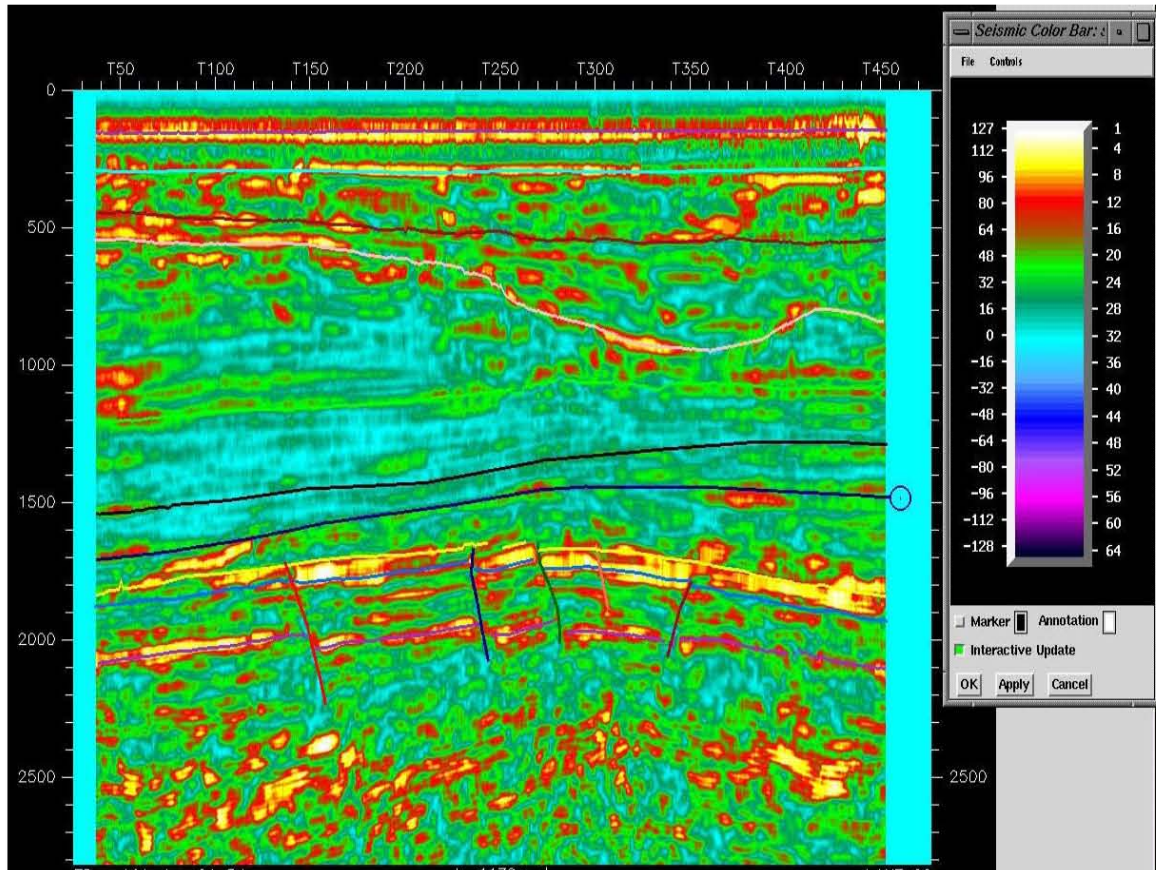


Figura 5.30. Imagen de Amplitud Instantánea tomada en dirección de las líneas se observan fuertes variaciones en los horizontes Balmei y Top Pay Zone.

Frecuencia Instantánea. Se utiliza para visualizar patrones de depósito regionales y límites de secuencia. En algunos casos la absorción de alta frecuencia puede provocar zonas de sombra entre condensados y reservorios de gas, incluso la variación de la frecuencia puede indicar cambios de espesor en las capas. Los picos son indicativos de ruido y/o fracturas.

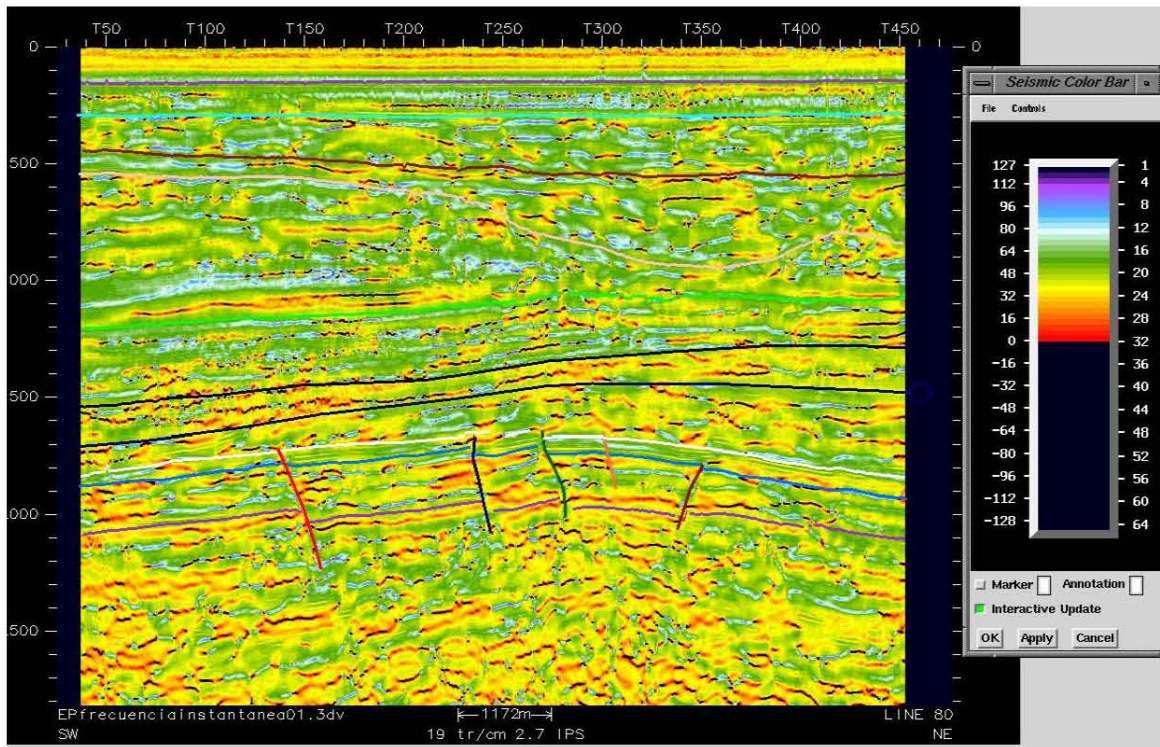


Figura 5.31. Imagen de atributo sísmico calculado de Frecuencia Instantánea el cual presenta un incremento relativo a la profundidad.

Fase Instantánea. La característica principal de este atributo es que refleja una mayor continuidad en los eventos como fallas y acuñamientos ignorando la información de la amplitud en las muestras de tiempo, siendo de gran ayuda en la correlación de datos y en la acentuación o enfoque de estructuras de posible importancia exploratoria, debido a que el atributo es independiente de la amplitud. Este atributo muestra la continuidad de evento.

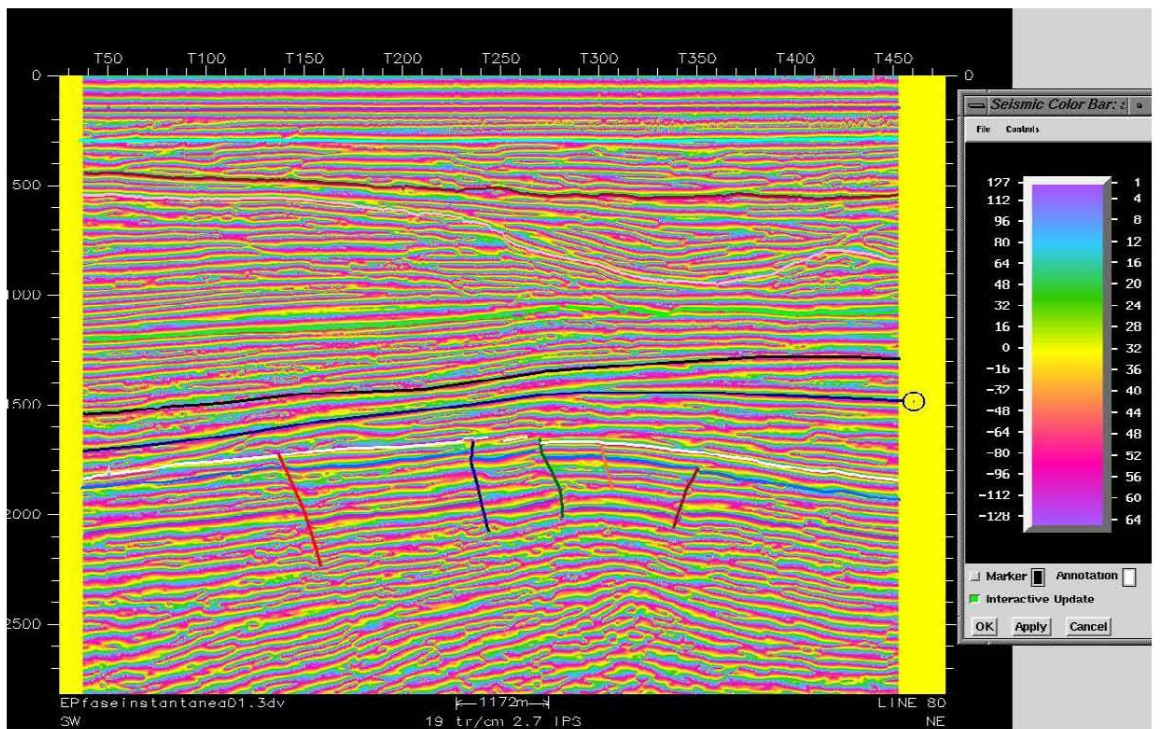


Figura 5.32. En esta imagen de Fase Instantánea se observa la continuidad de los eventos reflectivos, de esta forma se verifica la interpretación realizada.

