



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO

321

FACULTAD DE INGENIERIA

APLICACION DE LA TECNICA SISMOLOGICA
MARINA DE REFLEXION 3-D EN AGUAS SOMERAS
DEL GOLFO DE MEXICO

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO GEOFISICO

P R E S E N T A :

RUBEN LEDESMA GONZALEZ



MEXICO, D. F.
CIUDAD UNIVERSITARIA

1997.



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-008

SR. RUBEN LEDESMA GONZALEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Bernardo Martell Andrade y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Geofísico:

**APLICACION DE LA TECNICA SISMOLOGICA MARINA DE REFLEXION 3-D EN AGUAS
SOMERAS DEL GOLFO DE MEXICO**

- I RESUMEN
- II INTRODUCCION
- III EL METODO SISMOLOGICO DE REFLEXION 3-D
- IV APLICACION DE LA TECNICA SISMOLOGICA 3-D EN EL
GOLFO DE MEXICO
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 12 de febrero de 1996
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RLR*gtg

AGRADECIMIENTOS.

Deseo expresar mi más sincero agradecimiento a Pemex y a la subdirección de exploración y producción del instituto mexicano del petróleo (IMP), y muy en especial a la gerencia de prospección geofísica y a la división de línea en adquisición y procesamiento de datos geofísicos, dirigidas dignamente por los ingenieros: Héctor Palafox Rayón y José Jaime Ruiz Hernández respectivamente, por las facilidades otorgadas y todo el apoyo prestado para la realización de este trabajo de tesis.

También a los ingenieros Bernardo Martell A. y Efrain Méndez H. por su disponibilidad y paciencia para asesorarme durante la realización de este trabajo, así como por sus atinados comentarios y sugerencias para mejorarlo. El tiempo y dedicación que emplearon en la revisión de este trabajo fue determinante para su conclusión.

Asimismo, quiero agradecer a todos aquellos compañeros y compañeras del IMP de los que solo he recibido siempre sinceras palabras de aliento para superar esta importante meta, lo cual fue muy motivante, así como también aquellos "mis más íntimos y queridos, cercanos conocidos" de los que solo se pueden esperar críticas y comentarios perniciosos, por hacer crecer más mi voluntad por la superación.

Un profundo agradecimiento al M.I. Eduardo Caro Bueno por el gran apoyo brindado durante la conclusión de este material, el cual fue de gran ayuda para describir de la mejor manera algunos conceptos técnicos.

Finalmente quiero dar el más grande de todos los agradecimientos a "mi escuela": La Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) y Facultad de Ingeniería, de la cual me siento orgulloso de pertenecer, y a la cual le debo mi formación profesional universitaria como **ingeniero geofísico**.

DEDICATORIAS.

A Dios y a la Santísima Virgen de Guadalupe por inspirar en mi el más grande y bello sentimiento que existe: **El amor**.

A mis padres: Rubén Ledesma Aguilar y Guadalupe González Madera, por regalarme el don más preciado que es la vida y por velar en cada instante por mis anhelos y cada uno de mis logros, inculcándome siempre la afición por el estudio y las buenas costumbres, estando presentes también en los momentos difíciles, dando de sí todo su amor, cariño y comprensión.

A mis hermanos: Francisco, Lupita, Alejandro y Erika, de quienes estoy profundamente orgulloso, por ser unas excelentes personas, de las que solo he recibido estímulos para seguir adelante.

A mi esposa: Rosalía Guadalupe Gutiérrez Caro, **por su inagotable amor**, que no he sabido aguilatar, y por su enorme apoyo y comprensión para culminar esta carrera.

A dos de los tres amores más grandes de mi vida: Mis hijas, Laura Monserrat y Carla Paulina.

A mi "Nina": Juana María González Madera, quien ha sido para mí como una segunda madre, auxiliándome en todo momento y permaneciendo siempre en los momentos más importantes de mi vida, brindándome su cariño desinteresadamente.

A mis **amigos** de la infancia y de la adolescencia: Víctor Martínez Centeno, Antonio Rosales Jiménez, Hugo Bernal Cabrera, Arturo García Caloggiani, Alonso Muñoz López y María del Pilar Santoyo Hernández, por quien siento un entrañable cariño y con los cuales descubrí lo difícil o fácil con que suele presentarse la vida.

A aquellos excompañeros y **amigos** de la facultad de ingeniería que **carecen** del inmoderado amor de sí mismos como son: el egoísmo y la vanidad, y que brindan su amistad y apoyo a quien lo solicita, a los cuales debo parte de mi formación: (anónimos).

**"No todos los hombres pueden ser
ilustres, pero pueden ser buenos".
Confucio.**

APLICACIÓN DE LA TÉCNICA SISMOLÓGICA MARINA DE REFLEXIÓN 3-D EN AGUAS SOMERAS DEL GOLFO DE MÉXICO.

RESUMEN.

CAPITULO 1.- INTRODUCCIÓN.

CAPITULO 2.- EL MÉTODO SISMOLÓGICO DE REFLEXIÓN 3-D.

- 2.1 Descripción del método sismológico de reflexión 3-D.
- 2.2 Diseño y adquisición de datos de campo.
- 2.3 Descripción de equipo e instrumentación.
 - 2.3.1 Fuente de energía sísmica marina.
 - 2.3.2 Cable sísmico marino.
 - 2.3.3 Equipo de registro de la información sísmica.
 - 2.3.4 Sistemas de navegación y posicionamiento.
- 2.4 Operación sísmica marina.
- 2.5 Procesamiento de la información sísmica en 3-D.
 - 2.5.1 Secuencia de procesamiento 3-D.
- 2.6 Análisis e interpretación de la información sísmica en 3-D.
 - 2.6.1 Interpretación 3-D.

CAPITULO 3.- APLICACIÓN DE LA TÉCNICA SISMOLÓGICA 3-D EN EL GOLFO DE MÉXICO.

- 3.1 Antecedentes.
 - 3.1.1 Localización del área de estudio.
 - 3.1.2 Definición del objetivo en el área.
 - 3.1.3 Operación geofísica exploratoria.
 - 3.1.4 Interpretación sísmica estructural.
- 3.2 Levantamiento sismológico tridimensional.
- 3.3 Procesamiento en 3-D.
- 3.4 Análisis e interpretación.

CAPITULO 4.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

BIBLIOGRAFÍA.

RESUMEN.

En nuestro país como en el extranjero se han descubierto y planeado exploraciones de yacimientos de hidrocarburos, con los métodos más sofisticados de exploración geofísica tanto en tierra como en el mar, por lo que la responsabilidad que se tiene como profesionalista de la ingeniería geofísica, dentro de la exploración de hidrocarburos, radica en actualizarse y tener conocimiento de las técnicas e innovaciones que se realizan día con día a nivel nacional como internacional.

El progreso de las técnicas sismológicas ha sido convincente y efectivo por más de una década, existiendo períodos cortos y estables de consolidación en las nuevas tecnologías aplicadas, que representan un adelanto en este método indirecto con mayor aplicación a nivel mundial, para la localización de zonas en el subsuelo con grandes posibilidades de contener hidrocarburos. Dentro de estas nuevas e innovadoras técnicas actualmente se encuentra incluida la técnica sismológica tridimensional.

En el presente trabajo se muestran, de una forma general, los principales factores que conforman a la técnica sismológica tridimensional (3-D) costa afuera para la exploración de hidrocarburos, describiendo los adelantos que lo hacen diferir del método convencional 2-D, comenzando con la descripción del método sismológico de reflexión, mencionando las innovaciones más relevantes que han revolucionado las técnicas sismológicas, que básicamente han sido dos: La del punto de reflexión común (CDP) y el sistema de grabación digital.

Posteriormente se definen las medidas que deben tomarse en cuenta en el momento de realizar el diseño y calcular los parámetros óptimos en la adquisición de los datos de campo durante la operación sismológica marina. De igual forma se da una descripción un poco más detallada del equipo e instrumentación, explicando el funcionamiento y características de la fuente de energía sísmica, como también las diferentes configuraciones del cable sísmico marino y la combinación de estos con los sistemas de navegación y posicionamiento como un sistema "integrado", con el cual se hace posible el levantamiento sísmico.

Después de plantear brevemente como sería la operación sísmica marina utilizando la técnica tridimensional, mostrando diversas técnicas de operación, se menciona el tratamiento de los datos colectados en campo bajo el esquema tridimensional, iniciando con el procesado de estos, indicando una secuencia de

proceso 3-D de forma general y práctica, basada en la aplicación de algoritmos convencionales 2-D pero definiendo en aquellos diseñados para tratar perfiles no lineales.

Al concluir con el procesamiento de los datos se obtiene un volumen de datos sísmico en 3-D, posteriormente se plantea el análisis de este y como se lleva a cabo la interpretación utilizando modernos sistemas computacionales que realizan esta labor interactivamente mostrando las ventajas aplicadas actualmente al volumen, entre las que se encuentran, ubicar la posición real de los eventos reflectores y sistemas de fallas en tres dimensiones, señalando la gran diferencia con los antiguos métodos de interpretación sobre secciones sísmicas en papel.

Finalmente se ejemplifica la técnica sísmológica tridimensional en cada una de sus fases, utilizando información de un estudio marino 3-D, mostrando como se llevó a cabo el levantamiento, cuales fueron los parámetros y equipo empleado así como la técnica de operación que se empleó, señalando también el proceso que se aplico a los datos colectados y mostrando algunas secciones interpretadas en una estación de trabajo con el moderno sistema de interpretación interactiva.

Para lo anteriormente expuesto se utilizo información colectada con la técnica sísmológica tridimensional en el Golfo de México frente a las costas de Campeche y Yucatán dentro de la zona denominada como Sonda de Campeche. Actualmente zona de grandes investigaciones de exploración por su gran potencial y reservas de hidrocarburos.

CAPITULO 1

1.- INTRODUCCIÓN

Hoy en día la búsqueda de nuevos yacimientos de hidrocarburos y la explotación adecuada de los ya descubiertos, se torna en una labor cada vez más ardua para la industria petrolera, debido a la complejidad que tienen las estructuras geológicas en el subsuelo. Por tanto, se tiene la necesidad de definir con mayor precisión la existencia y distribución de hidrocarburos dentro del yacimiento. Para lograr esa meta, es indispensable aplicar nuevas y mejores técnicas en los estudios de exploración.

Una de estas "nuevas técnicas" es la llamada sismología tridimensional o (3-D) que tiene como objetivo principal determinar las relaciones espaciales en tres dimensiones, de los rasgos estructurales y estratigráficos del subsuelo, que permiten tener un mejor control de la localización y configuración detallada del yacimiento.

En su conjunto, el levantamiento de la información sísmica en campo así como el procesamiento e interpretación de los datos obtenidos, utilizando la técnica tridimensional, se cataloga como una de las más costosas en el área de la prospección geofísica. Sin embargo, por la experiencia que se ha adquirido en nuestro país en los últimos años (1978-1995), el método ha adquirido gran aceptación cuando se le compara con la análoga técnica bidimensional (2-D) por la capacidad que tiene para resolver problemas geológicos complejos y en consecuencia ayudar a incrementar el éxito en la localización y configuración de yacimientos.

Actualmente la técnica 3-D se sigue renovando en forma paralela al desarrollo de la tecnología, tanto en el aspecto de adquisición de datos de campo como en procesamiento e interpretación de los mismos, aportándole un carácter todavía más resolutivo y preciso acerca de las características físicas del subsuelo. A futuro, se considera que la técnica convencional mayormente empleada será la tridimensional, en tanto la bidimensional gradualmente dejará de serlo.

En nuestro país, las técnicas de sismología marina tridimensional han contribuido al desarrollo de los campos petroleros más importantes hasta hoy conocidos, considerados dentro de los de mayor productividad en el mundo, (Fig. 1.1) incrementándose con ello las reservas petroleras.

En México, la sismología tridimensional empezó a ser aplicada a finales de 1978, predominantemente enfocada para resolver problemas estructurales complejos en aguas someras del Golfo de México para, posteriormente, ser aplicados en trabajos estratigráficos terrestres dentro del territorio nacional (D. Martínez, 1982).

Actualmente los trabajos de exploración en la región marina del Golfo de México, están encaminados a resolver problemas estratigráficos, en la exploración y desarrollo de campos. Para lo cual se requiere de técnicas más sofisticadas tanto en adquisición como en el procesamiento de los datos colectados.

Los grandes avances en las técnicas geofísicas y en este caso la de la sismología tridimensional, aunados a un rápido y fácil acceso a los sistemas de computación y proceso, permiten una detallada integración de información y la aplicación de métodos de modelado con los que son analizadas las características petrofísicas de las rocas productoras de hidrocarburos.

OBJETIVOS.

El presente trabajo de tesis tiene los siguientes objetivos:

1. Presentar de forma general un panorama de la técnica sismológica tridimensional marina (3-D) en sus principales fases que la integran: adquisición de datos de campo, procesamiento de la información, análisis e interpretación de los resultados obtenidos.
2. Utilizar, como ejemplo, información adquirida en aguas del sureste del Golfo de México, propiamente dentro de la zona denominada Sonda de Campeche, con la intención de darle una mayor difusión e ilustrar el poder resolutivo que provee este tipo de estudios, en relación a los métodos sísmicos convencionales (2-D).

Para el cumplimiento de estos objetivos se ha planteado la siguiente secuencia temática:

Un primer capítulo introductorio en el cual se discute la problemática actual en exploración de hidrocarburos y la necesidad de crear nuevas expectativas con la intervención de nuevas y sofisticadas técnicas de exploración en las que está incluida la sismología tridimensional.

Como segundo capítulo la descripción general de la técnica sismológica 3-D y las fases que la integran (adquisición, proceso e interpretación) analizando sus características principales.

Un tercer capítulo en el que se ejemplifican las tres componentes principales de la técnica sismológica tridimensional utilizando información sismológica de reflexión marina del Golfo de México.

Finalmente un cuarto capítulo en el que se obtienen las conclusiones, derivadas del presente trabajo sobre la aplicación de la técnica sismológica tridimensional y algunas recomendaciones.

CAPITULO 2

2.- EL MÉTODO SISMOLÓGICO DE REFLEXIÓN 3-D.

2.1 Descripción del método sismológico marino de reflexión 3-D.

El método de prospección sísmica marina que se emplea en la industria petrolera para trabajos 2-D ó 3-D, es el de reflexión (Fig. 2.1), éste consiste básicamente en crear una perturbación cercana a la superficie del mar, auxiliándose de una fuente de energía sísmica de tipo impulsiva, que introduce repentinamente un impulso de presión dentro del agua, creando una onda de choque (onda elástica) que se expande esféricamente en ésta hasta alcanzar el fondo del océano y transmitirse a través de las rocas del subsuelo.

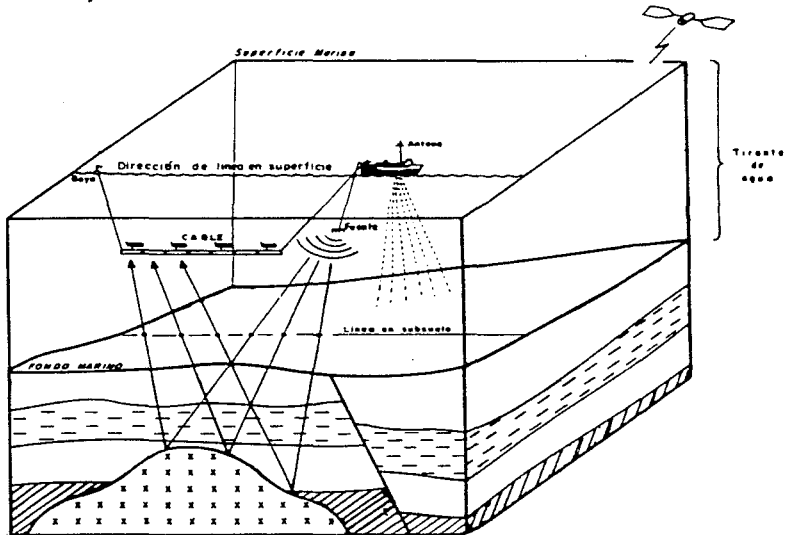


Figura 2.1 Método sismológico marino de reflexión usado en la industria petrolera.

Las diferencias físicas en cada interfase geológica, reflejan o transmiten frentes de onda, los cuales al llegar cerca de la superficie son captadas por varios grupos de detectores, comúnmente llamados hidrófonos, éstos convierten la energía del movimiento del subsuelo (energía acústica) en energía eléctrica para posteriormente ser conducida y registrada digitalmente por un equipo de grabación conocido como sísmógrafo.

El método al que se hace referencia tiene como objetivo deducir información acerca de las rocas, a partir de los tiempos de llegada y de las variaciones en amplitud, frecuencia y forma de onda principalmente, reproduciendo imágenes representativas de la geología del subsuelo.

La teoría de operación sísmica marina con el método de reflexión tiene las mismas bases que las de levantamientos sísmológicos terrestres, difiriendo principalmente en el equipo necesario de campo, utilizado durante la grabación de los datos.

Para determinar las características físicas, estructurales y estratigráficas en el subsuelo es necesario hacer un análisis detallado de la forma de onda que es reflejada, velocidad de transmisión de la misma, así como de otras consideraciones ya mencionadas anteriormente. Este tipo de análisis se facilita gracias a los constantes avances tecnológicos de la geofísica y la computación. Entre los que se cuenta con las innovaciones más relevantes que revolucionaron las técnicas sísmológicas, las cuales han sido básicamente dos: La del punto de reflexión común (CDP) y el sistema de grabación digital.

El punto de reflexión común (CDP) es una redundancia de los datos tomados en un mismo punto del subsuelo (Fig. 2.2), con el fin de mejorar la relación señal a ruido y tratar de atenuar las reflexiones múltiples, reforzando los eventos reales. Cuando mayor sea el número de reflexiones, de un punto del subsuelo considerado, mayor será la resolución de la imagen de ese punto de la corteza. Esta técnica, también es llamada perfil sísmico de reflexión multicanal o de recepción múltiple.

La grabación de los datos sísmicos con sistema digital, consiste en amplificar y muestrear la señal analógica (Fig. 2.3) proveniente de los detectores a cierto intervalo de tiempo (intervalo de muestreo), midiendo cada una de las muestras y representando su amplitud por un número (sistema binario), el cual esta integrado

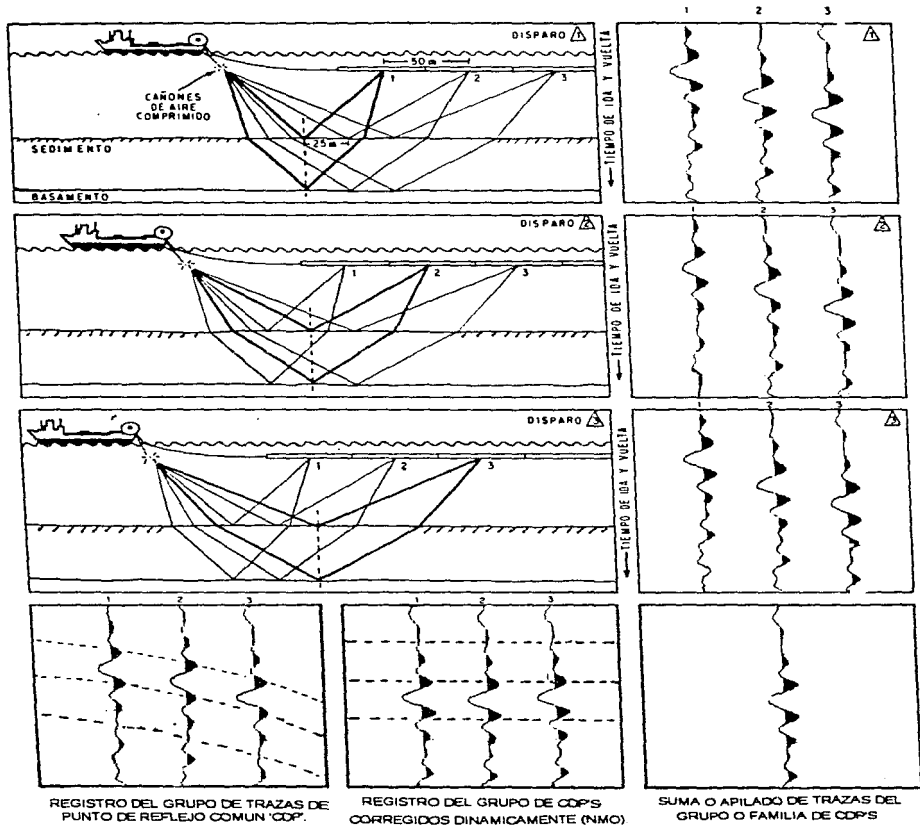


Figura 2.2 Método de obtención de un perfil sísmico marino empleando la técnica del punto de reflejo común "CDP" (Mutter, 1986).

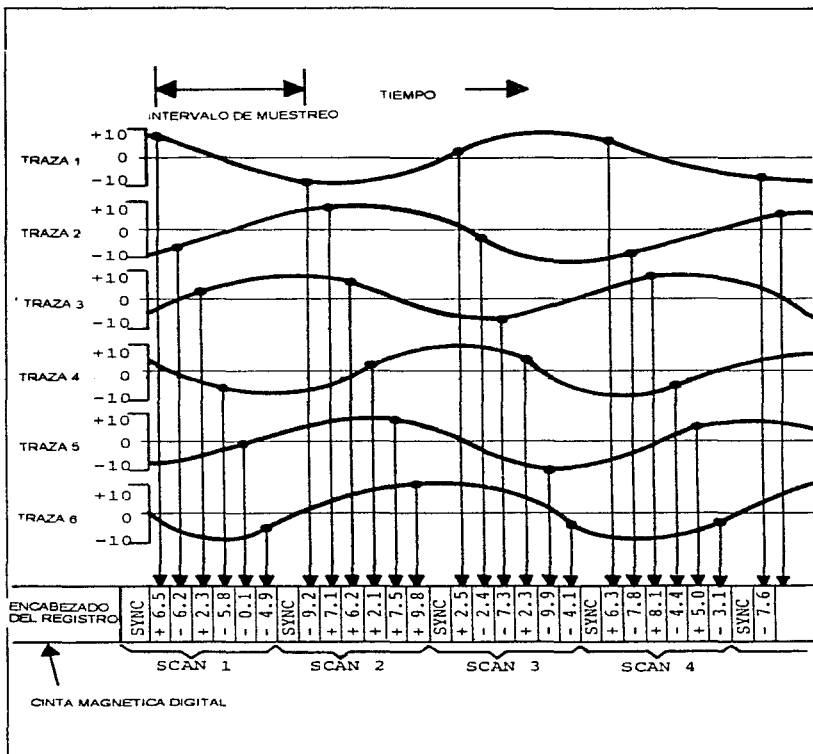


Figura 2.3 Gabración digital de datos sísmico "multiplexando" los canales antes de ser escritos sobre la cinta magnética (cortesía. Texas Instruments).

por dígitos (0 y 1). La información es entonces grabada en cintas magnéticas, en forma de pulsos de magnetización (bits), permitiendo utilizar sistemas de cómputo que operan bajo el principio digital efectuándose cualquier tipo de operación matemática sin degradar la señal.

Bajo este principio, una gran cantidad de información es almacenada y procesada por computadora en un tiempo relativamente corto, depurando la señal recibida al grado de obtener nítidas las señales producidas por diversos materiales del subsuelo.

Como complemento al desarrollo tecnológico de la sismología, durante la última década el progreso fue efectuado básicamente en el método sísmico 3-D y a los procesos que emanan de este nuevo sistema, cuya ventaja estriba en ubicar a la señal reflejada en su posición real vertical y horizontal y en una mayor resolución de los datos obtenidos. Es precisamente, sobre esta técnica sísmológica en su modalidad marina, que está puesta la atención para el desarrollo de este trabajo.

Las componentes básicas del método sísmológico 3-D en la exploración de hidrocarburos son: Adquisición de los datos de campo, procesamiento e interpretación de los mismos.

Para poder efectuar la adquisición de la información, primeramente es necesario contar con un buen diseño de las técnicas de operación y una adecuada selección del equipo. Por tal motivo se toman en cuenta los factores más relevantes en las que se fundamenta como son los objetivos geológicos, el mecanismo necesario para causar la excitación en el subsuelo, el equipo de grabación, sistema de control de operación, sistemas de navegación y posicionamiento, tipo de embarcaciones (para el caso marino) y sistema de cómputo disponible, así como la logística empleada.

Dentro del diseño de las técnicas marinas a emplearse, se determinan: la distancias entre detectores y puntos de tiro en la superficie, separación entre líneas de tiro, porcentaje de apilamiento, dirección de tiro, arreglo de la fuente de energía, longitud y profundidad del cable marino de grabación, frecuencia de grabación y tipo de proceso por aplicar a los datos. Lo anterior considera los echados de los estratos en el subsuelo, frecuencias que se desean preservar, velocidades de propagación de las ondas sísmicas compresionales, equipo de grabación y de proceso a emplearse (Palafox, 1994).

En la etapa de registro de los datos, en un levantamiento sísmológico 3-D marino (Fig. 2.1) se utiliza por lo general una embarcación geofísica (vessel) equipada con equipo de grabación (sismógrafo), sistemas de navegación y posicionamiento controlado por satélite DGPS (ver apartado 2.3.4), fuentes de energía sísmica "Air Gun" o pistola de aire, grupos de hidrófonos montados y distribuidos convenientemente a espacios regulares sobre un largo tubo de plástico lleno de un líquido de baja densidad, que en conjunto se conoce como cable sísmico interconstruido "streamer".

La embarcación navega sobre la superficie del mar por encima del prospecto en cuestión, remolcando el cable sísmico detrás, el cual conserva una profundidad relativamente constante, recolectando la información a base de líneas paralelas (líneas de tiro) cercanamente espaciadas (menor a 100 m.), con rumbo definido de longitud programada, y distancias entre grupos de detectores dentro del cable, que varían entre 20 y 50 metros, dependiendo del diseño.

En los levantamientos marinos 3-D, la dirección de tiro (curso del barco) es llamada la dirección en línea "in-line direction"; mientras que la dirección perpendicular a la dirección "in-line" es la llamada dirección "cross-line" (Yilmaz, 1987).

Entre las distancias en las que se realizan los disparos o puntos de tiro (P.T's) de la fuente sísmica y el espacio entre líneas de observación, se van creando pequeñas áreas rectangulares comúnmente conocidas como celdas o "bins", las cuales van dando forma a una rejilla o malla sísmica del levantamiento (Fig. 2.4). En ésta última son agrupados todos los puntos de reflexión común (CDP).

Lo anterior se realiza con la idea de obtener mayor cubrimiento en el subsuelo y de esta forma adquirir una gran cantidad de datos, que al ser procesados digitalmente, obtendrán el carácter tridimensional (volumen 3-D), pudiéndose lograr secciones sísmológicas, en cualquier dirección (in-line, cross-line, zig zag), o realizar cortes horizontales en tiempo (time slice) a intervalos regulares, como para cada intervalo de muestreo si es necesario, proporcionando una considerable ventaja para su interpretación (Fig. 2.5).

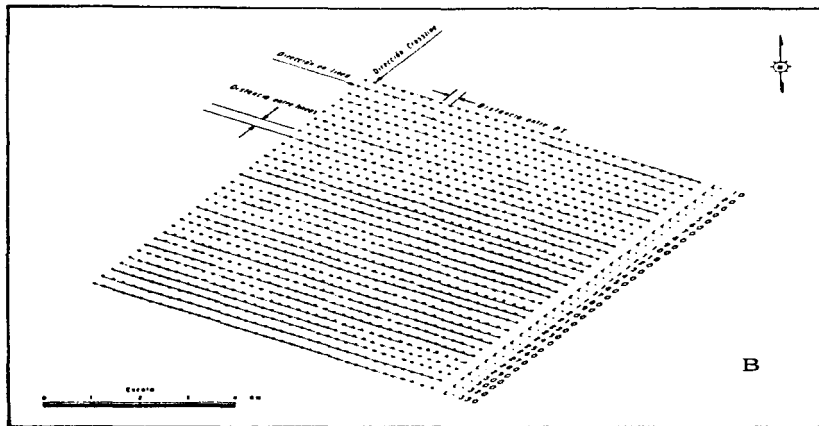
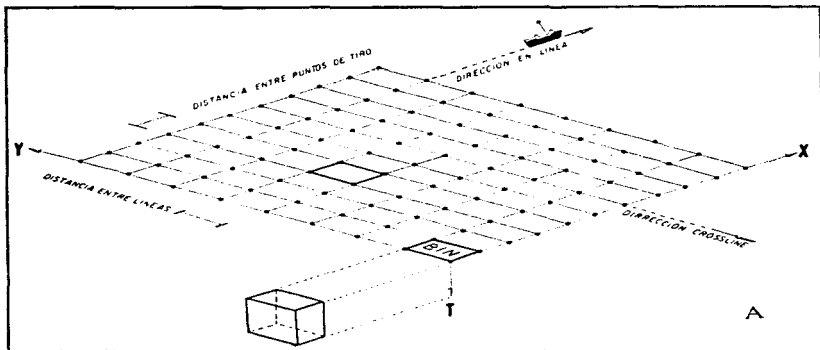


Figura 2.4 Levantamiento marino 3-D. a) Representación del levantamiento sísmico 3-D. b) Rejilla o malla sísmica; los PT's están representados cada 25 y las líneas cada 10, existe mayor distancia entre líneas.

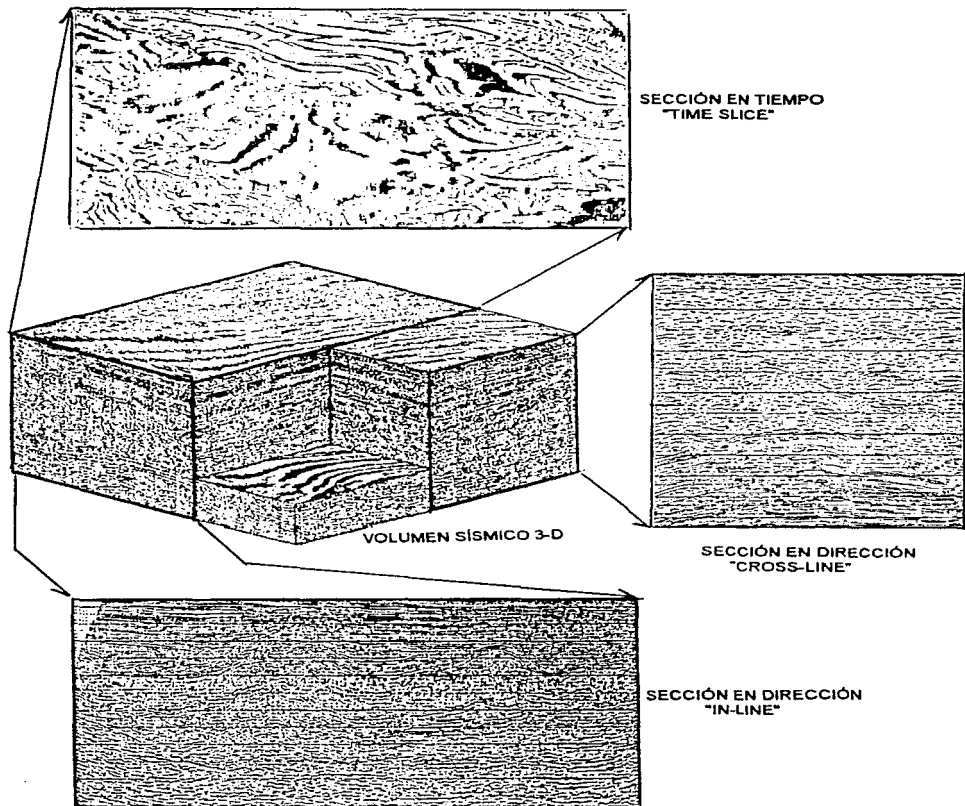


Figura 2.5 Diferentes presentaciones de secciones sísmicas que se obtienen del volumen sísmológico 3-D.

En contraste, en levantamientos 2-D muy difícilmente se lograría captar esta gran densidad de puntos observados en el subsuelo, ya que el espaciamiento entre líneas puede estar acotado a partir de unos cuantos metros a miles de ellos teniendo mayor incertidumbre al querer correlacionar las capas o estratos de la estructura de interés aún a pesar de contar con información de pozos que determinan propiedades en las rocas. Las figuras (2.6) y (2.7) ilustran la diferencia en la distribución de líneas entre levantamientos convencionales 2-D y el tridimensional, estos últimos se consideran como de mayor resolución en la determinación de la geometría y propiedades del subsuelo.

El factor clave del método sismológico 3-D, radica en el muestreo de la información en forma espacial (X,Y) y temporal (T) (Fig. 2.8). Bajo este principio se consigue adquirir una alta densidad de puntos de reflexión, los cuales durante el procesamiento son agrupados en celdas o bins de reflejo común, dentro de la rejilla sísmica, y de esa forma estar disponibles para utilizarse en análisis de velocidades, generándose apilamientos de puntos de reflexión que caen en las celdas, obteniéndose mejores resultados que con el empleo del apilado en dos dimensiones.

Los datos, adecuadamente muestreados en forma tridimensional, permiten que les sean aplicados con mucha eficacia, los algoritmos de procesamiento, tales como el de migración, el cual consiste en transformar la posición aparente de los reflectores a su posición real, bajo la suposición de que los datos registrados provienen del plano vertical bajo la línea donde se encuentran los detectores y los puntos de tiro, obteniéndose mejores resultados que con una migración en dos dimensiones (Fig. 2.20).

Sin embargo aún bajo circunstancias muy adecuadas, un muestreo uniforme en áreas de levantamiento 3-D es difícil de alcanzar al 100%. En trabajos marinos 3-D, el viento y las corrientes marinas pueden causar que el curso del barco se aparte de las líneas rectas paralelas deseadas (líneas de tiro) y que el cable sufra una deriva lateral (feathering) de la línea del cable ideal.

Asumiendo un patrón de cable como el mostrado en la Figura 2.9, aunque la dirección de tiro es a lo largo de la línea 2, los datos son grabados en los puntos medios de reflejo entre la fuente y cada uno de los receptores, pero asociados a las celdas de las líneas de tiro laterales, sufriendo una dispersión en dirección perpendicular a la línea de tiro, esto es, en la dirección "cross-line" (Méndez, 1991).

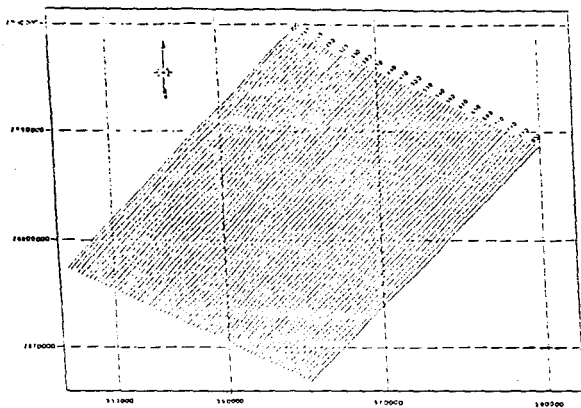


Figura 2.6 Distribución de líneas en levantamiento 3-D, representadas cada 10.

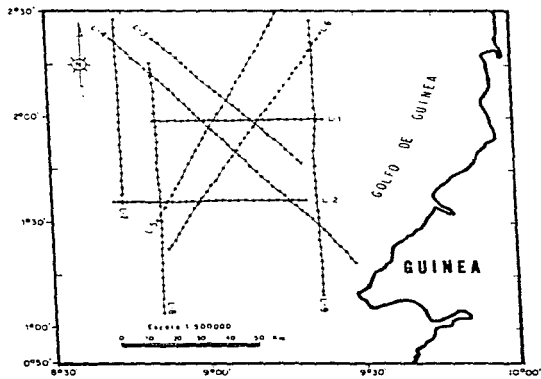


Figura 2.7 Distribución de líneas en levantamiento 2-D.

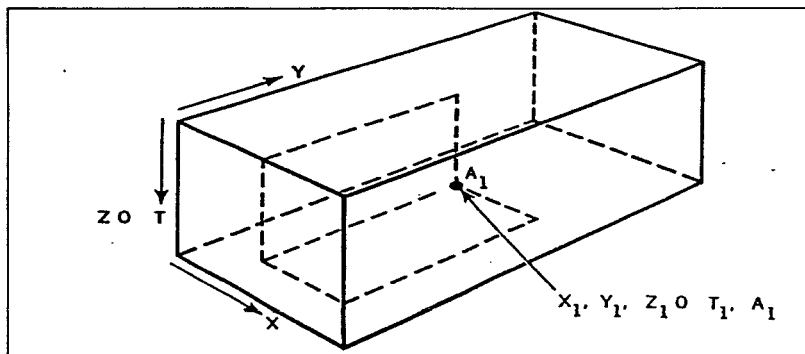


Figura 2.8 Diagrama de la muestra sísmica en 3 dimensiones (D. Martínez, 1981).

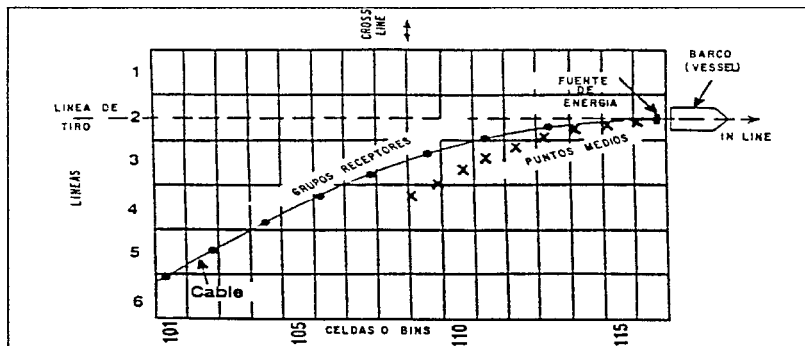


Figura 2.9 Deriva lateral "feathering" del cable sísmico (Yilmaz, 1987).

Bajo esta circunstancia, el volumen de datos 3-D puede tener anomalías en la distribución regular entre CDP's, ya que cuando los datos se ordenan en celdas de reflejo común, cada celda contendrá puntos medios de reflejo asociados con más de una línea fuente y en consecuencia obtener un muestreo espacial bajo.

La secuencia de procesamiento 3-D que se sigue para operar los datos obtenidos en el levantamiento, es en gran parte una extensión natural de los programas convencionales para 2-D, difiriendo en aquellos que se encargan de ordenar los datos en base a la de geometría de grabación, debido a la desviación que sufre el cable sísmico, el cual se origina al momento de registrar los datos, así como aquellos programas que utilizan los datos de entrada de forma tridimensional, como es el caso de la migración en 3-D.

Para ello se cuenta con información de navegación (coordenadas), que incluyen entre otros datos, la localización (X,Y) de los puntos de tiro y de cada uno de sus receptores, para ubicar los puntos de reflexión común en el subsuelo, realizando el proceso de los datos bajo un estricto control de posicionamiento.

Después de que la información de campo es procesada tridimensionalmente se obtiene un "volumen final 3-D" que estará disponible para realizar la interpretación. Actualmente el ambiente interactivo en computadora provee un medio efectivo y eficiente para la interpretación del volumen absoluto de datos sísmológicos migrados en 3-D.

La visualización de volumen de los datos sísmicos es una herramienta valiosa para la interpretación y presentación de los datos. Las presentaciones en perspectiva tridimensional en colores y sombreados permiten la integración de la información de los atributos de horizonte y estructura y además la interpretación de patrones de falla detallados (Fig. 2.10).

Este tipo de presentaciones también se utilizan para investigar la relación entre horizontes del depósito de hidrocarburos y las fallas de la estructura de superficie para integrar las estimaciones de las propiedades del reservorio con la estructura (Dorn and Tubman, 1995).

Es importante comentar que en levantamientos sísmológicos marinos 3-D el número de cables en la operación marina ha aumentado, así como el de embarcaciones (Fig. 2.11) para un mismo estudio, todo con el propósito de hacer

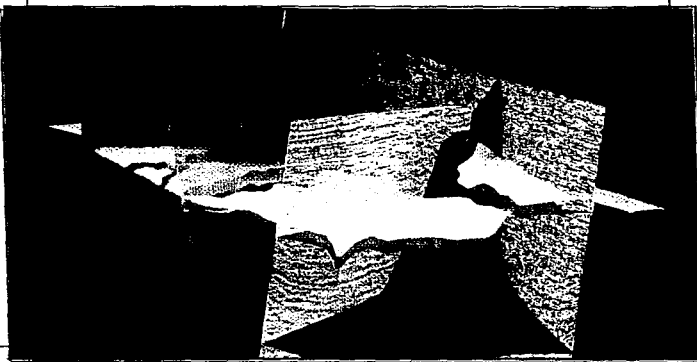


Figura 2.10 (a) Perspectiva tridimensional del volumen sísmico 3-D mostrando la interpretación de patrones de falla detallados (cort. Landmark G.Corp).

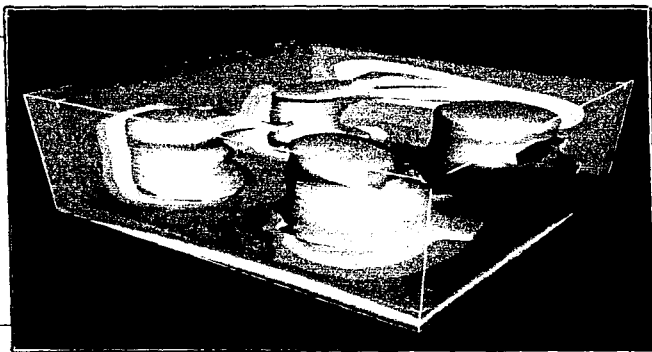


Figura 2.10 (b) Modelado interactivo del volumen sísmico 3-D (cort. D. Graphics I.).

los levantamientos en un periodo de tiempo más breve recolectando el mayor número de puntos de reflexión y, en consecuencia, efectuar operaciones sísmológicas marinas a gran escala.

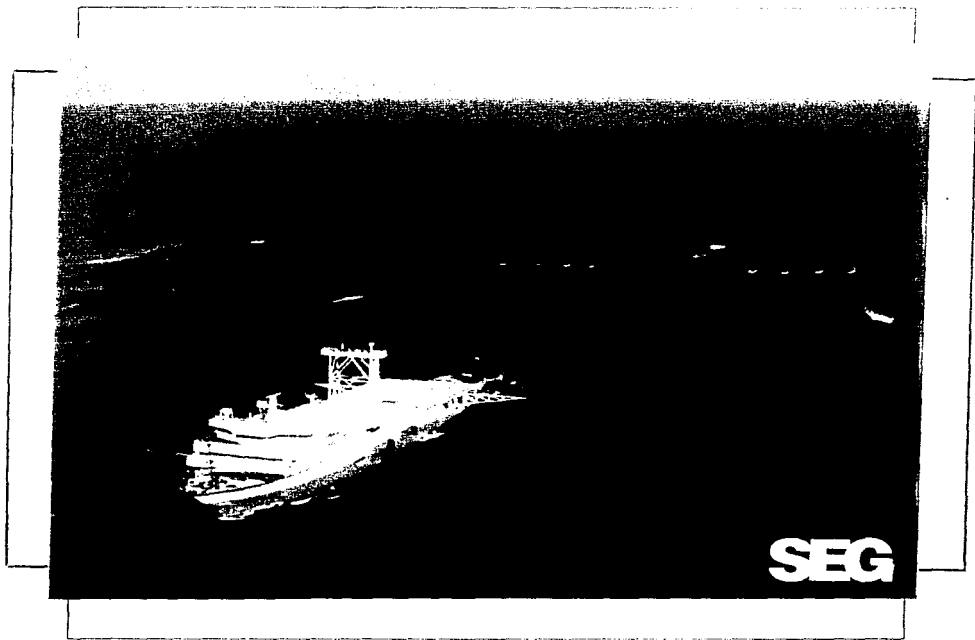


Figura 2.11 Levantamiento sísmológico marino 3-D con mayor número de cables en una operación a gran escala.

2.2 Diseño y adquisición de los datos de campo.

En un levantamiento sismológico tridimensional es indispensable tener un buen diseño de las técnicas de operación, así como la selección del equipo apropiado y logística empleada, para alcanzar los objetivos geofísicos a corto plazo minimizando los costos, tiempo en adquisición y procesamiento de la información (Stone, 1995).

El diseño adecuado de las técnicas de operación tiene como primordial enfoque preservar los atributos básicos de la señal reflejada como son el contenido de frecuencias, amplitud y fase principalmente, además de obtener una elevada relación señal a ruido, de tal forma que los datos muestreados espacial (X,Y) y temporal (T) de la señal sísmica representen lo más fielmente posible las características físicas de esa localidad, lo cual, aunado a la etapa de procesado de la información, permita alcanzar una alta resolución tanto vertical como horizontal y reducir o eliminar el ruido que la afecte. Todo ello en base a los objetivos geológicos buscados en el área de estudio.

La resolución se refiere a la separación mínima entre dos rasgos característicos, de modo que se pueda decir que hay dos características separadas en vez de una sola (Sheriff, 1991). En este caso la resolución sísmica nos permite determinar las dimensiones de un rasgo geológico de interés, tanto en el sentido vertical (tiempo) como horizontal (espacio). Por lo tanto, la resolución sísmica debe tomar en cuenta dos partes:

Resolución Vertical. Determina el espesor de un rasgo geológico por lo que se considera que es la distancia mínima entre dos contactos reflectores que pueden ser identificados e interpretados, a partir de una onda sísmica reflejada en dichos contactos. La medida para la resolución vertical es la longitud de onda dominante, la cual se define como la velocidad de la onda dividida por la frecuencia dominante. Para incrementar el ancho de banda de la frecuencia temporal y mejora la resolución vertical, el proceso de deconvolución es el adecuado.

Resolución Horizontal. Define la extensión horizontal del rasgo geológico. La zona de Fresnel es la medida para la resolución horizontal, cuyo tamaño depende de la velocidad, profundidad del reflector y contenido de frecuencias en la señal sísmica (Ecuación 2.1). Para incrementar el ancho de banda de la frecuencia espacial y mejorar la resolución horizontal o lateral, se requiere de un muestreo espacial fino (interpolación de trazas) y/o un buen proceso de migración.

El área de reflexión constructiva acumulada alrededor del punto reflectivo de la teoría de rayos es llamada zona de Fresnel (Fig. 2.12). La dimensión de esta área establece el poder resolutivo lateral del método sísmico, estableciendo la resolución lateral (espacial) dentro del cual importantes cambios en las propiedades acústicas del reflector ocurren (Espinosa, 1991).

$$R_1 = \frac{V}{2} \sqrt{\frac{t}{f}} \quad (2.1)$$

donde V= velocidad, t= tiempo y f= frecuencia dominante.

Sustituyendo diferentes valores de velocidad, frecuencia y tiempo en la ecuación (2.1), y analizando los resultados, se puede observar que para eventos someros, y alta frecuencia, la zona de Fresnel es pequeña y la resolución lateral es alta. A medida que el evento es profundo, y la frecuencia baja, la zona de Fresnel aumenta, y la resolución lateral es deteriorada (Fig. 2.13). Este último, es un caso típico para zonas marinas (velocidad alta, eventos profundo y frecuencia baja).

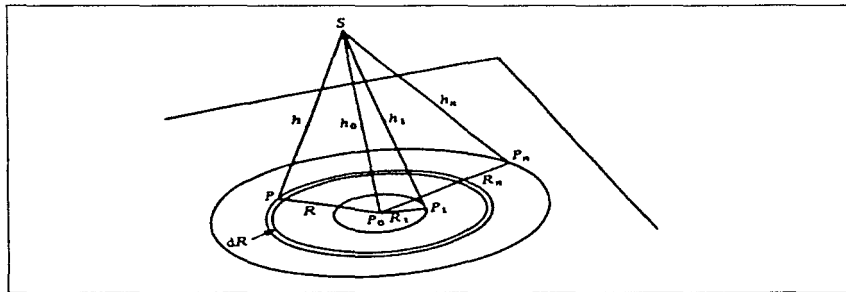


Figura 2.12 Geometría de las zona de Fresnel. S es una fuente y el detector coincidente, SPO, es perpendicular a un plano reflectante y R1, R2,....son tales que las distancias SPO, SP1, ... difieren por $1/4\lambda$; así, $h_{n+1}-h_n = 1/4\lambda$ (Sheriff, 1991).

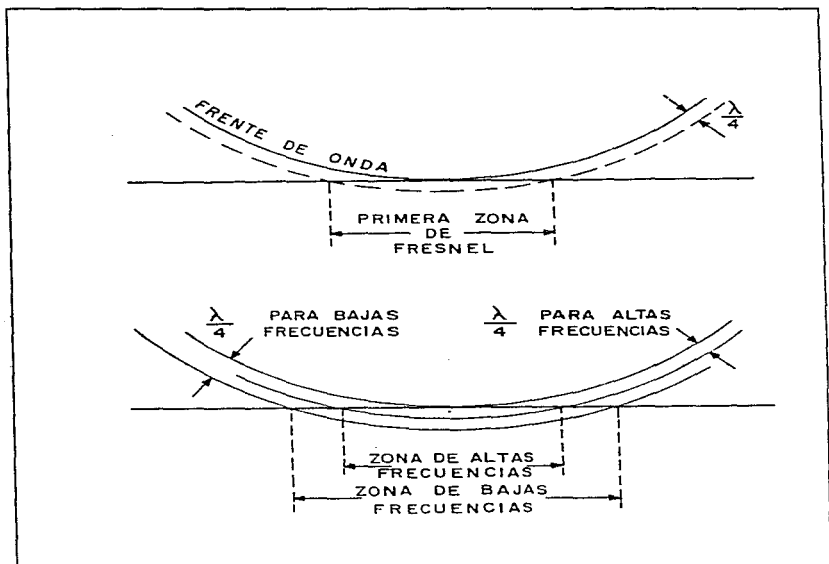


Figura 2.13 Variación de la zona de Fresnel debido a cambios de frecuencia (Espinosa, 1991).

El procesado de datos sísmicos tridimensional es considerado como de alta resolución, ya que recupera la amplitud de los eventos con más eficiencia; no así el procesado 2-D. La zona de Fresnel es colapsada a un círculo (Fig. 2.14) y no a un círculo elongado como es el caso con el método bidimensional. Por ello es recomendable que en los proyectos donde la amplitud juega un papel importante (AVO, punto brillante, caracterización de yacimientos, etc.) estos sean tridimensionales para alcanzar un buen resultado.

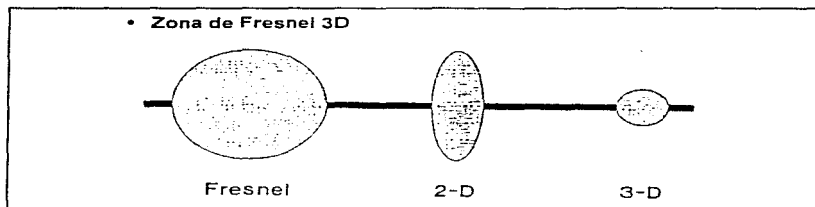


Figura 2.14 El proceso de la migración reduce la zona de Fresnel en ambas dimensiones sobre datos 3-D. La resolución es mejorada por la convergencia de la energía fuera del plano y la relación señal a ruido también es incrementada (Stone, 1995)

Para ilustrar lo anteriormente expuesto se toma como ejemplo el trabajo realizado por (French, 1974), el cual mediante un modelo sintético (Fig. 2.15) demuestra el poder resolutivo que tiene el proceso de los datos sísmicos en 3-D, en comparación con el convencional 2-D. Este se basó en el muestreo espacial, debido a que la distribución de las líneas sobre el modelo fue más uniforme en 3-D (Fig. 2.16) que en 2-D (Fig. 2.17).

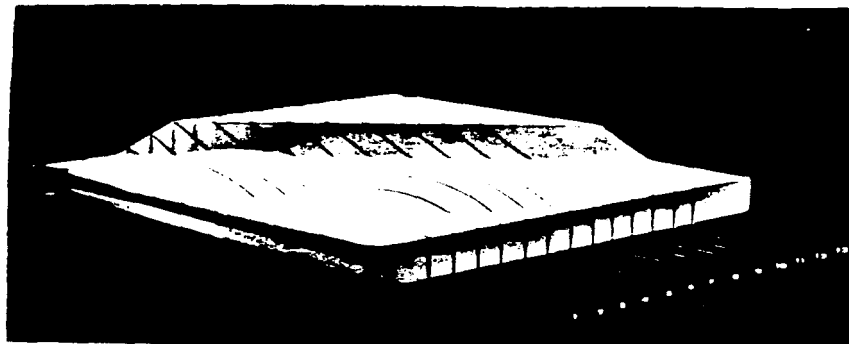


Figura 2.15 Modelo sintético del subsuelo en 3-D (French, 1974).

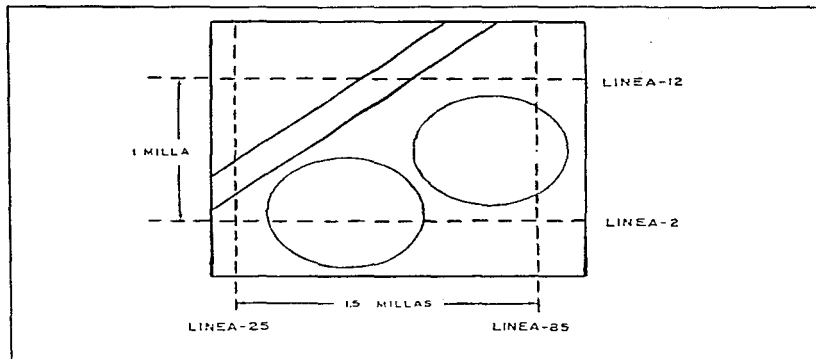


Figura 2.16 Levantamiento 2-D basado en 4 líneas (French, 1974).

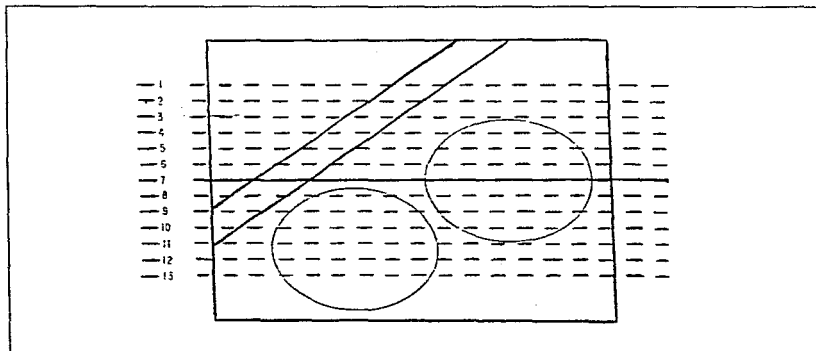


Figura 2.17 Levantamiento 3-D basado en 13 líneas (French, 1974).

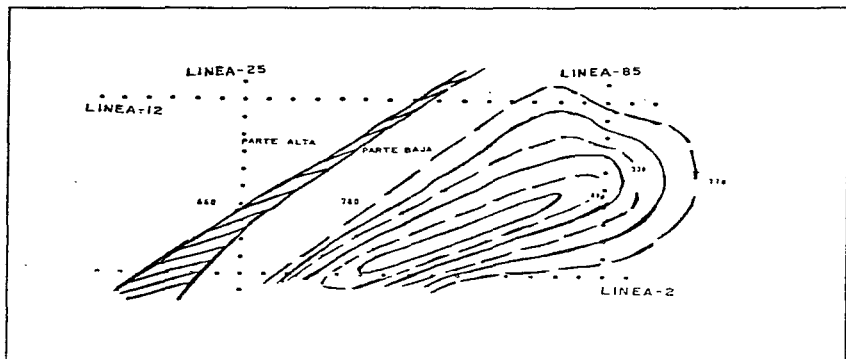


Figura 2.18 Interpretación de respuesta 2-D: anticlinal alargado (French, 1974).

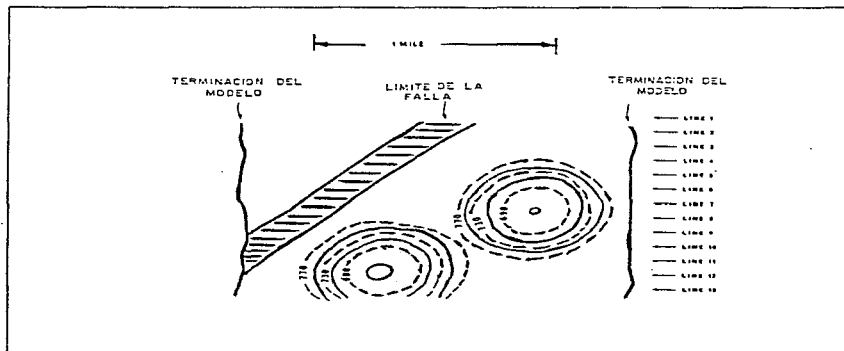


Figura 2.19 Interpretación de respuesta 3-D: dos anticlinales (French, 1974).

Después de simular la generación de la repuesta sísmica en ambos casos se efectuó la migración y posteriormente la interpretación dando como resultados los mostrados en las Figuras (2.18) y (2.19). Donde para el caso de la simulación en dos dimensiones se observa un anticlinal alargado, y no dos, como se ve en el modelo real. En el caso de la respuesta 3-D es claro que la interpretación es fiel con respecto a lo establecido en el modelo. Esto demuestra en primera instancia como la falta de suficiente muestreo marca un abismo entre ambas técnicas, además de que sería evidente una significativa reducción de fracasos en la perforación de pozos.

Otro ejemplo sobre el mismo modelo 3-D realizado por Herman et al en 1982 se muestra en la (Fig. 2.20) siguiendo la línea 7 de la Figura (2.17). Donde se observa un patrón de difracciones para los anticlinales y la falla inversa, de manera que la sección apilada da una apariencia confusa (Fig. 2.20a). Posteriormente aplicando la migración 2-D se podría decir que mejora en algo (Fig. 2.20b), sin embargo el algoritmo 2-D no opera con reflexiones provenientes fuera del plano, por lo tanto se obtiene una imagen distorsionada, donde aparece un anticlinal (en la parte izquierda) que no existe debajo de la línea de observación. Por otro lado la migración 3-D resuelve más claramente la pendiente de la falla inversa así como el anticlinal, colocando todos los eventos en su posición real (Fig. 2.20c).

Las figura (2.21) y (2.22) muestra ejemplos reales donde se observa la mejoría entre el proceso de migración en 2-D y 3-D demostrando que las diferencias comentadas son evidentes, ilustrando la validez que tiene la migración en 3-D a lo largo y ancho de un prospecto, en lo que se refiere al incremento de la calidad de la información y a la disminución de incertidumbre en la interpretación.

Aunque el proceso de migración se explicará con más detalle en el subíndice (2.5), es importante mencionarlo en este apartado para ilustrar la relación tan estrecha que existe entre las diferentes etapas de la técnica sísmológica 3-D. Ya que, por ejemplo, difícilmente un error cometido en la adquisición de los datos puede corregirse en el procesamiento y menos aún en la interpretación. Es por esto que el diseño del levantamiento es más eficiente cuando el procesado y la interpretación son considerados en el momento de programarlo.

El personal que realiza el diseño de las técnicas de operación y selección de equipo son profesionales altamente capacitados con muchos años de experiencia en levantamientos sísmológicos 3-D. Ellos fijan su atención en el equipo disponible, objetivos del levantamiento y problemas a los que se puedan enfrentar.

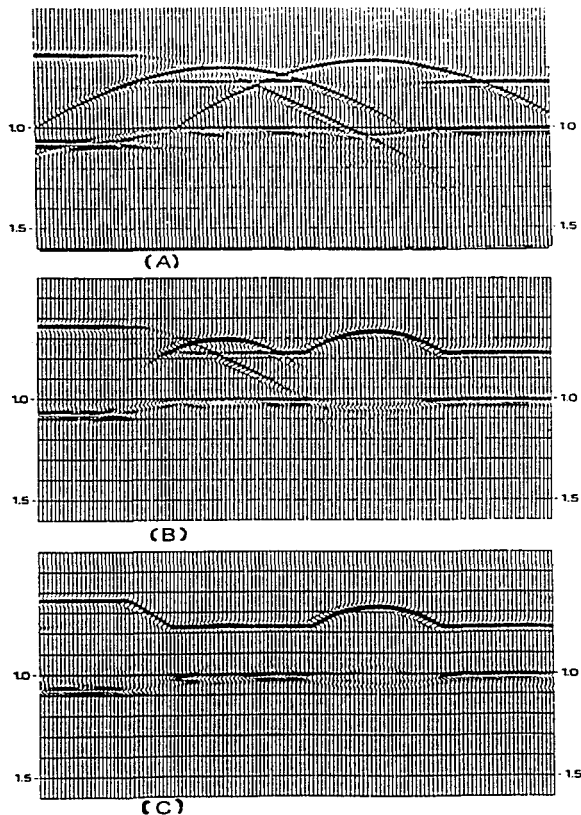


Figura 2.20 Proceso de migración. a) Patrón de difracciones en la sección apilada; b) migración 2-D; c) migración 3-D (Herman et al 1982).

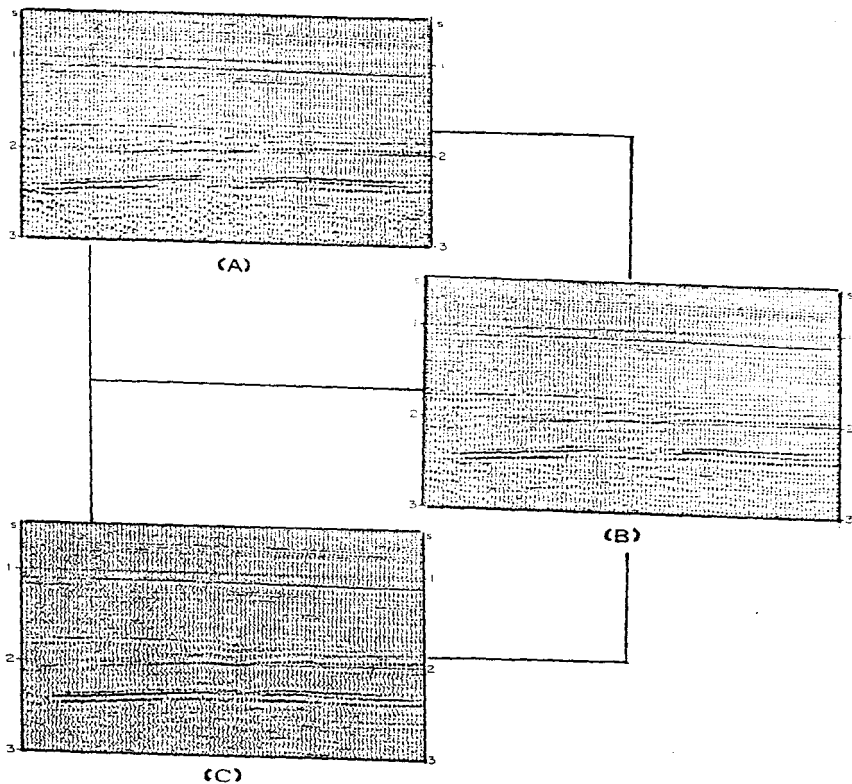


Figura 2.21 Secciones sísmicas de datos reales; a) Sección apilada; b) Sección migrada en 2-D; c) sección migrada en 3-D (cort. Western G.).

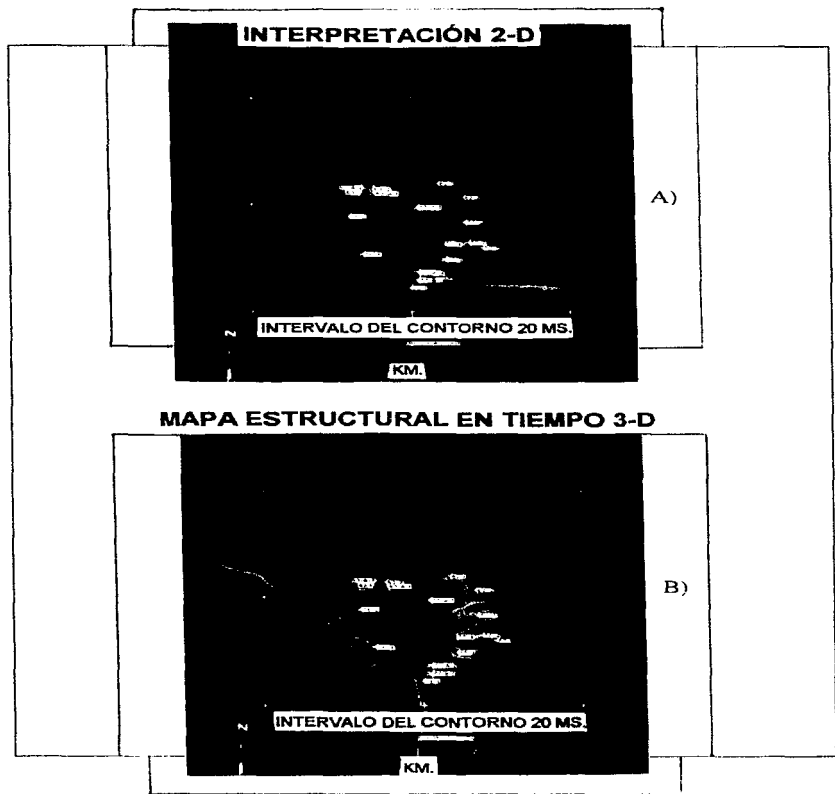


Figura 2.22 Mapa estructural de un domo salino; a) Interpretación basada sobre sísmica convencional 2-D; b) Interpretación a partir de un volumen de datos 3-D (cortesía Texas instruments).

Para obtener, en un levantamiento, un adecuado control de calidad de la información, deben conocerse los métodos de operación, instrumentación objetivos y la teoría en la que se basan los procesos aplicados.

La elección de las técnicas o parámetros de operación para el levantamiento tridimensional es llevada a cabo en forma similar que para el caso de dos dimensiones, en el sentido de obtener una resolución aceptable. Para esto se debe tomar muy en cuenta que el muestreo espacial y temporal de la señal reflejada sea óptimo.

La meta final posterior al levantamiento sísmico 3-D y previa a la interpretación, es la de obtener la migración del volumen de los datos sísmicos en tres dimensiones. La fidelidad de ésta migración depende en gran parte de la calidad del procesamiento de los datos, sin embargo, existen otros dos factores dentro del diseño de las técnicas de operación que controlan la fidelidad de ésta.

Apertura de migración. En la operación sísmológica 3-D además de considerar los parámetros como el espaciado entre puntos de tiro y distancia entre líneas, los cuales como ya se menciona con anterioridad definen al bin, se debe considerar el área que se desea tener migrada, ya que el tamaño del levantamiento no es únicamente función del área del objetivo; si no también del área requerida para la migración, esto es el desplazamiento que tendrían los eventos de los extremos al migrarse y que quedarán dentro del área deseada (Fig. 2.23).

Para entender un poco más este concepto se muestra en la (Fig. 2.24) un modelo en subsuelo con un reflector buzante (segmento CD, en línea punteada) dentro de un medio homogéneo. La respuesta sísmica del segmento se ilustra en una sección de reflexión en tiempo (segmento C'D', en línea gruesa). Cuando a esta sección se le aplica, en forma adecuada, el algoritmo de migración, mueve al segmento a su verdadera posición en el subsuelo CD.

De aquí podemos notar, que si al diseñar el levantamiento sísmico, la línea, en superficie es limitada al segmento OA durante el registro, entonces el evento sísmico de la sección en tiempo no sería detectable. Por otro lado si el registro es limitado a AB entonces, el evento C'D' estaría ausente en la sección migrada.

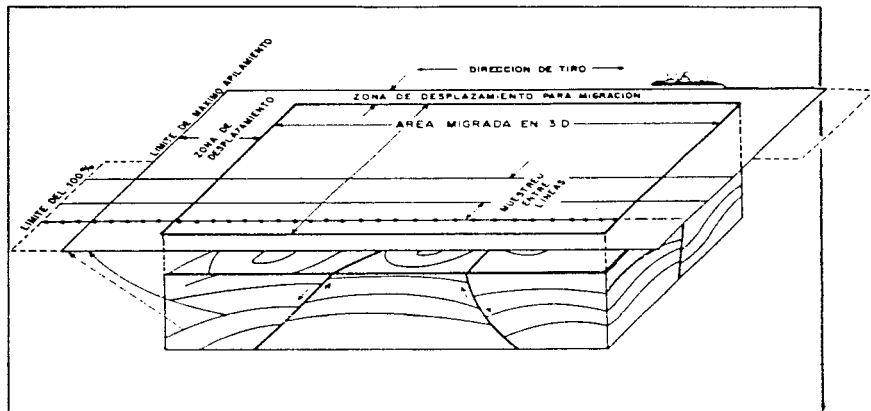


Figura 2.23 Consideración de la zona de desplazamiento para migración (Palafox, 1994).

Lo anterior implica que, si el objetivo de interés está limitado por el segmento OA, la sección en tiempo debe ser registrada sobre un segmento más largo, en este caso a OB. La longitud de la línea también debe ser un poco más extensa para incluir una significativa parte de difracciones que pueden estar presentes en los datos además de que el tiempo de registro lo sea para captar remanentes de difracción y todos los eventos de buzamiento importante.

Para el caso de un punto sobre un evento buzante (Fig. 2.25), el desplazamiento en la dirección horizontal (dx), como temporal, en la dirección vertical (dt) resultado de la migración, depende de la velocidad del medio, profundidad y buzamiento del evento. Así, la longitud de la línea y su posición en superficie deben seleccionarse cuidadosamente, basado en la apertura de migración necesaria para delinear adecuadamente la zona objetivo de interés (Yilmaz, 1987).

Como ejemplo, una típica anomalía en subsuelo con una extensión lateral de 3 x 3 Km, requerirá de un levantamiento 3-D sobre una área tan larga como de 9 x 9 Km.

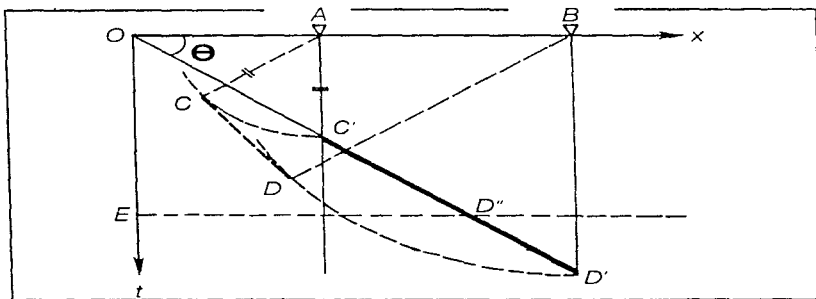


Figura 2.24 Consideraciones para apertura de migración (Yilmaz, 1987).

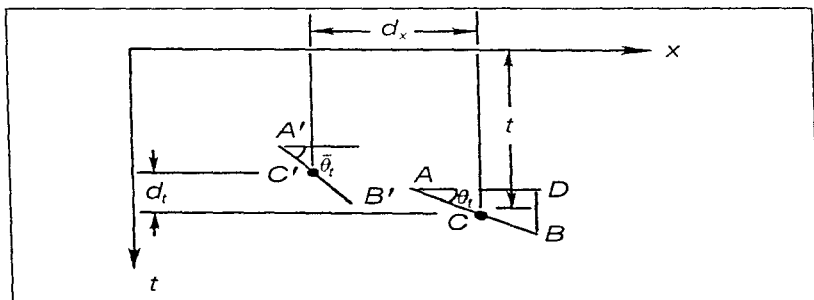


Figura 2.25 Análisis cuantitativo del proceso de migración: El punto C sobre el segmento AB es movido a C' después de migración (Yilmaz, 1987).

Muestreo espacial. Al planear un levantamiento sísmico, la selección del espaciado entre trazas o grupo de receptores es fundamental. Esta selección es especialmente crucial para levantamientos 3-D, dado que el costo en la adquisición y procesamiento debe de estar en relación a la densidad de muestreo necesaria para resolver problemas de exploración. El levantamiento bien diseñado debe tener una adecuada densidad de trazas, uniformemente distribuidas sobre el área del levantamiento (Rothman, 1981).

Las decisiones de lo que constituye una densidad de muestreo adecuado son usualmente basadas en el criterio del "alias espacial". Este problema es causado por un mal muestreo de la onda sísmica de campo, que durante el proceso de migración por ejemplo de una sección apilada se presenta, ya que está definida por los parámetros de registro, por lo tanto, el espacio entre receptores y espacio entre líneas tanto en la dirección in-line como cross-line, utilizadas en campo deben ser examinadas cuidadosamente. Dado que los compromisos de densidad de muestreo en el campo deben muchas veces realizarse en forma muy económica, principalmente para levantamientos 3-D.

Para mostrar esto en la (Fig. 2.26) se observa la relación que existe entre el espacio entre trazas de una sección apilada, buzando, y la frecuencia en que inicia el alias espacial.

Imaginando el registro de rayos de incidencia normal con 2 receptores A y B. En este caso de velocidad constante, el ángulo entre el subsuelo y el frente de onda es el verdadero del reflector desde el cual emergen los rayos. Esto es un tiempo de retraso equivalente a la dirección de viaje CB entre los receptores de A y B. Si el tiempo de retraso es de medio periodo dado por la componente de frecuencia de la señal de arriba de los receptores, entonces esta frecuencia se encuentra en el inicio de un problema de "alias".

Desde la relación indicada en la (Fig. 2.26), nótese que la frecuencia máxima sin problemas de alias consigue pequeños incrementos con el buzamiento, velocidades bajas, y un mal muestreo entre trazas.

De esta relación, un óptimo espacio entre trazas puede ser derivado por la dirección in-line y cross-line, proviendo un campo regional de velocidades, y conocer los buzamientos del área en el subsuelo. Un típico espaciado entre trazas dirección in-line y cross-line en levantamientos 3-D marinos es de 12.5 por 25 m. y de 37.5 por 75 m., respectivamente (Yilmaz, 1987).

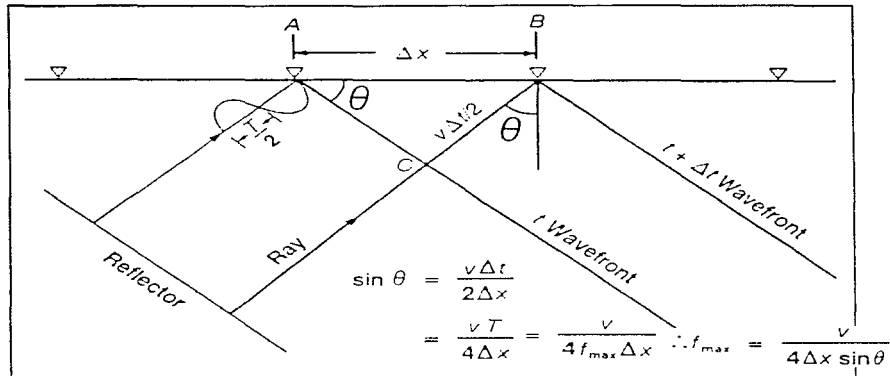


Figura 2.26 Relación entre el espacio entre trazas de un reflector buzando y la frecuencia en que inicia el alias (Yilmaz, 1987).

2.3 Descripción de equipo e instrumentación.

2.3.1 Fuente de energía sísmica marina.

La función principal de una fuente de energía sísmica marina, es la de introducir repentinamente un impulso de presión dentro del agua. Este implica una compresión de las partículas de agua, creando una onda elástica que se expande esféricamente en está; hasta alcanzar el fondo marino y transmitirse a través del subsuelo.

Antiguamente, una carga relativamente grande de dinamita sumergida en profundidades someras era utilizada. En la actualidad, la fuente de energía sísmica marina en la prospección de hidrocarburos es el mecanismo denominado "Air Gun" o "pistola de aire" (Fig. 2.27), que como su nombre lo indica, opera con aire comprimido a alta presión almacenado en una cámara, que al ser liberado repentinamente bajo el agua se descarga a muy alta presión formándose una burbuja de aire, dando lugar al pulso de energía. Esta burbuja resultante oscila hasta que toda su energía es agotada.

Las oscilaciones generadas por la burbuja cubren una banda limitada de frecuencias determinada por el tamaño de la burbuja, la cual por consiguiente es determinada por el tamaño de la cámara, presión del aire y profundidad del agua; la mayor parte de energía cedida (80 a 90%) por las oscilaciones se encuentra en la banda de frecuencia sísmica más útil, esto es de 5-80 hertz.

La frecuencia dominante del impulso depende de la energía acústica radiada por lo tanto, para incrementar el ancho de banda de frecuencias y la potencia de la energía radiada, se utilizan combinaciones (arreglos) de varias pistolas de diferentes tamaños que operan en paralelo, las cuales son accionadas simultáneamente a la misma presión y profundidad. El tamaño de la pistola se define por el volumen, en pulgadas cúbicas, de la cámara que almacena el aire comprimido (Fig. 2.28).

La adquisición de datos actualmente se hace empleando de 24 a 40 pistolas de aire por fuente de energía, con presiones de 1600 a 2500 lb/pulg² y un volumen total de 3000 a 7000 pulg³ (Palafox , 1994). El arreglo geométrico de la fuente, en su accionar, deberá actuar en forma sincronizada, proporcionando el efecto de un solo impulso en cada disparo.

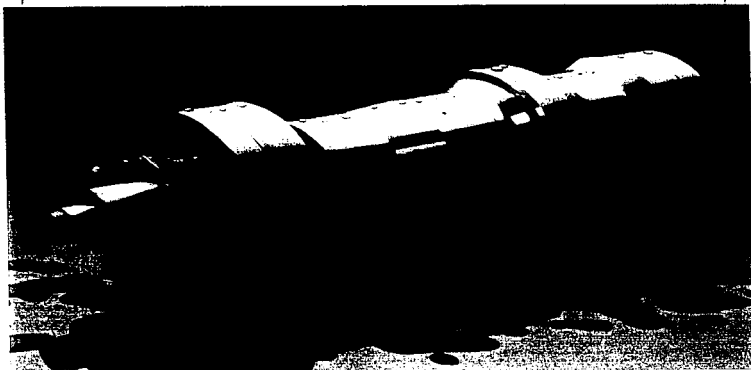


Figura 2.27 Diseño de una pistola de aire "Air Gun" (cortesía Halliburton G C)

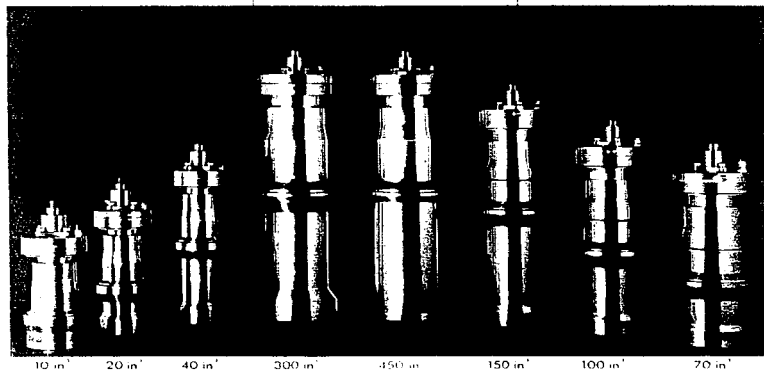


Figura 2.28 Diferentes tamaños de pistolas definido por el volumen en pulg³ (cortesía Halliburton G C).

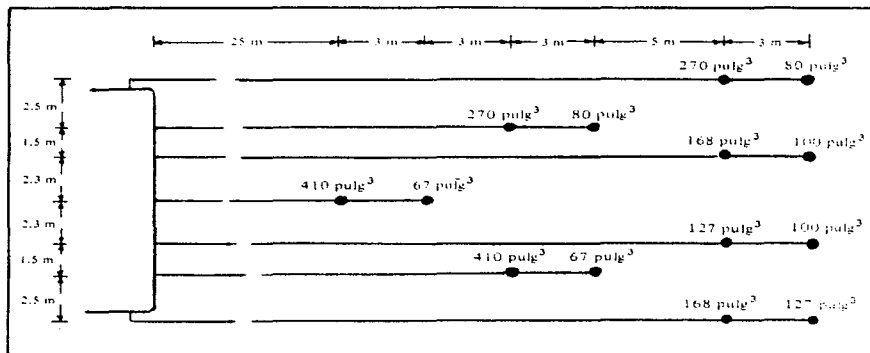


Figura 2.29 (a) Distribución de un arreglo de 14 pistolas. Se indican los tamaños de las pistolas (Sheriff, 1991).

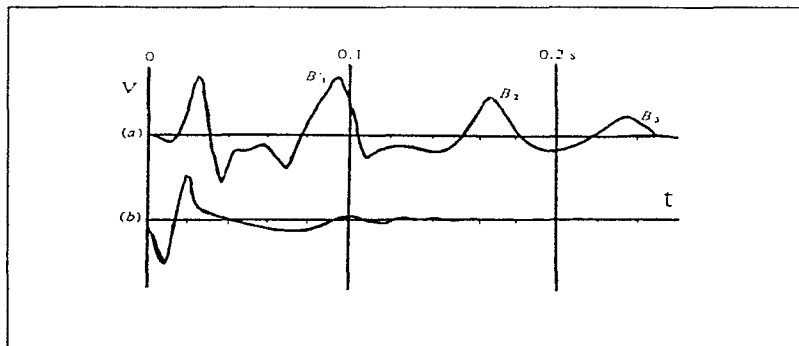


Figura 2.29 (b) Comparación de la forma de onda de campo de una sola pistola de 120 pulg^3 cúbicas (a) contra un arreglo de pistolas de diferentes tamaños (b) (Sheriff, 1991).

La Figura 2.29 muestra un arreglo de 14 pistolas y la comparación de la forma de onda que genera un arreglo de pistolas de diferentes tamaños contra la de una sola pistola de aire. Los disparos de las diferentes pistolas se sincronizan para que se alinie el primer pico de presión para una onda que se propaga hacia abajo; esto produce cierta anulación de los efectos secundarios (Sheriff, 1991).

El mecanismo "Air -Gun" (Fig. 2.30) se construye de dos cámaras de aire en un cilindro y conectadas por medio de un pistón, el cual se acciona mediante una señal de un dispositivo eléctrico. El aire es enviado directamente a la unidad, dentro de la cámara superior y a través del pistón dentro de la cámara inferior, la liberación de la energía se realiza a partir de energizar una válvula de solenoide montada directamente sobre la unidad.

Esto acciona el pistón que da liberación al aire comprimido. Con la liberación repentina de la presión de la cámara de disparo, el pistón es forzado a regresar a su posición original y la unidad está nuevamente disponible para su uso. Para tener un buen ciclo de funcionamiento de las pistolas de aire, al iniciar la operación sobre una línea de tiro, deberá calibrarse su funcionamiento.

Las pistolas de aire están construidas bajo normas de calidad muy estrictas, ya que son operadas normalmente a muy altas presiones bajo diversas condiciones de salinidad y temperatura del agua, así como disparadas en operación continua las 24 horas, por lo tanto es necesaria una gran resistencia mecánica en todas sus piezas.

Para su mantenimiento durante la operación marina es necesario despresurizar el mecanismo antes de sacarlo del agua, desconectando la línea que lo une al compresor y, por seguridad, deshabilitando el mecanismo eléctrico de disparo (Méndez, 1991).

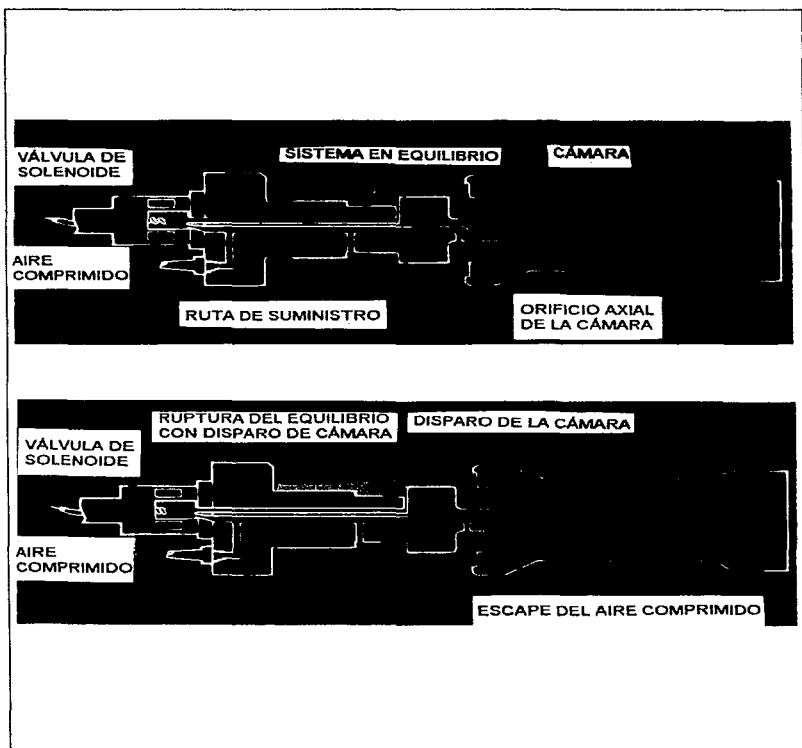


Figura 2.30 Ciclo de funcionamiento del mecanismo "Air Gun"
 (cortesía Halliburton G.C.)