Polaridad. Con este atributo se buscan los cambios notorios de valores máximos y mínimos de las amplitudes. Realza los cambios de signo que se dan en el coeficiente de reflexión debido a los contrastes de impedancia acústica entre un medio y otro. Este atributo en presencia de gas debe indicar un cambio de polaridad positiva a polaridad negativa, pero existen condiciones geológicas en las que este cambio puede ser contrario dependiendo de la fase y polaridad con las que se está trabajando la sísmica.

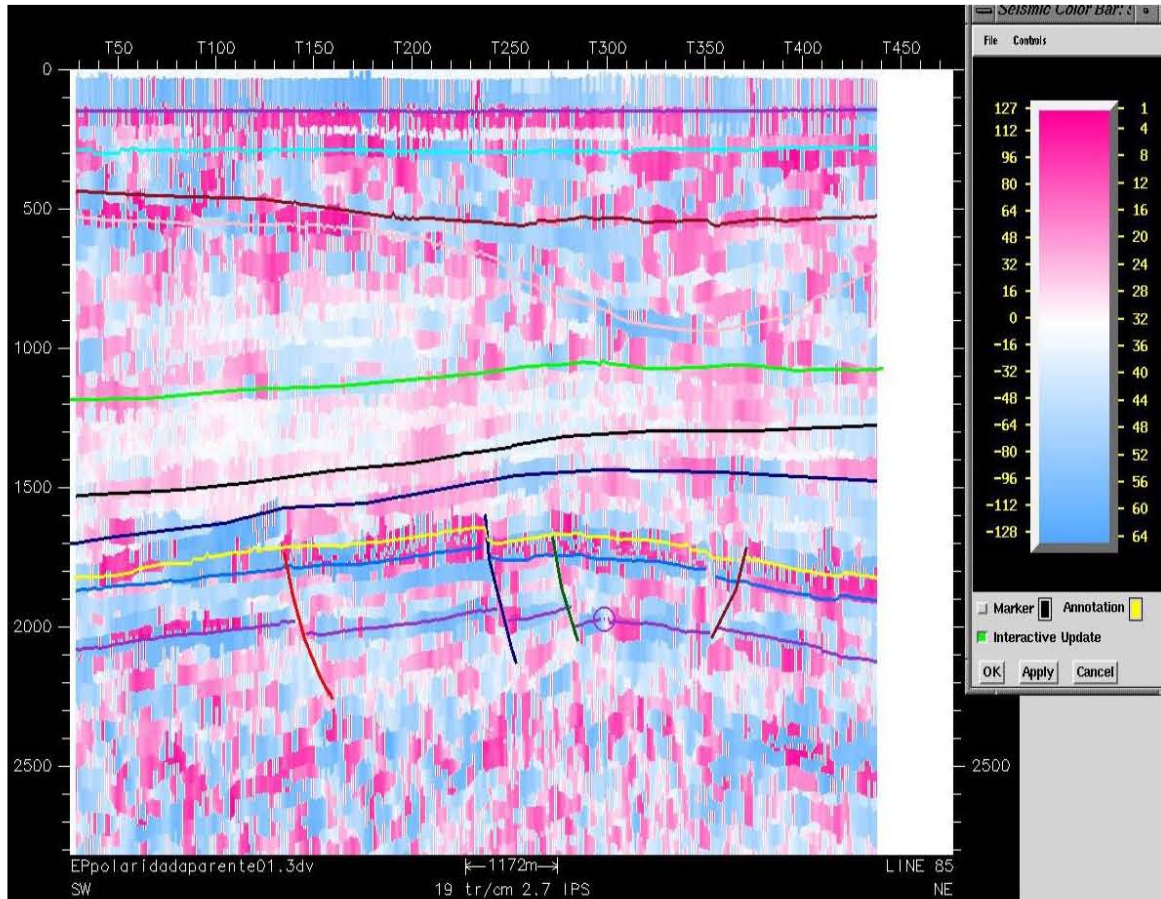


Figura 5.33. Sección desplegada bajo el atributo sísmico de Polaridad donde se observan los patrones de variación de la polaridad de la señal sísmica asociados a cambios litológicos.

Reflection Strength. Con este atributo se pueden identificar los cambios litológicos, discordancias y acumulaciones de gas, ya que aísla las áreas de altas y bajas amplitudes. Frecuentemente se utiliza para determinar fluidos laterales, litología y variaciones estratigráficas en reservorios. Pierde resolución vertical, sin embargo nos sirve para corroborar los resultados del cálculo del atributo de amplitud instantánea.

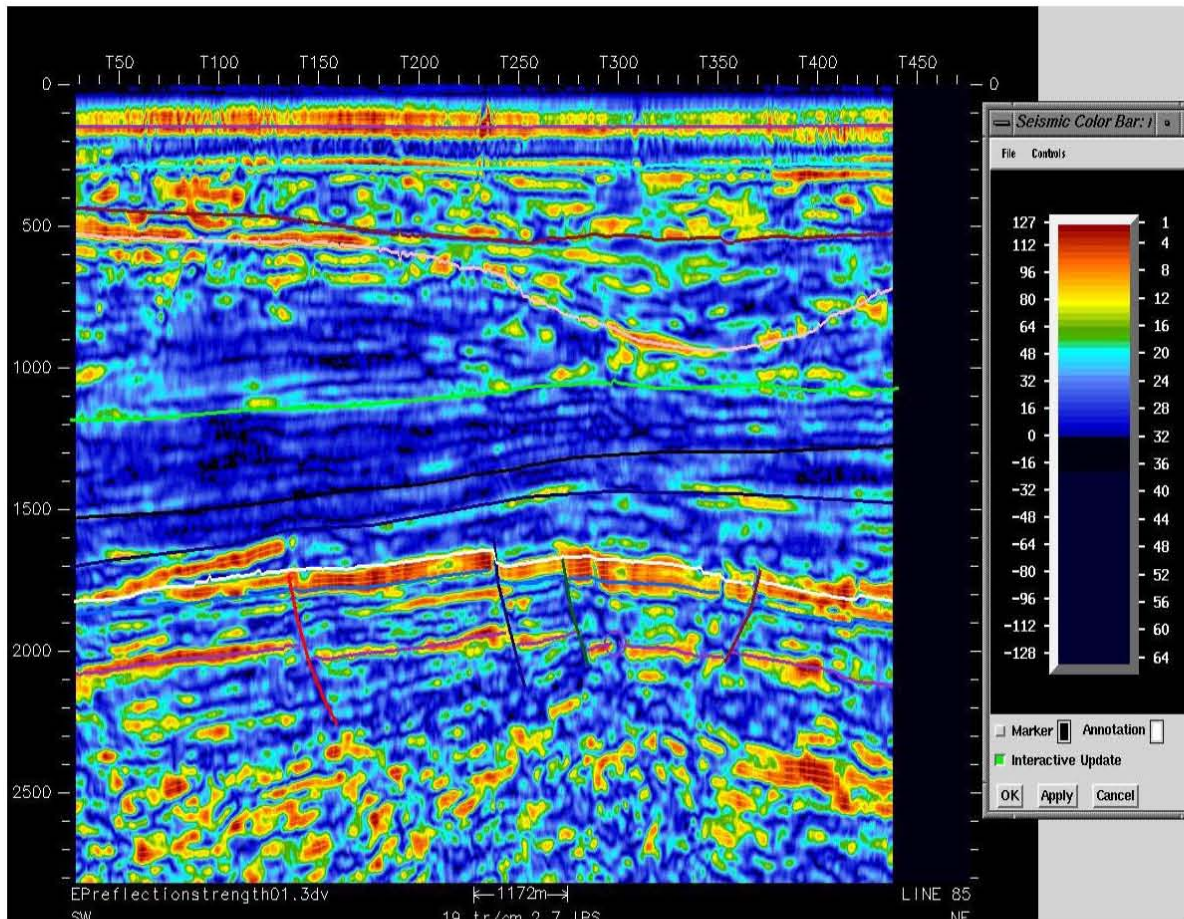


Figura 5.34. Patrones de reflexión asociados a cambios litológicos se observan principalmente sobre los horizontes Balmei y Top Pay Zone.

CAPITULO 6. Conclusiones.

La mayoría de los horizontes fueron interpretados con la ayuda de los picks geológicos seleccionados, los cuales se asocian a la Formación Latrobe que, como se mencionó en el Capítulo 3 de este trabajo, es en ella en donde se encuentran la mayor cantidad de acumulaciones de hidrocarburos.

La edad de la Formación Latrobe va de los 50 Millones de años (Ma) hasta los 98 Millones de años (Ma), por lo que se ubica en el Terciario Inferior (a partir del Eoceno) hasta el Cretácico Superior (Senomaniano).

El horizonte reflector del Fondo Marino se encuentra referenciado a partir del fondo oceánico, esto es, que el intervalo comprendido entre 0 ms y 140 ms es el tiempo que tarda la señal sísmica en viajar desde la fuente al fondo oceánico y regresar a los receptores, utilizando una velocidad de propagación de las ondas sísmicas de 1500 m/s, calculamos un tirante de agua aproximado de 105 m, que corresponde al definido en la Figura 5.1.