2.3.2 Cable sísmico marino.

Para realizar la recolección de datos sísmicos del subsuelo en un levantamiento marino 2-D o 3-D, es requerida la herramienta comúnmente conocida como cable sísmico marino, "streamer", éste básicamente se compone de una serie de detectores de presión llamados hidrófonos, que son sensitivos a cambios de presión en el agua.

Los hidrófonos que se encuentran conectados eléctricamente a lo largo de todo el cable, reciben señales acústicas generadas por la fuente sísmica y reflejadas desde los estratos del subsuelo, en forma de ondas compresionales o de presión para posteriormente ser convertidas a señal eléctrica y ser conducida por líneas de transmisión del cable a un sistema de grabación sísmico digital en cintas magnéticas.

Los hidrófonos están constituidos por materiales piezoeléctricos sintéticos (cristales de cerámica) cuya presión externa en su superficie genera una diferencia de potencial cuando se somete a deformación mecánica. Entonces el hidrófono actúa como un transductor que convierte la presión generada por la onda acústica en voltaje. Los transductores piezoeléctricos usados como hidrófonos son diseñados para operar sobre un rango de frecuencias relativamente amplio.

Los detectores van en grupos conectados eléctricamente con el fin de tener una sola salida por cada grupo. A la distribución relativa de los hidrófonos dentro del grupo es lo que se llama patrón o arreglo. La razón de emplear arreglos de detectores múltiples y no solamente uno por traza es incrementar la relación señal a ruido efectuando un filtrado espacial.

Si consideramos que la señal y ruido son ondas planas con diferentes ángulos de incidencia, y que las ondas asociadas con ruido estén más cercanas a la horizontal que la señal reflejada (considerando que incide verticalmente), se diseñan los patrones precisamente con el fin de eliminar tales ondas ruidosas dando un espaciamiento uniforme o variable entre detectores y variando el número de estos en el arreglo, desde unas pocas unidades hasta varias decenas.

El tipo y número de hidrófonos requeridos depende de varios factores algunos de los cuales son: clase de energía sísmica utilizada, naturaleza y magnitud del ruido, rango de frecuencia deseado, longitud del cable sísmico,

sensibilidad, rango dinámico, e impedancia de entrada de los amplificadores sísmicos.

Cuando se han elegido la clase de detectores que se van a usar, se procede a elegir el tipo de conexión eléctrica entre éstos que proporcione el máximo voltaje de entrada en los amplificadores sísmicos con un mínimo nivel de ruido y distorsión. La más ampliamente usada es del tipo serie-paralelo que combina la alta ganancia de la conexión en serie con la baja impedancia de la conexión en paralelo logrando que la respuesta del arreglo a las bajas frecuencias sea mayor.

Físicamente el streamer es un tubo largo de plástico lleno de un fluido de baja densidad y dotado de varios grupos de hidrófonos. El fluido proporciona la fuerza boyante necesaria para que el cable flote, además de servir como transmisor de la señal acústica a los hidrófonos. Junto con el plástico (PVC), reduce el contraste de la velocidad de la señal acústica entre los hidrófonos y el agua del mar, aminorándose con ello la proporción de ondas que escapan a los hidrófonos y quedan sin registrar.

El cable sísmico marino se constituye de varios segmentos llamados secciones (Fig. 2.31) entre los que se encuentra el carrete cuya función es la de mantener enrollado a éste mientras no esta en uso, continuando con una sección de introducción que consiste de un cable electromecánico que conecta la primera sección del streamer al carrete, el cual incluye alambres de tensión, espaciadores, alambres para la conducción eléctrica de la señal y acopladores para la unión mecánica con otra sección.

También se cuenta con secciones de estiramiento que son usadas para aislar el cable sísmico de las vibraciones y fuerzas oscilatorias impuestas por el barco y la boya la cual mantiene al cable en suspensión además de indicar su posición con respecto a la dirección de observación. La sección viva es la sección principal y constituye la mayor porción de longitud del cable, su función es recibir la energía acústica reflejada del subsuelo. Adicionalmente se incluyen secciones muertas construidas con las mismas características que las vivas excepto que no contienen hidrófonos, para dar la longitud deseada al cable.

Los registradores de profundidad o transductores de profundidad e hidrófonos de corte se encuentran en una sección de unos cuantos metros de longitud. Esta tiene un sensor de profundidad para revisar la profundidad del cable y un hidrófono para detectar el arribo de la energía que viaja directamente desde la

fuente de energía a través del agua. Un número determinado de estas secciones se encuentra distribuidas a intervalos regulares en el streamer.

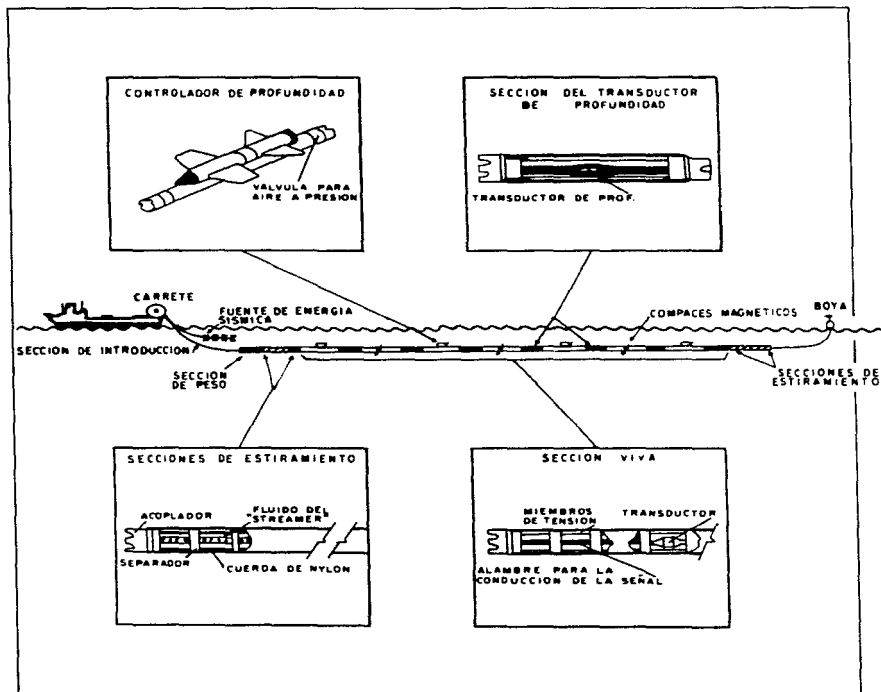


Figura 2.31 Segmentos que constituyen al cable sísmico interconstruido "streamer" (Sanchez, 1980).

El mecanismo con aletas móviles de control de profundidad (bird) es usado a lo largo del cable para mantenerlo a la profundidad programada, utilizando un control de presión el cual provee una fuerza de elevación a el streamer cuando se encuentra en movimiento a través del agua. La presión del agua debida a la profundidad es balanceada contra la presión de aire en la cámara del controlador.

Dentro de todas las componentes del cable sísmico los compases magnéticos (Fig. 2.32) juegan un papel importante para un levantamiento sísmológico 3-D, ya que sirven para obtener la localización del cable incluyendo la de sus respectivas secciones. Las lecturas registradas por estos permiten mediante cálculos obtener las coordenadas de localización de cada una de sus trazas, que junto con la información de trayectorias sísmicas (CDP) se asignara a cada una de ellas a su correspondiente bin permitiendo conocer el cubrimiento sísmico del subsuelo.

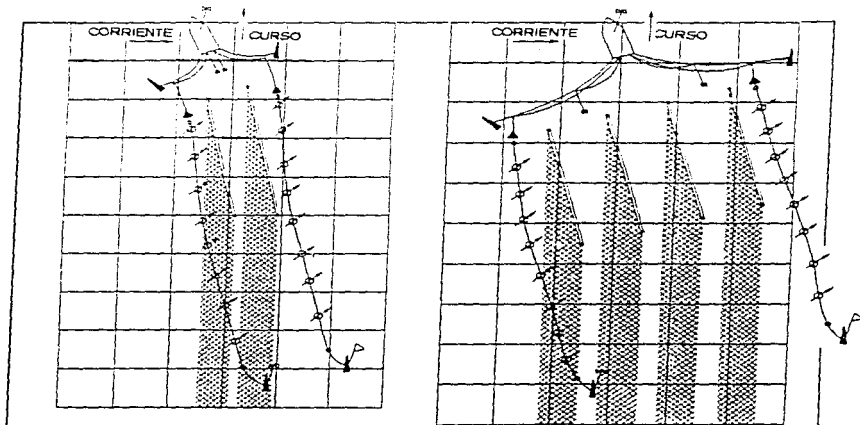


Figura 2.32 Arreglo geométrico que detecta 2 y 4 líneas en subsuelo mostrando la distribución de sus compases magnéticos a lo largo del streamer (Houston, 1987).

Un típico cable marino de observación "streamer", puede tener de 3 a 4 km. de longitud, conteniendo arreglos de hidrófonos a espaciamientos convenientes, compases magnéticos de localización, registradores de profundidad, así como controladores de profundidad que permitan el mantenimiento vertical adecuado de los diversos sectores del cable. En forma previa al envío de la señal sísmica al interior del barco para su grabación sobre cinta magnética, el cable adicionalmente puede contener componentes electrónicas que permitan la pre-amplificación filtrado y conversión analógico-digital de la señal detectada (Méndez, 1991).

La configuración del cable marino se refiere a las diferentes combinaciones de sus secciones a fin de lograr la longitud programada y número de trazas (grupo de hidrófonos) en éste. Estos dos parámetros y la distancia entre puntos de tiro son de suma importancia, pues el área que se logra cubrir, en cada disparo que realiza la fuente sísmica en el subsuelo será la mitad de la longitud del cable (Fig. 2.33), así mismo el apilamiento estará en función del número de trazas y la distancia entre puntos de tiro.

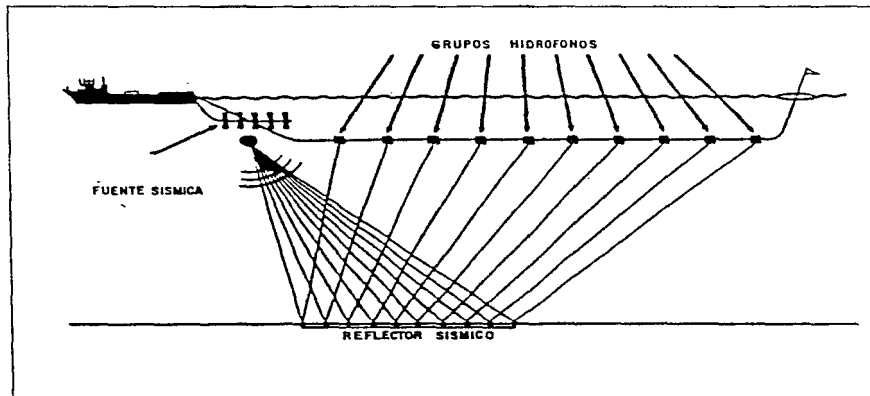


Figura 2.33 Diagrama esquemático de la configuración de un cable sísmico y el cubrimiento en subsuelo en cada disparo de la fuente (Morgan, 1983).

Se hacen arreglos de cables streamers de muy diversos tamaños y número de ellos, dependiendo del diseño de operación. El ejemplo de un arreglo sencillo podría ser un cable de 3.0 kilómetros de longitud conteniendo 2400 de hidrófonos, separados entre si por intervalos de un metro. Se divide el total en 48 grupos receptores, espaciados 50 metros, constituidos cada uno de ellos por 50 hidrófonos enlazados eléctricamente (Fig. 2.34).

Así, por cada disparo que realiza la fuente sísmica, cada 25 metros, se registrarán 48 señales de retorno distintas (shot gather). Cada señal registrada habrá seguido una trayectoria propia entre la fuente y el receptor y se habrá reflejado en un punto distinto del subsuelo marino; la trayectoria más larga será la que recoja el ultimo grupo de hidrófonos del cable y la más corta el más cercano a la fuente (near trace). El porcentaje de apilamiento será de 4800 %.

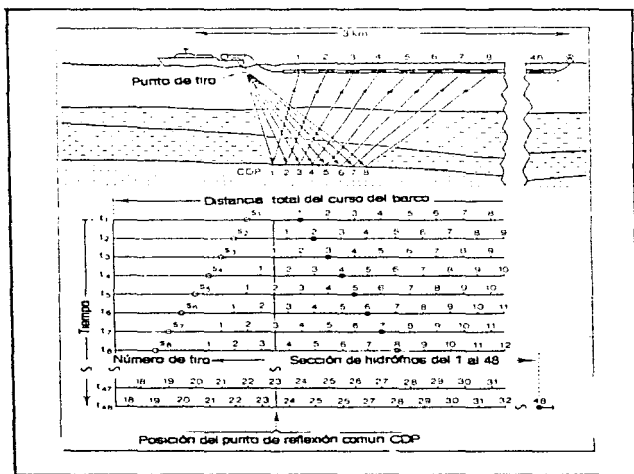


Figura 2.34 Ejemplo de la configuración de un cable de 3 km de longitud que obtiene un apilamiento de CDP's de 4800% (McQuillin, 1980).

A continuación se dan algunos ejemplos de diferentes tipos de configuraciones del cable sísmico interconstruido streamer.

Longitud del cable sísmico	Número de grupos de hidrófonos	Distancia entre grupos de hidrófonos	Distancia entre puntos de tiro
2400 m.	48	50.00 m.	25.00 m.
2400 m.	96	25.00 m.	25.00 m.
3000 m.	120	25.00 m.	25.00 m.
3200 m.	96	33.50 m.	16.70 m.
3200 m.	240	25.00 m.	25.00 m.
3600 m.	48	75.00 m.	35.00 m.
4000 m.	160	25.00 m.	25.00 m.
4800 m.	180	26.67 m.	26.67 m.

Tabla número 1.

2.3.3 Equipo de registro de la información sísmica.

Como se menciona con anterioridad el equipo de campo requerido para registrar las señales sísmicas reflejadas desde el subsuelo y captadas por los arreglos de hidrófonos, tanto en operaciones realizadas en tierra como en mar respectivamente es el de tipo digital.

El registro digital se introdujo por primera vez en trabajos sísmicos a principios de los años setentas y por 1975 era casi universal. Mientras que los instrumentos analógicos representan la señal por medio de un voltaje, u otra cantidad, que varía constantemente con el tiempo, el registro digital representa la señal por medio de una serie de números (muestras) que denotan valores de la salida del hidrófono medidos a intervalos regulares, por lo general, 2 o 4 ms. (Sheriff, 1991).

Antes de hablar propiamente del sistema de grabación es importante mencionar que el diseño del sistema de instrumentación sísmica se basa en muchos parámetros pero tres de los principales son:

- 1.- La respuesta del sistema en el dominio de las frecuencias.
- 2.- Amplitud máxima y mínima de la señal que el sistema pueda manejar.
- 3.- Capacidad para medir con exactitud los tiempos de arribo de los diferentes eventos de la señal sísmica.

Para establecer estos criterios cuantitativamente, es necesario tener un conocimiento exacto de la naturaleza del espectro sísmico, el rango dinámico de la señal sísmica y la exactitud requerida de las mediciones de tiempo en los eventos de la señal sísmica, en adquisición de datos, procesamiento e interpretación. A continuación se describen brevemente estos.

El espectro sísmico. En exploración de hidrocarburos el espectro de frecuencia útil se encuentra en la banda de 2 a 300 Hz, incluyendo refracciones y reflexiones, ya que la profundidad del objetivo de interés normalmente no sobrepasan los 12 km. y entonces es adecuado trabajar con frecuencias hasta de 2 Hz.

Sin embargo se ha comprobado que la atenuación de la energía sísmica al viajar por el subsuelo es función de la frecuencia, esto es, las bajas frecuencias son atenuadas en menor grado con la profundidad, y las altas frecuencias que son las

que incrementan la resolución de los eventos sísmicos sufren una dramática atenuación a poca profundidad, por lo tanto frecuencias sobre 300 Hz tiene amplitud muy pequeña cuando retornan a la superficie y se pierde con el ruido ambiente y superficial. Es por ello que el espectro de frecuencias variará según las condiciones del terreno, fuente de energía en uso, ruido ambiental y profundidad del objetivo.

Rango dinámico. La relación que existe entre el valor máximo y mínimo de la señal sísmica que puede ser transmitida, detectada o grabada se define como rango dinámico. Esta relación se expresa en decibeles como se muestra a continuación:

$$\text{Rango Dinámico} = 20 \log \frac{\text{Valor máximo}}{\text{Valor mínimo}} \text{ [dB]}$$

El rango dinámico para detectar por completo la señal sísmica es de 140 dB, como ningún amplificador es capaz de manejar un rango tan amplio, para lograrlo es necesario introducir varios sistemas de ganancia variantes con el tiempo. La gran ventaja que tiene la grabación digital es precisamente su rango dinámico el cual esta limitado por el número de "bits" disponibles para registrar la amplitud de la señal sísmica en cinta magnética.

Exactitud de la medida del tiempo. Cualquier sistema sísmico de grabación es una herramienta que mide la amplitud de la señal de entrada contra el tiempo. La exactitud de la medida del tiempo en un sistema digital no debe exceder el 0.01%.

Además de los aspectos que se mencionaron anteriormente una característica importante debe ser tomada en cuenta en grabación digital y esta es el efecto de "aliasing" o "alias".

Los sistemas digitales de campo son diseñados para grabar señales sísmicas en forma digital por medio del muestreo de amplitud a intervalos de tiempo regulares de tal forma que la reversión del proceso "conversión digital a analógico" genera una señal de salida que puede compararse con la original sin pérdida de fidelidad (Fig. 2.35). Sin embargo al reproducirse la señal nos daría una forma falsa si las muestras no se tomaron con la frecuencia debida.

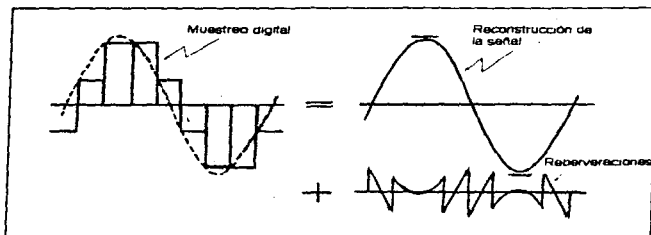


Figura 2.35 Muestreo digital y reproducción de la señal sísmica (Mcquillan et al 1980).

Si los datos sísmicos son muestreados menos de 2 veces por ciclo, como lo establece la teoría de muestreo, esto es, si no se toma al menos en cada pico y cada valle una muestra, entonces al reconstruir la forma de onda de las muestras tomadas esta aparecerá como una onda de menor frecuencia y amplitud causando distorsión en la señal, por ello de acuerdo a las necesidades en sismología se ha establecido que el mínimo de muestras que deben tomarse de las señales sísmicas sea de 4 muestras por ciclo para reconstruir la señal lo más próximo a la señal original.

Para ejemplificar lo anterior en la Figura 2.36 se muestra una señal de 50 Hz y otra de 200 Hz que son muestreadas a intervalos de 4 ms.

Como se puede observar al reconstruir ambas señales se muestran como de 50 Hz, entonces se puede decir que la señal de 200 Hz sufrió el efecto de "aliasing" o "alias" ya que de esta señal solo se toma una muestra por ciclo.

Para evitar el efecto de "aliasing" en la grabación digital es muy común que un filtro de corte sea insertado a la entrada del muestreador para atenuar severamente la señales con frecuencia arriba de la mitad de la frecuencia de muestreo, la cual se conoce como Frecuencia de Nyquist (F_n):

$$F_n = \frac{1}{2T_m} = \frac{F_m}{2} \quad (2.2)$$

donde F_m es la frecuencia de muestreo y T_m intervalo de muestreo en tiempo.

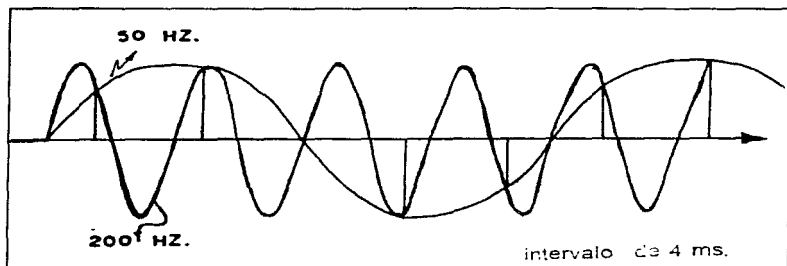


Figura 2.36 Efecto de "aliasing" en una señal de 200 Hz (Sanchez, 1980).

Si como se menciona anteriormente para recobrar la señal con fidelidad son necesarias 4 muestras por ciclo y como la banda útil de frecuencias sísmicas se encuentra entre 10 y 70 Hz, el intervalo de muestreo se puede encontrar de la siguiente forma:

$$T_m = \frac{1}{4F_{\max}} \quad (2.3)$$

Si se supone que la frecuencia máxima (F_{\max}) que se quiere registrar es de 125 Hz el T_m necesario para que las señales sean muestreadas al menos 4 veces por ciclo es de 2 ms. Entonces para asegurar que el filtro anti-alias sea igual o menor a la mitad del valor de la frecuencia de Nyquist tenemos que de (2.3.1) y (2.3.2):

$$F_a \leq \frac{F_n}{2} = \frac{1}{4T_m} \quad (2.4)$$

A continuación se expone con de detalle en que consiste el funcionamiento general de un sistema de registro digital sísmico utilizado en la operación sísmológica marina de campo, para trabajos 3-D. En este caso se toma como ejemplo el sistema denominado DSS-240 (Digital Streamer System - 240), el cual es el sistema general de adquisición de datos sísmicos marinos empleado por la Compañía Digicon Geophysical Corporation (Méndez, 1991).

SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS SÍSMICOS MARINOS DSS-240.

Aunque el término "Digital Streamer" se refiere propiamente al cable marino que recolecta la información sísmica, el término "Digital Streamer System - 240" se asocia al sistema general hardware-software que además de efectuar la adquisición de la información sísmica, controla el funcionamiento de la fuente, regula el acceso de datos operacionales y de navegación, así como el control de grabación de la información recibida en el lugar mismo del barco.

La Figura 2.37 muestra, en grandes bloques, los elementos que integran al sistema DDS-240. La unidad central de grabación (Central Recording Unit, CRU), actúa como bloque maestro del sistema, recolectando la información observacional, operacional y de navegación para su posterior grabación sobre cinta magnética. Los elementos del sistema DDS-240 son:

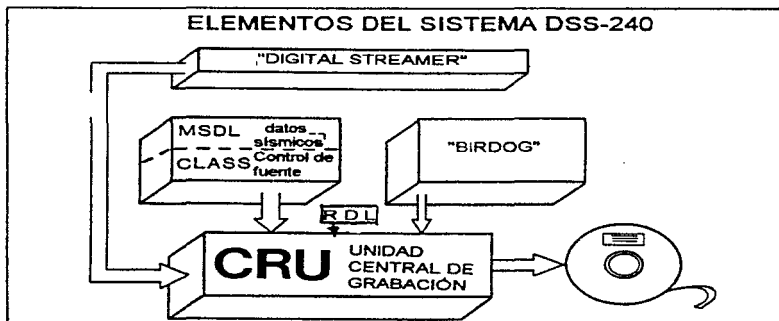


Figura 2.37 Elementos que integran al sistema DSS-240 (Modificado Digicon, 1991).

A.- FUENTE SÍSMICA. La fuente sísmica adaptada al funcionamiento del sistema DDS-240, es el mecanismo denominado como "Air Gun". La Cía Digicon G. C., trabaja con dos tipos de pistolas (Par Air Gun 1900C, 600B), en un arreglo de 40 unidades (24 activadas y 16 de repuesto) para generar volúmenes de 4560 pulgadas cúbicas y presiones de 1900 psi en cada disparo.

El arreglo geométrico de la fuente, en su accionar, actuará en forma sincronizada (con un rango de error de +/- 1 ms). Antes del inicio de cada línea, deberá de calibrarse el funcionamiento de todas las pistolas que integren el arreglo geométrico de la fuente (80 a 100 disparos se utilizan para cumplir dicho fin).

B.- SUBSISTEMA DIGITAL STREAMER. Como su nombre lo indica, contiene componentes electrónicas que digitizan la señal adquirida por los hidrófonos y la transmiten, en forma digital, al sistema de grabación dentro del barco al cual va conectado. Los componentes electrónicas del streamer, que incluye filtrado de corte alto y bajo, preamplificación y convertidor analógico-digital, se ubican dentro de "cannisters" presurizados (cans) y se distribuyen a lo largo del streamer (Fig. 2.38), nótese que cada "can" activo está asociado con los 4 grupos de hidrófonos (4 trazas) inmediatamente después de cada "can".

Lo anterior permite que para el espaciamiento entre trazas de 25m, los "cans" se encuentren separados cada 100 m, realizándose el proceso digital de cada grupo de 4 trazas en su "can" respectivo para el posterior envío de la señal, mediante sistema de telemetría, al interior del barco para su posterior grabación. A lo largo del cable de observación y relacionados en posición con ciertos "cans", es posible asociar ya sea un registrador (transductor) de profundidad y un controlador de la profundidad del cable "bird" o bien un compás de localización del mismo.

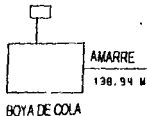
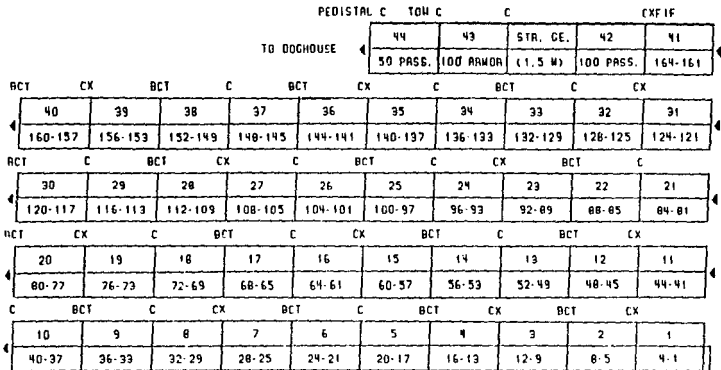
Un típico streamer de 4000 m de longitud presenta 160 trazas equiespaciadas cada 25 m, 40 cans activos separados 100 m entre sí 16 registradores (transductores) de profundidad, 16 controladores de profundidad o "birds" y 12 compases, cuya lecturas permitirán el cálculo de las coordenadas de localización de los sectores del cable (Fig. 2.38). La longitud del streamer puede ser extendible a 6000 m y el número total de trazas a 240. Según la convención utilizada, la traza etiquetada con el número mayor será siempre la más cercana al barco.

DIAGRAMA DEL "STREAMER"
VESSEL: RCA
100 M SECTIONS/25 M GROUPS

CLIENTE:
PROSPECTO
TRABAJO 6451

FECHA 28 JUNIO
DICON GEOPHYSICAL CORP.

TRACES 161-164 ARE WATERBREAK TRACES



	SECCIÓN VIVA	C - CANNISTER	X - SECCIÓN DE COMPAS
	NÚMERO DE TRAZA	I - INTERCONEXIÓN	P - POSICIÓN DEL PAJARO
		T - TRANSDUCTOR	F - SECCIÓN FLEXIBLE

Figura 2.38 Configuración del cable marino de observación digital (Digicon, 1991).

C.- UNIDAD CENTRAL de GRABACIÓN (CRU). Como se muestra en las Figuras 2.37 y 2.39, la Unidad Central de Grabación , actúa como bloque maestro del sistema DDS-240. su función principal es recolectar datos sísmicos del cable sísmológico marino de observación, así como datos operacionales y de navegación de los Subsistemas MSL/CLASS y BIRDOG, para efectuar la grabación de esos datos sobre cinta magnética. La función secundaria del CRU es la detección de fallas de hardware del sistema mismo.

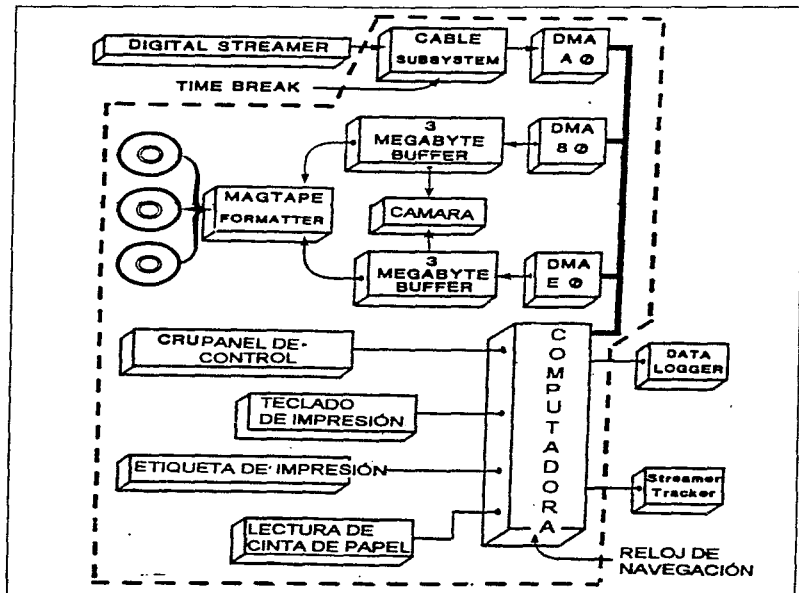


Figura 2.39 Unidad Central de Grabación, CRU, del sistema DSS-240. Diagrama de configuración (Digicon, 1991).

El sistema BIRDOG ha sustituido en funciones al "Streamer Tracker Sistem" (STS), que recibía los datos de lecturas de los compases y la corrección magnética del CRU, generando un display en tiempo real de la trayectoria del barco.

Una vez efectuada la recepción del "time-break" (instante de tiro), es recolectada una muestra de cada traza (cada 1,2 a 4 ms), formándose una secuencia completa de muestreo (scan) para todos los canales de registro. Cada "scan" es enviado a través de un (DMA) "Direct Memory Access" (método de transferir bloques de datos directamente entre un mecanismo externo y la memoria del sistema sin la intervención del CPU, DMO A0) a la computadora para ser contabilizado (counted), etiquetado en tiempo (time tagged) e inspeccionado para errores de paridad.

De aquí, el "scan" es enviado a través de otro DMA (80 o E0) a un buffer, mecanismo almacenaje (memoria) auxiliar, en el cual todos los "scans" para una grabación de campo se almacena en el orden recibido. Durante esta fase de adquisición y almacenamiento se puede producir un registro monitor (Fig. 2.40).

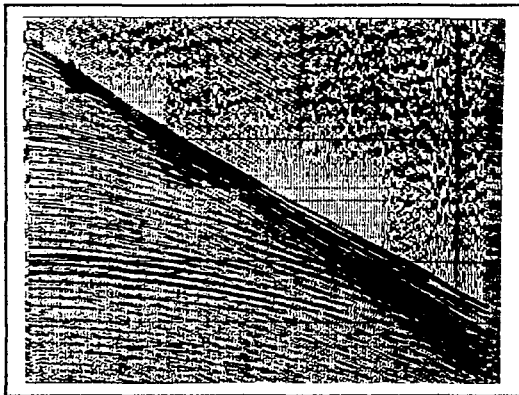


Figura 2.40 Registro de campo monitor (sismograma) cada 40 puntos de tiro.

Una vez que todos los datos para un disparo se han recolectado en esta forma, la computadora envía un comando al buffer ocupado para que éste escriba un "file" de datos demultiplexados (formato SEG-Y), a través de un formateador, a una cinta magnética.

La idea de utilizar dos subsistemas buffer/DMA, es con la finalidad de que las operaciones de adquisición de datos y su salida en cinta puedan ser traslapados, esto es, si los datos del punto de tiro N son adquiridos utilizando el buffer E0 puede estar escribiendo el file conteniendo el punto de tiro N-1.

En lo que respecta a la operación del CRU, el observador en turno controla la computadora a través de manipular switches sobre el panel de control del CRU y por teclear comandos sobre la impresora de teclado, la cual, asemejando una maquina de escribir, permite a operador la ejecución de programas de calibración del sistema, obteniéndose un listado impreso (CRU Printout), de las funciones que el sistema está realizando en esos momentos, tales como los resultados traza por traza de los análisis (al inicio y al final de la línea de observación) de ruido acústico del cable y, en el modo de producción (on line), el número de file de grabación asociado a cada punto de tiro.

La profundidad de los diversos sectores del cable de observación podrá ser analizada a partir del "cable depth printout", mientras que posibles anomalías en las especificaciones y accionar de la fuente sísmica, así como en el funcionamiento de los compases, serán detectables a partir de los listados impresos "Gun Printout" y "MSDL Printout" (dependiente de los subsistemas MSDL y BIRDOG).

El denominado sistema de display de datos del cable "cable data display system" de la unidad central de grabación, CRU, facilita al operador el control de análisis de respuesta de trazas, ya sea en el modo de producción de una línea o bien en las pruebas de ruido acústico del cable. El sistema proporciona un display de vídeo, en tiempo real, de la respuesta de trazas a partir de un tablero de control instalado en el panel de controles del CRU.

Puesto que el display de datos del cable no puede registrar datos para más de 60 canales (de los 240 disponibles), se ha dispuesto el recurso de dividir el display en agrupamiento de 60 canales denominados como "Folds". En tal forma:

El Fold A contiene los canales	1, 5, 09, 13, 17, 21....., 237
El Fold B contiene los canales	2, 6, 10, 14, 18, 22....., 238
El Fold C contiene los canales	3, 7, 11, 15, 19, 23....., 239
El Fold D contiene los canales	4, 8, 12, 16, 20, 24....., 240

Nótese que cada Fold selecciona uno y solo un canal sísmico de cada "can" activo. De este modo, cuando el operador selecciona el Fold deseado (a través del panel de control), en el display aparecerá un dato de cada sección del cable, lográndose examinar en cada caso, a la longitud total del mismo.

Durante el periodo de observación de una línea se crean dos "files" de grabación para cada punto de tiro, uno para la cinta sísmica y otro para la cinta del registro de navegación. Esos "files" consisten de registros individuales, siendo el número de registros, dependiente del número de trazas de los datos grabados. En tal forma, con 160 trazas sísmicas y 4 trazas "water break", se tendrá un total de 167 registros (trazas) escritas en cintas, esto es:

-CINTA SÍSMICA- 160 registros de traza sísmica, 4 trazas "water-break" y 1 registro de traza cero.

-CINTA DEL REGISTRO DE NAVEGACIÓN- 1 registro de traza cero y 1 registro de la traza más cercana al barco (para el registro "single trace").

D.- SUBSISTEMA MSDL/CLASS. Es un subsistema del sistema general DSS-240 (Fig. 2.41). Se compone de 2 unidades:

- El registrador de datos sísmicos marinos "Marine Seismic Data Logger", (MSDL).
- El sincronizador de fuente automático de circuito cerrado "Closed loop Automatic Source Synchronizer"(CLASS).

- El Subsistema MSDL del sistema MSDL/CLASS, consiste de un módulo de computadora (compartido con el CLASS), un módulo de teclado, 3 módulos de entrada de datos, módulos de interface, 2 monitores de vídeo y el impresor MDSL.

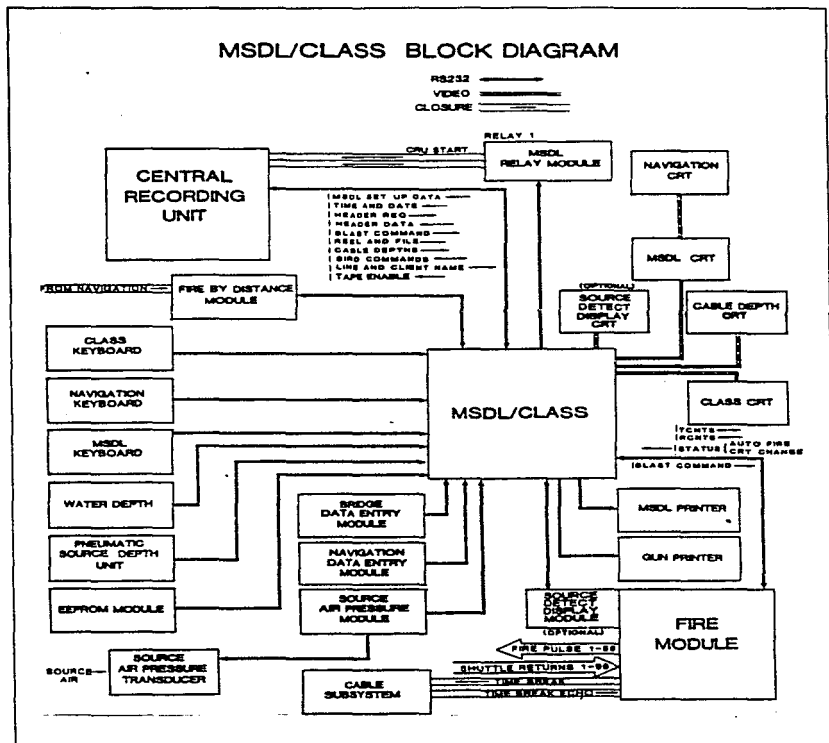


FIGURA 2.41 Subsistema MSDL/ CLASS del sistema DSS-240. Diagrama de configuración (Digicon, 1984).

La principal función del MSDL es la recolección y grabación de datos de entrada (de diferentes secciones del barco), en forma remota desde el cuarto de instrumentos. Dicha función se realiza a partir de módulos de entrada de datos o a partir de sensores y módulos de interface conectados al módulo de computadora MSDL/CLASS.

El subsistema MSDL acepta la siguiente información:

1.- Desde el módulo de entrada de datos de la fuente y, a partir de sensores automáticos con módulos de interface, se proporciona información relacionada con la profundidad de la fuente, el volumen y presión de aire, totales del arreglo de pistolas, así como datos relacionados al tiempo de disparo de las mismas.

2.- Desde el módulo de entrada de datos del puente (bridge) o cabina del timón, el sistema recibe las lecturas r.p.m. de los motores, así como información relacionada con la orientación de la proa del barco y de la boya al final del tendido.

3.- El módulo de entrada de datos de navegación proporciona la velocidad del barco.

4.- Datos de profundidad del tirante de agua, se proporcionan a partir de la selección de uno de dos módulos de interface de profundidad del agua localizados en el cuarto de instrumentos.

El MSDL graba estos datos operacionales y de navegación para cada tiro. Toda la información es grabada en un "file con número de traza cero" (trace number 0 file) en el "bloque de encabezado" (header block) para cada tiro sobre la cinta de grabación sísmica (y, adicionalmente, sobre la cinta de datos de navegación), siendo impresa parte de dicha información, en forma automática, sobre un impresor multi-copias.

El subsistema MSDL/CLASS no recibe datos directamente del cable de observación sísmica streamer, en tal forma, los datos de la profundidad de cada sección del cable y de las lecturas de los compases serán recibidos mediante los subsistemas CRU y BIRDOG.

Adicionalmente a la recolección de datos y grabación, el MSDL proporciona el control básico de regulación de disparo para el sistema CLASS. El intervalo de disparo para el control del instante de tiro se puede seleccionar en tiempo o

distancia, si el último modo ha sido seleccionado, se deberá tener control de la distancia a partir del sistema de navegación.

- SUBSISTEMA CLASS del sistema MSDL/CLASS consiste de un módulo de computadora (compartido con el MSDL), un módulo de teclado, el monitor de video CLASS y el módulo de disparo (Fire module).

El CLASS, en combinación con el MSDL, dispara las pistolas de aire. Ello se realiza programando el CPU del módulo de computadora MSDL/CLASS. El MSDL marca las secuencias de sincronización y accionar de la fuente, enviando un comando de tiro, al módulo de disparo. Este, a su vez, envía un pulso de 75 volts para accionar cada una de las pistolas.

El instante de disparo "time break" se envía a la Unidad Central de Grabación, CRU, 64 ms después de la recepción del comando de tiro. Tiempos de disparo, no disparos, autodisparos y los offsets de las pistolas se muestran sobre un monitor CLASS.

Después de cada tiro, el registro de funcionamiento de las pistolas se envía al CRU para su grabación, siendo enviado por el MSDL en forma adicional, a la impresora de la fuente que establecerá, en forma secuencial y para cada punto de tiro, el "status" de las pistolas mediante el listado impreso "gun printout".

Los módulos de vídeo utilizados en el sistema MSDL/CLASS son video monitores de 14 pulgadas, localizados en los paneles de computadoras. Los monitores asociados con el subsistema MSDL proporcionan al analista datos relacionados con la información recibida a través de los módulo de entrada al sistema, mientras que el monitor CLASS especificará datos correspondientes al instante de tiro y sincronía de las pistolas.

A partir de los módulos de teclado y el CPU común al sistema MSDL/CLASS, es posible efectuar funciones adicionales tales como la ejecución de comandos y funciones programadas a ejecutarse en los puertos y equipo periférico conectado al sistema. En tal forma, es posible tener un control del día, fecha, información recibida por los módulos de entrada de datos, selección del intervalo de tiro, impresión de datos, control de monitores, prueba de tiro, control de la profundidad de los mecanismos "birds", a partir de la información recibida del CRU, etc.

Mensajes de error, por medio de "status" MSDL/CLASS indicarán por ejemplos la información de los módulos de entrada de datos que no está siendo recibida, si existen problemas de hardware en el sistema o si la unidad central de grabación, CRU, no ha recibido la información del MSDL correspondiente a la traza cero (header block) de la cinta sísmica, error AS CODE 20 "no longer data", impreso en el CRU printout.

E.- **SUBSISTEMA BIRDOG** del sistema DSS-240, es el mecanismo diseñado para derivar, como función principal, las localizaciones del barco observador, fuente sísmica, streamer (en sus diversos sectores) y puntos de reflejo común de todas las trazas (asignándolos a sus correspondientes "bins" y zonas de cubierta de aplamamiento), presentando parte de dicha información en forma de display sobre monitores a color en tiempo real y en forma de listados de impresión de salida.

Los componentes de hardware en que se divide al sistema BIRDOG se encuentran interconectadas entre sí. La configuración básica del sistema (Fig.2.42), son 3 computadoras clase "micro" (PC), denominadas como se refiere a continuación:

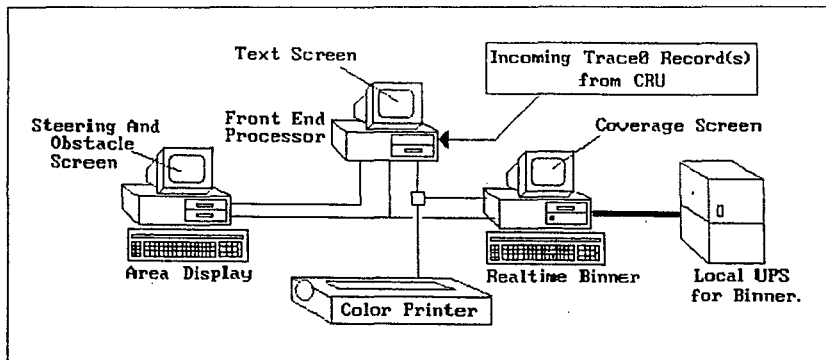


Figura 2.42 Subsistema BIRDOG. Configuración básica (Digicon, 1988).

- Subsistema procesador "Front End". Utilizando la ubicación de la antena de navegación del barco, la lectura del ángulo "gyro" y los datos de los compases del streamer, recibidos por un canal desde la unidad central de grabación, CRU, el procesador "Front end" deriva la localización de la fuente , compases, CDP de todas las trazas y del "steering point", para uno o varios cables de observación de hasta 240 canales cada uno.

El "steering point" es un punto imaginario de referencia sobre el streamer, situado a criterio del operador de navegación, como auxilio en el análisis del patrón de comportamiento del cable en la pantalla del subsistema del "Display" del Area.

Los cálculos de salida del procesador "Front End", se transmiten al subsistema de "Display" del Area, el cual muestra el patrón del streamer y su localización relativa a la trayectoria del barco. Dicha información es asimismo transmitida al subsistema "Binner" en tiempo real para el conteo de CDP's y el asignamiento de cubierta de apilamiento de los "bins".

- Subsistema de "Display" del Area. Es una microcomputadora equipada con un monitor de "display" en color", el cual permite mostrar, a partir del software" diseñado, por medio de menús, la posición del bote así como el patrón del streamer, a partir de los cálculos realizados por el procesador "Front End". En adición, se almacena una base de datos de obstáculos, tales como plataformas, representados por círculos y líneas y cuya localización ha sido proporcionada por el usuario.

Los parámetros geográficos del área del levantamiento deberán ser definidos antes de que el ADSS comience el rastreo de trayectoria del barco sísmico y el streamer. Existen 2 métodos para definir el área del levantamiento (rejilla o "grid"). El método 1, requiere que se proporcionen la longitud de origen de la rejilla, así como el ángulo de rotación o azimuth. El método 2 requiere proporcionar las coordenadas de los puntos finales de una conocida línea de referencia y su distancia desde los bordes de la rejilla.

El ADSS, muestra en el display, información gráfica y alfanumérica. La información que es representada gráficamente incluye (Fig. 2.43):

- La localización del bote.
- La localización de la fuente.
- La localización del "steering point"

- El "rastro o huella" de los CDP's del "steering point" para los últimos 40 puntos de tiro.
- El patrón del "streamer"
- La línea que direcciona al levantamiento (sail lane).
- La línea de trayectoria del barco (sail line).
- La línea de trayectoria del barco.

Adicionalmente, es posible mostrar en la pantalla:

- Los CDP,s de los receptores.
- El espaciamiento entre líneas de la rejilla en la dirección de observación (in line).

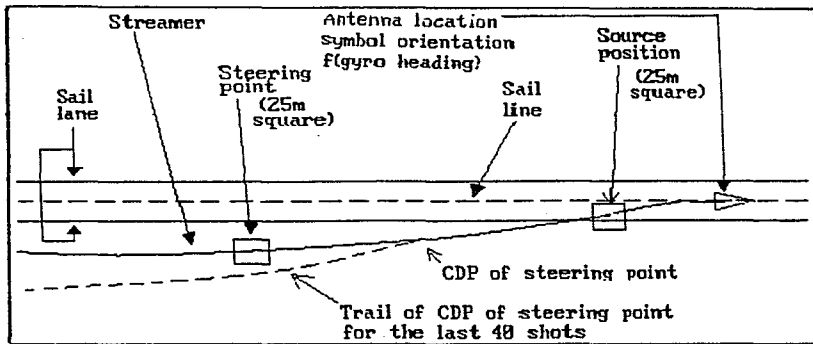


Figura 2.43 Pantalla del "Display del Área (ADSS)" del subsistema BIRDOG. Convenciones utilizadas (Digicon, 1988).

- Subsistema "Binner" en tiempo real. El subsistema "Binner" en tiempo real, es una microcomputadora equipada con un disco duro de 20 MB así como una tarjeta de gráficas y un monitor de alta resolución. La unidad asigna los CDP's, cuyas localizaciones han sido calculadas por el procesador "Front End", a sus correspondientes "bins" y zonas de cubierta de apilamiento, produciendo un "display" en tiempo real, de la cubierta grabada en la "base de datos de las zonas de offset" (offset zone database) del sistema.

El "display" del Binner" permite visualizar, en tiempo real, la cubierta de apilamiento para cada una de las zonas de "offset" (diseñadas desde el procesador "Front End"), mostrando a cada una de ellas, mediante colores tabulados por porcentajes de apilamiento. Dicha información puede ser adicionalmente impresa en color para la totalidad de la línea observada así como para la cantidad de líneas deseadas, ya sea en forma global ó en fino detalle mostrando la contabilidad de las zonas en "bins" individuales. El mecanismo, en esta forma diseñado, proporcionará información acerca de las regiones que no cumplen con el apilamiento que cada celda de reflejo común ó "bin" requiere, siendo la herramienta básica auxiliar en el diseño del posterior programa de líneas de "relleno de apilamiento" o "infil".

F.- SUBSISTEMA RDL (Radio Data Link). Es un sistema de radiocomunicación que permite la operación sincronizada de operaciones cuando es utilizado más de un solo barco en la observación.

El RDL interconecta, para cada barco, al sistema de navegación y a los subsistemas CRU y MSD/LCLASS, sincronizándolos en conjunto, a través de un sistema de radiocomunicación integrado. Existen dos tipos de RDL: La unidad "master", a bordo del barco fuente que también puede ser observador, y la unidad "slave", a bordo del barco o barcos puramente observador(es). El sistema adicionalmente permite el manejo y sincronización de varias fuentes durante el periodo de producción de una línea.

2.3.4 Sistemas de navegación y posicionamiento.

Navegación se define como el método para determinar posición, curso y distancia viajada, en éste caso del barco que realiza el levantamiento sísmológico.

Al igual que en tierra, una operación sísmica marina necesita de un control horizontal, esto es, determinar las coordenadas de cada punto observado con mucha exactitud. El requerimiento más crítico en todo trabajo marino recae en el posicionamiento exacto de los datos.

La adquisición de datos sísmológicos marinos es una continua rutina que se realiza en forma automatizada. Actualmente, los barcos de exploración utilizan el sistema de navegación integrado por satélite o por sistemas de radioposicionamiento, usualmente conectados a una computadora que mantiene el control de una gran cantidad de datos, además de proveer el control de la secuencia de disparo. Para el apilado de CDP ésto es muy importante dado que la distancia entre puntos de tiro debe ser constante (McQuillín, et al, 1980).

Debido a que en operación marina el vehículo de registro y fuente de energía se encuentran en continuo movimiento y tanto sus trayectorias como sus posicionamientos reales deben registrarse instantáneamente y, en forma coincidente con los tiempos de registro geofísico, es necesario contar con equipo confiable en navegación que determine dos de los aspectos más importantes para la operación sísmica 3-D:

- La correcta ubicación del barco exploratorio.
- Y posteriormente la determinación de la localización real y rumbo de éste.

De ésta forma se obtiene la localización de la fuente sísmica y la posición que guarda el cable de registro en todos sus sectores con respecto a ésta.

La integración de un sistema de navegación deberá contar con los instrumentos necesarios para llevar a cabo una exacta y sincronizada función con el equipo de registro sísmológico, sistema de posicionamiento, fuentes de energía sísmica, cable sísmico marino y dirigir al barco según un rumbo previamente establecido (Fig. 2.44).

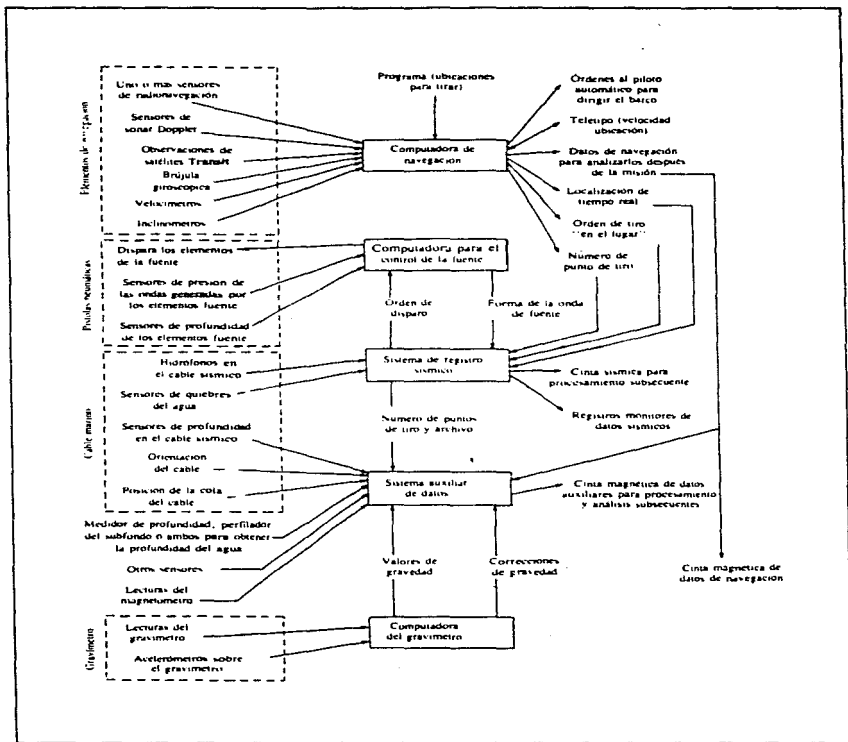


Figura 2.44 Integración de un sistema de navegación y la sincronización con el equipo de registro sísmico, posicionamiento, fuentes, cable y mando del barco (Sheriff, 1991).

Por lo general, los sistemas de navegación miden:

- El tiempo entre la transmisión y la recepción de una señal, lo cual proporciona una distancia.

- La diferencia entre el tiempo de recepción de dos señales, lo cual también da una diferencia de distancia.

- Una diferencia de frecuencia debido al corrimiento Doppler, que da una velocidad.

- Aceleración por medio de acelerómetros orientados; dirección con respecto al Norte, por lo general determinada con una brújula giroscópica.

Con las mediciones de velocidad y aceleración, la posición se determina por integración (Sheriff, 1991).

A continuación se mencionan, de una manera breve, algunos de los principales sistemas de navegación y posicionamiento que han sido de utilidad durante los trabajos de exploración de hidrocarburos durante más de una década, para ubicar con precisión la información sísmológica en el mar, siendo actualmente el sistema global de posicionamiento diferencial (DGPS) el más comúnmente empleado.

A) SISTEMA DE RADIOPOSICIONAMIENTO.

El sistema de radioposicionamiento obtiene posiciones fijas para precisar valores de distancia entre los puntos del levantamiento y la costa o plataformas usadas como estación de referencia de transmisión y/o recepción (Fig. 2.45). El radioposicionamiento se refiere a la determinación de una posición por medio de señales de radio, transmitidas entre esa posición y cualquier otra, de coordenadas conocidas (estación base). Además generalmente involucra el proceso de continuar la localización seleccionada previamente, y no solo determinar una posición. Los métodos de radioposicionamiento se pueden dividir en dos:

- Los sistemas que miden el tiempo requerido para que un pulso de radiofrecuencia viaje entre una estación móvil (barco) y una estación costera, un ejemplo de este es el sistema Loran o Syledis que opera en la banda de 420-450 Mhz.

- Y los sistemas que miden la diferencia del tiempo de trayectoria o fase de señales de dos o más estaciones costeras, un ejemplo de este es el sistema Lorac.

B) SISTEMA DE LOCALIZACIÓN ACÚSTICA O DE SONAR.

Los métodos de localización acústica ó de sonar incluyen el uso de mediciones de rango de sonar y cambio de frecuencia. El barco que se va a ubicar trasmite un pulso de sonar y los transmisores-receptores emiten respuestas codificadas cuando captan el pulso interrogativo. Por lo general, la verificación se hace trazando referencias cruzadas sobre el área mientras se usa algún otro sistema de navegación (Sheriff, 1991).

Como ejemplo de este tipo de sistema tenemos el sonar Doppler, que determina la posición con respecto al punto de partida por medio de la medición e integración de la velocidad del barco. La velocidad del barco se mide proyectando rayos de sonar contra el fondo del mar desde el barco (Fig. 2.46). Estos rayos se reflejan de nuevo hacia el barco, pero sus frecuencias sufren un corrimiento Doppler debido al movimiento del barco con respecto al fondo del mar.

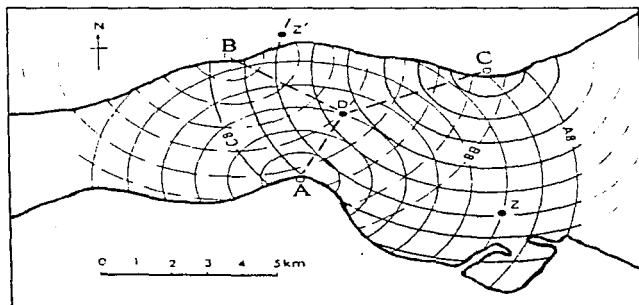


Figura 2.45 Sistema de radioposicionamiento de alta precisión (Mcquillin et al 1980)

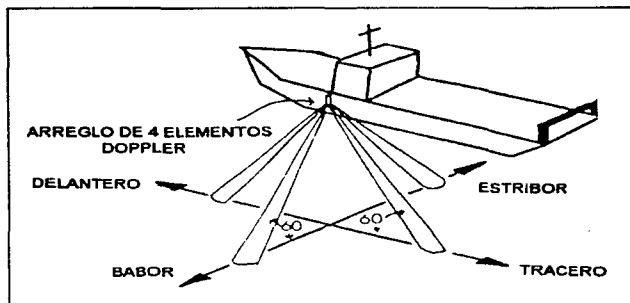


Figura 2.46 Sistema de localización acústica; funcionamiento del sonar Doppler con 4 elementos (Mcquillin et al, 1980).

C) SISTEMAS DE LOCALIZACIÓN POR INERCIA O INERCIALES.

La navegación por inercia se lleva a cabo por medio de la medición de la aceleración en direcciones ortogonales, integrando una vez para obtener la velocidad y una segunda vez para obtener la posición relativa a un punto de partida conocido. Por lo común los acelerómetros se sitúan sobre una plataforma estable que se mantiene horizontal por medio de un sistema de retroalimentación de nivelación y cuya dirección en el espacio se mantiene por un sistema de retroalimentación giroscópica.

D) SISTEMAS DE LOCALIZACIÓN POR SATÉLITE.

Aunque muchos sistemas de radioposicionamiento se usaban para conseguir precisiones de 100 m. o mejores dentro de la industria petrolera, desde hace más de una década desde los años setenta, un incremento proporcional de levantamientos sísmicos son realizados usando la integración de sistemas de navegación por satélite.

El propósito de un sistema integrado es la de proveer precisión en la posición geodésica en tiempo real sin la intervención de un operador. Esto es realizado por la integración de un sistema general de computadora, software y condiciones de interface para receptores de señal por satélite, un sonar Doppler, un girocompás y opcionalmente un velocímetro (Fig. 2.47). Programando el muestreo del sensor directamente la posición del barco es continuamente actualizada.

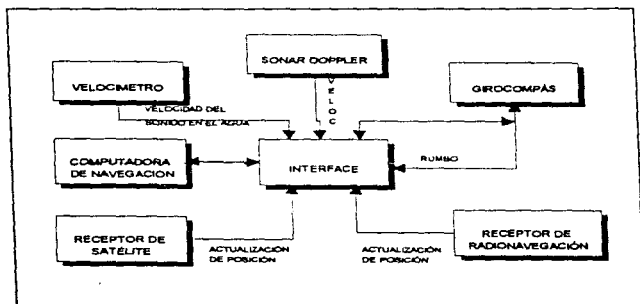


Figura 2.47 Sistema integrado de navegación por satélite.

Una típica configuración, dada por McQuillin et al 1980, de un sistema integrado con navegación por satélite se ejemplifica a continuación como introducción para la posterior descripción del sistema global de posicionamiento (GPS):

1. **Computadora.** Parte principal del sistema de navegación ya que proporciona los medios necesarios para realizar la operación marina de recolección de datos automáticamente, con óptima calidad, exactitud y rapidez. Su diseño y programación permite la adición de una gran variedad de controladores periféricos a los diferentes subsistemas, integrando éstos, para obtener posición instantánea, velocidad del barco y guiarlo en cuanto a navegación se refiere.

- 2. Receptor de satélite.** La navegación con este sistema depende de la recepción de señales transmitidas por un grupo de satélites que transitan en órbitas polares circulares (Fig. 2.48) entre los 700-1200 km de altitud, dando una vuelta completa en aproximadamente 107 min. La posición del satélite se obtiene solo en períodos cuando el satélite pasa por encima de un horizonte "visto" por el barco. Las frecuencias medidas por un receptor en el barco tienen el corrimiento Doppler debido al movimiento relativo del satélite con respecto al barco. Estas frecuencias varían con la latitud, sin embargo una buena fijación puede darse entre 1 y 3 horas. La información del corrimiento Doppler, velocidad del barco y curso del barco combinadas por la computadora dará la ubicación del barco.

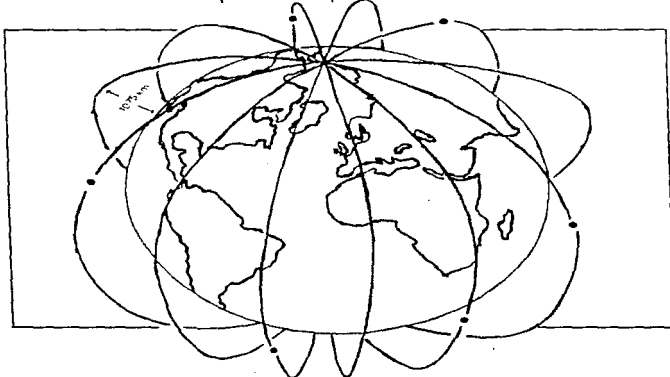


Figura 2.48 Diagrama de órbitas para el tránsito de satélites de navegación (Mcquillín et al, 1980).

- 3. Cuatro elementos del sonar Doppler.** Operan sobre el principio de que una frecuencia cambiará con relación a otra en forma directamente proporcional a la velocidad entre la fuente y el observador (efecto Doppler). El sonar Doppler proporciona una medida exacta de la velocidad del barco con relación al fondo, este emplea pares de transmisores de frecuencia para compensar movimientos angulares con relación al fondo del mar, promediando las diferentes frecuencias para proa-popa, babor-estribor (Fig. 2.46). Junto con la información proporcionada por el girocompás, se determinan las componentes Norte-Sur, Este-Oeste de la velocidad.

4. **Brújula de Girocompás.** Instrumento de navegación que continuamente se alinea con el meridiano, para marcar la dirección del Norte verdadero y de esta forma guiar al barco. La computadora se encarga de compensar errores que sufre asociados con la latitud y rapidez. La salida se presenta en una gráfica de desviación la cual indica el rumbo de la línea, Norte verdadero y desviación de los puntos observados.
5. **Unidad de Interface.** Se usa para el acoplamiento de entradas a la computadora, tales como sistemas de radioposicionamiento, e incluye convertidores analógicos/digitales. Esta unidad se comunica también con el sistema de adquisición y bajo control de la computadora puede transmitir latitud, longitud, hora y velocidad del agua a el sistema sísmico de grabación para incluirlos en el registro de cada punto de tiro.

Los siguientes instrumentos también forman parte del sistema de navegación y son los encargados de garantizar el control de calidad llevando la operación con un alto grado de eficiencia.

Graficador de desviación. Es usado para registrar el movimiento del barco con respecto a la trayectoria deseada. Recibe datos directamente de la computadora a través del sistema de interface. Normalmente un graficador se encuentra en el puente para controlar el curso y otro en el cuarto de instrumentos que permite al operador del sistema de navegación mantener el control de calidad sobre la desviación del barco con respecto a la dirección de la línea sísmica.

Grabación digital del fondo marino. Para ello se cuenta con un fathometro localizado en el cuarto de instrumentos, su salida es una gráfica que representa el perfil topográfico del fondo del océano, de la línea que se esta observando.

Sistema rastreador del "streamer". Este proporciona información para la localización relativa a la posición del barco, de diferentes secciones del cable en cada punto de tiro con la exactitud requerida y necesaria para el procesamiento de los datos en 3-D. Registra los datos del azimut provenientes de los compases magnéticos distribuidos sobre el cable, para determinar el ángulo de deflexión del cable relativo a la dirección de la línea sísmica.

Controlador de fuentes de energía. Se encarga de monitorear de forma automática la operación para cada pistola de aire del arreglo y controlar con precisión el tiempo de disparo. Reporta si el arreglo se adelanta en disparar, si una pistola no dispara y el volumen total de aire disparado en cada punto de tiro.

Comúnmente se combina el sonar Doppler, la brújula giroscópica y la navegación por satélite, o bien, navegación por radio y por satélite. El satélite da la información actualizada periódica que es necesaria para mantener la precisión del sonar Doppler ó para eliminar ambigüedades ó efectos de propagación de errores debido a la radio-navegación, mientras que el sonar Doppler junto con la brújula giroscópica, sistemas de radio ó ambos dan la información de velocidad necesaria para obtener una posición relativa por satélite precisa.

Aunque las posiciones se pueden determinar con suficiente exactitud para fines inmediatos con un solo sistema, es conveniente la redundancia de sistemas de ubicación. La sobredeterminación de la posición proporciona una comprobación necesaria sobre el mal funcionamiento y una afirmación de la precisión que se está obteniendo realmente, las cuales no se podrían precisar de otra manera (Sheriff, 1991).

E) SISTEMA GLOBAL DE POSICIONAMIENTO (GPS).

Con sistemas típicos de selección simple como, Syledis, sistema de navegación por radio-frecuencia que trabajan en la banda de 420-450 MHz, ofrece rangos de alcance del sistema de quizás menos de 80 Km, la necesidad de encontrar al menos 3 de 4 estaciones base dentro del rango de un proyecto ha sido siempre una gran limitante. Ahora estos impedimentos se reducen, limitados solo en términos de el diferencial GPS (DGPS) que proporciona un alcance de 1000 Km desde la estación base (Stone, 1995).

Durante los años 80, la milicia de E.U. comenzó a colocar satélites en órbita con la misión de posicionamiento global. Este tuvo tanto éxito que los satélites proporcionaron señales continuas a cerca de su localización, de tal forma que las lecturas de las señales permitieron posicionamientos muy precisos del sistema receptor: los misiles y aviones podían ser localizados con errores de muy pocos metros y dirigirlos a otra posición con la máxima exactitud. Entonces el uso comercial de señales se inicio y el GPS comenzó a ser disponible para las exploraciones sísmicas.

A continuación se mencionan de forma general los principios y usos de el sistema global de posicionamiento (GPS) dados en una presentación por la compañía de servicios de posicionamiento "Racal Survey USA" con la intención de dar a conocer las características de este sistema.

GPS es un sistema global de posicionamiento basado en satélites. Usado bajo cualquier condición climática, las 24 horas, que está siendo desarrollado por el departamento de defensa de los Estados Unidos. La medición pasiva desde los satélites de GPS permiten el cálculo de posición y velocidad.

Da posicionamiento desde 1cm hasta 100 m. dependiendo del tipo de receptor, dinámica y técnicas de procesamiento. Aunque fue creado para uso militar "Precise Positioning Service (PPS)" también da servicio de posicionamiento para uso civil "Standard Positioning Service (SPS)". Establecido por el plan de navegación federal de E.U. en 1990.

Los elementos de GPS se componen de varios segmentos: uno de ellos es el que se integra de 21 satélites más 3 adicionales, otro es el llamado control rastrea-descarga de datos, además de 5 estaciones de enlace ascendente y un control maestro. El segmento del usuario rastrea, procesa señales de satélite para posición.

Los planteamientos de GPS son: capacidad original de operación (IOC) declarada cuando 24 satélites estén operando en órbitas asignadas y capacidad operacional completa (FOC) declarada cuando 24 satélites estén operando en órbitas asignadas y la constelación haya exitosamente completado pruebas de funcionalidad militar, este ultimo dado para 1995.

Los sistemas de referencia de GPS se basan en el US DOD o sistema global geodésico 1984, un nivel de referencia global geocéntrico conocido como WGS-84, los parámetros de transformación deben ser derivados para niveles de referencia local.

Los satélites de GPS reciben y almacenan información de el segmento de control, con procesamiento limitado de datos, manteniendo tiempos exactos por medio de varios osciladores (cesio y rubidio), transmitiendo información a usuarios en varias señales.

Los tipos de satélites se clasifican en 3: uno llamado Bloque-I lanzado en Febrero de 1978 como fase de desarrollo, Bloque-II y IIA para dar cobertura en 3-D unidades operacionales y Bloque-II-R para funciones avanzadas. Hoy en día son 23 satélites en fase de operación.

Las mediciones en GPS son básicamente dos observables "Pseudo Ranges" y "Carrier Phases". El Pseudo Range es una medida de la distancia entre el satélite y el receptor en el tiempo epoch de transmisión y recepción de la señal. El tiempo de tránsito de la señal es medido al comparar (correlacionar) idénticos códigos de "Pseudo Random Noise" (PRN) generados por el satélite y el receptor. El "Carrier Phase" es la diferencia entre la fase de la señal transportadora de el satélite, medida en el receptor, y la fase de el oscilador local dentro de el receptor al tiempo epoch de medida.

Los satélites GPS transmiten señales en 2 frecuencias transportadoras: la frecuencia L1 de 1575.42 MHz con una longitud de onda de 20 cm y la frecuencia L2 de 1277.60 MHz con una longitud de onda de 25 cm. En estas señales de frecuencia transportadora 3 modulaciones de fase son realizadas selectivamente.

- a) Adquisición aguda, o código C/A, con una longitud de onda de 300 m. y un periodo de 1 ms, modelado solamente sobre L1.
- b) Precisa, o código P, con una longitud de onda de 30 m. y un periodo de repetición mayor de 38 semanas, tanto en L1 como L2.
- c) Navegación de mensaje de datos consistente en una secuencia de marcos (frames) 1500 bits de longitud, con un periodo de 30 segundos

Las componentes de un típico receptor son la antena y preamplificador, sección de radio frecuencia (RF), microprocesador, terminal o control, y despliegue en pantalla, además de la unidad de grabación y fuente de poder (Fig. 2.49).

Los métodos de posicionamiento puede ser: punto absoluto de posicionamiento, posicionamiento corregido diferencialmente, posicionamiento estático relativo y posicionamiento cinemático.

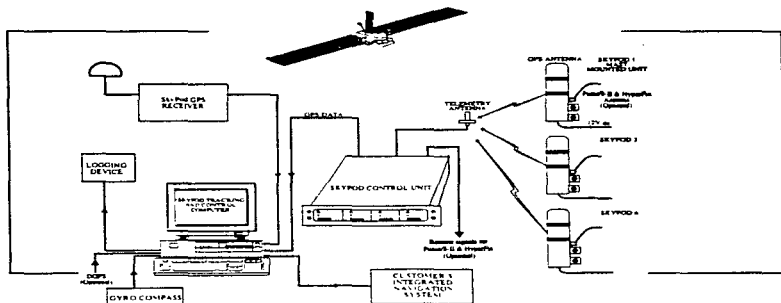


Figura 2.49 Principales componentes de un típico receptor de GPS (cortesía Racal Survey).

Existen tres tipos de errores en GPS, los inherentes en el diseño del sistema, los causados por las leyes físicas y los deliberadamente aplicados. La precisión de la posición depende de la geometría del satélite (GDOP), errores en distancia (atmosféricos, mediciones, órbita del satélite, reloj del satélite, etc.).

El uso de GPS tiene muchas y variadas aplicaciones: militares, terrestres, marinas, aéreas, espaciales, recreacionales, etc. En conclusión las características más importantes de GPS son: mayor precisión en posicionamiento, incremento en productividad y el de ser un sistema muy confiable.

Después que la milicia de E.U. permitió el uso comercial del sistema GPS con precisiones de 2 m, posteriormente lo limitó hasta 10 m introduciendo un excitador en la señal llamado dilución de posición (DOP). Esto provocó que se desarrollara una técnica llamada sistema global de posicionamiento diferencial (DGPS), para mejorar el límite impuesto de 10 m. por los militares. Con esta técnica, 2 lecturas se realizan en diferentes ubicaciones en el área del levantamiento, se supone un error común entre las 2 de tal forma que la diferencia reduce el error para acercarse a la precisión militar (Stone, 1995).

En 1991 en una serie de seminarios referentes a 3-D fuera de costa, patrocinados por el comité de posicionamiento y levantamiento de la asociación de operadores de la costa del Reino Unido (UKOOA), se definió a DGPS: "como el posicionamiento de una estación móvil (barco) en tiempo real por medio de una corrección, y posiblemente Doppler, de pseudo rangos GPS". Las correcciones se determinan en una estación de referencia estática (posiblemente sobre la costa o sobre una plataforma marina) y son transmitidas a una estación móvil (Jensen, 1992).

El sistema DGPS por su forma de operar en la adquisición de información sísmica, fuera de costa, se puede considerar como un sistema de posicionamiento primario único. Su principio, se considera como un concepto relativamente simple, cuando, por ejemplo, la estación móvil esta lo suficientemente cerca de la estación de referencia para corregir todos los errores significativos de las observaciones que van a ser correlacionadas con precisión (Fig. 2.50).

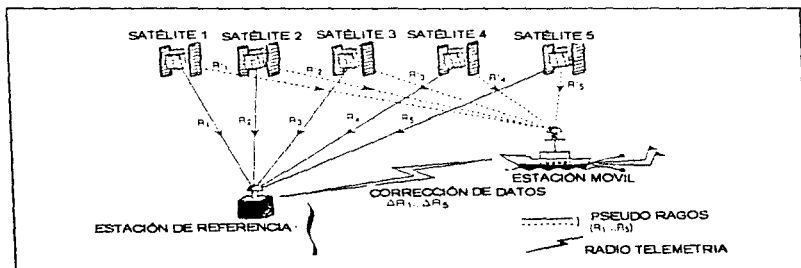


Figura 2.50. Dadas las efemérides de satélite, el rango teórico R para el satélite n desde la estación de referencia es $R'_N=f(X,Y,Z)$, donde XYZ son las coordenadas cartesianas de la estación de referencia. El rango de corrección de datos ΔR esta dado por $\Delta R_N=R'_N-R_N$, donde R es el rango observado en la estación de referencia. Las coordenadas cartesianas $X'Y'Z'$ y el offset de reloj t en la estación móvil son $(X',Y',Z',t)'=f(R'_N+\Delta R_N)$ donde R' son los rangos observados en la estación móvil (Jensen, 1992).

Para tal caso, las correcciones como son transmitidas (telemetricamente) mejoraran en mucho la precisión del posicionamiento de la estación móvil, dando como resultado que el retraso del tiempo, o retardo de las corrección de datos no es muy grande (Jensen, 1992).

Los objetivos de DGPS en el caso prospección geofísica están puestos en los requerimientos sísmicos y estos son los de posicionar correctamente cada uno de los puntos de reflexión común CDP y , por lo tanto, la fuente sísmica y la posición de los receptores deben conocerce para que los datos sísmicos sean colocados en los bins correctos dentro de la malla sísmica.

Existe un tendencia creciente hacia el uso de un software que integre correctamente todas las observaciones en la solución de la malla sísmica. Así los "seudo rangos" de satélite y los radioposicionamiento de superficie observables pueden ser integrados juntos y pueden incluso incluir acústica bajo el agua y otras observaciones disponibles en toda la extensión sísmica.

La grabación de datos se inicia con la posición computada WGS-84 y cualquier posición de datos locales junto con los datos de control de calidad asociados para el evento del punto de tiro. Las cantidades involucradas en una operación de 24 horas al día con eventos cada 10 segundos y relaciones de actualización de receptor, de 1.6 Hz.

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

2.4 Operación sísmica marina

La operación sísmológica marina 3-D tiene aspectos muy semejantes a la operación sísmológica 2-D, en lo que se refiere a la cobertura múltiple en el subsuelo con la técnica de punto de reflexión común (PRC), y al principio de registro digital. Sin embargo difiere bastante en otros aspectos, como son los avances tecnológicos en las metodologías empleadas para la adquisición de datos, radicando fundamentalmente en el uso de técnicas digitales multi-streamer (Fig. 2.51).

Estas operan con una mayor longitud y número de grupo de hidrófonos por cable, una optimización en el diseño de la fuente de energía, el incremento en el número de canales sísmicos de los equipos de grabación, así como una depuración en los sistemas de posicionamiento del barco sísmico, fuente y cable receptor (Méndez, 1991), además del incremento en el número de barcos, de 2 o más, cuando la operación se realiza en zonas con presencia de obstáculos fijos, tales como plataformas de perforación o boyas firmemente ancladas al fondo del mar, ofreciendo una mayor efectividad.

La operación sísmica marina 3-D ha tenido avances importantes en la exploración de hidrocarburos, ya que reduce los tiempos y costos de operación elevando la calidad y número de datos, permitiendo la obtención de secciones sísmicas con un porcentaje mayor de apilamiento, lo cual hace que se tenga un cubrimiento más grande del subsuelo.

Regularmente la operación sísmológica marina 3-D se realiza posterior a un levantamiento de sísmología de dos dimensiones, ya que éste último se utiliza para el estudio inicial de reconocimiento exploratorio. De éste surgen localizaciones a perforar. Una vez que éstas tienen éxito económico, es necesario efectuar antes de la delimitación y por consiguiente del desarrollo del campo, un levantamiento sísmico de tres dimensiones.

Cabe hacer mención que en base a lo expuesto en el párrafo anterior los objetivos para el levantamiento sísmológico 3-D son más claros para la brigada que deberá realizarlo, estos pueden ser: delimitar el campo productor, conocer su geometría, la distribución de la roca almacenadora y conocer la relación con las rocas que la encajonan, por citar algunos. Sin embargo, actualmente se destinan mayores recursos a la exploración sísmica tridimensional aún en la etapa de localización del yacimiento.

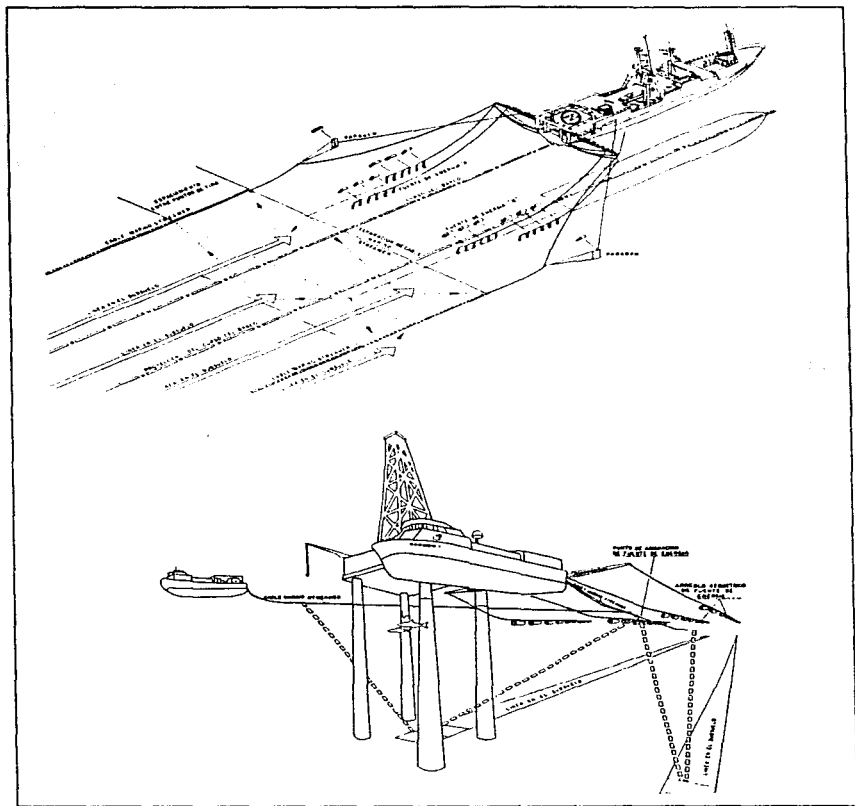


Figura 2.51 Técnicas de operación sísmológicas 3-D multi-streamer (Méndez, 1991).

El desarrollo de las técnicas de operación sísmológica marina 3-D y parámetros a emplear pueden variar dependiendo de los objetivos del prospecto involucrado y decisiones establecidas por la brigada encargada de hacer el levantamiento.

En seguida se planteará, de forma general, como se lleva a cabo una operación marina tridimensional.

A) Inicialmente, las decisiones concernientes a los parámetros que serán empleados durante la operación, como ya se mencionó, se establecen de forma previa a su realización, basándose en los objetivos, problemas a resolver, equipo, etc. Principalmente se busca delimitar una o varias estructuras productoras con el fin de programar la perforación de pozos más conveniente para la exploración de éstas.

B) Posteriormente se programa la longitud y orientación de las líneas sobre un mapa comúnmente conocido como "preplots", a escala conveniente y en un sistema específico de coordenadas.

C) A continuación se elige el sistema de posicionamiento que cuente con el rango de alcance para cubrir toda el área, con la exactitud requerida. Se determina el lugar donde se colocarán las estaciones fijas en tierra, las cuales son generalmente posicionadas por medio de satélite, para lograr el óptimo control horizontal durante la operación marina.

Una vez que se tienen las coordenadas de las estaciones fijas, por medio de un sistema de cómputo, se calculan coordenadas, longitud, latitud y distancia neta desde cada estación fija a cada intervalo de disparo que ocupara la estación móvil (barco) sobre las líneas.

D) Así cuando el barco zarpe del puerto rumbo al prospecto en cuestión, llevará un programa definido para cumplirlo en cierto tiempo (30 días o más) la totalidad del trabajo, dependiendo del área, donde dentro de las principales actividades que incluye están:

- La radiolocalización de cada punto de tiro.
- Registro continuo del perfil batimétrico.
- Registro analógico de la traza más cercana (sección de barco) a la fuente de energía.

- Observación sísmica marina en tres dimensiones.
- Grabación digital.
- Verificar que el cubrimiento del subsuelo sea el óptimo.
- Obtención de registros de prueba.

Cuando se llega al área del prospecto se procede a revisar la posición correcta del barco por medio de las estaciones fijas en tierra de las cuales, como se mencionó previamente, se conocen sus coordenadas auxiliándose por medio de satélite, con el propósito de calibrar el sistema de posicionamiento.

E) Posteriormente se procede a "tender" el o los cables sísmicos "streamer" desenrollándolos de un enorme carrete que los contienen y que esta dispuesto en la parte posterior de cada barco. Al mismo tiempo se le van colocando los equipos que van montados sobre el cable para el control de profundidad "birds" o pájaros, para mantener el cable a la profundidad programada de operación, los controladores de profundidad van distribuidos uniformemente a lo largo de éste.

Una vez que el tendido del cable ha concluido, el operador del sistema de navegación, comunica a la computadora, el número de las líneas y el rumbo en que se va observar. Existen algunos monitores controlados por computadora a bordo del barco que indican al operador encargado de guiar éste cuantos grados debe virar y en que dirección, cuantos kilómetros faltan para llegar a la línea y a escala conveniente, gráfica la trayectoria que lleva el barco con respecto al inicio de la línea. Asimismo, existen monitores que permiten analizar, en tiempo real, el cubrimiento sísmico del subsuelo por cada disparo.

Generalmente los extremos de la línea de observación tienen una extensión de más o menos 2 kilómetros de longitud y se cuenta con información de éstos como si formaran realmente parte de la línea; estos extremos sirven para realizar pruebas del sistema en forma previa al inicio de la observación sísmica de la línea, como son: verificar que la profundidad del cable sea la correcta, medir la distancia del arreglo de las pistolas de aire al centro del grupo de detectores más cercanos, probar las pistolas de aire y su presión, controlar la exactitud del posicionamiento real del barco con respecto a los planos de "preplots" de los tiros de prueba de la extensión, hacer pruebas de ruido con el cable, de tal forma que, cuando el barco llegue al primer punto de tiro, el equipo y sistemas se encuentren en condiciones normales de operación.

Cuando el barco ocupa la posición del primer punto de tiro la computadora manda una señal comando al controlador de las fuentes de energía para que éstas se disparen lo cual es repetido para cada tiro sucesivo. Durante toda la observación de la línea se va registrando la profundidad del fondo del océano digitalmente por medio de una carta del fathómetro. También cada determinado número de puntos de tiro se revisa la posición real de la estación móvil (barco), con respecto a las tablas de "preplots", el volumen de aire disparado en cada punto de tiro, la posición del cable con respecto al barco "ángulo feathering" o "azimut".

Considerando el gran volumen de datos adquiridos a intervalos cortos entre puntos de observación, en el modo de producción de cada línea se genera un registro monitor (sismograma) cada determinado número de puntos de tiro (por ejemplo, cada 40 puntos de tiro) (Fig. 2.40). Asimismo, al finalizar cada línea observada, se produce un registro denominado como "single trace" (Fig. 2.52), que presenta, para el punto de adquisición (traza) más cercana al barco, su respuesta sísmica obtenida a lo largo de toda la línea. Dicho registro resultaría equivalente a obtener una sección sísmica al 100% de apilamiento, dado que el efecto de sobretenper por distancia (NMO), no es considerado por ser precisamente la traza más cercana al barco (Méndez, 1991).

Es necesario que un observador elabore un reporte de cada línea de observación, comúnmente llamado reporte del observador (Fig. 2.53). Este reporte, reúne en forma conjunta, la información que permite establecer las condiciones operacionales bajo las cuales se ha desarrollado la adquisición y grabación de los datos sísmicos recolectados, etiquetas de numeración de cintas, número de registro (files) de grabación asignados a sus correspondientes puntos de tiro (P.T.), número de P.T. inicial y final de cada línea, PT's omitidos, fecha y hora, profundidad del cable, distancia fuente-receptor (offset), ect.. De esta forma se tiene una guía para el posterior procesamiento de los datos.