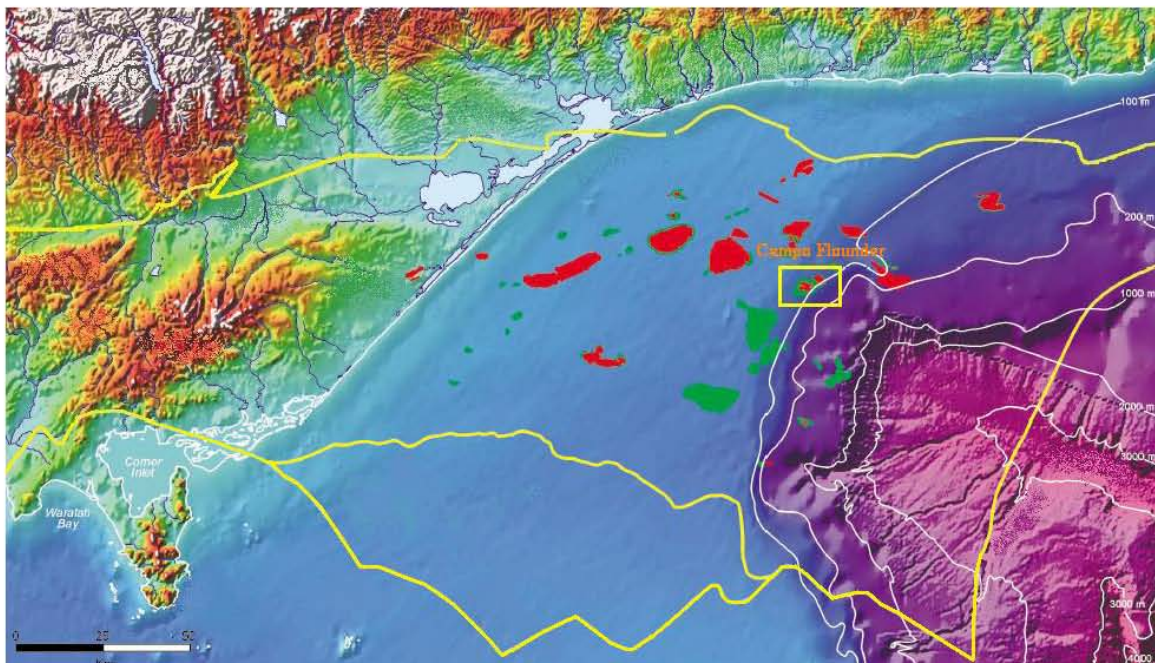


Figura 6.1. Límites geográficos de la cuenca Gippsland y localización del campo Flounder (Petroleum Atlas of Victoria Australia).

El horizonte llamado Horizonte 1 pertenece a la Formación Seaspray que de acuerdo a la geología del lugar está constituido por calizas mudstone y calizas fosilíferas, y pertenece al Terciario Superior. La litología es característica de ambientes de depósito marino profundo que se encuentra a partir de 30 Ma aproximadamente, sin embargo el evento que dio origen a este tipo de depósito lo podemos encontrar a partir de 90 Ma atrás, con la abertura del mar de Tasmania.

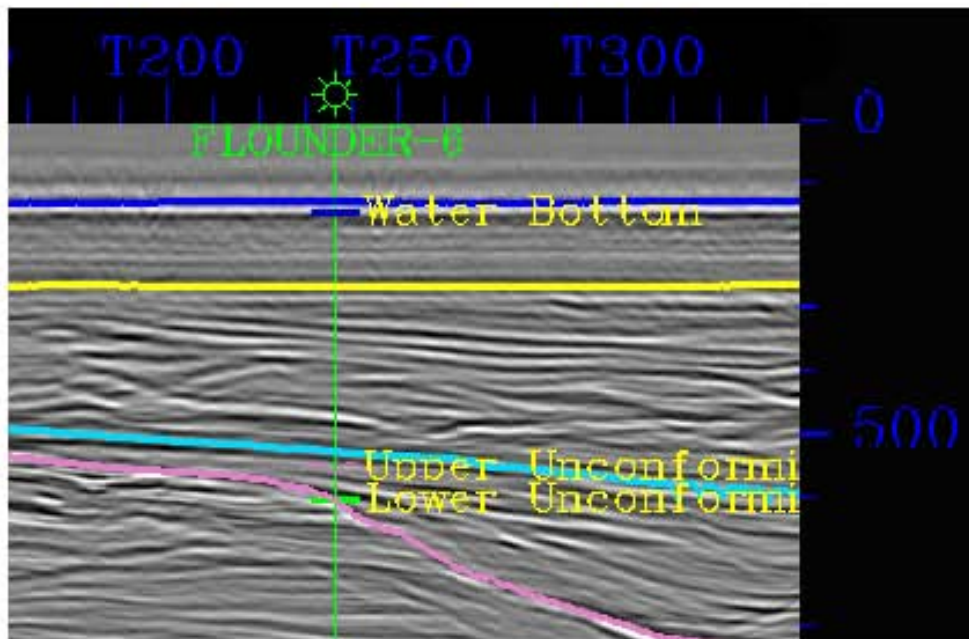


Figura 6.2. Horizonte reflector del Fondo Marino (azul).

Los horizontes relacionados a las Discordancias Superior e Inferior constituyen la Discordancia que se encuentra en la cima de la Formación Latrobe y tiene una edad aproximada de 50 Ma por lo que se ubica en el Terciario Medio. Esta formación se puede definir como un evento deposicional de tipo transicional afectado por un fuerte evento erosivo que eliminó parte de la columna estratigráfica, los elementos faltantes en ella corresponden a eventos transicionales de acuerdo a la litología definida de forma regional. El horizonte de la Discordancia Inferior se encuentra ubicado en una edad aproximada de 50 millones de años, es decir, en el Eoceno, y es aquí donde definimos el contacto entre las formaciones Seaspray y Latrobe, este evento nos permite definir de manera clara eventos de depositacionales marinos profundos y transicionales ubicados en la parte superior de la Formación Latrobe.

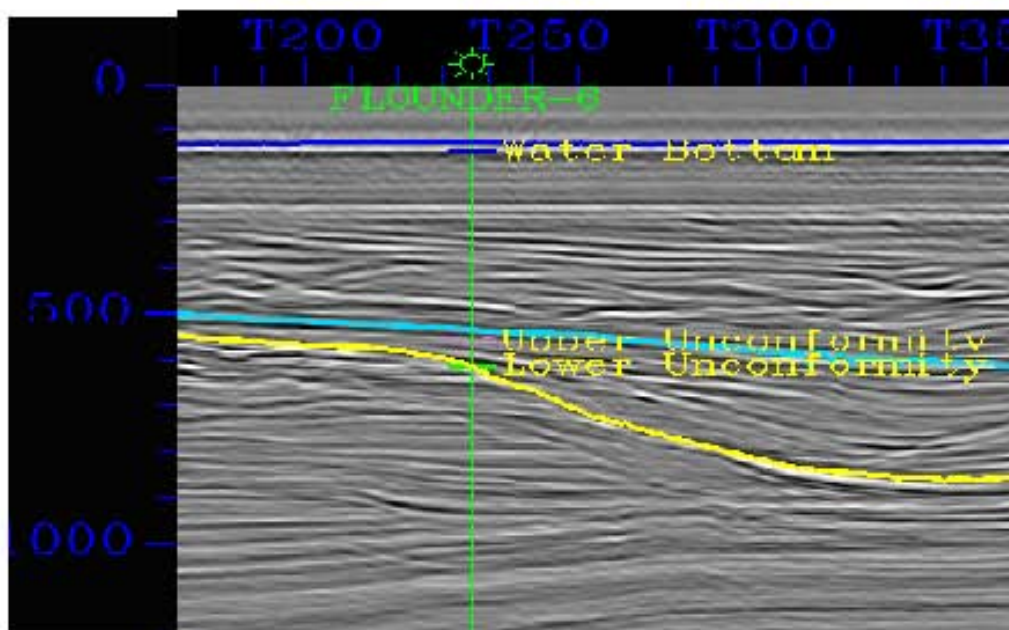


Figura 6.3. Discordancia Superior (cyan) y Discordancia Inferior (amarillo).

El horizonte P. Asperopulus se ubica en el Eoceno y representa la parte media de la Formación Latrobe. Este horizonte tiene características de ser propicio para la acumulación de hidrocarburos debido a su litología de arenas arcillosas, sin embargo no existe sello alguno que pueda detener el flujo del hidrocarburo hacia las partes superiores, es hasta el límite entre las formaciones Seaspray y Latrobe donde se podría presentar un contacto con características de sello, sin embargo para el Campo Flounder no se encuentran rasgos estructurales que permitan definir una posible acumulación importante de hidrocarburos.

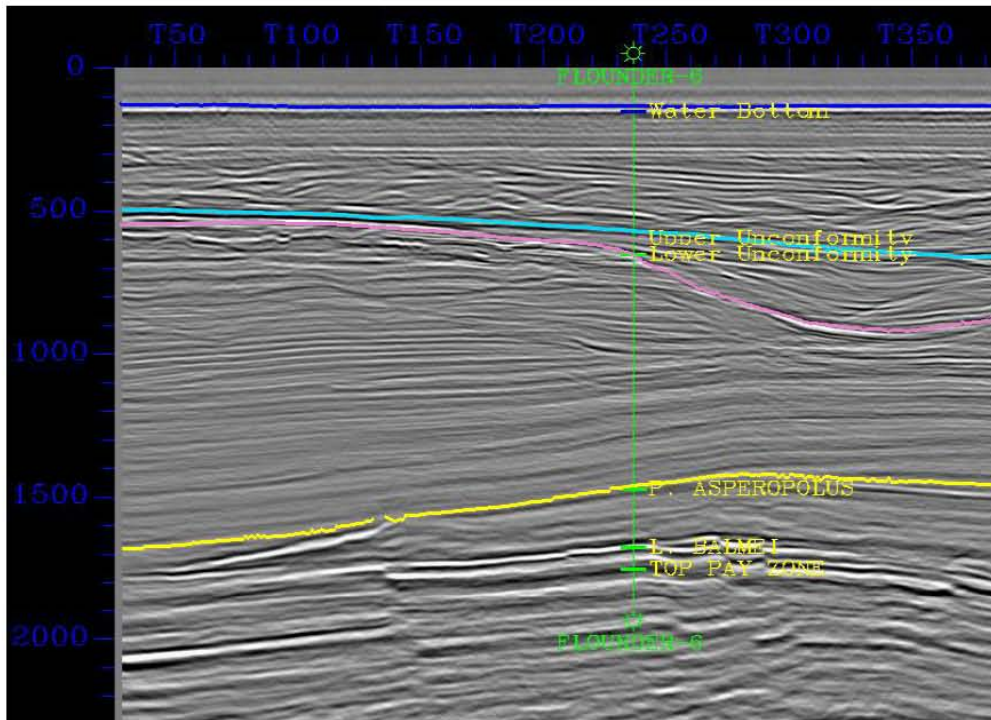


Figura 6.4. Horizonte P. Asperopulus (amarillo).

El horizonte Balmei también se ubica en la parte media de la Formación Latrobe y corresponde al Terciario Inferior (Paleoceno), en esta formación se encuentran intercalaciones de roca con características de sello y almacén, es decir, intercalaciones de arenas y arcillas. Esto es reflejo de los eventos transgresivos y regresivos menores que de manera sucesiva ocurrieron entre los 60 y 30 millones de años, siempre en un marco de trasgresión marina general. En este horizonte se encuentra una notable fallamiento normal, lo que permite la generación de trampas estructurales las cuales, aunadas a la presencia del depósito de roca con características de sello y almacén, proporcionan una buena probabilidad para explotación de hidrocarburos, teniendo en cuenta que se ha ubicado la presencia de roca con potencial de generación de hidrocarburo en las partes inferiores de las cuencas principalmente en la parte inferior de la Formación Latrobe.

Se han identificado diversos eventos tectónicos que han afectado la cuenca, este tectonismo a producido un intenso fallamiento el cual ha producido una importante migración de hidrocarburos hasta los niveles propicios para el almacenamiento. La litología dominante en el horizonte Balmei son siliciclásticos (intercalaciones de arenas y arcillas) que, junto con las características estructurales de la zona podrían ser la cima de un yacimiento

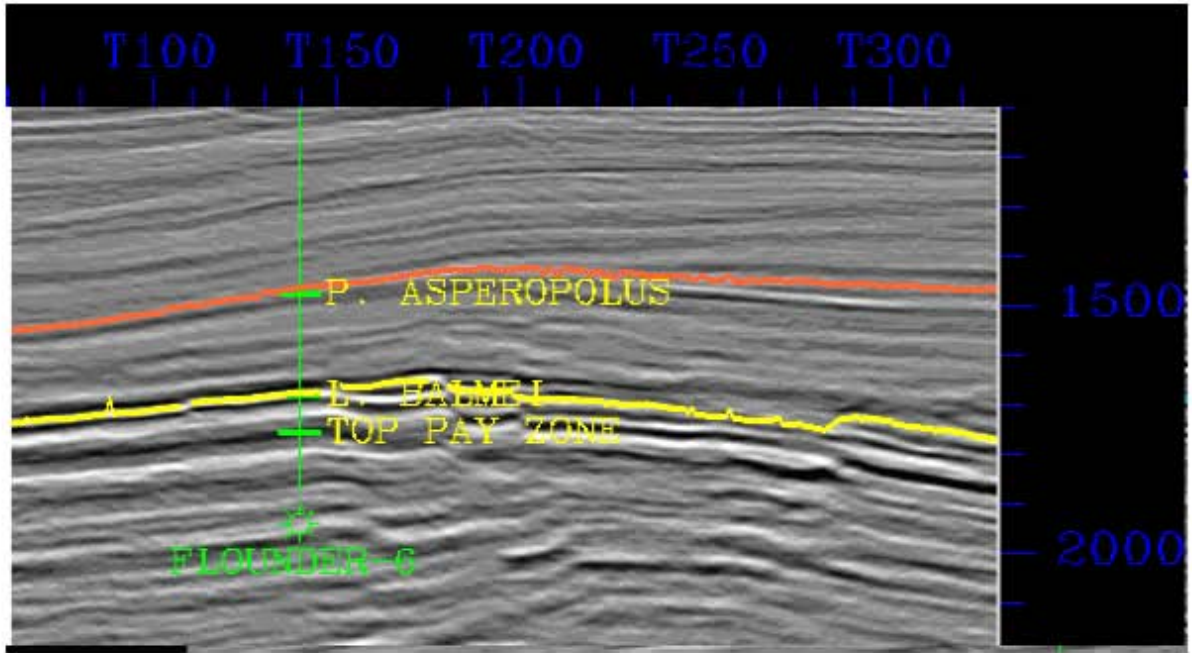


Figura 6.5. Horizonte Balmei (amarillo).

El horizonte de la Zona de Cierre pertenece al Cretácico Superior y corresponde a la parte media de la Formación Latrobe, el nombre de este horizonte es porque aquí es en donde se encuentran los intervalos importantes que pueden contener hidrocarburos.

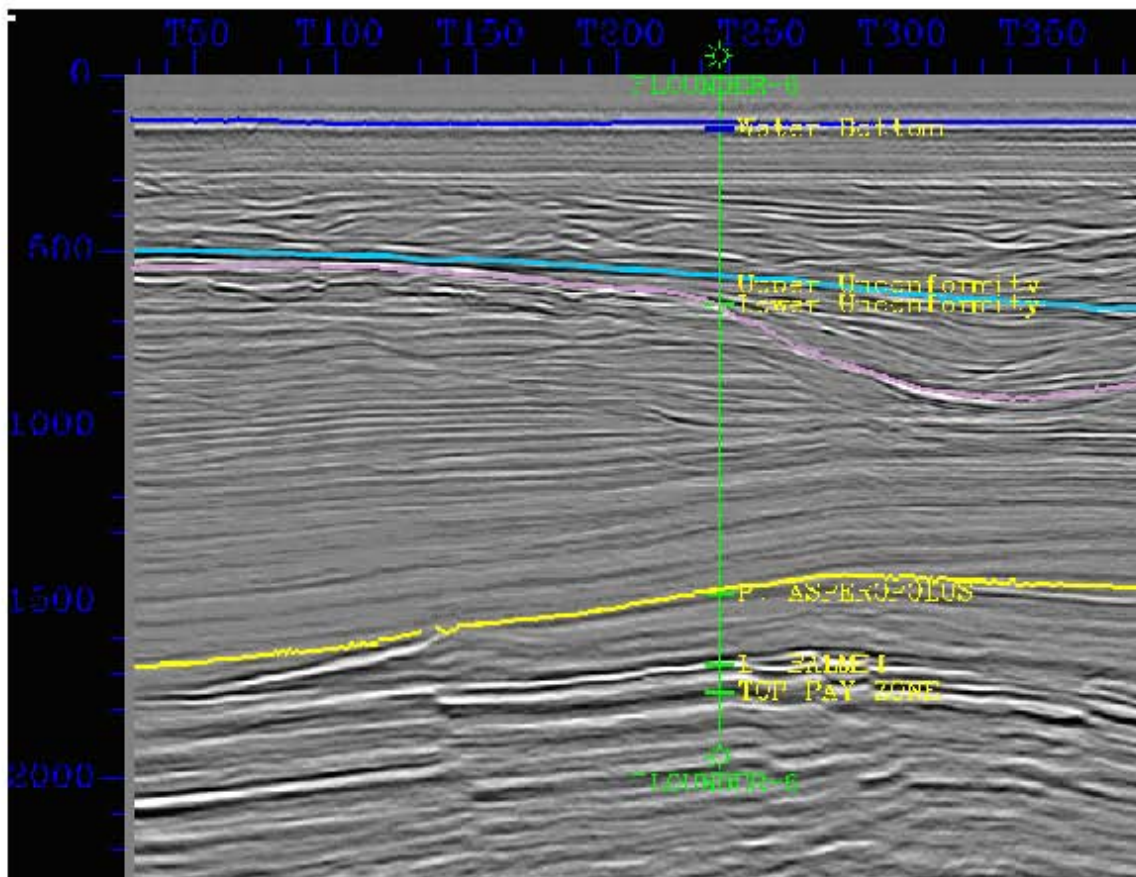


Figura 6.6. Horizonte de la Zona de Cierre (amarillo).

De acuerdo a la geología del lugar la zona de interés se encuentra ubicada en la zona con amplio fallamiento normal, esto significa que los intervalos productores se localizan entre los Horizontes Balmei y de la Zona de Cierre.

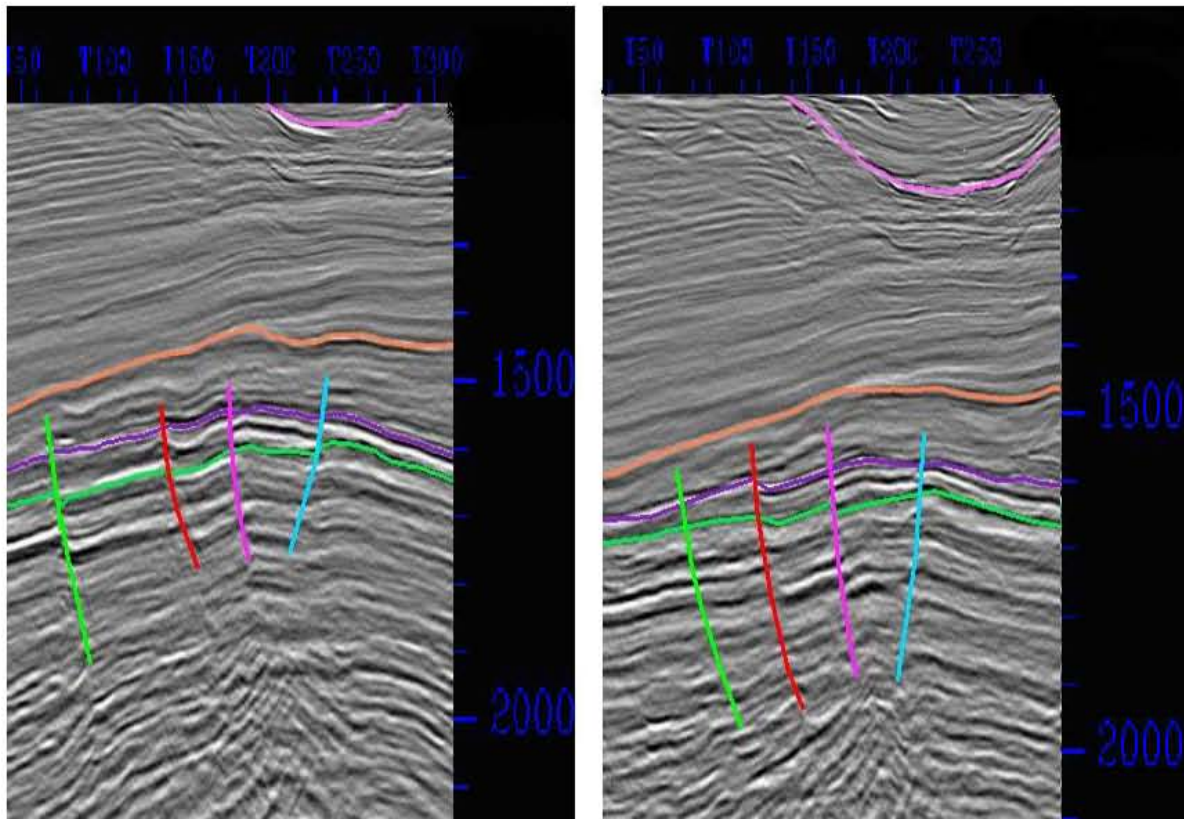


Figura 6.7. Zona de fallamiento normal.