El documento puntualiza aquellos eventos que afectaron la calidad de los datos o que interfirieron con la grabación normal de los mismos, como por ejemplo errores de paridad y de sincronía en la grabación.

Cabe hacer notar que el barco debe contar con un buen sistema de comunicación interno, ya que es necesaria la comunicación entre el puente de mando y el cuarto de instrumentos, el operador del sistema de posicionamiento, el personal encargado de dar mantenimiento a las fuentes de energía, para realizar la operación dentro del marco de seguridad requerido.

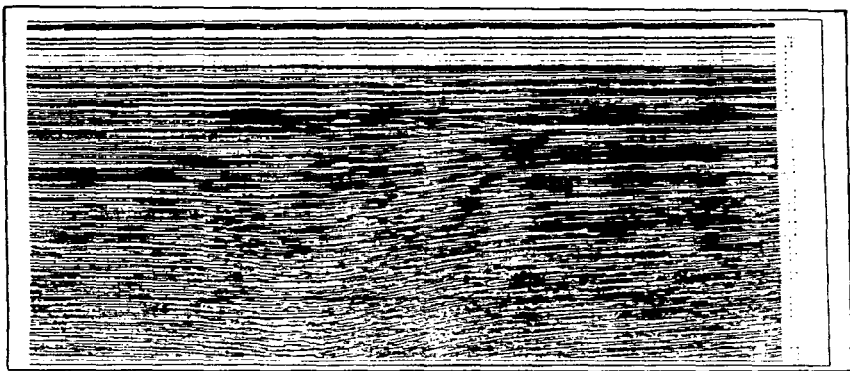


Figura 2.52 Sección de traza cercana "single trace" o sección de barco.

MAY 20 1991

DIGICON LINE _____ CRYSTAL _____ JOB NO. _____

OBSERVER'S LOG

TIME	SHOTPOINTS	DEPTH	HT	BLM#	RAO TUE	COMMENTS
01	1432	200				FA 5.6100 W.D. 47' CAR 23.27'
02	1431		01	7		SR001
03	1435		01	8		SR002 SR001
04	1433					FA 7.7134 W.D. 46' CAR 23.26'
05	1438			9		SR003 SR004 SR005 SR006 SR007 SR008 SR009
06	1432	270	01	10		SR001
07	1437		01	11		SR001
08	1437		01	12		RAO TA SR001 SR002 SR003 SR004 SR005 SR006 SR007 SR008 SR009 SR010
09	1431					SR001
10	1430	1463				RAO TA SR001 SR002 SR003 SR004 SR005 SR006 SR007 SR008 SR009 SR010
11	1470			14		FA 7.7184 W.D. 43' CAR 23.24'
12	1468	299		15		RAO TA SR001 SR002 SR003 SR004 SR005 SR006 SR007 SR008 SR009 SR010
13	1447	300				SR001
14	1414					SR001
15	1432			16		SR002
16	1430					FA 7.7184 W.D. 43' CAR 23.24'
17	1424		01	17		SR001 SR002
18	1425			18		RAO TA SR001 SR002 SR003 SR004 SR005 SR006 SR007 SR008 SR009 SR010
19	1433			19		SR002
20	1420					SR002
21	1426		01	20		FA 7.7184 W.D. 41' CAR 23.27'
22	1400					SR001

Figura 2.53 Formato de registro de campo "reporte del observador" (Digicon, 1991).

Los principales problemas en una operación marina son las condiciones climatológicas, las obstrucciones en el área que impiden el paso del barco o ponen en peligro el cable, fallas en la transmisión o recepción del sistema de radioposicionamiento debido a interferencias en la frecuencia. El tránsito de otras embarcaciones induce ruido en la señal grabada, asimismo y en especial en zonas pesqueras, los barcos no respetan las señales de peligro y cortan el cable.

En lo que se refiere a las ventajas de la operación sísmológica marina 3-D en comparación con una 2-D, se puede mencionar las siguientes: En las áreas de operación se obtiene un cubrimiento de puntos en el subsuelo muchísimo mayor con la técnica sísmica 3-D que con la de 2-D y se tiene un avance mucho más rápido del área, lo que permite una rápida evaluación de ésta.

Una vez que se ha cumplido con el programa de trabajo, se envían los reportes de observador de cada una de las líneas del prospecto en cuestión, así como la información colectada de datos de navegación y sísmológica, al centro de proceso para su posterior procesamiento

A continuación se dan ejemplos de operaciones marinas 3-D con diferentes técnicas y parámetros de adquisición de datos de campo.

1. Operación sísmológica con un barco y un cable con 48 grupos de recepción. Una línea observada en subsuelo.

- a) Longitud del cable marino, 2400 m.
- b) Distancia entre puntos de tiro, 25 m.
- c) Distancia entre grupo de hidrófonos, 50 m.
- d) Fuente de energía: 4 pistolas de aire con presión total de 2000 lb/pulg² (PSI) y un volumen de 1450 pulg³.
- e) Sismógrafo, DFS IV, 48 canales sísmicos.
- f) Filtro de grabación, 8-124 Hz.
- g) Intervalo de muestreo, 2 milisegundos.
- h) Precisión de radioposicionamiento +/- 10 m.

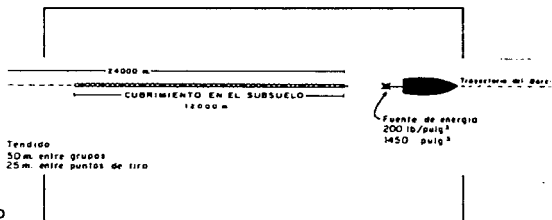


Figura 2.54 Operación sísmológica con un cable con 48 canales.

2. Operación sísmológica con un barco y un cable con 120 grupos de recepción. Una línea observada en subsuelo.

- a) Longitud del cable marino, 3200 m.
- b) Distancia entre puntos de tiro, 25 m.
- c) Distancia entre grupo de hidrófonos, 25 m.
- d) Fuentes de energía: 16 pistolas de aire con presión total de 2000 lb/pulg² (PSI) y un volumen de 2000 pulg³.
- e) sismógrafo DFS-IV, 120 canales.
- f) Filtro de grabación, 8-124 Hz.
- g) Intervalo de muestreo, 2 milisegundos.
- h) Precisión de radioposicionamiento +/- 10 m.

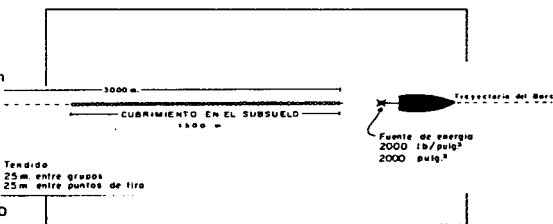


Figura 2.55 Operación sísmológica con un cable con 120 canales.

3 Operación sísmológica con un barco y dos cables con 120 grupos de recepción cada uno. Dos líneas observadas en el subsuelo

- a) Longitud de cada cable marino, 3200m.
- b) Distancia entre cables marinos 150m.
- c) Distancia entre puntos de tiro, 25 m.
- d) Distancia entre grupo de hidrófonos, 25 m.
- e) Fuente de energía: 30 pistolas de aire con presión total de 2500 lb/pulg² (PSI) y un volumen de 4200 pulg³.
- f) Sismógrafo DFS-V, 240 canales.
- g) Filtro de grabación, 8-128 Hz.
- h) Intervalo de muestreo, 2 milisegundos.
- i) Precisión de radioposicionamiento +/- 5 m.

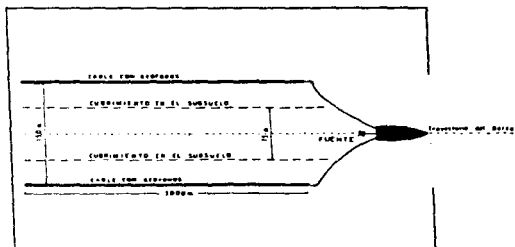


Figura 2.56 Operación sísmológica con dos cables con 240 canales sísmicos.

4. Operación sísmológica con un barco y dos cables con 180 grupos de recepción cada uno y dos fuentes de energía alternadas. Cuatro líneas observadas en subsuelo.

- a) Longitud de cada cable marino, 4800m.
- b) Distancia entre cables marinos 213.4 m.
- c) Distancia entre puntos de tiro, 26.67 m.
- d) Distancia entre grupo de hidrófonos, 26.67 m.
- e) Fuente de energía: 30 pistolas de aire con presión total de 1800 lb/pulg² (PSI)/fuente. y un volumen de 5400 pulg³/fuente.
- f) Sismógrafo DFS-V, 360 canales.
- g) Filtro de grabación, 8-128 Hz.
- h) Intervalo de muestreo, 2 milisegundos.
- i) Precisión de radioposicionamiento +/- 5 m.

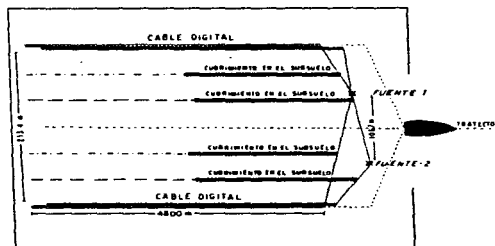


Figura 2.57 Operación sísmológica con dos cables con 360 canales sísmicos.

5. Operación sísmológica con dos barcos y un cable por barco, (barco tirador receptor y barco receptor) con 160 grupos de recepción cada uno y una fuente de energía (barco tirador). Dos líneas observadas en subsuelo.

- Longitud de cada cable marino, 4000 m.
- Distancia entre cables marinos 160.0 m.
- Distancia entre puntos de tiro, 25 m.
- Distancia entre grupo de hidrófonos, 25 m.
- Fuente de energía: 240 pistolas de aire con presión total de 2500 lb/pulg² (PSI)/fuente. Y un volumen de 6000 pulg³/fuente.
- Sismógrafo DFS-V, 320 canales sísmicos.
- Filtro de grabación, 3-160 Hz.
- Intervalo de muestreo, 2 milisegundos.
- Precisión de radioposicionamiento +/- 5 m.

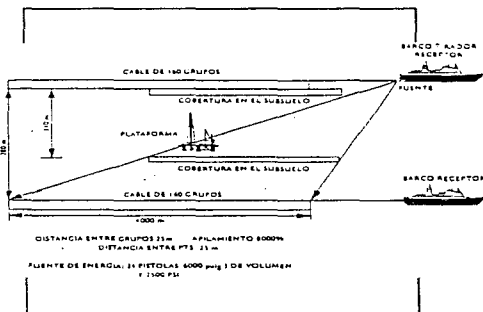


Figura 2.58a Operación con 2 barcos, 2 cables una fuente (Palafox, 1994).

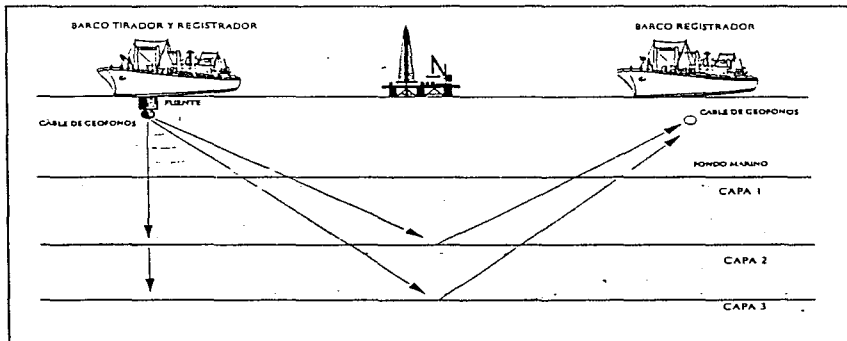


Figura 2.58b Vista transversal de operación con dos barcos recuperando información abajo de la plataforma (Palafox, 1994)

6. Operación sísmológica con tres barcos y un cable por barco con 160 grupos de recepción cada uno y una fuente de energía. Tres líneas observadas en subsuelo

- Longitud de cada cable marino, 4000m.
- Distancia entre cables marinos 140.0 m.
- Distancia entre puntos de tiro, 25 m.
- Distancia entre grupo de hidrófonos, 25 m.
- Fuentes de energía: 30 pistolas de aire con presión total de 1900 lb/pulg² (PSI)/fuente. y un volumen de 4560 pulg³/fuente.
- Sismógrafo DFS-V, 160 canales..
- Filtro de grabación, 3-160 Hz.
- Intervalo de muestreo, 2 milisegundos.
- Precisión de radioposicionamiento +/- 5 m.

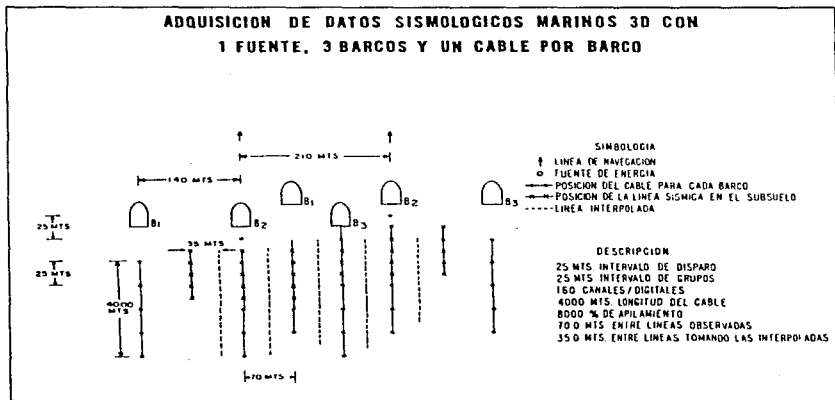


Figura 2.59 Adquisición de datos sísmológicos marinos 3-D con una fuente, tres barcos y un cable por barco (Méndez, 1991).

2.5 Procesamiento de la información sísmica marina en 3-D.

2.5.1 Secuencia de procesamiento 3-D.

El procesado de los datos sísmicos en 3-D es considerado de alta resolución por la forma en que resuelve problemas geológicos complejos cuyo objetivo principal después de realizar el levantamiento sísmológico 3-D es la de obtener un volumen de datos sísmicos que representen la imagen de reflectividad del subsuelo lo más real posible.

En el procesamiento de datos 2-D, las trazas son recolectadas y organizadas en grupos de punto medio común (CDP). En un procesado de datos 3-D, las trazas son recolectadas y organizadas en grupos de celda de reflejo común (bin). Estos grupos son usados en el análisis de velocidades y generación de apilados de celda común (Yilmaz, 1987).

La secuencia de procesamiento aplicada a los datos sísmicos recolectados en un levantamiento 3-D involucra, primeramente, la aplicación de los algoritmos convencionales de procesamiento 2-D, ya que los procesos 3-D son una simple y natural extensión de estos, con algunos programas adicionales específicamente diseñados para tratar perfiles no lineales.

Como se comentó anteriormente en el apartado 2.2 los resultados de los procesos 2-D producen secciones apiladas que incluyen eventos provenientes fuera del plano vertical. La migración en 2-D solo puede reposicionar a los eventos que están presentes en el plano y que no necesariamente todos ellos pertenecen a este, pero que sin embargo lo están, contaminando la imagen de reflectividad mostrando un resultado falso de ella.

Las diferencias con la secuencia de procesamiento convencional se dan básicamente en la complejidad de ordenar los datos debido a las variaciones que sufre la posición del barco y al ángulo ó de desviación del cable receptor "feathering", que origina un traslape de recepción de trayectorias múltiples provenientes de líneas cercanas en el momento de realizar el registro sísmico (Fig. 2.60).

Para ello se cuenta con información de navegación que determinan las coordenadas (x,y) precisas de los puntos de tiro y receptores pudiendo localizar el punto medio común para agruparlo dentro de la celda o "bin" correspondiente, ya que las variaciones del cable implican una irregularidad del punto medio en la dirección cross-line (Fig. 2.9).

A continuación se esquematiza por medio de un diagrama de flujo (Fig. 2.61) la secuencia general de procesamiento de datos sísmicos marinos para prospectos tridimensionales (3-D).

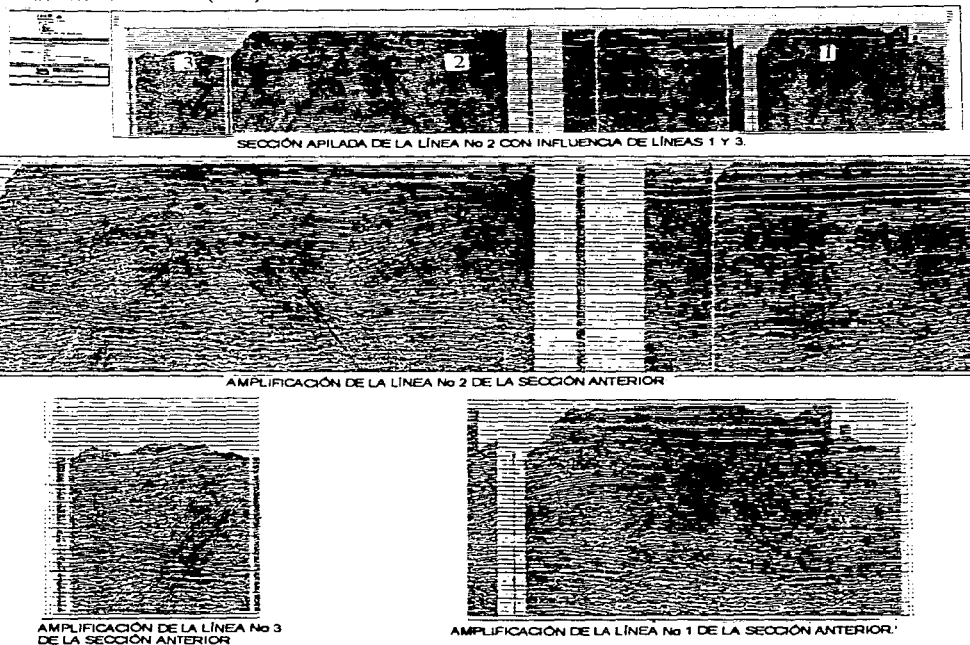


Figura 2.60 Sección apilada con influencia de líneas cercanas debido al "feathering"

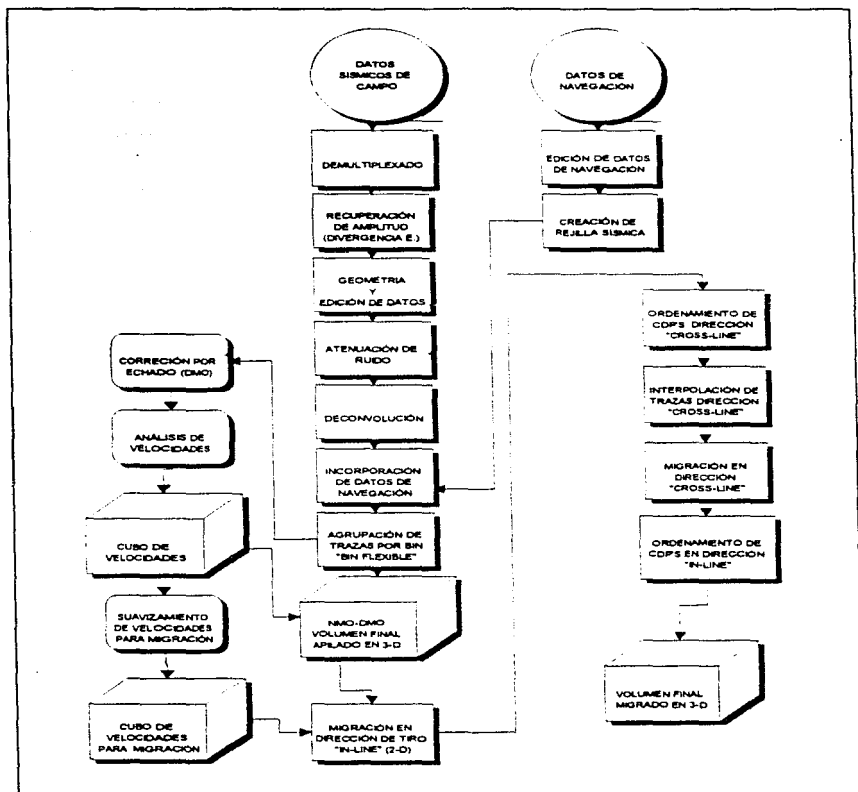


Figura 2.61 Secuencia de procesamiento sísmico para prospectos 3-D.

Para describir la secuencia de procesamiento tridimensional marino de una forma un poco más práctica se agrupan los pasos de proceso en tres etapas principales, como son: a) Preproceso bidimensional (2-D); b) Preproceso tridimensional (3-D) y c) Proceso general tridimensional (3-D), (Fig. 2.62).

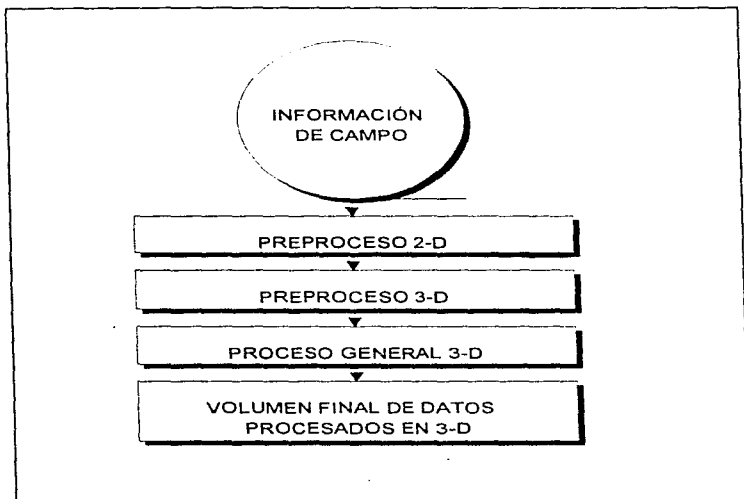


Figura 2.62

Dentro de estas etapas están contemplados los pasos necesarios para que la información de campo vía líneas sísmicas del tipo 2-D conformen al final del proceso un volumen sísmico representando las características del subsuelo.

1.-PREPROCESO BIDIMENSIONAL (2-D). Consiste de pasos de procesos convencionales 2-D en su primera fase en donde se acondiciona la información proveniente de campo. A continuación se definen cada uno de ellos (Fig. 2.63).

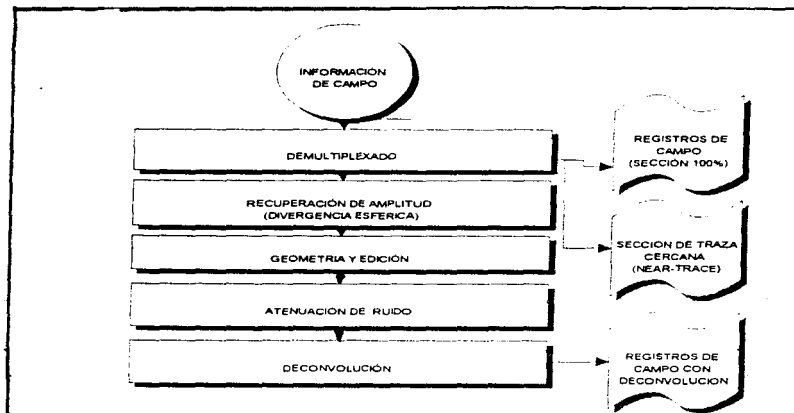


Figura 2.63 Preproceso bidimensional (2-D).

A) Demultiplexado. El procesamiento de datos digitales requiere que la información grabada en campo se presente en forma secuencial. Esto es que cada muestra de una traza sísmica grabada se presente consecutivamente (demultiplexada) dentro de la cinta magnética. En campo, sin embargo, las muestras de cada una de las trazas sísmicas quedan intercaladas (multiplexado) por cada uno de los canales y grabadas de esta forma sobre las cintas magnéticas.

Para ordenar secuencialmente o demultiplexar se requiere del reporte del observador donde se indica el formato (SEG-Y, SEG-D, etc.) en que se grabó la cinta de campo, el número de línea a procesar, los números de "file" o archivo que corresponde a cada uno de los puntos de tiro y las cintas en las que esta grabada la información.

Después se procede a capturar los datos de campo necesarios en el programa de demultiplexado que básicamente consiste en la inversión de una matriz (Fig. 2.64).

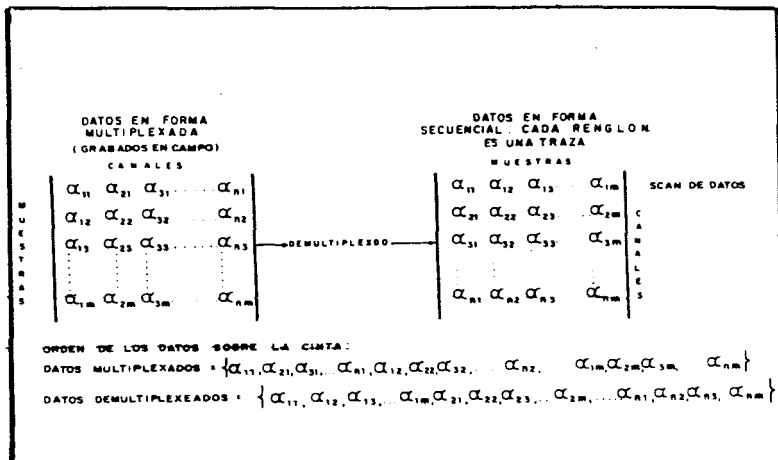


Figura 2. 64 Representación matemática del proceso de demultiplexado.

B) Recuperación de amplitud verdadera. Este proceso tiene como objetivo estandarizar el rango de amplitudes que existen en una traza, ya que la traza, declinara en amplitud exponencial con el tiempo, debido a la perdida de energía de la onda sísmica generada por la fuente durante el recorrido a través del subsuelo.

Para corregir o compensar este tipo de atenuación en la traza sísmica se deben aplicar filtros de ganancia inversa al decaimiento de la amplitud, la cual se puede evaluar en términos de decibeles. La compensación que se utiliza regularmente para la recuperación de amplitud debido a la atenuación de energía se realiza por medio de "recuperación de amplitud por divergencia esférica".

La divergencia esférica es una de perdida de energía por unidad de área que disminuye a medida que el frente de onda esférico se propaga y aumenta su superficie (Fig. 2.65).

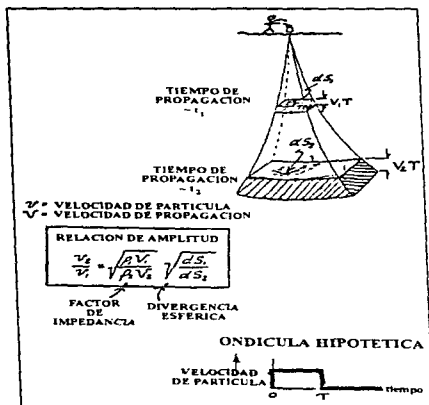


Figura 2.65 Perdida de amplitud por Divergencia E.
 (Tomado de Hilterman, 1977)

C) Geometría y edición de datos. En este paso se especifica la geometría que se empleó en campo para recolectar la información, patrones de detección, referente a las distancias entre estaciones de la línea sísmica, ubicación y distancia entre cada uno de los puntos de tiro, distancias entre la fuente y el receptor más cercano y el más lejano, número de puntos de tiro etc. La intención es optimizar la correcta posición de los registros de campo dentro del área de estudio.

La edición de los datos se refiere a la eliminación de trazas ruidosas, registros de prueba ruidosos, corrección de trazas con polaridad invertida así como también la de considerar los de puntos de tiros perdidos por alguna falla en el equipo. Esto último es importante tomarlo en cuenta en el momento de capturar los parámetros de la geometría. Regularmente todas estas anomalías son específicas en el reporte del observador.

Para el control de calidad de demultiplexado y de edición se obtiene sección 100% y sección de traza cercana con recuperación de amplitud; sin filtros ni escalares.

Para su aplicación (corrección por divergencia esférica), la computadora ejecuta un programa que ajusta matemáticamente a la señal, una curva exponencial en función del tiempo representando el rango de disminución en las amplitudes de la señal.

El inverso de esta curva es usada como curva de ganancia, la cual compensa la declinación exponencial de la traza y restaura una amplitud relativamente uniforme durante su curso. Como la curva de ganancia calculada es uniformemente exponencial, las variaciones locales de amplitud en la señal se conservan. El control de calidad se realiza en gráficas de registros de campo.

D) Eliminación de ruidos. Procedimiento por el cual se identifican o eliminan trazas o zona con ruido de amplitud , trazas con ruido monofrecuencial, trazas inducidas (bias), etc. (Fig. 2.66).

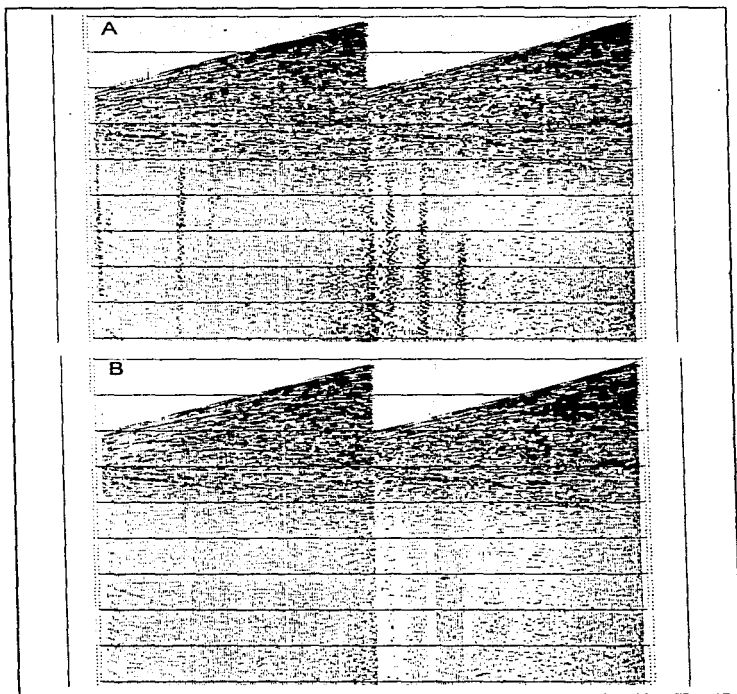


Figura 2.66 Eliminación de ruidos. a) Registros con trazas ruidosas; b) Registros después de eliminar las trazas ruidosas.

E) Deconvolución. Este proceso tiene como objetivo mejorar la resolución temporal de los datos sísmicos efectuando a su vez una mejora en la ondícula básica asociada a los coeficientes de reflexión, adicionalmente se tiene la opción de atenuar eventos múltiples de periodo corto.

Las principales técnicas de deconvolución que se emplean en el procesado digital de datos sísmicos, están basados en la deconvolución predictiva, las cuales pueden ser consideradas bajo el aspecto de consistencia superficial (Proceso multicanal).

En este método un operador de predicción es calculado a partir de la función de autocorrelación para efectuar la deconvolución. De acuerdo con el objetivo que se pretende realizar, los filtros de deconvolución pueden ser: Filtro de deconvolución de distancia predictiva unitaria, "impulsivo", y Filtro de deconvolución predictiva.

El filtro impulsivo generalmente es de fase mínima empleando operadores cortos de 30 a 50 puntos, cuya finalidad es contraer los reflejos y eliminar sus colas, para compensar el efecto de filtrado de la tierra.

El filtrado de deconvolución predictiva, está enfocado para eliminar reflejos múltiples de diferentes clases tales como, reflejos, fantasmas, reverberaciones en la capa de agua, múltiples entre capas subterráneas, etc.

El filtro se calcula a partir de la función de autocorrelación de cada una de las trazas. El intervalo de tiempo sobre el cual se calcula la autocorrelación, es seleccionada en forma variable en las diferentes trazas y principalmente cuando el filtro de deconvolución se selecciona antes del apilado.

La longitud del operador es variable y su efectividad depende de la distancia de predicción desde la cual se desea que empiece a actuar. Para efectuar la deconvolución se deben de asignar los datos tales como: Tiempo de arranque, distancia de predicción y medidas de las ventanas en que se va a efectuar la autocorrelación. De aquí los filtros de deconvolución son calculados y quedan listos para ser aplicados.

Algunas veces es necesario aplicar estos filtros en forma variable y de acuerdo con el tiempo de múltiples que se desean atenuar. La figura 2.67 muestra un ejemplo del proceso de deconvolución en una sección sísmica.

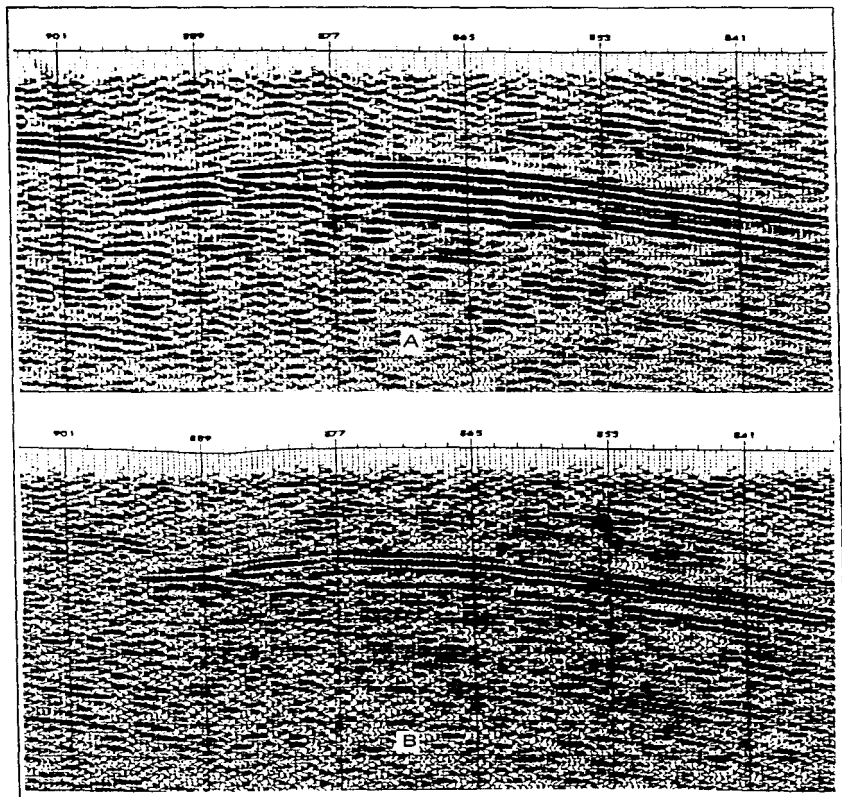


Figura 2.67 Secciones sísmicas sin deconvolución (a) y con deconvolución (b).

2.- PREPROCESO TRIDIMENSIONAL (3-D). Este grupo de procesos se refiere a la adecuación de la información previamente acondicionada en el preproceso 2-D para incluir datos importantes en la consideración tridimensional dándole a la información el carácter de tres dimensiones (Fig. 2.68). Principalmente en esta secuencia de pasos el manejo de la información de navegación juega un papel muy importante, ya que desde este momento se tendrá un estricto control de la posición de los datos en base a sus coordenadas (x, y).

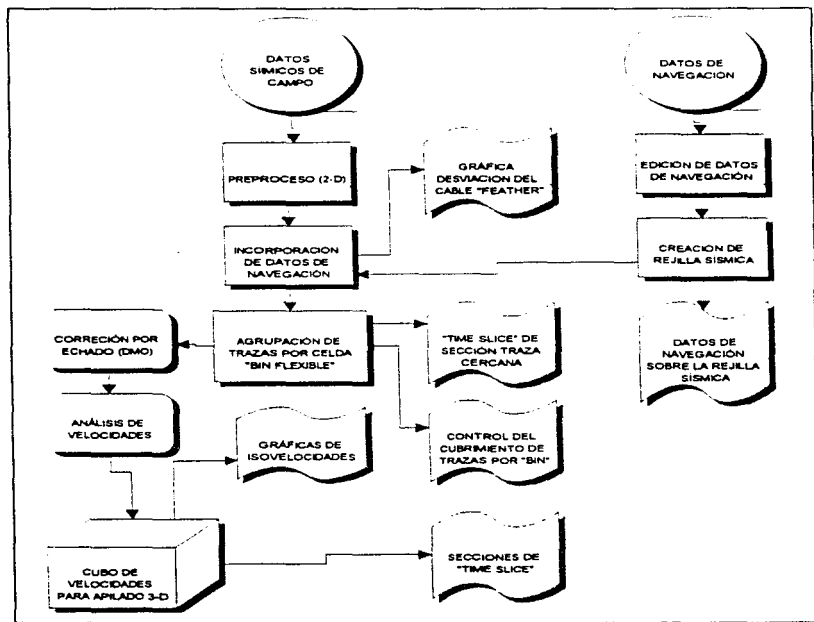


Figura 2.68 Preproceso tridimensional 3-D.

A) Definición de la rejilla o malla sísmica 3-D. Con el objeto de ubicar cada traza dentro de una zona de reflejo común (bin), sin importar su trayectoria o azimut debido al punto de tiro y receptor, se define una malla o rejilla de los datos sísmicos. Esta debe estar relacionada con los parámetros de obtención en campo como son la distancia entre puntos de tiro y la distancia entre líneas (Fig. 2.69).

Esto servirá como marco de referencia para los procesos posteriores que se registrarán por los parámetros calculados dentro de la rejilla 3-D, principalmente refiriéndose a sus coordenadas. Lo que significa que los datos sísmicos que no cumplan con las características de está no serán considerados dentro del proceso, como una medida de control de calidad.

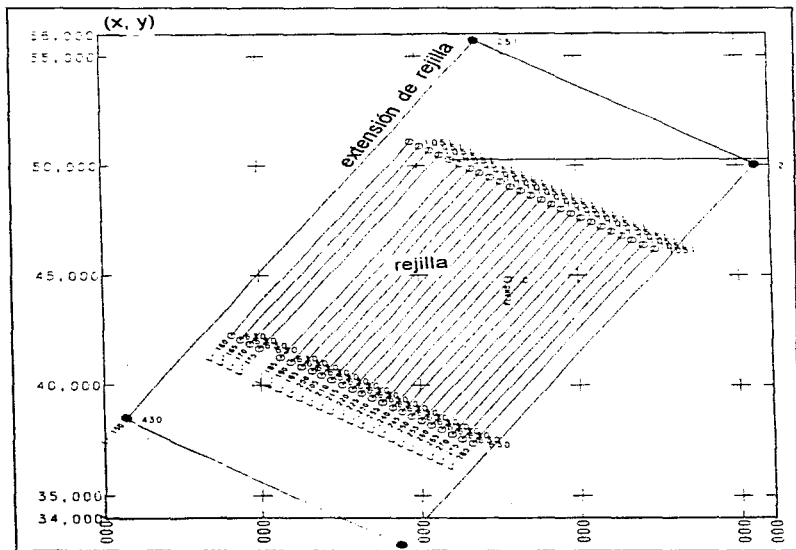


Figura 2.69 Definición de la rejilla sísmica basado en sus coordenadas (x, y) .

A continuación se dará una breve explicación de como es que se realiza esta definición de rejilla.

Como primer paso se requiere la edición de la información de navegación de todas las líneas observadas donde se muestren las coordenadas de cada uno de los puntos de tiro así como la de sus respectivos receptores o trazas. Esta información regularmente viene grabada en formato UKOOA (UK Offshore Operators Association).

La definición se dará de forma ortogonal cuando se capturen las coordenadas (x, y) de los extremos de la línea inicial del prospecto, que se tomará como pivote, el número total de líneas, la distancia entre puntos de tiro, así como el número de puntos de tiro por línea y la distancia entre líneas. El calculo se realiza de forma automática definiendo las coordenadas de cada uno de los extremos y la proyección de toda el área.

Sin embargo para efectos de apertura de migración es necesario hacer una extensión de rejilla que por lo menos rebase la distancia total del tendido de observación (incluyendo al barco), para asegurar que todos los puntos de reflexión común estén dentro de la rejilla y al migrarse no sobrepase el limite calculado.

Para asegurar que todos los CDP's estén dentro de la rejilla sísmica, en el algoritmo de definición de rejilla, se capturan las coordenadas de las líneas que conforman los extremos del prospecto, así como la de los puntos inicial y final de cada una de ellas, lo cual nos dará la información necesaria para saber si los CDP's están o no dentro de esta.

De igual forma se procede para revisar los CDP's de la "rejilla extendida" con la única diferencia de que para está se capturaran los valores de las líneas definidas en el párrafo anterior más la extensión que se halla determinado.

B) Actualización de los registros sísmicos de campo con la información de navegación, "Merge". Este proceso se refiere a la incorporación de datos de navegación con cada uno de los registros sísmicos, ubicando a cada uno de estos dentro de la rejilla sísmica, por medio de sus coordenadas, cuando se tiene el control de los datos de navegación y deriva del cable feathering.

El control de calidad se efectúa graficando, posterior al "Merge", una sección 100% de traza cercana y gráficas de control de deriva del cable de cada una de las líneas (Fig. 2.70), en las cuales se pueden observar si existe o no alguna anomalía.

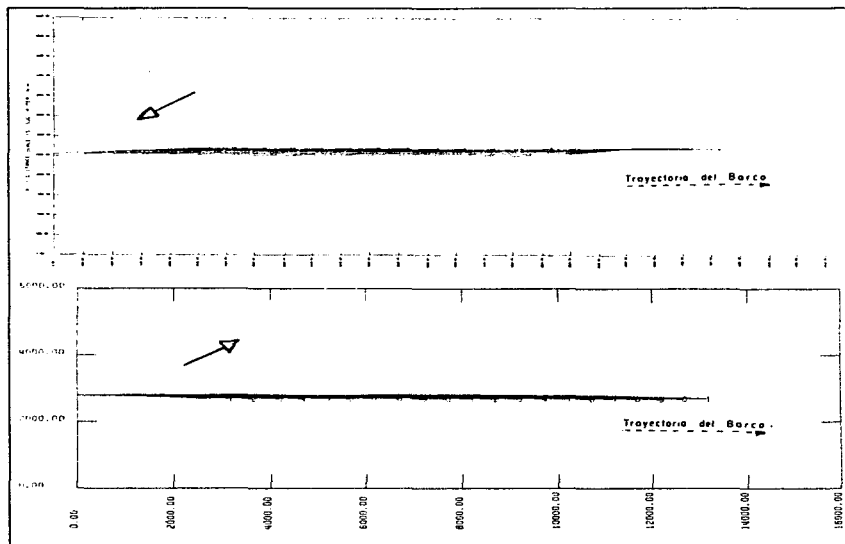


Figura 2.70 Gráfica de control de deriva del cable "feathering" de dos líneas.