Mediante el cálculo de atributos sísmicos se intenta incrementar la confiabilidad de la interpretación estructural, agregando características estratigráficas que permiten definir de forma más clara los intervalos de interés, definir aquellos que definen contactos entre formaciones identificadas en la cuenca como importantes (tal es el caso del límite entre las formaciones Seaspray y Latrobe) y también definir de manera más clara los eventos de intercalación de arcillas y areniscas.

En el caso del atributo de Amplitud nos sirve para reconocer de forma más clara las características de los eventos depositacionales. En este caso los valores de amplitud mayores están relacionados a las variaciones más grandes de impedancia acústica entre las formaciones, por ejemplo, para el caso del horizonte reflector del Fondo Marino, la amplitud que se presenta es muy grande debido a que la variación de impedancias entre el agua y el fondo marino es importante, en cambio, en la parte inferior de la sección sísmica se encuentran altos valores de amplitud, sin embargo estos no presentan continuidad importante, lo que indica posible presencia de arcillosidad en la formación.

En el contacto definido como Discordancia Inferior se encuentran altos valores de amplitud y presentan una mayor continuidad, esto es debido a que los eventos depositacionales se encuentran definidos de mejor manera y la litología varía de forma importante de carbonatos a siliciclásticos, este efecto se ve mejor definido debido al evento erosivo que afectó la columna estratigráfica y eliminó parte de esta, provocando un mayor contraste.

En la parte inferior (aproximadamente a 1800 ms), donde se encuentran definidos los horizontes Balmei y de la Zona de Cierre, se presentan muy importantes valores de amplitud, esto es debido a que se tienen intercalaciones de capas con fuertes variaciones de impedancias las cuales debido a la resolución de la sísmica no alcanzan a ser diferenciados de manera separada, por lo que se encuentran empalmados provocando amplitudes muy altas. Otro factor de mayor interés es el hecho de tener una posible acumulación importante de hidrocarburos, y esto puede modificar las propiedades mecánicas de la roca por lo que los valores de amplitud se verán incrementados. Entre los 2300 ms y 2600 ms se presentan también importantes variaciones en los valores de la amplitud, esto podría ser una indicio del contacto entre las formaciones Latrobe y Strzelecki, ya que las variaciones de las propiedades mecánicas de la roca son importantes.

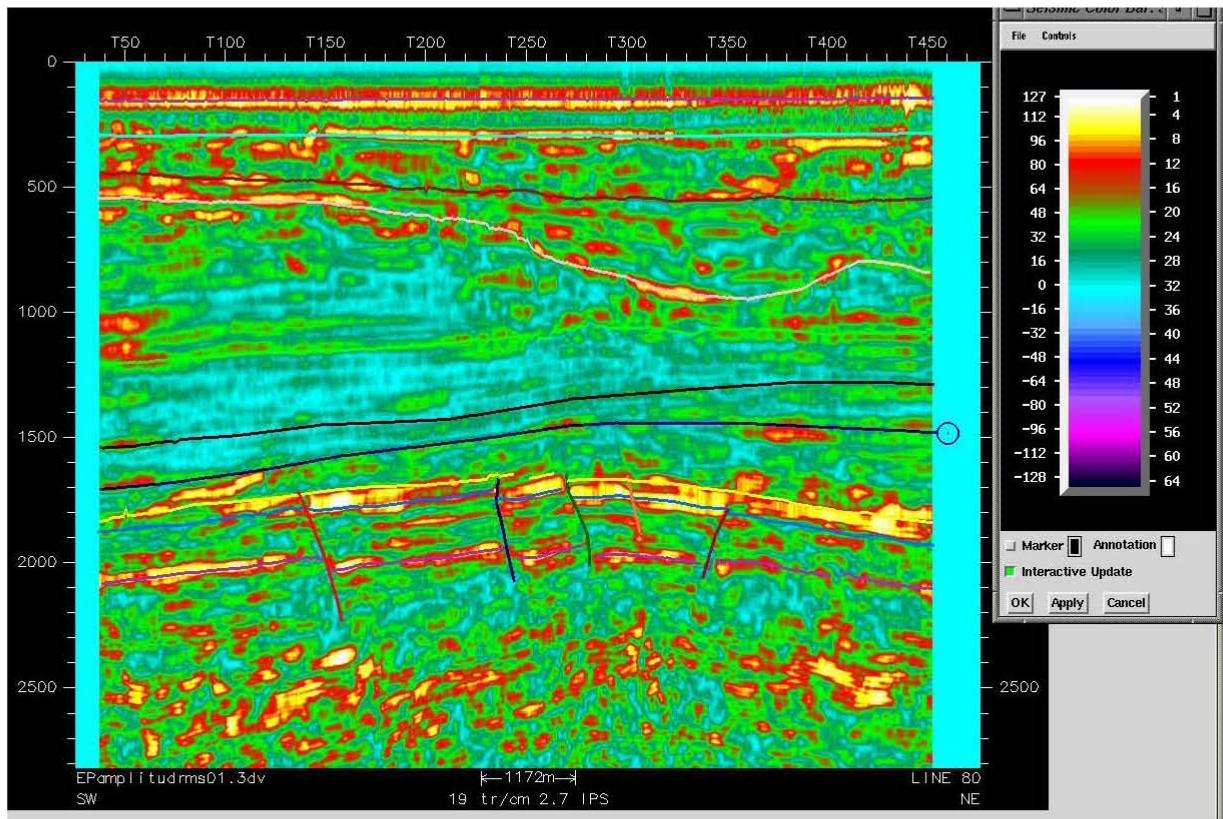


Figura 6.8. Atributo de Amplitud

Otro atributo capaz de definir de forma más clara patrones estratigráficos en los horizontes sísmicos es el llamado Reflection Strength, que al igual que el atributo de amplitud los valores más importantes se encuentran en los horizontes Water Bottom, Lower Unconformity, Balmei, Top Pay Zone y en el intervalo ubicado entre los 2300 a 2700 milisegundos. Este atributo sirve para reforzar los patrones deposicionales identificados con el atributo de amplitud, la variación de las propiedades mecánicas entre el agua de mar y el fondo marino se encuentra definido de manera muy importante.

El atributo Reflection Strength, en comparación con el atributo de Amplitud es capaz de reconocer de mejor manera variaciones litológicas en el intervalo comprendido entre la Discordancia Inferior y P. Asperopulus. En el caso del intervalo comprendido entre 2300 ms a 2700 ms de la sísmica no se define de manera alguna un horizonte el cual nos pueda indicar la existencia del contacto entre las formaciones Latrobe y Strzelecki, sin embargo los valores de amplitudes que se registran podrían ser indicativos de que a este nivel se encuentra dicho contacto.

Los valores de amplitud para el contacto entre la Formación Seaspray y la Formación Latrobe (Horizonte de la Discordancia Inferior) y también los valores ubicados en los horizontes Balmei y de la Zona de Cierre es debido a la resolución de la sísmica la cual no alcanza a reconocer de manera separada las intercalaciones de diferentes litologías y empalma los valores de amplitud aumentando estos de manera importante, también el hecho de que se puede tener la presencia de hidrocarburos que varíen las propiedades de la roca.

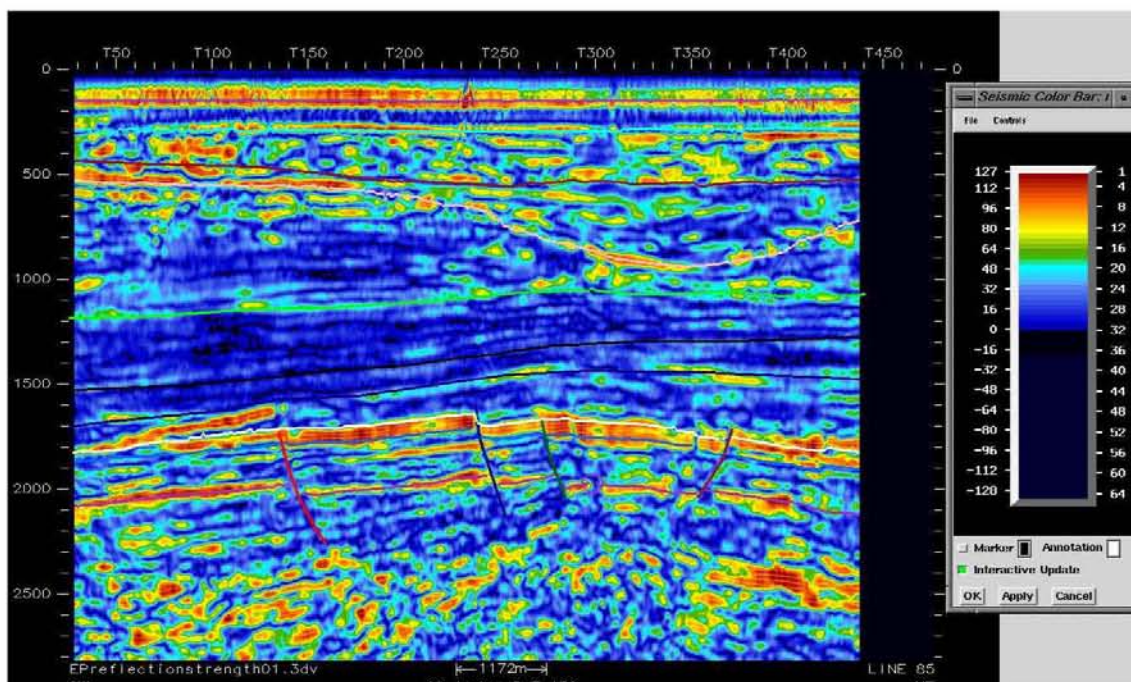


Figura 6.9. Atributo Reflection Strength.

El atributo Polaridad Aparente se utilizó para definir de manera más precisa el contacto entre las formaciones Seaspray y Latrobe. Al registrar de manera precisa los cambios en los valores de amplitudes en la traza sísmica, podemos definir el límite entre formaciones con variaciones entre sus impedancias acústicas.

En el caso del contacto entre el agua de mar y el fondo oceánico es en donde se observa claramente una continuidad en los eventos, esto no se aprecia tan claramente en los horizontes de la Discordancia Superior y la Discordancia Inferior, en donde se muestra una importante falta de definición de los valores de amplitud de la traza sísmica.

En el intervalo comprendido entre los horizontes P. Asperopolus y Balmei no existen variaciones abruptas en la litología lo cual se ve reflejado en la ausencia de altos valores de amplitud en el atributo Reflection Strength.

Para el caso de los horizontes Balmei y de la Zona de Cierre se presentan valores de polaridad bastante fuertes, sin embargo tampoco se presenta una clara delimitación de acuerdo con la polaridad de la traza sísmica, pero utilizando estos altos valores se puede generar una delimitación de ambos horizontes. En la parte inferior de la sísmica se puede observar una aparente continuidad en la polaridad de las trazas lo cual nos permitiría definir el contacto entre las formaciones Latrobe y Strzelecki, en general el atributo Polaridad Aparente ayudó a definir de forma mas clara eventos estratigráficos en la información sísmica.

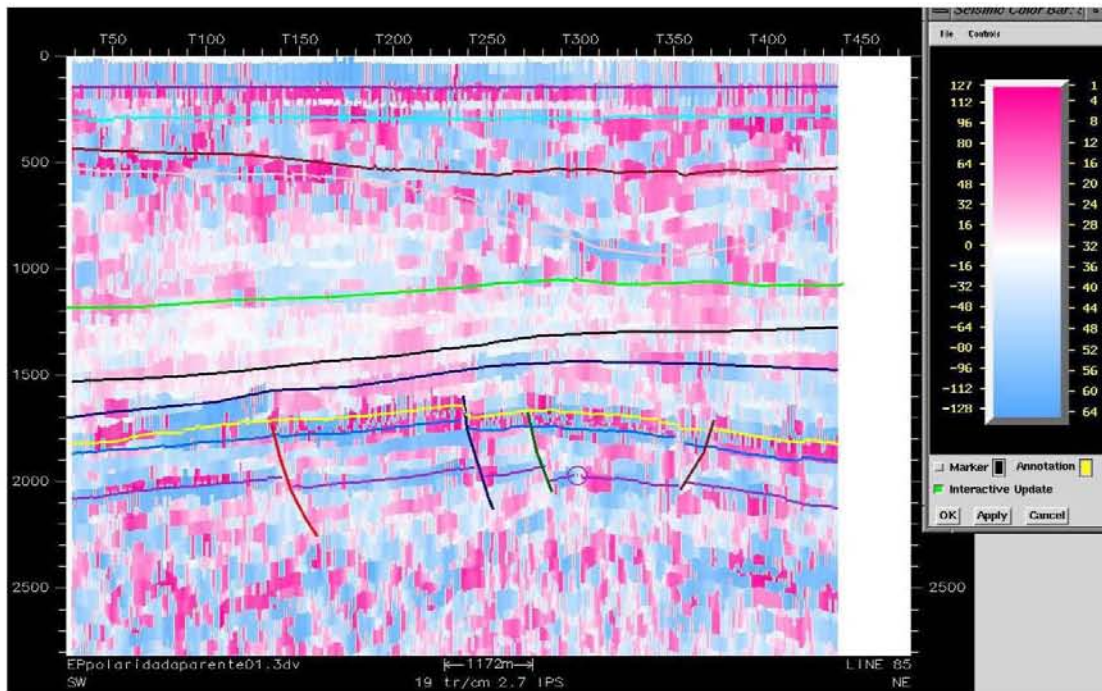


Figura 6.10. Atributo Polaridad Aparente.

El atributo Fase Instantánea permitió definir de manera más clara los eventos deposicionales principalmente en los horizontes de la Discordancia Inferior, Balmei y de la Zona de Cierre, ya que presenta una mayor continuidad en los eventos reflectivos aunque elimina rasgos estructurales importantes en las zonas de interés, sin embargo en esta zona permitió definir de forma más precisa la continuidad en las reflexiones; observamos que los horizontes en este atributo de fase fueron interpretados de forma adecuada.

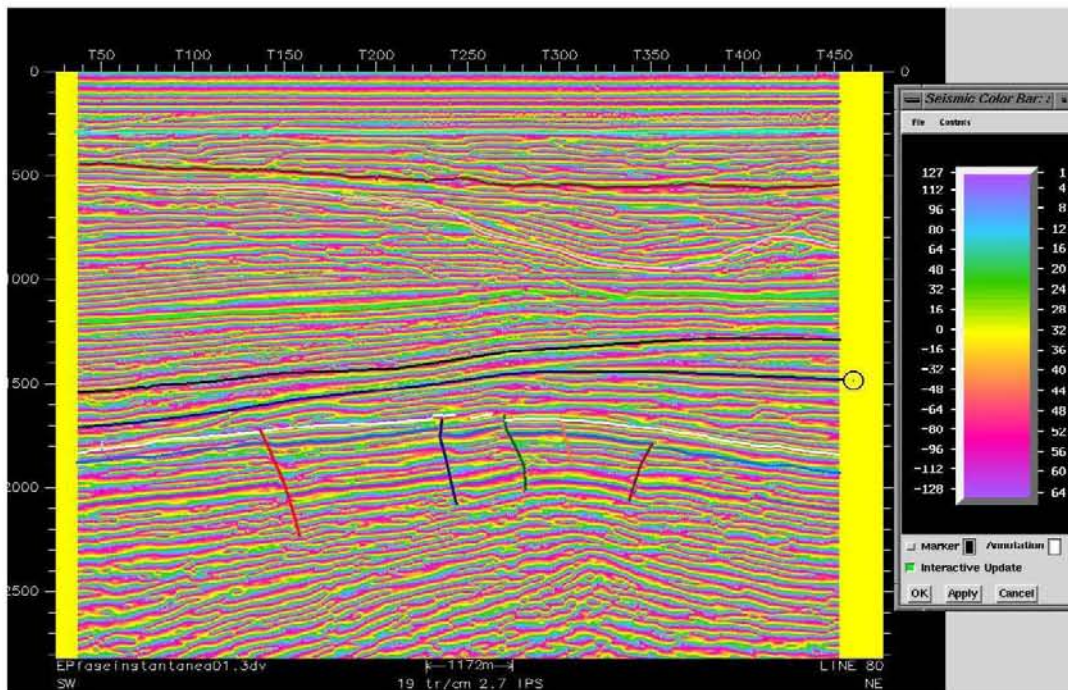


Figura 6.11. Atributo Fase Instantánea.

El atributo de Frecuencia Instantánea nos permite reconocer la capacidad que tiene la sísmica para definir eventos independientes o aquellos que posiblemente muestren alguna sintonía, lo

cual se puede reflejar como altos valores de amplitudes. En el caso de los horizontes Balmei y de la Zona de Cierre se reconocen bajos valores en la frecuencia lo que podría ser una sintonía en la información sísmica como se había definido anteriormente, además se puede afirmar que la capacidad de la sísmica para reconocer el posible contacto entre las formaciones Latrobe y Strzelecki no es muy buena ya que en la profundidad a la que se encuentra predomina un mayor contenido de altas frecuencias.

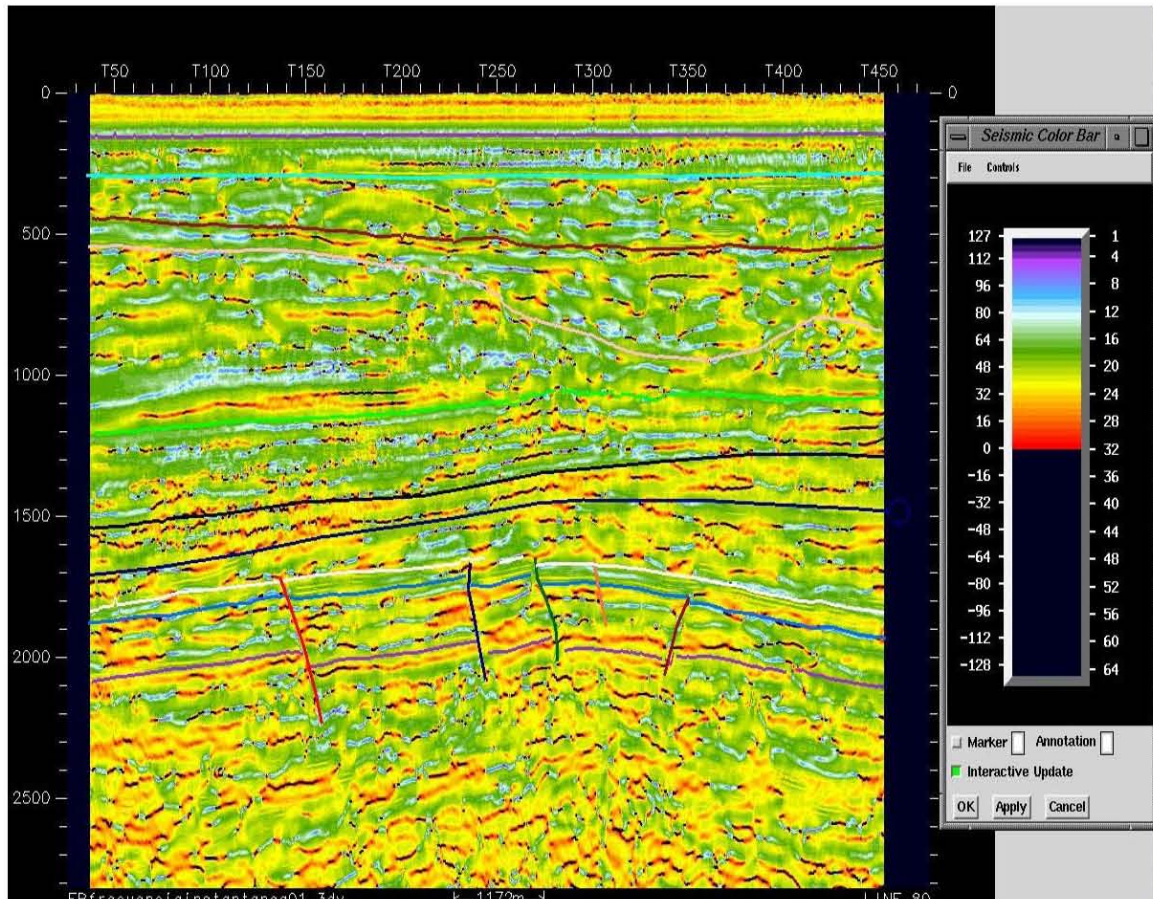


Figura 6.12. Atributo Frecuencia Instantánea.