C) Evaluación de cubrimiento de trazas en celdas de reflexión común y "bin" flexible (flexible binning). Una vez que han sido cubiertas las líneas de tiro diseñadas en el levantamiento y que han sido ubicados los puntos de reflejo correspondiente a cada tiro-receptor, se apreciará que debido al "feathering" del cable (Fig. 2.71) existen "huecos" que no cumplen con la cubierta de apilamiento que cada "bin" o celda de reflejo común requiere (Méndez, 1991).

Lo acostumbrado en campo es monitorear la desviación de la posición del cable e identificar zonas que requieran de cobertura adicional para ordenar un cubrimiento mejor a base de líneas adicionales "in-fill".

Sin embargo, a pesar del control de calidad que se da en campo durante el proceso de los datos se observa una deficiencia en el cubrimiento de los "bins". Para lo cual se agrupa a las trazas en la dirección "in-line", mediante un algoritmo conocido comúnmente como "bin" flexible (flexible binning) el cual está diseñado para que el "bin" se expanda (Fig. 2.72) en función de la distancia fuente-receptor "offset", de tal forma que el "bin" pueda agrupar trazas de "bins" cercanos recuperando el cubrimiento requerido. El control de calidad de este proceso se evalúa mediante la generación de gráficas de cobertura sísmica por celda (Fig. 2.73).

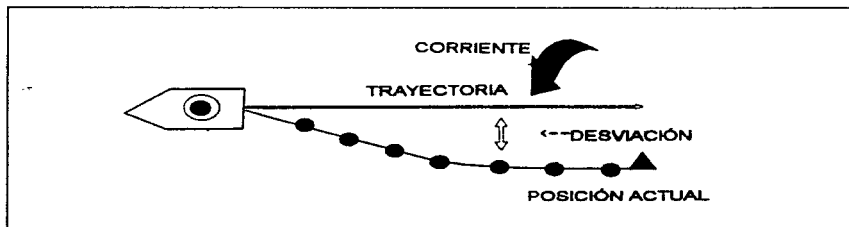


Figura 2.71 Deficiencia en la cobertura debido al "feathering"(Stone, 1995)

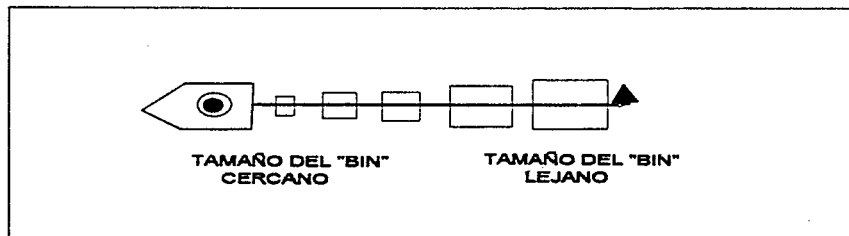


Figura 2.72 Diseño del "bin flexible" en secciones de "offset" (Stone, 1995).

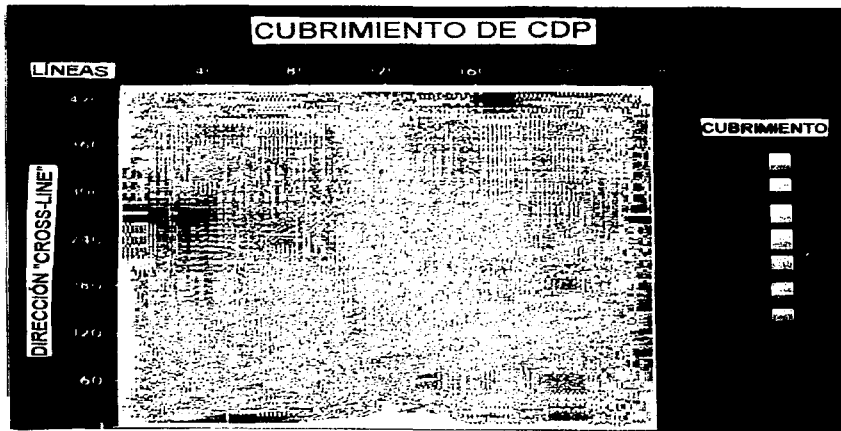


Figura 2.73 Gráfica de cobertura sísmica por celda (QC, cortesía GSI).

D) Análisis de velocidades. El propósito primordial del análisis de velocidades es definir las velocidades apropiadas de corrección dinámica ó de sobre tiempo normal "NMO" (siguiente apartado), para reflexiones primarias en un medio de ruido y energía múltiple. La relación señal a ruido implementada y la atenuación de múltiples utilizando el método de punto de reflejo común CDP puede llevarse a cabo solamente si se aplican las correcciones apropiadas de tiempo a los datos de tal manera que las reflexiones primarias son movidas en su fase y luego apilando apropiadamente (Fig. 2.2).

Para el procesamiento 3-D es requerido un modelo regional en tres dimensiones del campo de velocidades (cubo de velocidades). Este cubo de velocidades se genera ubicando análisis de velocidad uniformemente distribuidos (equiespaciados) a lo largo (dirección "in-line") y ancho (dirección "cross-line") de la rejilla sísmica (Fig. 2.74). El espaciamiento entre análisis de velocidad será determinado por los objetivos del prospecto en cuestión y procesos por aplicar (por ejemplo cada 1Km, 2Km, 5Km, etc.).

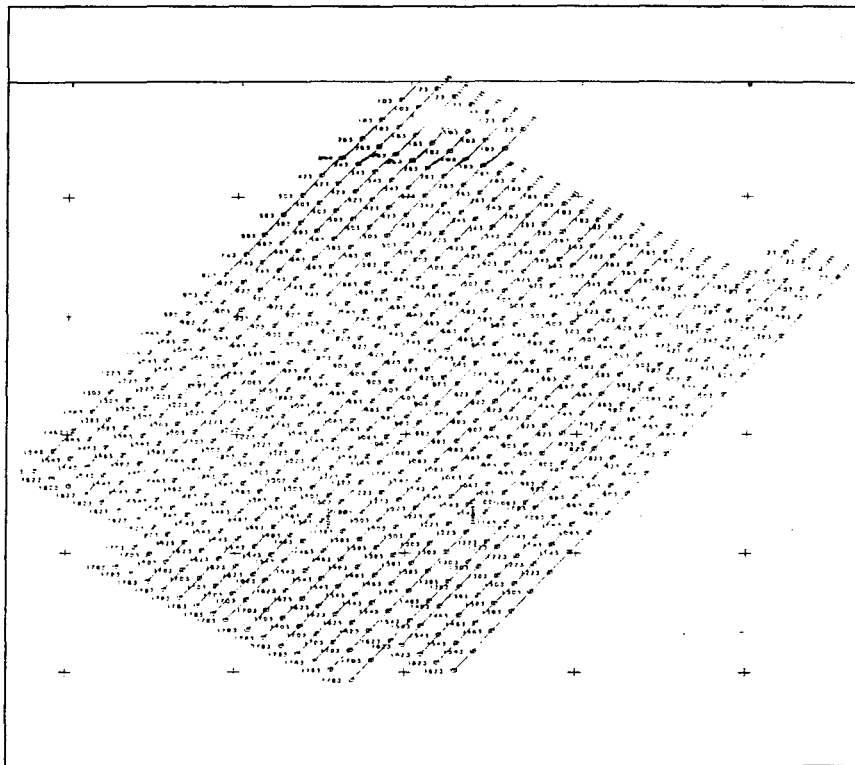


Figura 2.74 Ubicación de los análisis de velocidades que conforman al "cubo".

La especificación de velocidad es de importancia central para el éxito tanto del apilado como de la migración, dado que las velocidades requeridas para estos dos procesos son generalmente diferentes.

Las líneas procesadas como 2-D pertenecientes al prospecto pueden proporcionar esta información, sin embargo existen algoritmos que a partir de los "bins" o celdas de reflexión común se realizan análisis de velocidad con las trazas del "bin" 3-D, esto incluye trazas con diferentes azimuts para lo cual se corrige por azimut para posteriormente realizar la corrección NMO.

El proceso para determinar la función de velocidad de apilamiento para un grupo de CDP's es muy sencillo, sin embargo por la cantidad de grupos que se manejan en un prospecto 3-D (miles) se requiere de invertir mucho tiempo. Esta es la razón por la cual no se realizan análisis de velocidades en todas las líneas y por lo cual se le denomina al "cubo" como modelo regional en 3-D del campo de velocidades.

Es bien sabido que la perfección de un proceso de datos en 3-D depende, de manera muy especial, del conocimiento que se tenga de la variación de las velocidades sísmicas, tanto vertical como horizontalmente, por ello si las variaciones laterales son fuertes en distancias dentro de las que queda una estructura geológica es posible que se cometan errores apreciables de interpretación.

Es por esta razón que el control de calidad en el análisis de velocidades debe ser muy estricto obteniendo gráficas de isovelocidades en la dirección de tiro "in-line" como para la dirección perpendicular "cross-line", además de secciones en tiempo "time slices" del cubo de velocidades (Fig. 2.75), ya que para el caso del proceso de migración 3-D no se aceptan cambios lateralmente bruscos de velocidad.

En general, para una buena configuración estructural basada en una ley de velocidad que sólo es función de la profundidad, puede ser suficientemente buena si en dirección horizontal ó lateral, las velocidades se mantienen sensiblemente constantes.

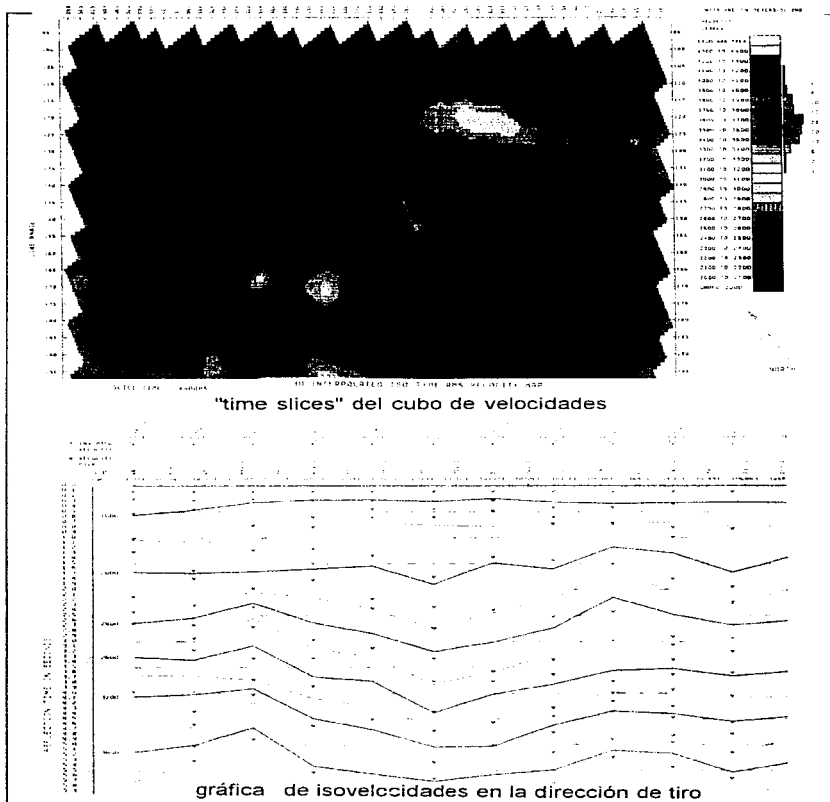


Figura 2.75 Control de calidad en el análisis de velocidades.

E) Corrección dinámica (NMO). Las reflexiones procedentes de una misma capa de rocas emplean tiempos distintos para alcanzar los diferentes receptores del "streamer" (Fig. 2.2); por ejemplo, la señal registrada por el último hidrófono del cable ha recorrido una trayectoria mucho más larga que la que llega al hidrófono más próximo a la fuente

Entonces la corrección NMO se define como la diferencia en el tiempo de arribo de una reflexión en una traza de offset cero con respecto a otra con un offset determinado (Fig. 2.76). La cual debe aplicarse a todos los registros sísmicos en el dominio del punto de tiro común CDP. El análisis de velocidades es el procedimiento normal para determinar los tiempos de corrección necesarios para todas las reflexiones primarias para todas las trazas con diferente punto de tiro a las distancias de los hidrófonos.

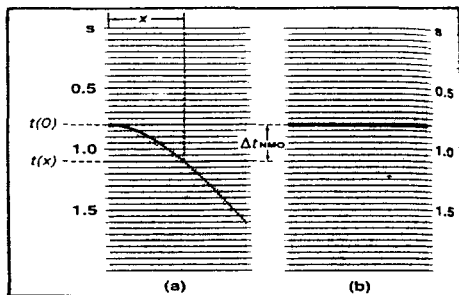


Figura 2.76 a) Antes de NMO, b) Después NMO (Yilmaz, 1987)

En principio, los picos de reflexión de las diferentes trazas no están en fase, que es necesaria para la suma constructiva del apilado. Se consigue que lo estén desplazando el tiempo de llegada de cada máximo respecto de un patrón temporal de referencia: el tiempo de llegada que le correspondería de haber efectuado las ondas sísmicas un viaje de ida y vuelta en forma normal o vertical desde el barco hasta la capa reflectante.

Ese tiempo de referencia se denomina tiempo normal. Tal desplazamiento matemático es viable, pues existe una relación regular entre los tiempos de llegada, a cada hidrófono, de los picos correspondientes.

El tiempo de llegada depende de la distancia del hidrófono a la fuente (offset) y de las velocidades sísmicas en todos los estratos. Para simplificar los cálculos se sustituyen las velocidades por una única magnitud, denominada velocidad cuadrática media (RMS), que están íntimamente relacionadas a las velocidades de intervalo, por medio de la fórmula de Dix, la cual considera el cuadrado del promedio de las velocidades individuales según el tiempo invertido en cada capa .

$$V_{RMS}^2 = \frac{V_1^2 t_1 + V_2^2 + V_3^2 + \dots + V_n^2}{t_1 + t_1 + t_1 + \dots + t_n} = \frac{\sum_{i=1}^n V_i^2 t_i}{\sum_{i=1}^n t_i} \quad (2.5)$$

$$V_{RMS} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n V_i^2 t_i}{\sum_{i=1}^n t_i}} \quad (2.6)$$

La velocidad cuadrática media (V_{RMS}) es pues, la raíz cuadrada de la sumatoria de las velocidades de intervalo al cuadrado por sus respectivos tiempos de intervalo, entre el tiempo total de tránsito.

Esta velocidad es, por definición matemática, comparable a la velocidad de apilamiento ya que se trata, en ambos casos de una medida cuadrática.

3.- PROCESO GENERAL TRIDIMENSIONAL (3-D). En esta sección se enlistan todos los procesos que incluyen algoritmos diseñados para tratar a la información en tres dimensiones (Fig. 2.77).

A) Proceso DMO en 3-D. Corrige los efectos de buzamiento en la curvatura de sobretiempos normal (NMO) de los eventos. Para los trabajos tridimensionales es ideal la aplicación del DMO en 3-D, ya que esto remueve la dependencia de la velocidad y sobretiempos normal con el azimut.

Después de compensar para diferencias de tiempo de viaje relacionadas a offset a través de corrección NMO, las trazas se apilan. La suposición aquí es que las trazas con las mismas coordenadas de punto medio común también tienen las mismas coordenadas de punto de reflexión (Fig. 2.78). Se sabe que esto es realmente cierto solo para la situación de capas horizontales.

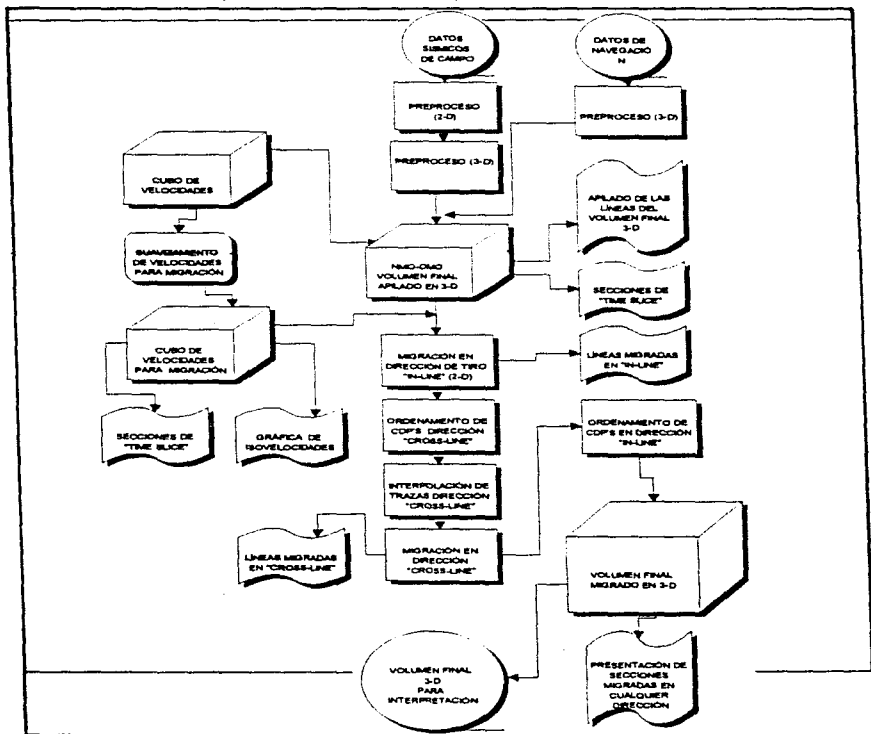


Figura 2.77 Proceso general tridimensional (3-D).

Sin embargo se puede decir que la información contenida en un grupo de CDP no es generalmente redundante de traza a traza. Al ignorar la distribución de los puntos de reflexión se puede llegar a una degradación del apilado. La solución entonces será un procesamiento de la reflexión de punto común verdadera.

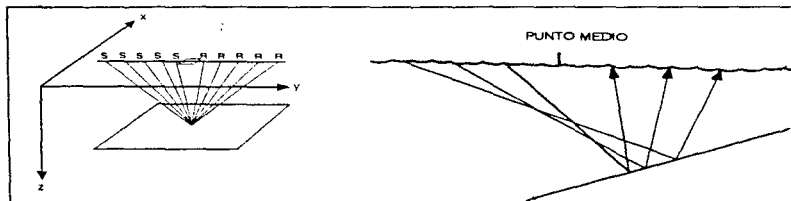


Figura 2.78 Suposición del punto de reflexión coincide con el punto medio común.

Para este fin, una migración del grupo de datos es requerida. Aquí se puede hablar de 2 opciones. Una es utilizar una migración antes de apilar completa. Esto movería los eventos sísmicos de sus ubicaciones aparentes hacia sus puntos de reflexión verdadera. La otra opción más práctica y económica, en cuanto a proceso se refiere, es corregir para la distribución de puntos de reflexión solamente, realizando una migración parcial mediante la rutina comúnmente conocida como corrección (DMO). Este esquema mueve los datos a la posición de offset cero.

Entonces se puede decir que tres pasos comprenden el procesamiento de imagen total. Estos pasos, que se muestran en el diagrama de la Figura 2.79, son: "corrección dinámica" (NMO), "la corrección por echado" (DMO) y la migración de offset cero.

El operador de migración DMO se muestra en la Figura 2.80. Para un medio de velocidad constante éste es de forma elíptica. Solo los tiempos de corrección post NMO y el offset fuente-receptor entran en esta expresión analítica. La porción realizable físicamente del operador se extiende ligeramente más allá de la mitad de la distancia desde el punto medio hacia la fuente y desde el punto medio hacia el receptor. Las demás porciones involucradas corresponden a las reflexiones que se desvanecen.

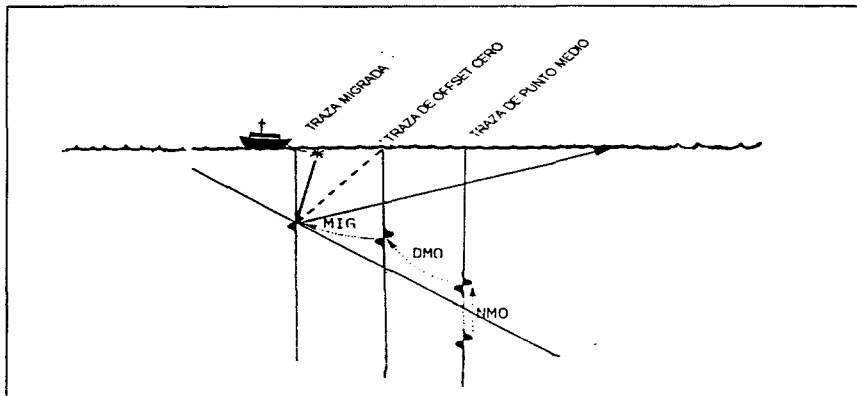


Figura 2.79 El proceso de la imagen total esta compuesta por 3 pasos. La corrección NMO mueve el evento hacia arriba a lo largo de la traza de punto medio. Corrección DMO lo mueve a la traza de offset cero. Y finalmente, la migración convencional lo mueve a la traza migrada (Cortesía Halliburton G.).

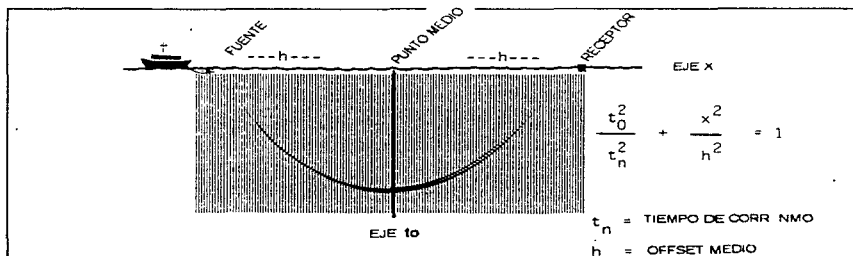


Figura 2.80 Vista vertical del operador DMO (Cortesía Halliburton G.).

Cuando una rutina DMO se desarrolla, debe tenerse una atención cuidadosa al especificar la distribución de amplitud a lo largo de esta respuesta de impulso para poder asegurar que el proceso de corrección DMO esta preservando realmente la amplitud. Si la forma del operador es correcta, pero no así las amplitudes que lo comprenden, entonces el algoritmo es apropiado solo en el sentido cinemático. Entonces se concluye que el algoritmo DMO no enfatiza suficientemente la pendiente de los eventos con buzamiento.

Un ejemplo de esto se muestra en la Figura 2.81, realizado en el Golfo de México sobre un domo salino que presenta buzamientos muy inclinados tanto en la dirección "in-line" como "cross-line". En éste se observa el apilado del "bin" de una línea del prospecto sin la corrección DMO y otra con la corrección. En la sección sin corrección se observan los reflectores sedimentarios de capa plana con una buena imagen en el extremo derecho, sin embargo la sección con la corrección DMO 3-D permite la imagen simultánea de todos los buzamientos, esto además de los eventos planos se notan las difracciones de buzamiento inclinadas y las reflexiones en los bordes del domo de sal son visibles.

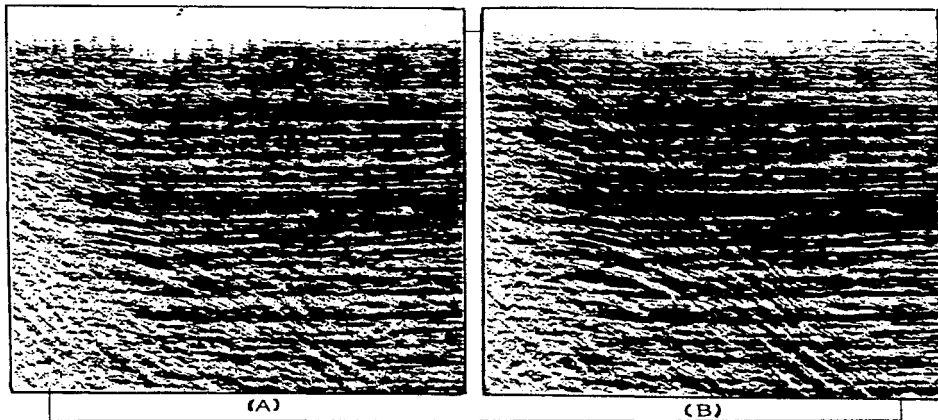


Figura 2.81 a) Sección apilada sin DMO, b) Sección apilada con DMO (Cort. H.G).

Un medio alternativo para ver la comparación es con time "time slice" (Fig. 2.82), en esta se observa un time "slice" del volumen de datos apilados sin la aplicación de la corrección DMO y otro con ella. Nótese como en el "slice" con DMO las difracciones que se ven circulares alrededor del domo de sal emergen dramáticamente.

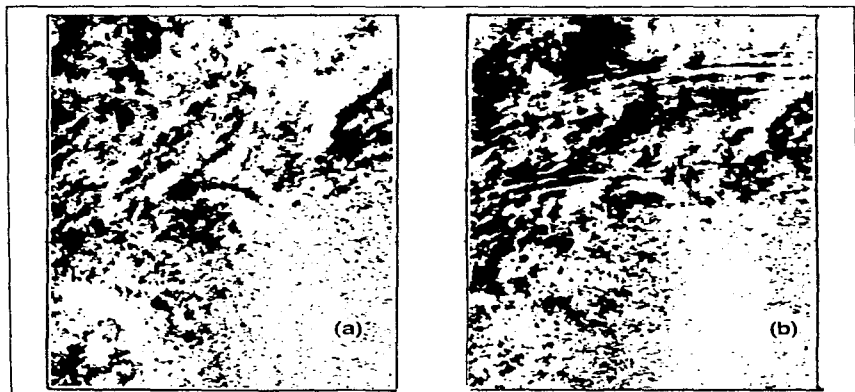


Figura 2.82 Time "slice" de aplicado. a) sin DMO, b) con DMO (Cortesía H.G).

Usualmente el beneficio clave al generar registros corregidos con DMO en 3-D es que el análisis de velocidad puede ser ejecutado nuevamente, estos análisis son más fáciles de interpretar dado que la ambigüedad debida a los efectos de buzamiento dependientes de azimut de los datos ha sido removida. Una demostración de este punto se muestra en la Figura 2.83. En esta se muestran los picos generados por la computadora de un análisis de velocidad que fue corregido por DMO y otro sin este. Se observa en el primer caso que el esparcimiento de los picos enmascara la tendencia de la velocidad real y en el otro caso se ve la función de velocidad apropiada con claridad.

B) Apilamiento final 3-D. Habiéndose efectuado el proceso DMO en 3-D se procede a realizar las correcciones dinámicas NMO, aplicando las funciones de velocidad a los registros de CDP, para obtener una buena sección apilada del

"bin". Esta ultima bajo el esquema tridimensional, ya que se utilizan las funciones de velocidades agrupadas dentro del "cubo de velocidades", estimadas y posicionadas con anterioridad, además de haberles efectuado un estricto control de calidad, ya que se debe de tomar muy en cuenta que de este cubo de velocidades se estimaran las funciones para la migración en 3-D.

Es así como se obtiene el "apilado final 3-D" ó volumen apilado final, el cual para fines de presentación al interprete, es sometido a procesos de mejoramiento, de la información, tales como filtros de frecuencias, atenuación de ruido aleatorio y otros. El volumen apilado final se entrega al interprete grabado en cartuchos de cinta magnética, junto con el "cubo de velocidades", para ser "cargado" en sistemas interactivos, además de algunas secciones en papel de líneas en la dirección "in-line" y "cross-line" así como "time slices" cada 200 ms. por lo regular.

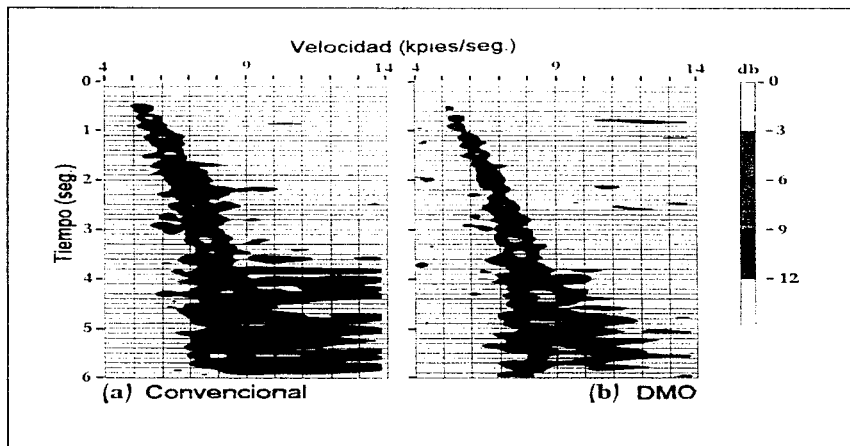


Figura 2.83 Generación de análisis de velocidades. a) Sin la aplicación de DMO, b) Con la aplicación de DMO 3-D vista en la figura 2.81 (Cort. H.G.).

C) Migración en 3-D. Este proceso es el comúnmente conocido como migración con la ecuación de onda y puede ser llevado a cabo empleando como herramientas matemáticas las diferencias finitas (aproximación de Clearbout) ó la integral de Kirchhoff, que es la formulación integral de la migración en 2-D y 3-D (Schneider, 1978).

La diferencia entre los dos métodos es computacional y los dos están apoyados en la ecuación de onda y el principio óptimo de imagen para dar lugar al punto migrado. Como se menciono anteriormente la migración es considerada usualmente la herramienta de imagen primaria en un procesamiento sísmico. Aún con el mejor apilamiento posible (velocidades estimadas con exactitud).

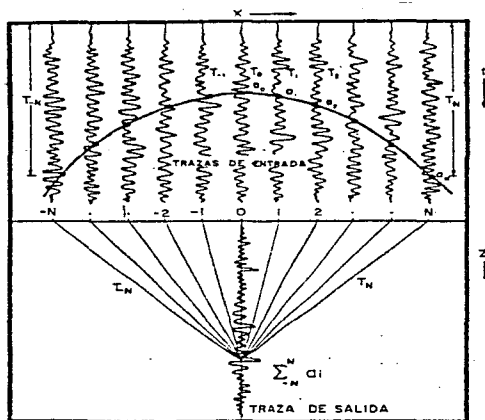


Figura 2.84 Migración 3-D en términos de la integral de Kirchhoff (Martínez, 1981).

Por lo expuesto en el apartado 2.2 es clara la necesidad de efectuar la migración en 3-D, para la construcción de secciones de reflectividad efectual más reales. Dado que las ondas sísmicas en la tierra se propagan en tres dimensiones y la geología del subsuelo es también tridimensional, cualquier perfil simple puede,

en general ser contaminado con energía que regresa del exterior del plano vertical, por lo tanto para reconstruir un perfil vertical de la reflectividad de la tierra con exactitud, los datos deben ser recolectados de tal forma que los puntos medios entre la fuente y los receptores estén distribuidos tan uniformemente como sea posible, sobre el área del levantamiento y emplear migración 3-D.

La extensión conceptual de la migración 2-D a 3-D es particularmente fácil cuando se expresa en términos de "Integral de Kirchhoff". Que físicamente representa el principio de Huygens. Este método se basa en la curva de la difracción, es decir, en la difracción apilada (Fig. 2.84). La migración de los eventos se efectúa a lo largo de la curva de difracción cuya curvatura dependerá del campo de velocidades existente. Dicho de otra forma las amplitudes se suman a lo largo de hipérbolas y estas sumas se colocan en los vértices de la hipérbola, los pasos de adición se definen por la respuesta de viaje de tiempo sísmico de un punto difractor.

En 3-D la respuesta sísmica de un punto difractor es un hiperboloide (Fig. 2.85) y (Fig. 2.86), así la migración 3-D puede visualizarse como una suma simple (muestreada en 3-D) de datos de superficies hiperboloides y nuevamente colocados en sumas a los vértices (Fig. 2.87).

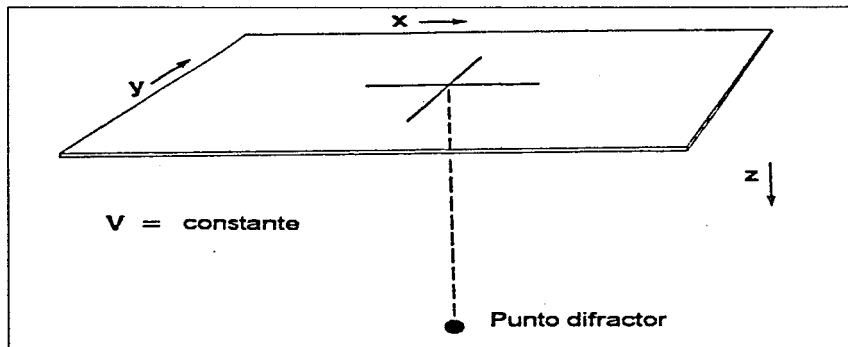


Figura 2.85 Punto difractor en el espacio tridimensional (Lamer, 1979).

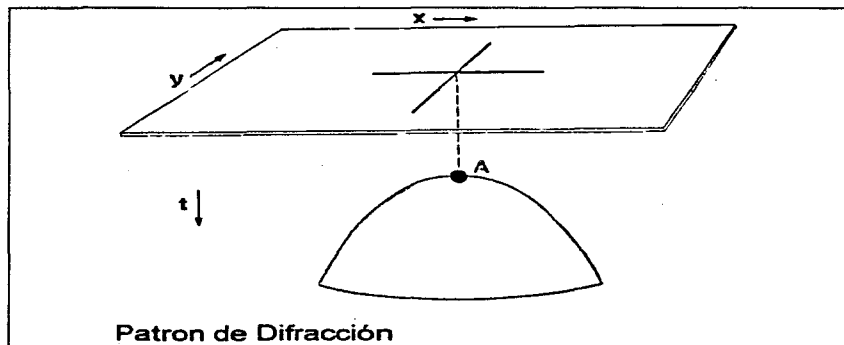


Figura 2.86 Patrón del hiperboloide difractor de la figura 2.85 (Larner, 1979).

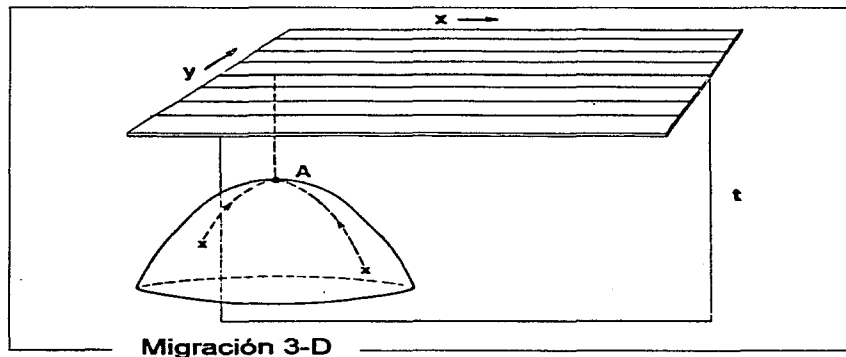


Figura 2.87 Dirección de la suma para migración 3-D. Los eventos en los flancos del hiperboloide son movidos a la cima en el punto A (Larner, 1979).

Mientras que la migración 3-D es conceptualmente simple su implementación requiere de cantidades substanciales de tiempo de computadora. Por esta razón es ventajoso examinar el proceso con mayor precisión. La ejecución de migración 3-D produce movimientos de energía de los flancos del hiperboloide al vértice en un solo paso, sin embargo se puede considerar el movimiento del flanco al vértice en 2 pasos: un paso en la dirección "Y" y después un paso subsecuente en la dirección perpendicular "X" (Fig. 2.88).

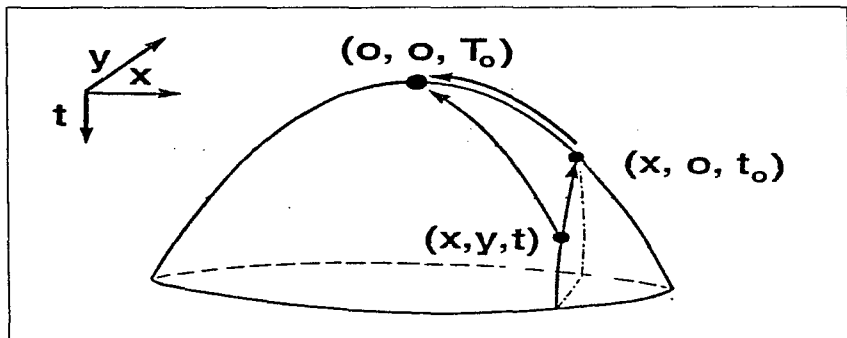


Figura 2.88 Dirección de la migración 3-D en dos pasos.

Se puede examinar este proceso de dos pasos en términos de la ecuación de la hiperboloide:

$$t^2 = T_0^2 + \frac{4x^2}{v^2} + \frac{4y^2}{v^2} \quad (2.7)$$

La ecuación (2.7) es la ecuación 3-D para migrar y arbitrariamente apuntar a "t" a un vértice T_0 . Para un paso puramente en la dirección Y, X es constante y la ecuación puede ser descrita como:

$$t^2 = t_0^2 + \frac{4y^2}{v^2} \quad (2.8)$$

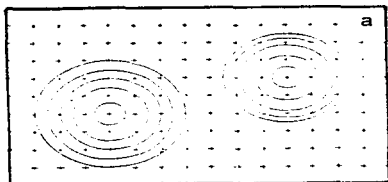
Esta ecuación hiperbólica simplemente describe una migración 2-D de "t" a un vértice local t_0 . En el hecho de que la ecuación 3-D represente una migración 2-D, sugiere un proceso de 2 pasos en la migración 3-D.

Después del apilamiento, el volumen de datos 3-D es a menudo migrado en dos estados. Primero, una migración 2-D es aplicada a lo largo de la dirección de trayectoria del barco "in-line". Entonces, los datos se ordenan, agrupan y se aplica un segundo paso de migración 2-D a lo largo de la dirección "cross-line. Antes del segundo paso de migración los datos necesitan, en algunas ocasiones, ser interpolados por traza a lo largo de la dirección "cross-line" (Yilmaz, 1987). El resultado es un volumen migrado en 3-D (Fig. 2.89), el cual se encuentra disponible al interprete.

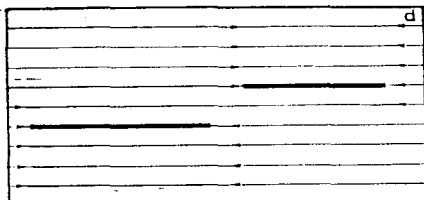
Tres puntos importantes deben tomarse en cuenta:

- 1.- El método es esencialmente exacto si la velocidad es constante.
- 2.- El proceso en 2 pasos puede ser ejecutado con cualquier tipo estándar de migración 2-D.
- 3.- El proceso de 2 pasos es substancialmente menos eficiente que la migración 3-D completa. La ventaja particular depende en la selección del algoritmo.

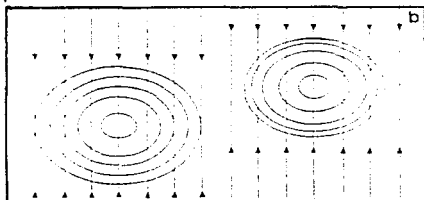
Mientras que el método es esencialmente exacto para velocidad constante no así para variaciones de velocidad vertical simple. Brevemente todos los datos en la hiperboloide deben ser migrados con las velocidades del vértice, velocidad a T_0 , (Fig. 2.90). La primera migración 2-D, sin embargo mueve energía hacia el vértice local (t_0) y la única información de velocidad disponible para este paso son las velocidades en los vértices locales (Fig. 2.91). Si la velocidad en T_0 es diferente en t_0 , los datos serán migrados impropriamente.



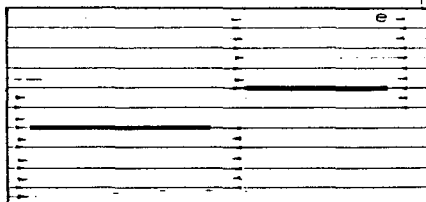
Contornos de los patrones de difracción (vista de planta)



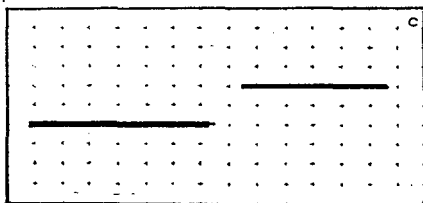
Segunda Migración 2-D



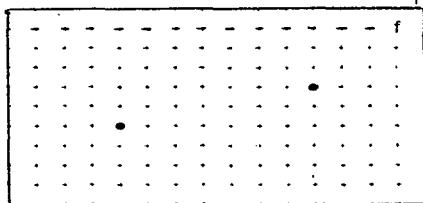
Primera migración 2-D



Interpolación de trazas



Patrón de difracciones (2-D)



Migración 3-D

Figura 2.89 Migración en 2 pasos. a) Contorno de los patrones de difracción, b) Primera migración (2-D), c) Patrones de difracción (2-D), d) Segunda migración e) Interpolación de trazas (opcional), f) Migración 3-D (Larner, 1979).

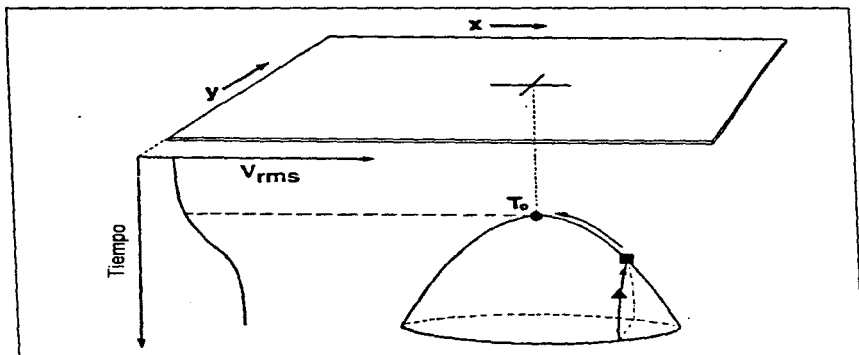


Figura 2.90 Migración 3-D con variación vertical de velocidad. La forma del hiperboloide se define por la velocidad de la cima en tiempo (T_0) (Larner, 1979).