Utilizando la interpretación sísmica se definió el modelo estructural base de la propuesta de localizaciones de los pozos a perforar, la calidad de esta interpretación está en función del trabajo realizado previamente para la identificación de las unidades estratigráficas que fueron definidas a partir de los pozos con los que cuenta el campo.

Se proponen dos oportunidades exploratorias con localizaciones para la perforación, tomando en cuenta que la posible acumulación de hidrocarburos se presenta principalmente en los altos estructurales de las unidades estratigráficas reconocidas como sellos. En el caso de nuestra interpretación estas posibilidades se presentan en los horizontes Balmei y de la Zona de Cierre.

Localización 1:

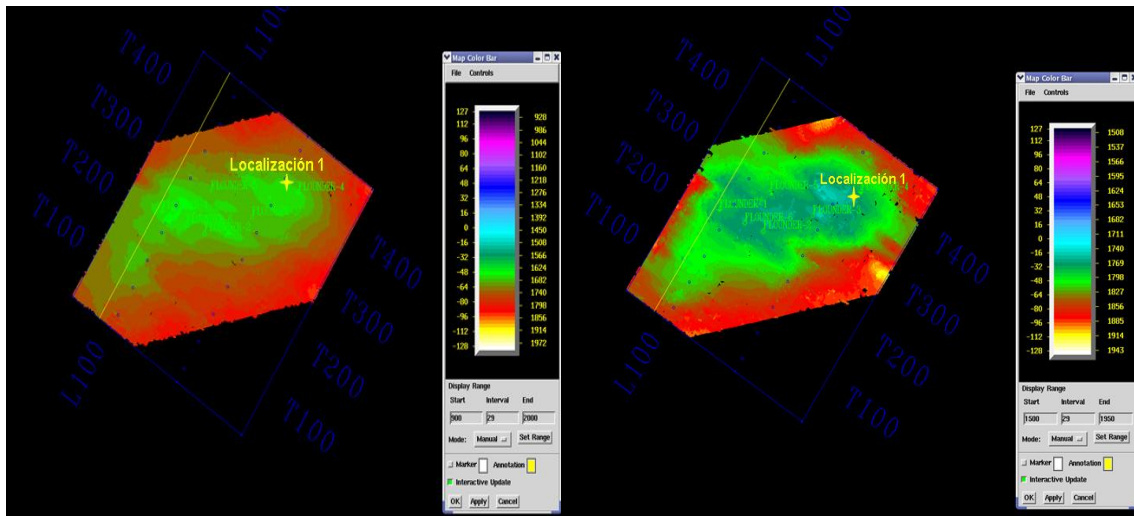


Figura 6.13. Localización 1 ubicada en los horizontes Balmei (izquierda) y de la Zona de Cierre (derecha).

La primera localización en una de las oportunidades exploratorias se encuentra en las coordenadas: $X=627726.58$, $Y=57588176.39$. Es una trampa de tipo estructural, donde los posibles límites del yacimiento son las Formaciones de la Zona de Cierre y/o Balmei. Se puede definir estructuralmente como un graben, donde los cierres laterales son las fallas del mismo. Por debajo de esta estructura se observan fracturamientos que podría ser un indicador de presencia de rutas de migración, las cuales alimentarían la trampa estructural con hidrocarburos que se genera en la parte inferior de la Formación Latrobe, se observa también que en las zonas laterales de dichas fracturas la inclinación de las formaciones canalizaría los hidrocarburos hacia estas rutas de migración, por lo que sería más probable encontrarlos en dicha zona.

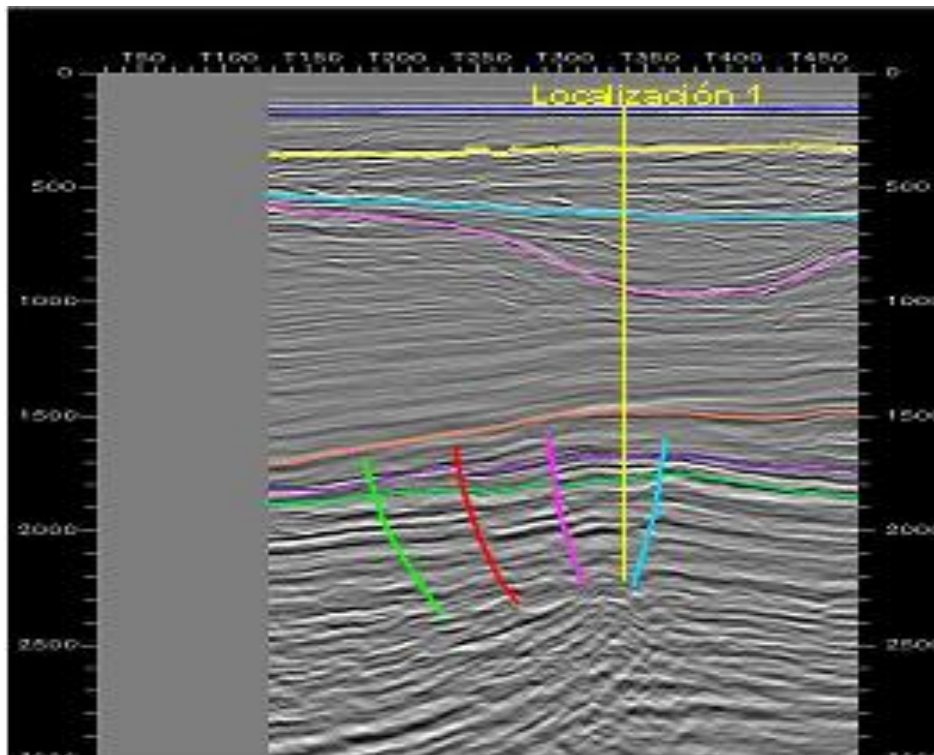


Figura 6.14. Localización 1 en la sección sísmica de la primera oportunidad exploratoria.

Localización 2:

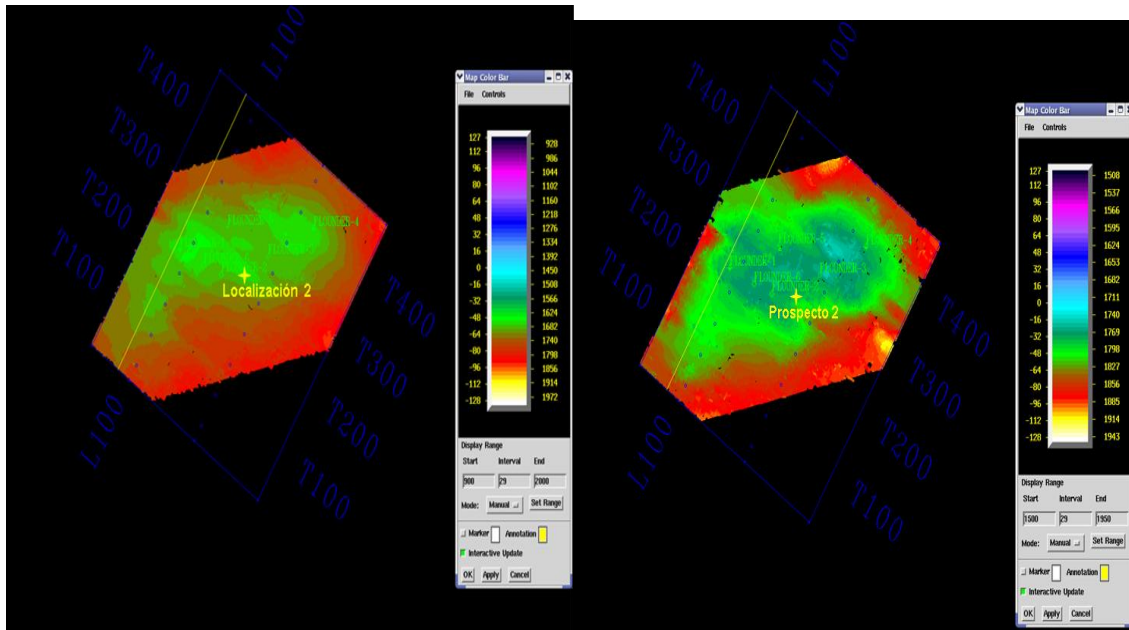


Figura 6.15. Localización 2 ubicada en los horizontes Balmei (izquierda) y de la Zona de Cierre (derecha).

La segunda localización se encuentra en las coordenadas $X=629810.46$, $Y=5769014.63$. Esta localización se propone para la explotación de una posible acumulación generada debido a elementos estructurales presentes en la zona, siendo un graben estructuralmente hablando. Los horizontes L. Balmei y de la Zona de Cierre pueden ser posibles sellos que mantendrían la acumulación de hidrocarburo, evitando la migración del mismo a partes superiores de la Formación Latrobe. Se propone perforar en un alto estructural debido a la tendencia que tienen los hidrocarburos a acumularse en las partes superiores de la estructura. Los cierres laterales de la trampa los constituyen las fallas que definen el graben y se observa presencia de rutas de migración las cuales pueden conectar los diferentes elementos del sistema petrolero, tanto a la roca generadora en la parte inferior de la Formación Latrobe que a pesar de no estar completamente definida debido a las características de la información sísmica (el predominio de bajas frecuencias para este intervalo) se infirió su presencia mediante los atributos sísmicos, principalmente el atributo de Amplitud, Reflection Strength y Frecuencia Instantánea.

Se observa en la parte inferior de la sección sísmica una adecuada disposición de estratos inferiores en las zonas laterales a la parte baja de la trampa estructural, por lo que el hidrocarburo generado en la parte inferior de la Formación Latrobe sería canalizado hacia las fracturas que alimentan la trampa.