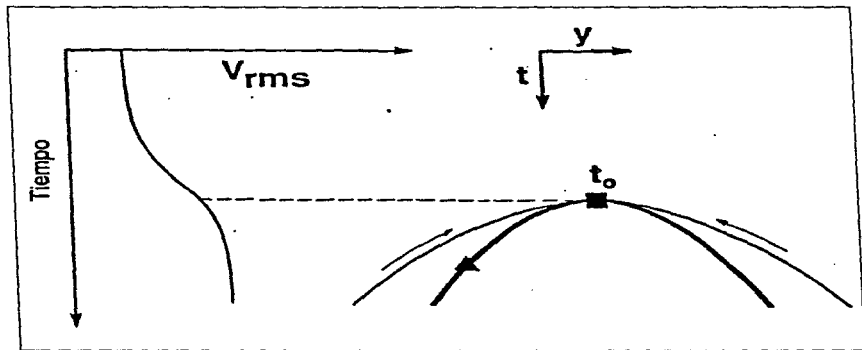


Figura 2.91 Mientras que el método de migración en 2 pasos es esencialmente exacto para velocidad constante no así para variaciones de velocidad vertical simple (Larner, 1979).

2.6 Análisis e interpretación de la información sísmica en 3-D.

2.6.1 Interpretación 3-D.

Los sistemas computarizados son un elemento vital para la óptima interpretación de datos geofísicos porque simplifican y reducen el trabajo manual. Dado que el descubrimiento de nuevos campos de petróleo se vuelve cada vez más difícil, los medios de interpretación deben ser más precisos y aptos para resolver muchas incógnitas antes de la perforación (Valusek, 1989).

La técnica sísmológica tridimensional se ha convertido en una fuerza directriz desde su nacimiento (fines de los 70's) para el desarrollo de nuevas e innovadoras tecnologías en adquisición, procesamiento e interpretación.

Actualmente la interpretación y visualización de los datos 3-D ya no está limitada a presentaciones de secciones sísmicas en papel como hace 10 años aproximadamente, cuando se requería de lápices de colores y escalímetros para interpretar y cartografiar una gran cantidad de secciones. Ahora esta tarea se realiza con gran versatilidad gracias a los sistemas de interpretación sísmológica interactiva.

La visualización 3-D se refiere a la combinación de procesos y a las técnicas de interpretación para mostrar datos complejos en una forma fácil de comprender. Con la tecnología disponible actualmente estos procesos pueden aplicarse para interpretar datos sísmicos en una forma interactiva (Dorn y Tumban, 1995).

Las estaciones de trabajo computarizadas e interactivas, diseñadas originalmente para manejar grandes volúmenes de datos sísmicos tridimensionales, son también vitales para hacer minuciosos análisis, incluso de estudios bidimensionales.

Inicialmente los sistemas interactivos fueron implementaciones de computadoras para métodos tradicionales utilizados en las secciones sísmicas en papel (Fig. 2.92), sin embargo ahora se dan presentaciones en las estaciones de trabajo de todo el volumen de datos colectados y procesados utilizando la técnica tridimensional de una manera sencilla y eficaz (Fig. 2.93).

Dada la naturaleza de los datos bidimensionales y de los métodos actuales de adquisición, algunas de las características de la interpretación de datos 3-D como, el análisis detallado de ciertos atributos sísmicos, la cartografía de más horizontes del subsuelo y sobre todo la creación de líneas arbitrarias y perfiles en tiempo "time slice" no suelen ser posibles sin la ayuda de los sistemas actuales.

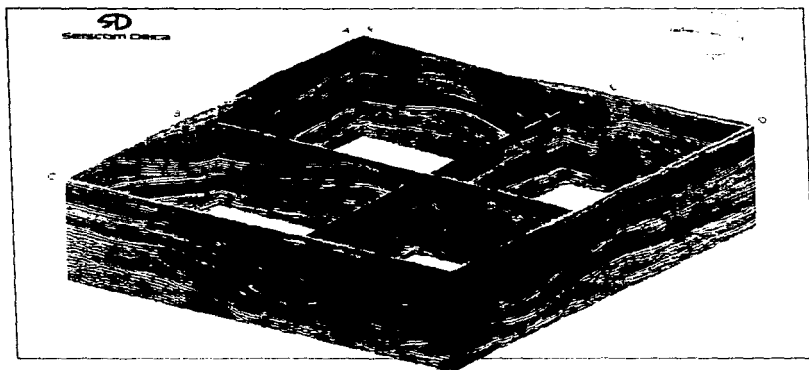


Figura 2.92 Antigua representación de un volumen 3-D (Mcquillin et al, 1980).



Figura 2.93 Moderno sistema de interpretación interactiva (Cortesía Landmark).

El proceso de interpretación de un volumen sísmológico 3-D inicia con una amplia visión de los datos, para comenzar a estudiar la estructura y contexto estratigráfico del medio ambiente del yacimiento.

Dos herramientas que son particularmente útiles en el desarrollo de una comprensión inicial del contexto estratigráfico y estructural del depósito son los "time slice" o cortes en tiempo (Fig. 2.94) y la interpretación del volumen. Los "time slice" son adecuados para detectar y seguir fallas así como estratigrafía lateral.

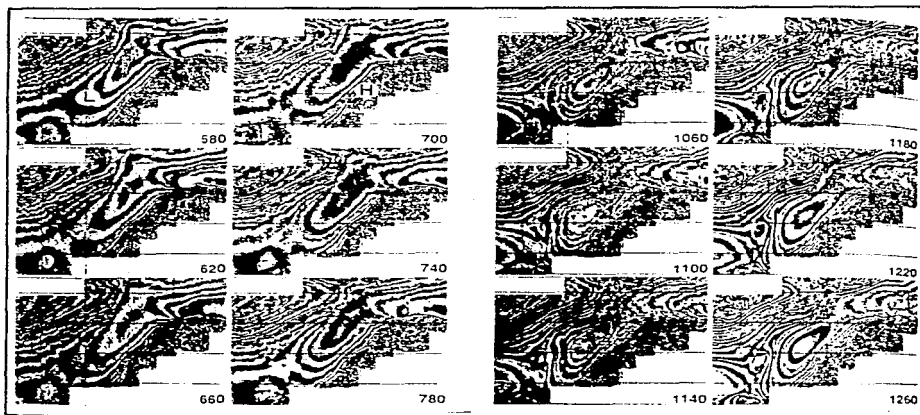


Figura 2.94 Los "time slice" como herramienta en la interpretación (Yilmaz, 1987).

La animación ó el movimiento en una interpretación 3-D juega un papel importante para determinar relaciones estratigráficas y estructurales complejas. Actualmente las secuencias de animación a través de una serie de "time slice", secciones verticales "in line" como "cross-line" pueden ser creadas dinámicamente en las estaciones de trabajo (Fig. 2.95).

Al observar el movimiento de los eventos de reflexión de "time slice" en "time slice" el interprete puede desarrollar una rápida comprensión del estado geológico representado por el volumen sísmico en la interpretación del volumen.

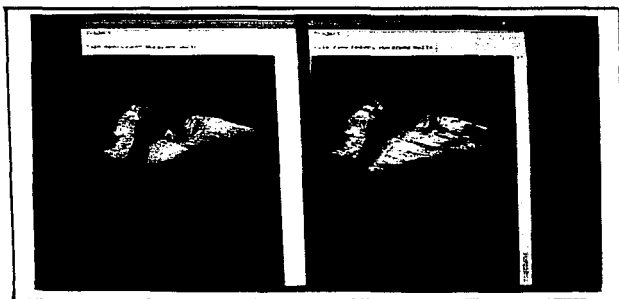


Figura 2.95 Animación a través del volumen de datos sísmicos (Cortesía Landmark).

Cuando se tiene la "carga" total del volumen sísmico 3-D en la pantalla de una estación de trabajo, el intérprete tiene el control del punto de vista y del manejo de contrastes en color de los atributos sísmicos, apoyándose también con información de registros de pozo, para "picar" o interpretar horizontes de interés. De esta forma es posible ver la estructura tridimensional de las reflexiones y comenzar a entender la relación entre los horizontes analizados y las fallas que intervienen como una primera fase en la interpretación estructural (Fig. 2.96).

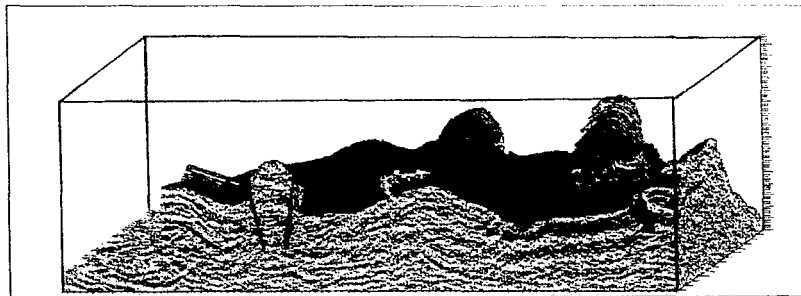


Figura 2.96 Interpretación de un horizonte de interés de un volumen sísmico 3-D.

Sin embargo para poder ir más allá de la interpretación estructural el interprete tendrá que hacer una variación en el manejo de atributos de los datos eligiendo aquel que le proporcione más información, por ejemplo la amplitud de la trazas, a lo largo de la superficie del horizonte. Una gran cantidad de atributos de horizonte pueden ser extraídos y calculados una vez que un horizonte ha sido "picado" (Fig. 2.97).



Figura 2.97 Manejo de atributos sísmicos en la interpretación (cortesía Landmark).

Los métodos de interpretación convencional 3-D incluyen el uso de mapas de amplitud de tiempo constante o de amplitud a lo largo de superficies interpretadas.

El análisis de atributos sísmicos ha sido utilizado efectivamente en varios estudios para la interpretación de fallas y estimación de propiedades de depósitos así como del mapeo de los depósitos (Valusek, 1989). Un ejemplo de esto se presenta en la quincuagésima séptima reunión de la SEG, donde un trabajo reveló los resultados de la interpretación por computadora de un estudio tridimensional de 7,000 Km, efectuado en el campo de Albacora, de la cuenca de Campos Brasil, la aptitud de cartografiar amplitudes y otros atributos sísmicos, demostraron ser una importantísima herramienta para comprender la compleja estratigrafía de varios reservorios del Oligoceno y del Mioceno, que contribuyeron notablemente al éxito de muchos pozos exploratorios y de desarrollo.

Un uso típico de los mapas de atributos del horizonte sirven para detallar la interpretación de trazas de fallas. Comúnmente la magnitud del buzamiento, buzamiento del azimut fuera de reflexión y estructura residual son atributos utilizados para este propósito. Una falla se puede mostrar como un lineamiento en una magnitud de buzamiento anómala o azimut de buzamiento o ambos.

En la interpretación se debe integrar más información de la que puede ser interpretada en una estructura sísmica 3-D, como información de pozos, análisis de velocidades, sismogramas sintéticos, etc. Los intérpretes pueden de esta forma usar simultáneamente buen número de métodos para probar y revisar sus hipótesis. Por ejemplo, desplegando alternativamente los mismos datos en diferentes ventanas, pueden observar más detalles estructurales y estratigráficos que cuando usaban un solo despliegue visual.

Actualmente existe otro método basado en la coherencia del volumen sísmico que facilita la interpretación estructural y estratigráfica de los datos sísmicos 3-D, el cual enfatiza las discontinuidades sísmicas laterales tales como fallas y/o cambios estratigráficos. Con este las discontinuidades se manifiestan como superficies separadas numéricamente de tal forma que estas se definen con más claridad. La Figura 2.98 compara un "time slice" de amplitud de reflexión 3-D tradicional con los resultados de este nuevo método (Bahorich and Farmer, 1995).

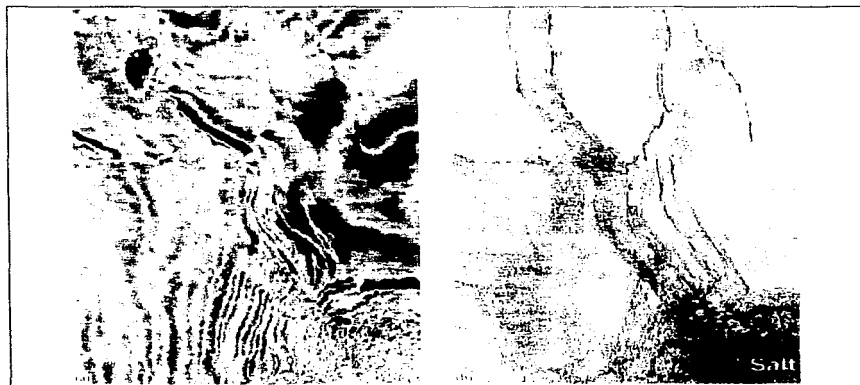


Figura 2.98 "Coherencia del cubo sísmico" (Bahorich and Farmer, 1995).

Los cálculos de coherencia, ayudan en la interpretación, al calcular similitud de traza sísmica en la dirección "in-line" como "cross-line" obteniendo estimaciones de coherencia sísmica direccional 3-D (Fig. 2.99). En esta figura se presenta a un operador de 3 trazas el cual es el tamaño mínimo requerido para un cálculo 3-D aunque más trazas pueden ser utilizadas. La coherencia puede ser medida de la traza A a la traza C y de la traza A a la traza B. Una combinación de estas medidas 2-D provee una medición de la coherencia 3-D.

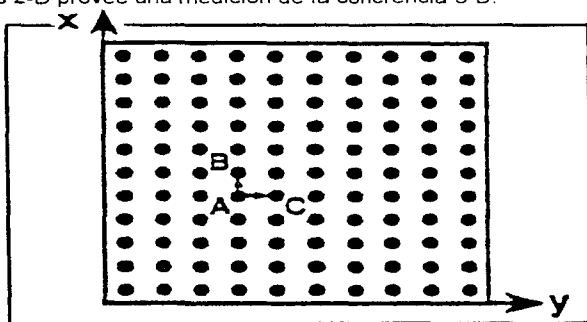


Figura 2.99 Cálculo de coherencia utilizando un operador de 3 trazas (Bahorich and Farmer, 1995)

Regiones pequeñas de trazas sísmicas cortadas por una superficie de falla generalmente tienen un carácter sísmico diferente que las regiones correspondientes de trazas contiguas (Fig. 2.100). Esto resulta, en una discontinuidad abrupta en la coherencia entre trazas adyacentes. El cálculo de la coherencia para cada punto en la cuadrícula a lo largo del corte horizontal de tiempo constante resulta en alineamientos de coherencia baja a lo largo de las fallas.

Finalmente se puede afirmar que las modernas técnicas de interpretación en estaciones de trabajo para estudios tridimensionales han ganado la aceptación de muchos intérpretes, ya que con estas han contribuido a resolver problemas de estructuras con geología compleja incrementando el éxito en las perforaciones de pozos productores. A futuro se espera que con estos modernos sistemas se incremente aún más la calidad en la interpretación del volumen sísmico 3-D.

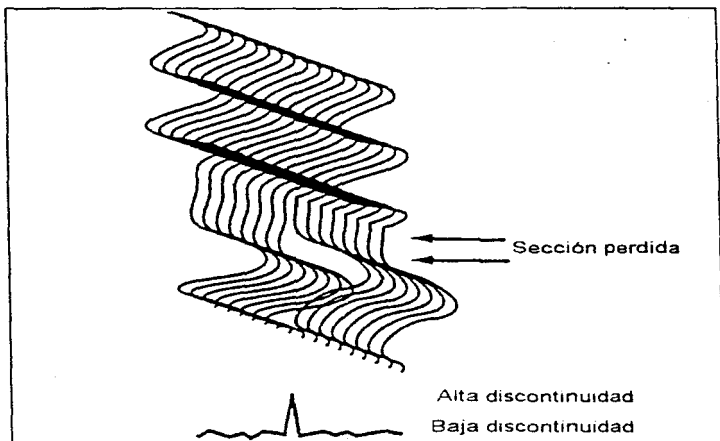


Figura 2.100 La técnica de coherencia destaca las fallas porque las trazas no son idénticas por ambos lados de la falla. La coherencia es más baja cuando las trazas son menos similares (Bahorich and Farmer, 1995).

CAPITULO 3

3.- APLICACIÓN DE LA TÉCNICA SISMOLÓGICA 3-D EN EL GOLFO DE MÉXICO.

3.1 Antecedentes.

3.1.1 Localización del área de estudio.

El prospecto en cuestión se localiza en la Zona Marina en el Golfo de México dentro del área denominada Sonda de Campeche la cual se ubica en la porción occidental de la península de Yucatán, frente a las costas de Tabasco y Campeche en la plataforma continental del Golfo de México, limitada entre las isobatas de 50 y 500 m considerado de aguas someras a profundas comprendida sobre una extensa superficie de más de 19,000 Km² (Fig. 3.1).

La importancia económica de esta región radica en sus reservas y exploración petroleras, que actualmente la ubican como una de las zonas de mayor producción a nivel mundial y, por consecuencia, de interés prioritario tanto en el área de exploración de nuevos yacimientos como en la de desarrollo de campos en nuestro país. (Méndez, 1991).

3.1.2 Definición del objetivo en el área.

Definir la extensión, límites y geometría, dentro del campo productor VG, de las estructuras RO, LA y CA, a nivel Mesozoico, ya esbozadas por trabajos de reflexión bidimensional, así como su relación con los pozos perforados en el prospecto y determinar las condiciones estructurales favorables para el entrapamiento de hidrocarburos en eventos del Mioceno y Plioceno.

Las principales rocas de interés económico en esta área son las brechas del Paleoceno Cretácico-Superior y de las calizas oolíticas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, por su capacidad de almacenar y producir grandes cantidades de hidrocarburos en los campos marinos.

Dada la importancia económica del campo, así como la necesidad de conocer su geometría, la distribución de la roca almacenadora y la relación con las rocas que la encajonan, para la etapa de delimitación y desarrollo fue necesaria la

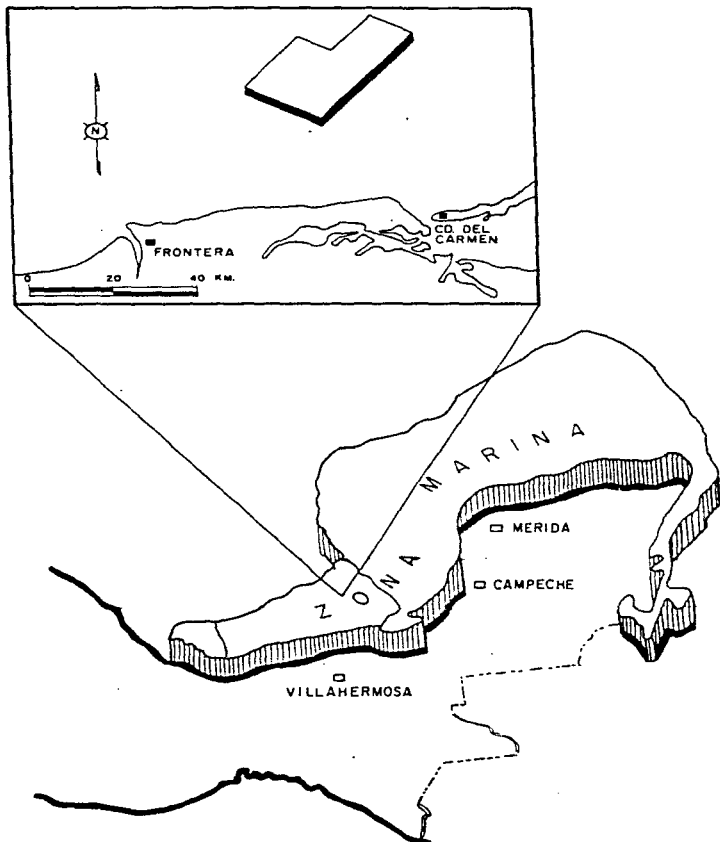


Figura 3.1 Localización del área de estudio.

sismología 3-D que proporcionara un grado de resolución óptimo, reduciendo significativamente los costos asociados a la toma de decisiones en el desarrollo del campo.

3.1.3 Operación geofísica exploratoria.

Los primeros trabajos sismológicos desarrollados en la Zona Marina dentro del Golfo de México datan desde el año de 1966 con el método de punto reflexión común CDP utilizando el sistema analógico. Posteriormente a esa fecha y con la implantación de distintos métodos geofísicos e innovaciones a los métodos, se desarrollan periódicamente trabajos sismológicos de campo (Fig. 3.2), en el año de 1972, 1975, 1977, 1978 y 1979 con el sistema clásico bidimensional, pero ahora utilizando el sistema de grabación digital. Los resultados de todos y cada uno de estos trabajos fueron bastante positivos y halagadores para los objetivos trazados, ya que marcan el inicio de grandes descubrimientos de estructuras productoras (Fig.3.3).

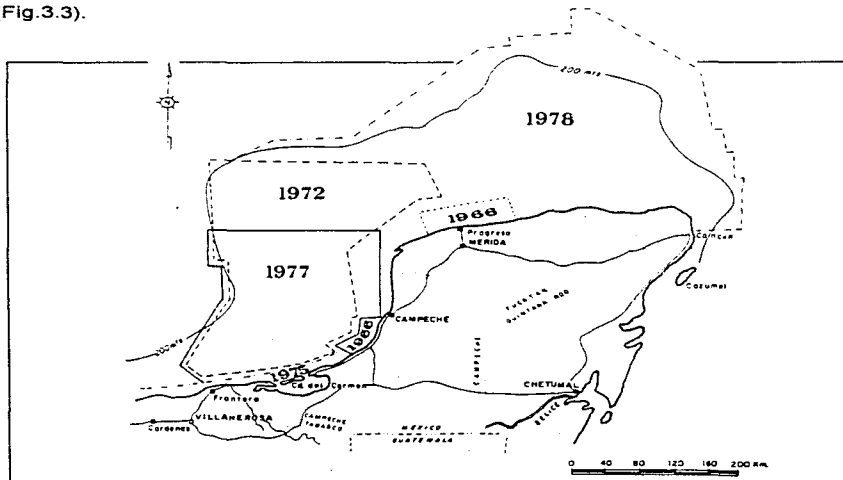


Figura 3.2 Actividad geofísica exploratoria desarrollada hasta 1978 (Puerto, 1980).

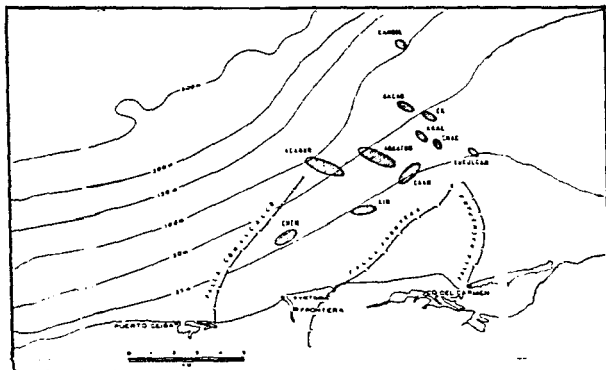


Figura 3.3 Principales estructuras obtenidas de los estudios sísmicos realizados en 1972 (Palafox, 1994).

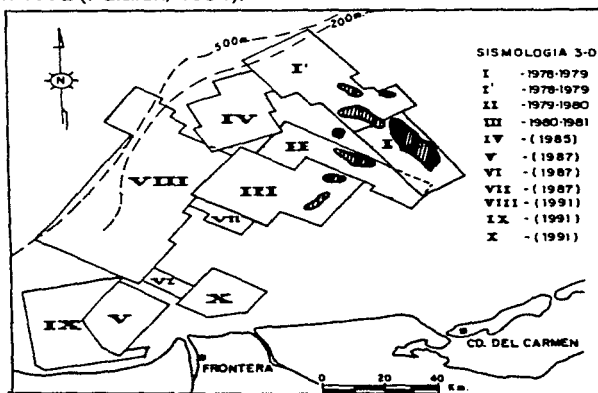


Figura 3.4 Estudios 3-D realizados en la Sonda de Campeche (Palafox, 1994).

A raíz de los notables resultados obtenidos con los trabajos bidimensionales en las estructuras descubiertas, se seleccionaron las áreas de mayor interés y conforme a su jerarquización se fueron desarrollando los trabajos de sismología tridimensional (3-D) periódicamente durante 1979 a 1981, continuando en 1985, 1987, 1991,1992 (Fig. 3.4), y recientemente más que no están incluidos en la figura.

A la fecha, los estudios sismológicos marinos han dado apoyo al 100% de las localizaciones exploratorias en la Sonda de Campeche, 70% de las cuales, han sido postuladas a partir de estudios tridimensionales con un 66% de éxito en las perforaciones realizadas contribuyendo, adicionalmente, a disminuir el riesgo en el desarrollo de los campos involucrados (Palafox, 1990).

3.1.4 Interpretación sísmica estructural.

Los trabajos sismológicos dentro de la Sonda de Campeche fueron interpretados por primera ocasión con los resultados obtenidos de los estudios geofísicos de sismología 2-D realizados durante el periodo de Noviembre de 1972 a Abril de 1973, por lo que siendo la primera interpretación y al no existir pozos de control en el área, que reportarán una columna litoestratigráfica del subsuelo, resultó de gran interés tratar de conocer la distribución en las velocidades sísmicas para predecir el tipo de rocas que representaba cada uno de los horizontes sísmicos interpretados dentro de un paquete de reflexiones característico identificado y producido por el marcado contraste en velocidades y densidad entre las rocas superiores (lutita) con las profundas (carbonatos).

Posteriormente con el paquete de reflexiones característico, identificado y con datos del pozo descubridor del área, (terminado en 1976 alcanzando cerca de 5000 m de profundidad total), se procedió a correlacionar en el área la información del subsuelo obtenida, junto con los resultados de otros trabajos geofísicos desarrollados en el área, para efectuar una evaluación de las posibilidades petrolíferas en toda su extensión.

Entonces los trabajos sismológicos 3-D vinieron como complemento para definir con mayor precisión lo que anteriormente se postuló, aplicando las ventajas de este método a una mejor definición de las estructuras para probar y desarrollar. Los primeros trabajos sismológicos tridimensionales se desarrollaron donde diversos campos habían sido descubiertos, que se identificaron mediante tres prospectos separados por "bloques" (I,II y III) como se muestra en la (Fig. 3.4).

La superficie cubierta con este método fue de aproximadamente 4050 Km². La calidad de la información obtenida, fue generalmente buena, salvo algunas zonas afectadas por reflexiones múltiples.

Dentro de los prospectos 3-D, se efectuaron registros de velocidad sísmica dentro de los pozos perforados, la (Fig. 3.5) muestra las gráficas de tiempo-profundidad, así como sus columnas geológicas. Las gráficas y velocidades resultantes de los registros se utilizaron para efectuar correlaciones sísmológicas y las curvas promedio y teóricas resultantes, para cálculo de profundidades probables, tomando en cuenta las velocidades reales del intervalo que sirvieron de comparación, así como espesores y litología de los mismos pozos observados.

Los rasgos estructurales en los prospectos resultaron ser similares en cuanto al alineamiento de ejes y fallas inversas (Fig. 3.6), así como el tipo de estructuras en su mayoría alargadas y alineadas en dirección a su eje principal. Las intrusiones de sal probables fueron postuladas en base a la información sísmológica de las secciones y por las características con que se presentaron.

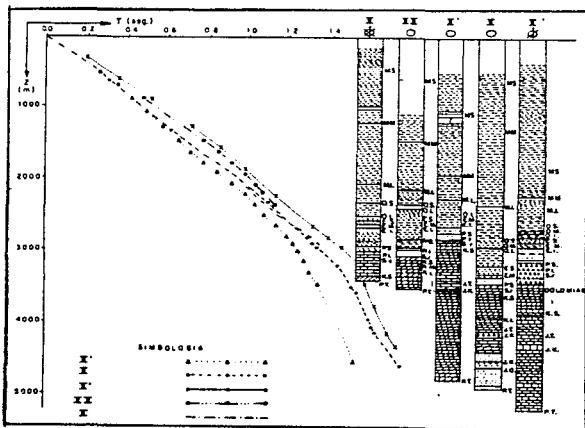


Figura 3.5a Primeros registros de pozos en la zona marina del Golfo de México.

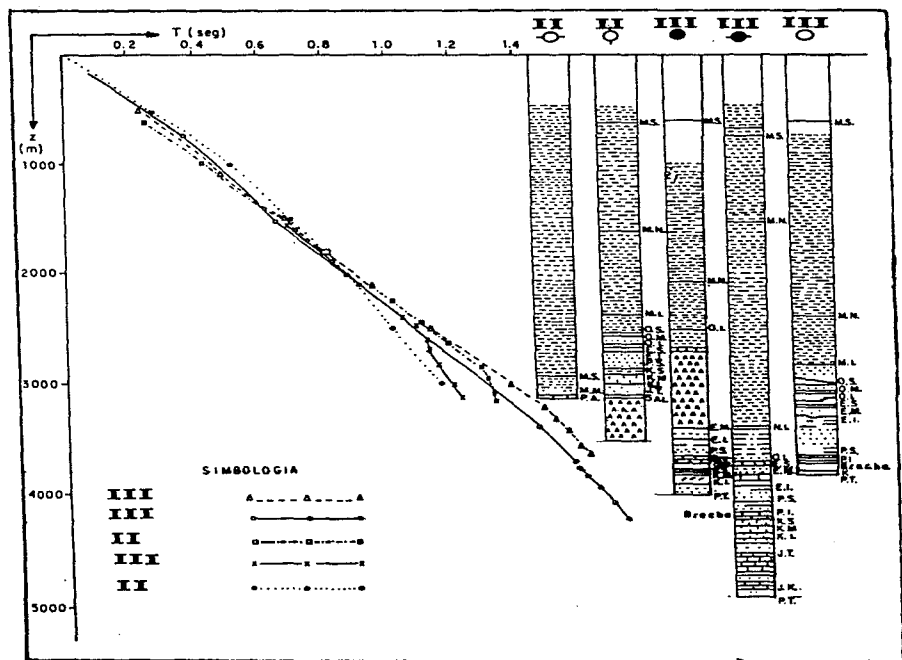


Figura 3.5b Primeros registros de pozos en la zona marina del Golfo de México.

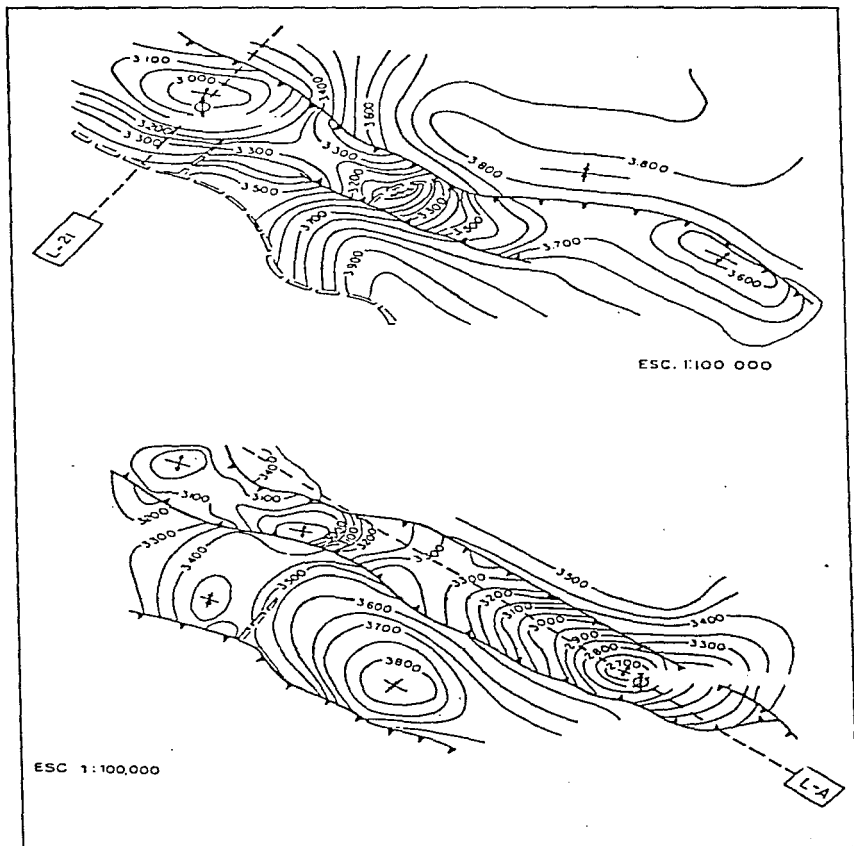


Figura 3.6 Similitud en la configuración sísmica-estructural del horizonte J.S. en tiempo de dos prospectos en la zona marina (Puerto, 1980).

3.2 Levantamiento sismológico tridimensional.

A) Descripción básica del levantamiento.

El área esta típicamente caracterizada por una variedad de fallas estructurales y estrátigraficas, las cuales se presentan en forma normal e inversa con buzamientos pronunciados y discontinuidades. Además se cuenta con la intrusión de sal en algunas estructuras, lo cual es muy evidente.

Los siguientes datos y el mapa de batimetría muestran el rango de profundidad del agua para el levantamiento.

Para esta área aproximadamente de 88 metros hacia el norte donde finaliza el prospecto y de 32 metros desde el extremo sur (Fig. 3.7).

El levantamiento estuvo constantemente obstaculizado por algunas embarcaciones comerciales de pesca y por otros equipos. La inclemencia del tiempo y la presencia de plataformas en perforación también restringieron las condiciones de operación en la recolección de los datos (ver gráfica de producción Figura 3.10).

Los parámetros del "Bloque" para el levantamiento sismológico tridimensional fueron los siguientes:

- 1.- Número de líneas observadas: 112.
- 2.- Distancia en kilómetros: 1527.825.
- 3.- Líneas "infill" ó de relleno: 21.
- 4.- Distancia (km) de líneas "infill": 146.0.
- 5.- Dirección de tiro en grados (deg): 120/300

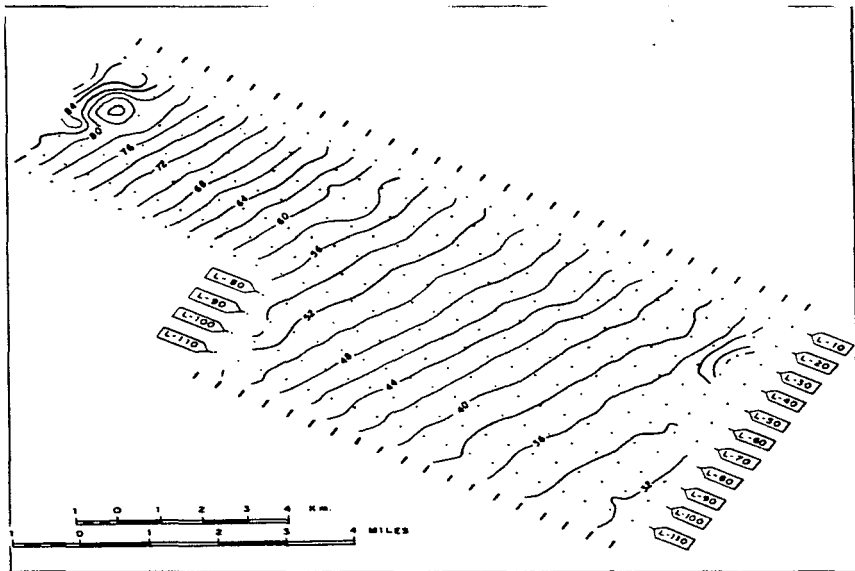


Figura 3.7 Mapa batimétrico del prospecto 3-D en estudio.

B) Determinación de los parámetros de operación.

Para la determinación de los parámetros de operación de campo se analizaron las secciones sísmológicas del prospecto adquiridas en un levantamiento 2-D. De estas y otras más se escogieron los eventos de mayor echado.

A estos eventos se les calculo el echado mediante la ecuación :

$$\theta = \text{ang sen} \left(\frac{\Delta t V_m}{2 \Delta x} \right). \quad (3.1)$$

Donde:

θ = es el echado en grados.

Δt = es el echado en tiempo medido en la sección sísmica en una distancia horizontal.

V_m = Velocidad media de la profundidad, correspondiente al tiempo T_0 medido al centro del evento por migrar.

Δx = es la distancia horizontal del echado.

De estos datos se encontraron que en la dirección SW-NE es donde se tienen los eventos con más pendiente, los cuales para las velocidades de intervalo de 1600 a 3400 m/s correspondientes al Terciario, y de 3600 a 5200 m/s , para el Paleoceno y Mesozoico, se estimaron longitudes de onda mínimas del orden de 100 a 120 metros, considerando una frecuencia máxima de 30 Hz. y de 75 a 90 metros para 40 Hz.

Del análisis de las secciones de SE a NW se encontraron longitudes de onda mínimas de 210 a 300 metros para frecuencias de 30 Hz.

Considerando que por lo menos 3.2 muestras por longitud de onda se requiere para obtener un muestreo de la señal en la superficie en forma adecuada, se decidió seleccionar un sistema a base de líneas separadas 75 metros (que es lo mínimo realizable en el mar en forma practica) y 25 metros entre puntos de tiro (Palafox, 1990).

Para obtener una buena relación señal a ruido, se escogió un apilamiento de 6000% con las siguientes condiciones de tiro:

1.-Parametros de campo utilizados en el levantamiento del prospecto.

a) Porcentaje de apilamiento	6000 %.
b) Distancia entre puntos de tiro	25 m.
c) Patrón de detección	27(1) * 0.93 m.
d) Patrón de cable sísmico marino (doble) (Fig. 3.8)	(0-292-3267m.).
e) Número de trazas por cable	120.
f) Distancia entre cables	144.
h) Distancia fuente traza cercana	292.
i) Profundidad del cable	10 m. +/- 2m.
j) Distancia entre grupos	25m.
k) Hidrófonos por grupo	27.
l) Patrón de pistolas de aire (Fig. 3.9)	arreglo de 40 y 6 de reserva.
m) Profundidad de las pistolas	5.5m.
n) Volumen total	4075 pulgadas cubicas.
ñ) Volumen de reserva	700 pulgadas cubicas.
o) Presión de operación	2000 psi.
p) Intervalo de muestreo	2 ms.
q) Tiempo de grabación	8 seg.
r) Filtro de corte bajo	8 Hz. pendiente 18 dB/oct.
s) Filtro de corte alto	128 Hz. pendiente de 72 dB/oct.

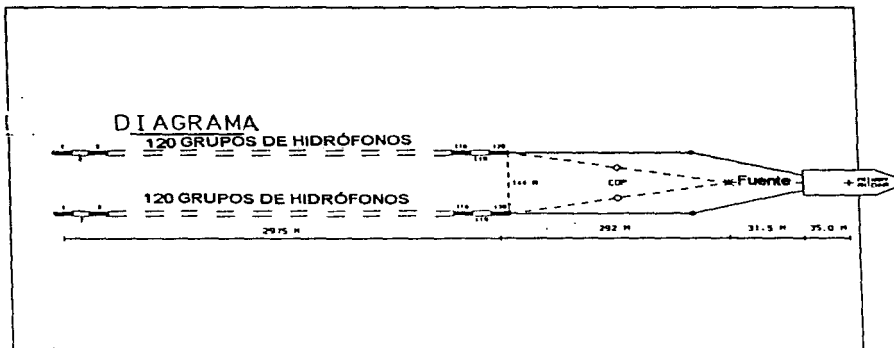


Figura 3.8 Patrón del cable sísmico marino (dos cables).

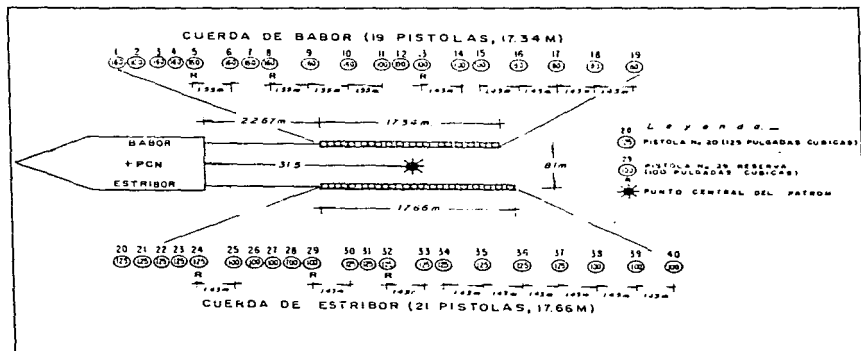


Figura 3.9 Patrón del arreglo de pistolas de aire (40 y 6 de repuesto).

C) Descripción de equipo e instrumentación.

1.- Fuente sísmica marina (Air Gun).

- a) Marca PNU-CON.
- b) Presión de operación 2000 psi.
- c) Compresores 3 Sullair y 5 PB44/300.

2.- Cable sísmico marino de observación digital (Streamer).

- a) Tipo T.I. Flotación neutral 2 cables 120 trazas c/u.
- b) Tipo de recubrimiento PVC (agua templada).
- c) Longitud 3000 m.
- d) Numero de grupos 120 en cada cable.
- e) Hidrófonos por grupo 27.
- f) Distancia entre grupos 25.0 m.
- g) Tipo de hidrófono T.I. Cancelador de aceleración.
- h) Intervalo entre hidrófonos 0.93 m.
- i) Sensitividad del cable 6.86 V/ BAR +/- 2 dB.
- j) Factor de estiramiento calculado 8 %.
- k) Controladores de profundidad Syntron RCL-2.
- l) Brújulas Digicourse.

3.-Sistema de registro sísmológico digital.

a) Tipo	TRS/DFS-V.
b) Número de serie de TRS	0003.
c) Versión de Software empleado	2.2.
d) Módulos analógicos	DFS-V.
e) Número de módulos analógicos	4 con 60 canales c/u.
f) Transportes de cintas	Telex 6253, 10 pulgadas.
g) Número de pistas	Nueve.
i) Formato de grabación	SEG-D.
j) Densidad de grabación	6250 BPI.
k) Velocidad de cinta	125 ips.
l) Método de grabación	IFP.
m) Rango dinámico	84 dB.
n) Cámara (Marca y modelo)	S:I:E: ERC 10.
ñ) Cámara (Número de serie)	29950.
o) Cámara (Número de canales)	1 a 240 en grupos de 60.
p) Sistema de graficación de secciones	EPC-4603
q) Sistema de graficación (serie)	497.
r) Sistema de graficación (ganancia)	Igual a rep.de TSR(PGC)
s) Sistema de graficación (filtro)	Igual a filtros de TRS.
t) Fuente	Traza numero 119.
u) Tiempo de reproducción	7.0 segundos.

Comentarios respecto al sistema de registro sísmológico digital.

El sistema de grabación secuencial de trazas (TSR) empleado en este prospecto se conecto a cuatro módulos analógicos DFS-V de la marca Texas Instruments. Los módulos analógicos filtran, muestrean, amplifican y digitizan los datos antes de ser pasados al TSR en un formato multiplexado. El TSR demultiplexa los datos antes de ser grabados en cinta en un formato SEG-D cuaternario de dieciséis bits con una densidad de 6250 BPI.