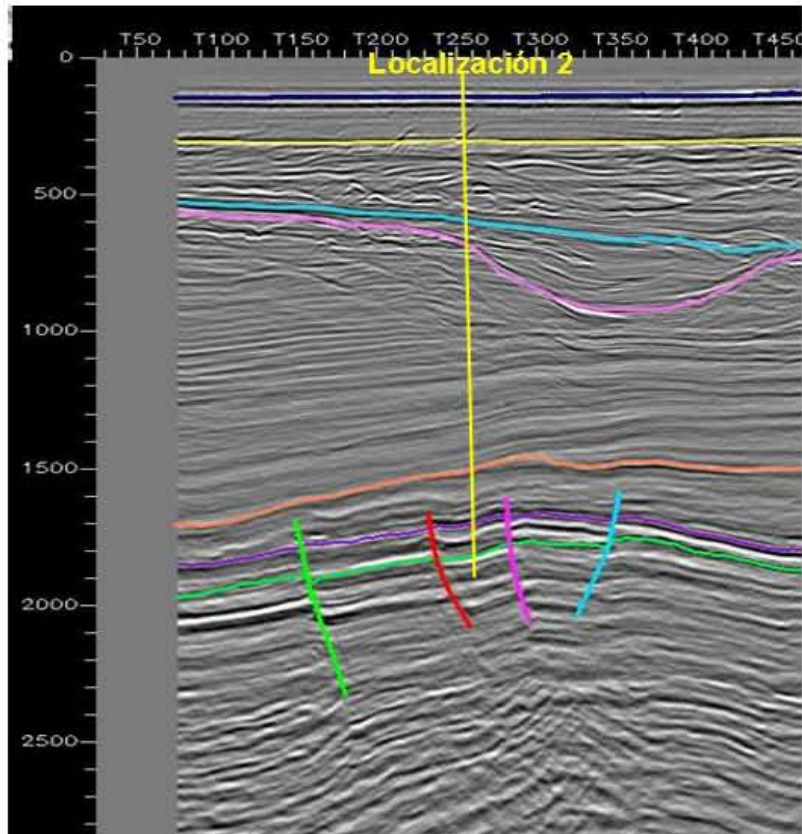


Figura 6.16. Localización 2 en la sección sísmica de la segunda oportunidad exploratoria.

Como condición indispensable para que se presente una acumulación importante de hidrocarburos se debe de considerar una buena calidad del sello, del cual se tiene conocimiento se tiene conocimiento mediante columnas estratigráficas previamente realizadas, también mediante el uso de atributos sísmicos que para estas oportunidades exploratorias de lograron definir importantes variaciones de las propiedades mecánicas de la roca para los horizontes L. Balmei y de la Zona de Cierre, los cuales muestran una capacidad importante para la contención de la migración de hidrocarburos.

Anexo.

Un proyecto es cualquier arreglo lógico de datos que pueden ser utilizados en conjunto en un sistema. El conjunto de datos está limitado solo por la disponibilidad del espacio en el disco. Cualquier proyecto puede ser multiusuario y multidisciplinario, y puede tener una variedad de datos geológicos y geofísicos asociados a él.

Durante la realización de este trabajo se utilizó la plataforma OpenWorks, que es la estructura para la integración de múltiples disciplinas de Ciencias de la Tierra en el mismo ambiente computacional, esta plataforma incluye:

- ◆ Interpretación sísmica 3D y 2D
- ◆ Análisis de registros geofísicos de pozos
- ◆ Interpretación Geológica
- ◆ Mapeo
- ◆ Modelado de velocidades

OpenWorks se encuentra dentro de una base de datos en Oracle (en donde se almacenan pozos, fallas, etc.).

El sistema UNIX es un sistema operativo interactivo que permite que los recursos de la computadora sean compartidos por múltiples usuarios en una base limitada. OpenWorks funciona únicamente en estaciones de trabajo que tengan alguna versión del sistema operativo UNIX.

Básicamente las estaciones de trabajo cuentan con los siguientes dispositivos:

CPU. Es la unidad central de procesamiento (Central Processing Unit) que al combinarse con la unidad de punto flotante (PFU) son el cerebro de la estación de trabajo. Su velocidad dependerá de su diseño y su velocidad para ejecutar la instrucción más simple.

RAM. Es la unidad de almacenamiento electrónico (Random Access Memory), es la memoria electrónica de la estación de trabajo. Como su nombre lo indica, cada bit de información puede ser accedido de forma aleatoria, a diferencia de los discos y las cintas donde el acceso a la información es secuencial. Para trabajar con las aplicaciones alojadas dentro de OpenWorks se requiere un mínimo de 256 MB en RAM.

Disco Duro. Es la unidad de almacenamiento permanente. Es en donde se encuentra el Sistema de Archivos, que es la unidad lógica del sistema. En UNIX es posible agrupar varios discos duros para hacer un sistema de archivos más grande que la de un solo disco duro. La velocidad de acceso para uno de estos dispositivos está en el orden de los 15 ms.

Consola. Se muestran los mensajes de error o de advertencia mientras transcurren los procesos.

Adaptadores. Son las tarjetas que contienen los dispositivos electrónicos que controlan varias actividades como la conexión a la red o el procesamiento gráfico.

Bus. Es un canal de transmisión utilizado para transmitir información rápidamente entre las partes de la estación de trabajo.

System Bus. Es el canal de transmisión de datos entre el CPU y los adaptadores.

SCI Bus. Es el bus estándar más popular para la conexión de discos duros y unidades de cinta en las estaciones de trabajo. Se requiere que cada dispositivo tenga su propio controlador inteligente de manera tal que el dispositivo y la estación de trabajo puedan conectarse en un lenguaje de alto nivel. Las velocidades de transmisión de datos están en el orden de 10 MB/s.

Cache. Es una memoria pequeña y rápida, su finalidad es mantener las instrucciones y los datos de memoria RAM en su paso hacia el CPU.

Puertos. Son los medios de comunicación del sistema con los periféricos. Los puertos pueden ser utilizados para conectar programas entre si.

Adaptador de red. Permite conectar a la estación de trabajo con otras computadoras y otras redes de computadoras. Generalmente las redes de computadoras utilizan como adaptador de red el ethernet, que es un adaptador de alta velocidad para redes de área local (LAN). A la gran colección de redes ethernet se le conoce como Internet.

Reloj. Genera impulsos eléctricos que permiten sincronizar las operaciones. El número de impulsos se mide en Megahertzios (MHz). La frecuencia de reloj determina la velocidad con la que se transfiere un dato entre dos dispositivos conectados al mismo bus.

Longitud de palabra de datos. Determina la cantidad de información que es capaz de procesar simultáneamente la unidad central de proceso en cada pulso de reloj. La longitud de palabra se mide en bits.

Unidad Aritmético-Lógica (UAL). También se le conoce como unidad de cálculo. Se encarga de efectuar el conjunto de operaciones del ordenador.

Unidad de Control (UC). Gobierna el funcionamiento del ordenador. Es responsable de recibir e interpretar cada instrucción a ejecutar por el ordenador para posteriormente transformarla en una serie de microinstrucciones.

La versión de UNIX que se utilizó para realizar este trabajo fue Solaris, que suele verse como el UNIX comercial más avanzado.

Las ventajas de utilizar Solaris son:

- ◆ El uso del software es gratuito.
- ◆ Se basa en los protocolos TCO/IP, protocolo que usa Internet, esto garantiza un sistema seguro libre de contaminación de virus, por lo que el soporte es mínimo.
- ◆ Es un sistema escalable, por lo tanto puede adaptarse a cambios.
- ◆ Posee herramientas que permiten la creación de sistemas de archivos de cualquier tamaño, sin importar la configuración del hardware.

Para hacer el control de calidad de los pozos y saber cuales son los registros geofisicos con los que cuenta cada uno de ellos se utilizaron las herramientas: Checkshot Data Manager y Well Data Manager. Para realizar la interpretación sísmica se utilizó la aplicación SeisWorks y para hacer el cálculo de atributos se utilizó Post Stack/PAL.

Bibliografía.

Abriel, W. L. et al. Modern *Technology in an old area: Bay Marchand revisited.* Geophysics: The Leading Edge of Exploration. Junio 1991. pp: 21-35.

Bahonch, Mike. et al. *The coherence cube.* The Leading Edge. Octubre 1995. pp: 1053-1058.

Brown, R. Alistair. *Seismic attributes and their classification.* The Leading Edge. Octubre 1996. pp: 1090.

Brown, R. Alistair. *Seismic interpretation today and tomorrow.* Geophysics: The Leading Edge of Exploration. Noviembre 1992. pp: 10-15.

Cambois, Guillaume. *Seismic acquisition: Cheaper, better, faster...and safer.* The Leading Edge. Julio 2002. pp:624.

Chen, Quincy. et al. *Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring.* The Leading Edge. Mayo 1997. pp: 8.

Gastaldi, Christian. *Reservoir characterization from seismic attributes. An example from the Peciko Field (Indonesia).* The Leading Edge. Marzo 1997. pp:263-266.

Hart, S. Bruce. et al. *Approaches to defining reservoir physical properties from 3-D seismic attributes with limited well control. An example from the Jurassic Smackover Formation, Alabama. Geophysics.* Vol. 65. Abril 2000. pp: 368-376.

Holguin, Noe. *Apuntes de la clase de Geología del Petróleo.* 2004.

Kalkomey, T. Cynthia. *Potential risks when using seismic attributes as predictors of reservoirs properties.* The Leading Edge. Marzo 1997. pp: 247-251.

Liner, L. Christopher. *Elements of 3D Seismology.* PennWell Corporation. USA. 2004. 608 pp.

Morris, Jeff. *Practical Petroleum Geology.* University of Texas at Austin. USA. 2006. 233 pp.

Özdoğan Yilmaz. *Seismic Data Processing. Society of Exploration Geophysicist.* USA. 526 pp.

Roche, Steve. *Seismic data acquisition – The new millennium. Geophysics.* Vol. 64. Febrero 2001. pp:54.

Skinus, Christine. et al. *3-D seismic attributes applied to carbonates.* The Leading Edge. Marzo 1999. pp: 384-393.