4.-Sistemas de navegación y posicionamiento.

a) Software	990 NAV. Versión 3.4.
b) Esferoide	Clarke 1866.
c) Eje Semi-mayor	6378206.40.
d) 1/F	294.9786985.
e) Datum	NAD 27.
f) Declinación magnética	4.85° Este.
g) Sistema primario	SYLEDIS.
h) Tipo	Rango/Rango.
i) Frecuencia de operación	434.310 MHz.
j) Altura de antena s.n.m.m.	18m. (babor y estribor).
k) Distancia del punto central de navegación	
(Estribor) Mobile 240	3.20 m. 0.77.0 grados.
(Babor) Mobile 211	4.43 m. 275.5 grados.
l) Distancia de antena a popa	
(Estribor)	34.70 m.
(Babor)	34.04 m.
m) Sistema de respaldo	STARFIX.
n) Tipo	Satélite, Seudo-rango.
ñ) Espesor de Seudo-rango	100 m.
o) Distancia del punto central de navegación	
(estribor)	8.70 m 0.21.7 grados.
(Babor)	8.70 m 338.0 grados.
p) Sistema de velocidad de respaldo	Sonar (no fue usado).
q) Sistema de referencia de navegación	Satélite.
r) Tipo de receptor de satélite	Magnavox Mx 1107RS.

4.1 Información de estaciones para el Sistema de navegación SYLEDIS.

Estación	latitud/longitud	Altura
		Geodésica
Zapata	0.182602.04 N 0925701.02 W	33.95 m.
Miramar	0182937.03 N 0924700.10 W	35.39 m.
Frontera	0183645.00 N 0924120.33 W	33.33 m.
Boquerón	0183812.99 N 0923046.64 W	34.95 m.

4.2 Información de estaciones para el sistema de navegación STARFIX.

Sistema de navegación y posicionamiento comercial independiente que utiliza 4 satélites geosincronizados.

Estación	Latitud/Longitud
Starfix # 1	0215253.76 N. 0923525.76 W.
Starfix # 2	0184220.21 N. 0891414.60 W.
Starfix # 3	0153146.66 N. 0923525.76 W.
Starfix # 4	0184220.21 N. 0955636.92 W.

4.3 Principales características de la embarcación tipo vessel, utilizado en el levantamiento sismológico tridimensional.

a) Eslora	56.388 m.
b) Manga	12.192 m.
c) Calado	3.658 m.
d) Tonelaje neto	200 Toneladas.
e) Maquinas principales	2 Caterpillar 0399
f) Caballaje	2500 Hp. Total
g) Generador eléctrico	Caterpillar 3406, 210 Kw.
h) Línea de carga	3.658 m.
i) Capacidad de combustible	302.800 litros.
j) Capacidad de agua	225.207 litros.
k) Autonomía	30 Dias.
l) Equipo auxiliar	Radar Decca 916 (2). Radios T.I. VHF (2). C.A.I 55B, T.I. 55B.

4.4 Lista del personal a bordo durante la operación.

Personal técnico.

- a) 1 Supervisor de operaciones
- b) 1 Administrador
- c) 1 Jefe técnico.
- d) 1 Jefe de Navegación.
- e) 2 Ingenieros de sistema.
- f) 5 Operadores de sistema
- h) 1 Supervisor de cubierta.
- i) 5 Mecánicos de fuente.

Tripulación.

- a) 1 Capitán.
- b) 2 Oficiales.
- c) 2 Ingenieros.

Personal obrero

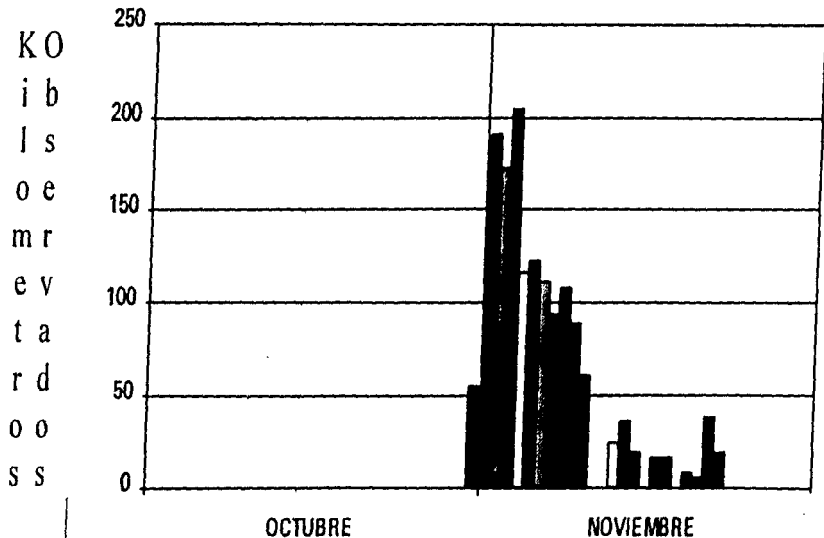
- a) 4 Marineros.
- b) 2 Cocineros.
- c) 1 Ayudante general.

D) Operación sísmica marina.

1.- Estadísticos de operación sísmica 3-D.

a) Fecha de inicio del prospecto	28 de Octubre
b) Fecha de terminación del prospecto	23 de Noviembre
c) Días en observación	20 días.
d) Días perdidos	7 días.
Por mal tiempo	4 días.
Por trabajo de cable	1 día .
Por observación 2-D	2 días.
e) Estaciones observadas	61.041.
f) Kilómetros observados (Fig. 3.10)	1.526.025.
g) Superficie cubierta en Km ²	134.5.
h) Número de cintas utilizadas	427.

GRAFICA DE PRODUCCION DEL LEVANTAMIENTO SISMOLOGICO 3-D



Observación por día del 31 de Octubre al 23 de Noviembre
Total de Kilometros observados : 1525.975

Figura 2.40 Estadística de producción durante la operación marina

3.3 Procesamiento en 3-D.

A continuación se muestra la secuencia de proceso aplicada en este prospecto mediante el diagrama de flujo en forma generalizada (Fig. 3.11) y las gráficas de las secciones que constituyen los pasos de mayor interés, los cuales se llevaron a cabo bajo el estricto control de posicionamiento de los puntos de tiro y de reflejo común en el subsuelo, que se obtienen de los datos de navegación.

El proceso de datos sísmicos incluyó:

- A) Procesamiento de los datos de navegación
- B) Determinación de parámetros de proceso.
- C) Apilamiento 3-D y filtrado variable con el tiempo.
- D) Migración 3-D (en dos pasos) y filtrado variable con el tiempo.

Condiciones generales de la información de campo.

Para este prospecto se contó con la información de campo compuesta por: un plano de localización, el reporte del observador de las 112 líneas que conforman el levantamiento, así como la cinta de información sísmica y de navegación de cada una de ellas.

Las cintas de navegación, en las cuales vienen grabadas las coordenadas de cada uno de los puntos de tiro por línea y la de sus correspondientes receptores ó trazas se presentaron en formato UKOOA.

Las cintas de información sísmica se presentaron previamente con los registros de campo demultiplexados en formato SEG-D por lo tanto solo se requirió de hacer la lectura de las cintas para obtener los registros y en esta forma poder aplicarles los pasos subsecuentes.

Procesamiento de los datos de navegación.

Después de hacer la lectura de las cintas de navegación y obtener las coordenadas de todas líneas se reviso que el número puntos de tiro (en base al reporte del observador) coincidiera con el número de coordenadas y que estas ultimas tuvieran los valores de todos los receptores. La líneas que no contaron con

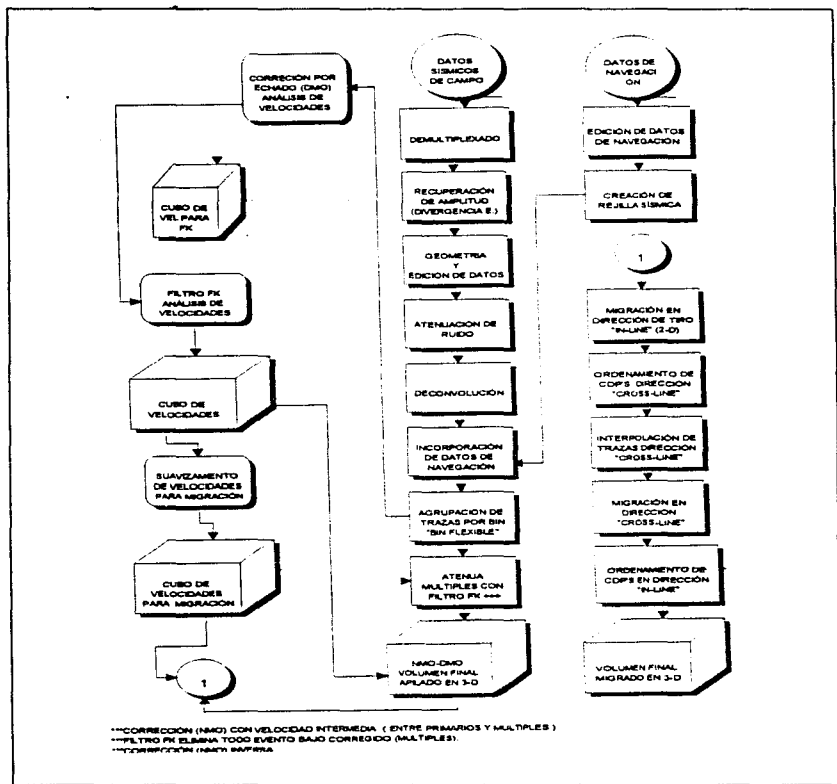


Figura 3.11 Diagrama de flujo generalizado del prospecto VG utilizado como ejemplo para este trabajo.

esta información fueron omitidas y aquellas que tuvieron problemas con algunos valores (x,y) de sus receptores fueron editadas.

La edición se realizó eliminando los valores de coordenadas de los puntos de tiro con alguna anomalía, recuperándolos posteriormente por medio de interpolación auxiliándose de los puntos cercanos con datos correctos.

Posteriormente se definió la rejilla sísmica capturando las coordenadas de los puntos extremo (punto inicial y final) de la línea "piloto", distancia entre puntos de tiro (25 m), distancia entre líneas (75 m), número total de líneas (112) y la extensión de rejilla con una distancia en dirección "in-line" de 5000 m. y de 750 m. para la dirección "cross-line".

Procesamiento de la Información sísmica.

Como se mencionó anteriormente los registros de campo se leyeron directamente de las cintas de campo (Formato SEG-D) para obtener sus registros *r* demultiplexados (Fig. 3.12), posteriormente se construyó la geometría en base al reporte del observador, editando registros completos o trazas con ruido para que en el paso siguiente se aplicara la corrección por divergencia esférica y compensar la pérdida de energía de la señal sísmica recuperando su amplitud verdadera. Posteriormente se aplicó un algoritmo de eliminación de ruido incoherente que entre otras cosas elimina trazas anómalas por zonas.

Después de realizar las pruebas para la determinación de parámetros de proceso, la información sísmológica de campo demultiplexada y con los procesos antes mencionados se deconvolucionó (Fig. 3.13), utilizando el algoritmo de consistencia superficial tipo impulsiva (4-200) con dos ventanas, siguiendo con la incorporación de los datos de navegación para agrupar las trazas en celdas de punto de reflejo común (bin), obteniendo gráficas de control de calidad de la desviación del cable "feathering" (Fig. 3.14) y de "time slice" de la traza más cercana al barco "near trace" (Fig. 3.15), las cuales generan una sección 100% en tiempo.

De la información sísmica incorporada con navegación se obtienen los análisis de velocidades, en un promedio mínimo de 1 Km² y conformar el "cubo de velocidades" (Fig. 3.16).

La interpretación de los análisis de velocidades se realizaron con base a la dependencia observada en registros de pozos así como de los aspectos estructurales y litológicos de las formaciones.

La correlación de velocidades de apilamiento se hizo tanto en la dirección de las líneas de tiro "in-line" como en la dirección perpendicular "cross-line", para evitar variaciones fuertes de las velocidades en ambos sentidos y así obtener velocidades de apilamiento adecuadas para calcular las correcciones dinámicas (NMO) y apilamiento (6000%). En control de calidad sobre los análisis de velocidades del cubo se llevo a cabo mediante gráficas de isovelocidades (Fig. 3.17).

Antes de emplear las velocidades de apilamiento fue necesario acondicionar la información sísmica que se incorporo con la de navegación como se indica a continuación.

Agrupando las trazas necesarias para que cada "bin" dentro de la rejilla sísmica tuviera el porcentaje de apilamiento aproximado de 6000%, lo cual se logro mediante el algoritmo de "bin flexible". Como control de calidad se obtuvieron gráficas en color de cubrimiento dentro de la rejilla sísmica ajustando el tamaño y forma del "bin" con respecto al "offset".

Se aplicó un filtro de velocidad (FK), en el dominio del punto de reflexión común CDP, para eliminar ruido coherente y eventos múltiples, corrigiendo dinámicamente (NMO) con velocidades intermedias (velocidad de apilamiento entre eventos primarios y múltiples) que sobrecorrigieron a los eventos primarios dejando a los eventos múltiples bajo corregidos, entonces el filtro FK se diseñó para eliminar todos los eventos bajo corregidos (múltiples) resaltando los eventos primarios, a continuación se aplico la corrección NMO inversa regresando a los registro agrupados en CDP a su estado inicial ya corregidos para posteriormente obtener una sección apilada de mejor calidad comparada con la sección preliminar (Fig.3.18).

Teniendo el cubo de velocidades y la información previamente acondicionada se aplicó una corrección por echado (DMO) (Fig. 3.19) para finalmente obtener el volumen apilado tridimensional, del cual se graficaron todas las líneas sísmicas apiladas en dirección "in-line" así como de algunas secciones cross-line para analizar su calidad.

La migración 3-D se efectuó en 2 pasos, operando inicialmente en la dirección "in-line" (Fig. 3.20) y después en la dirección "cross-line" (Fig. 3.21) aplicando previamente al segundo paso de migración, una interpolación de trazas lo cual represento obtener una línea intermedia entre líneas de tiro a una distancia de 37.5 m.

Finalmente al volumen final migrado en 3-D se le aplicó un filtrado variable con el tiempo como se muestra en las figura 3.22.

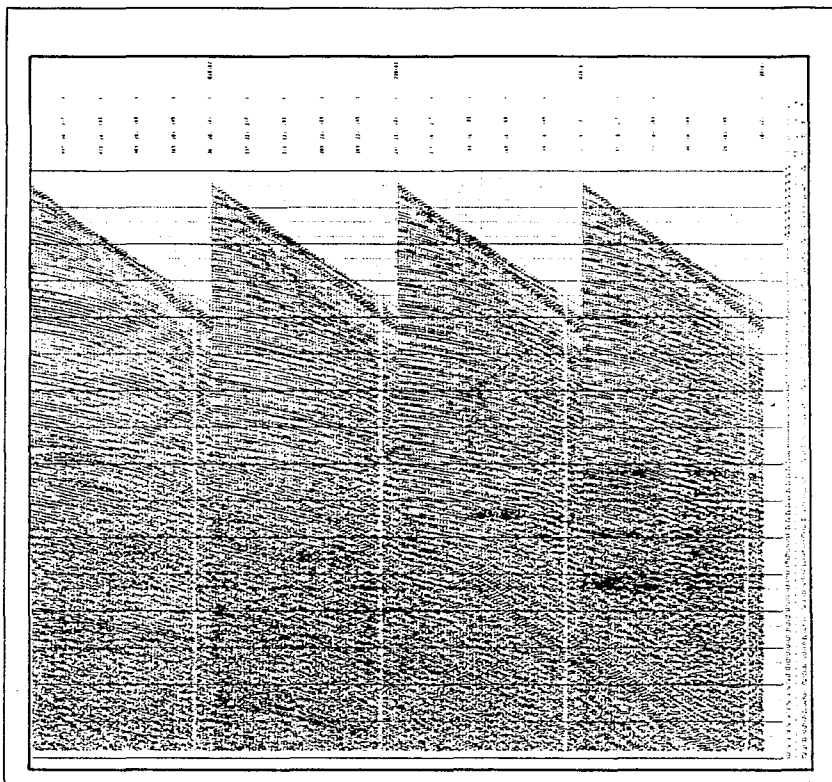


Figura 3.12 Registros demultiplexados de campo del prospecto VG.

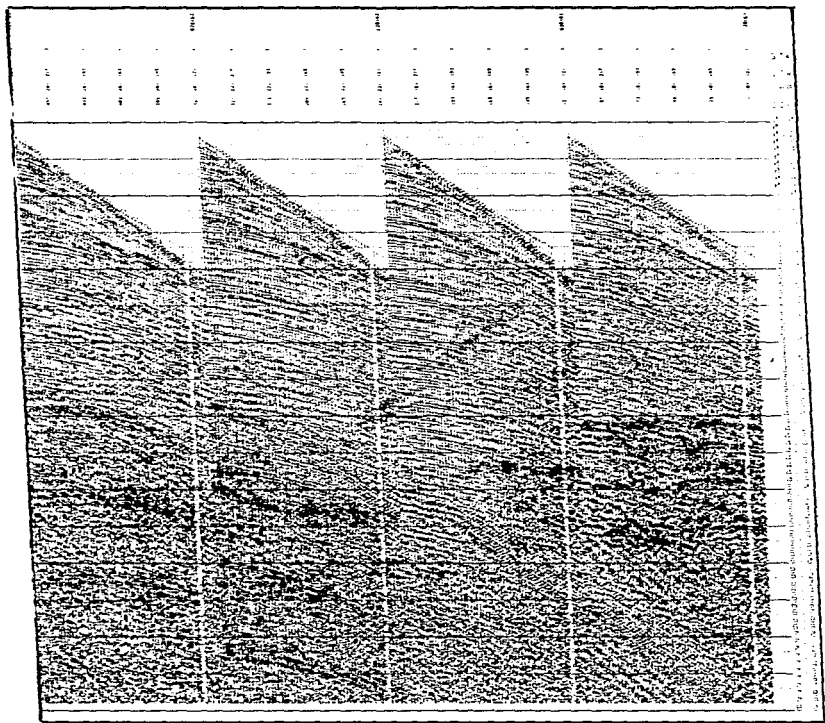


Figura 3.13 Proceso de deconvolución del prospecto V.G.

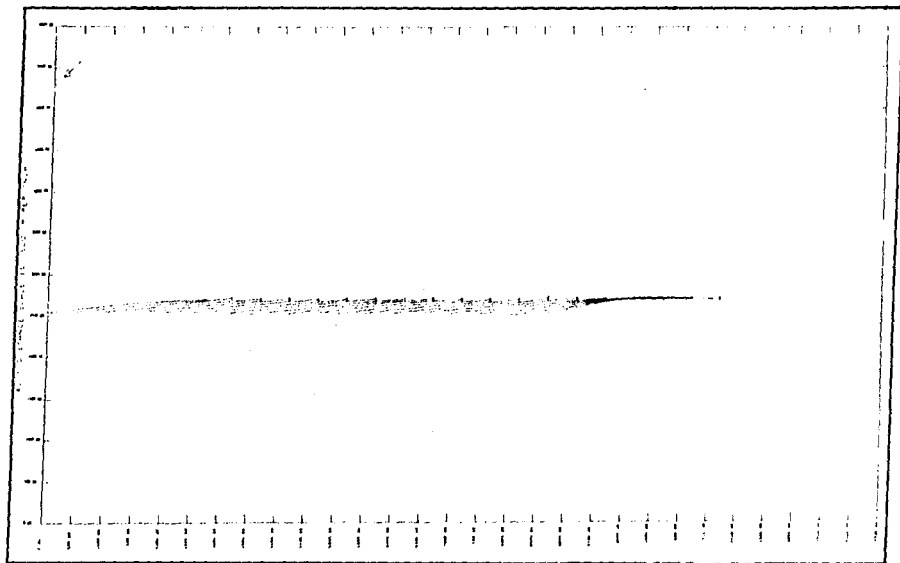


Figura 3.14 Gráfica de control de calidad de la desviación del cable "feathering"

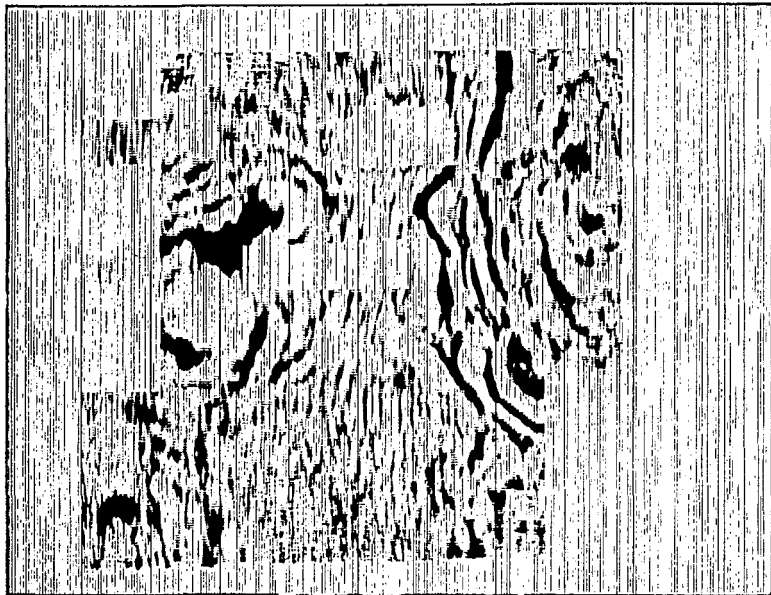


Figura 3.15 Control de calidad por medio de secciones "time slice".

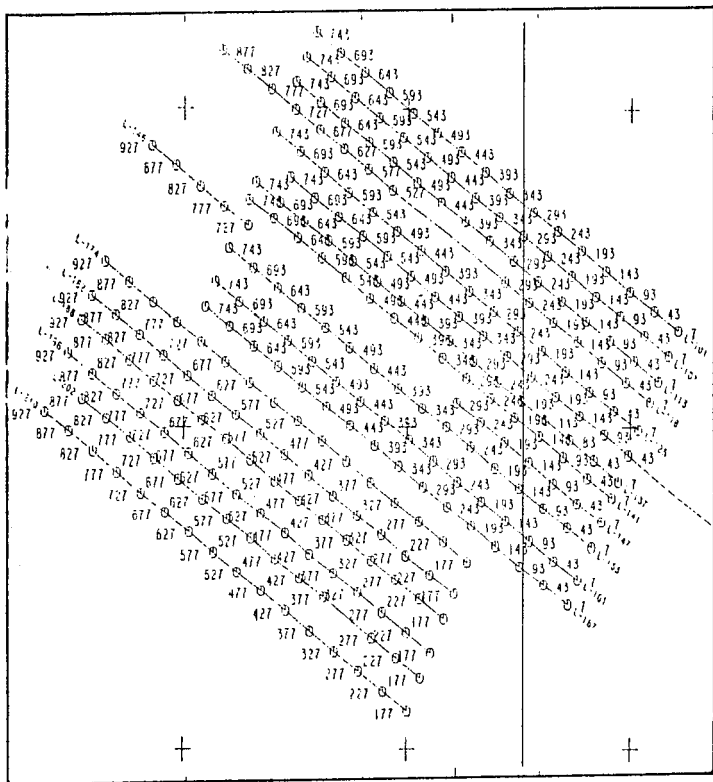


Figura 3.16 Distribución de análisis de velocidades sobre el prospecto V.G.

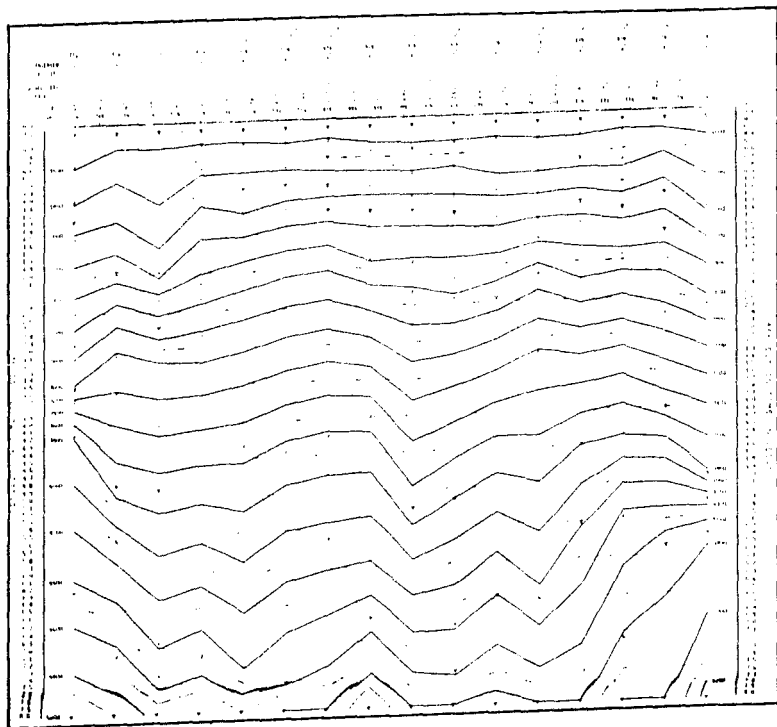


Figura 3.17 Control de calidad del cubo de velocidades mediante gráficas de isovelocidades, por línea.

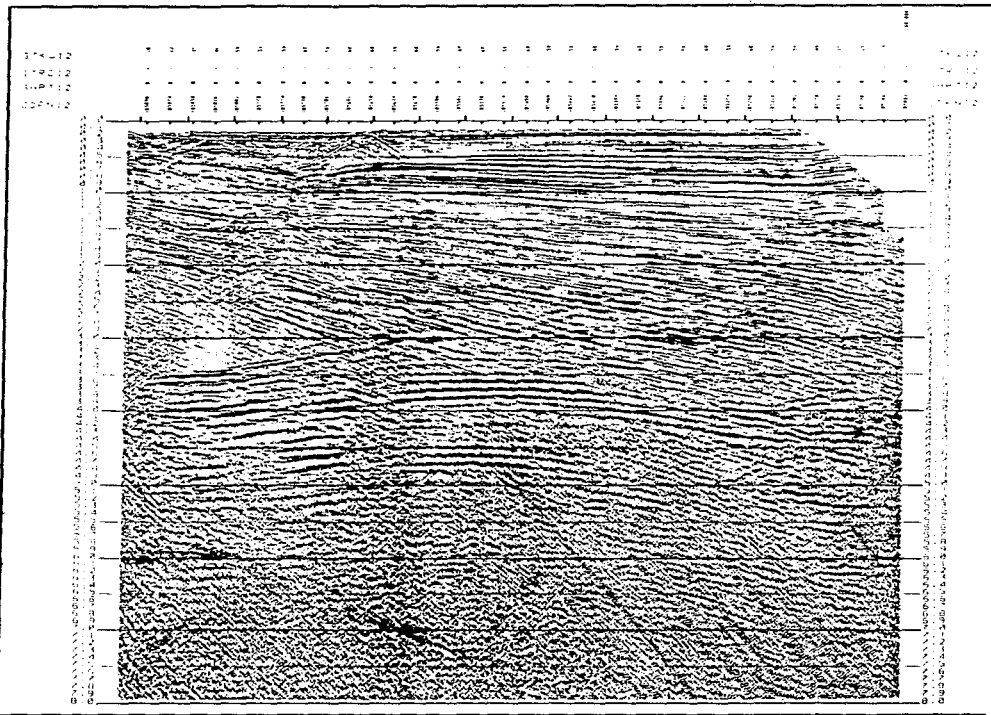


Figura 3.18a Sección de apilado preliminar antes de eliminar múltiples con filtro FK.

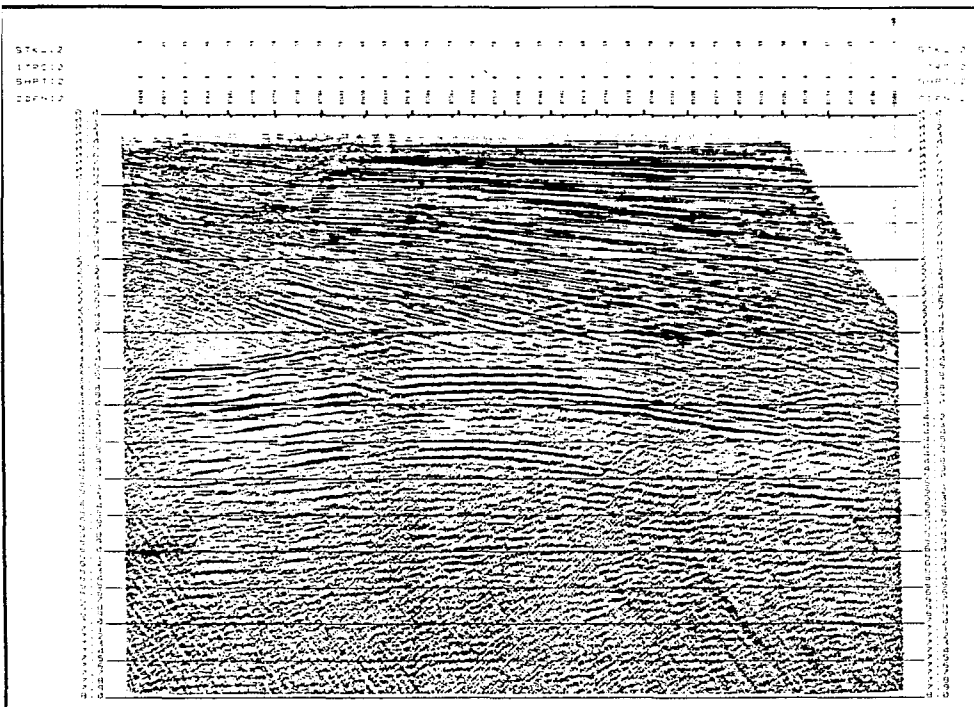


Figura 3.18b Sección de apilado preliminar después de eliminar múltiples con filtro FK

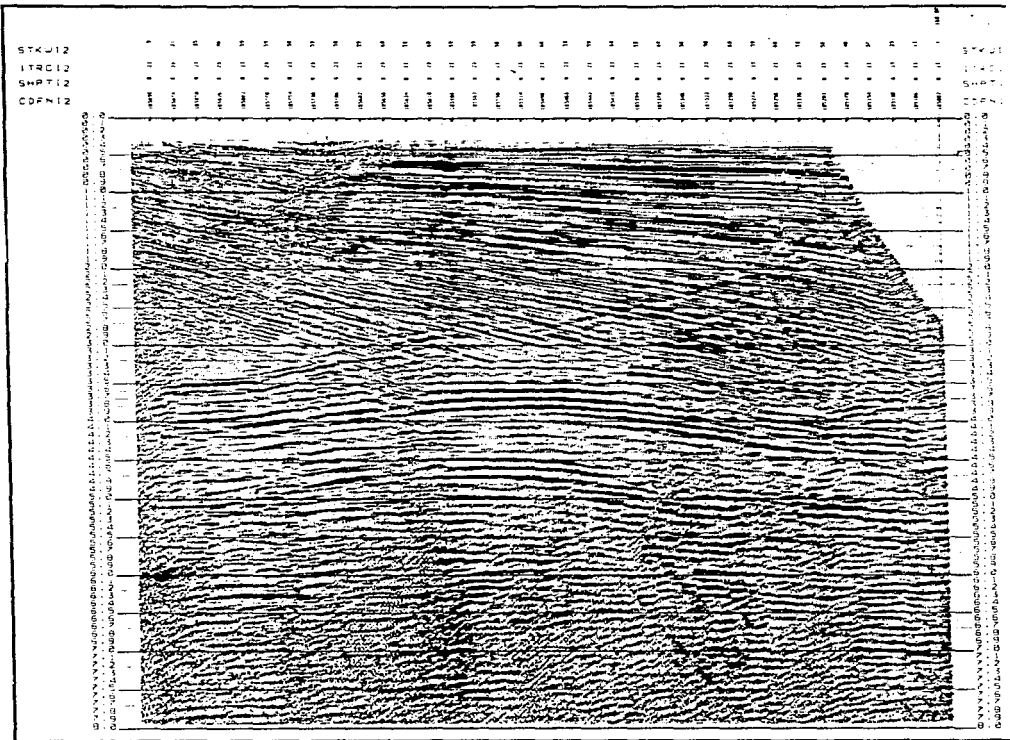


Figura 3.19 Sección apilada del volumen final 3-D con proceso de DMO.

KU12
RC12
PT12
NI12

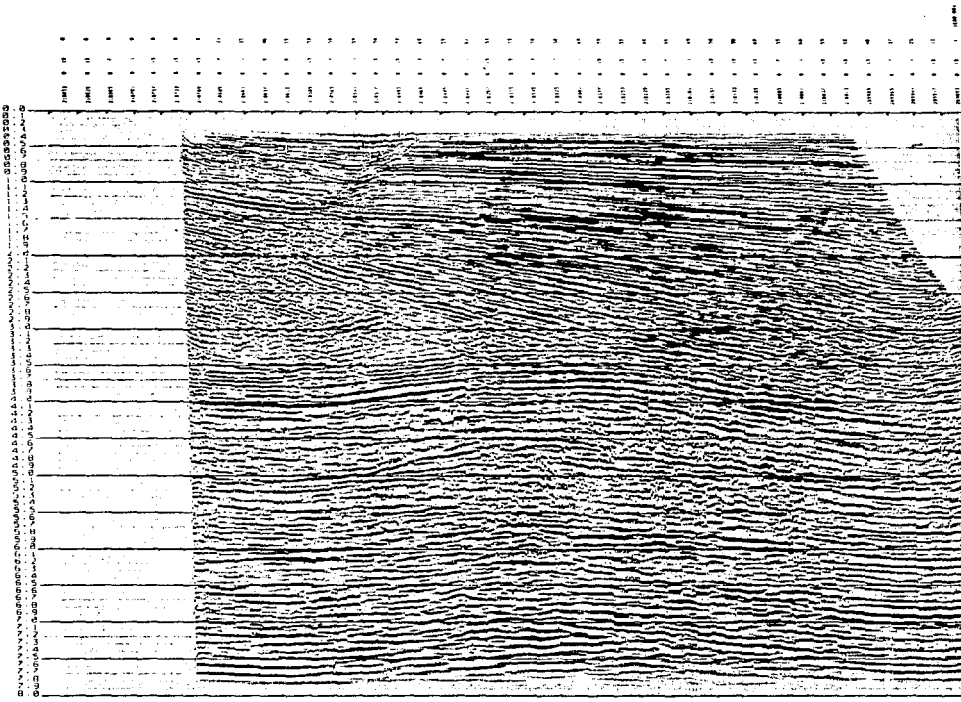


Figura 3.20 Primer paso de migración en 2-D, dirección "in-line".

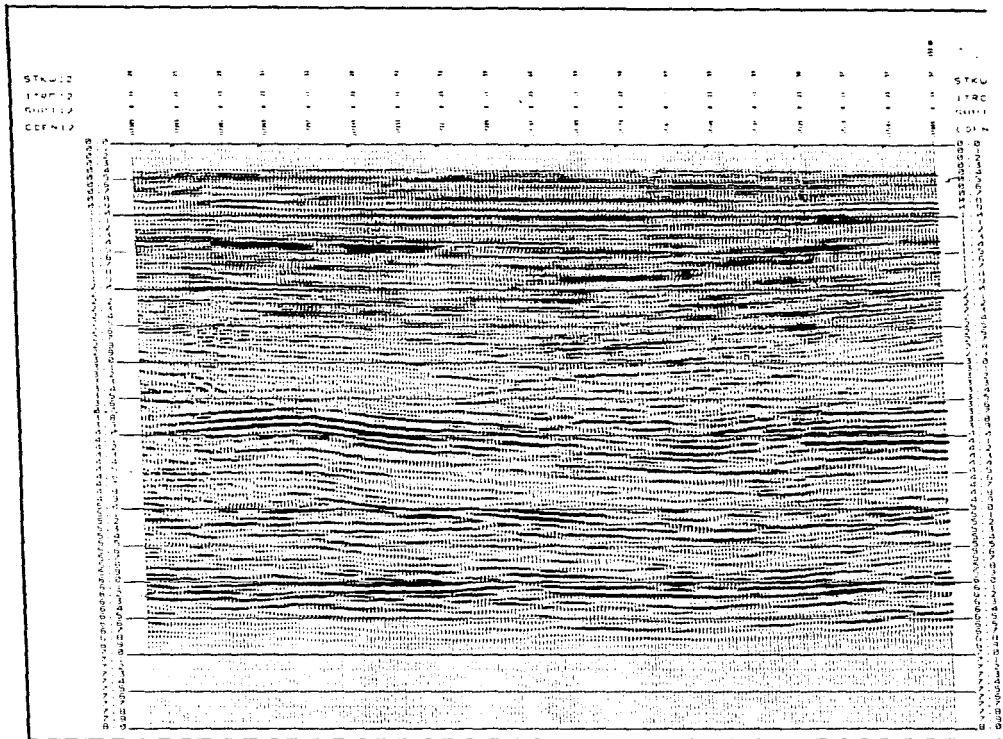


Figura 3.21 Segundo paso de migración en 2-D, dirección "cross-line".

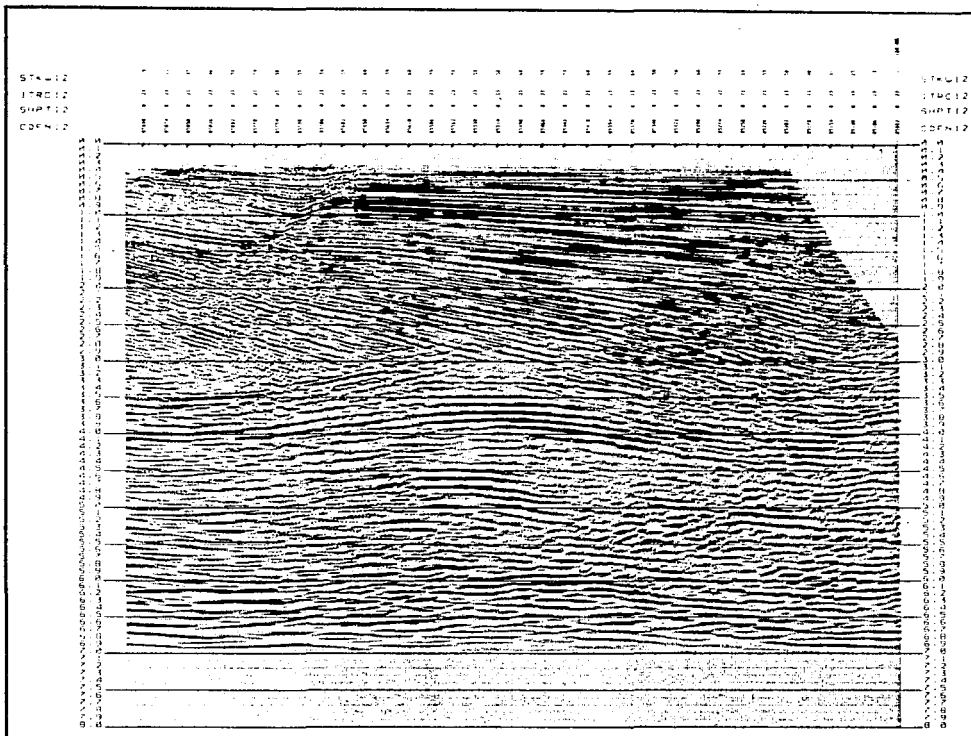


Figura 3.22 Seccion Final Migrada en 3-D.

3.4 Análisis e interpretación

En base a los objetivos planteados en el apartado 3.1.2 para el área de estudio, se cumplió con el objetivo principal, definiéndose tres estructuras denominadas "RO", "LA" y "CA" (Fig. 3.23) para los horizontes Jurásico superior (Kimmeridgiano), Cretácico Superior y Eoceno de las cuales la más atractiva resultó ser la estructura "RO" por su extensión y cierre, además de no encontrarse aún probada.

El sistema de fallas interpretado para los eventos del Mesozoico fue de tipo inverso, afectando por lo menos hasta el Eoceno. Para los bloques del Mioceno y Plio-Pleistoceno el sistema de fallas fue de tipo normal (lítricas).

Estos horizontes fueron correlacionados a partir de los pozos perforados en el área, de los cuales, cinco de ellos tocaron el horizonte más profundo, por lo que las épocas y edad en el caso del horizonte Jurásico Superior Kimmeridgiano, con el que se denomina cada uno, quedó confirmada.

CALIDAD DE LA INFORMACIÓN.

Horizonte Jurásico Superior (Kimmeridgiano). De manera general, la calidad de información para éste horizonte es buena en la porción Central-Oriental y regular en la porción Occidental, observándose algunas zonas de calidad pobre hacia el Noreste, Sur y Noroeste del prospecto.

Horizonte Cretácico Superior. Para este horizonte la calidad en general es de regular a pobre teniendo dos zonas más restringidas de buena calidad, una en la porción central y la otra hacia el extremo SE. Las zonas de calidad de información pobre se encuentran igualmente distribuidas y en la misma posición que para el horizonte anteriormente descrito, éste es, una de la porción Noreste, otra en la parte Sur y la última hacia el NNW.

Horizonte Eoceno. En general, la calidad de información para este horizonte es pobre, probablemente se deba a que éste está muy cercano a la discordancia Oligocénica ó en algunos casos afectado por ella. Se tiene también pequeñas zonas de calidad regular sin una distribución exacta y un área de buena calidad hacia el Sur del prospecto.

A continuación se muestran la interpretación de algunos de los horizontes que fueron interpretados en la estación de trabajo bajo el esquema de Interpretación interactiva y la del volumen tridimensional (Fig 3.24-3.27).

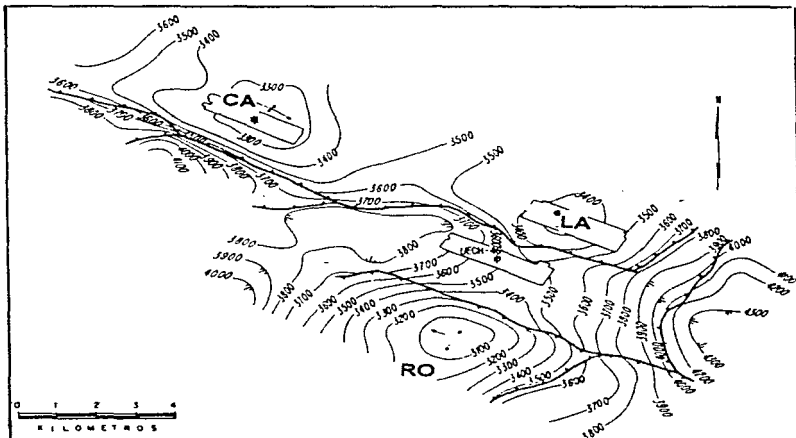


Figura 3.23

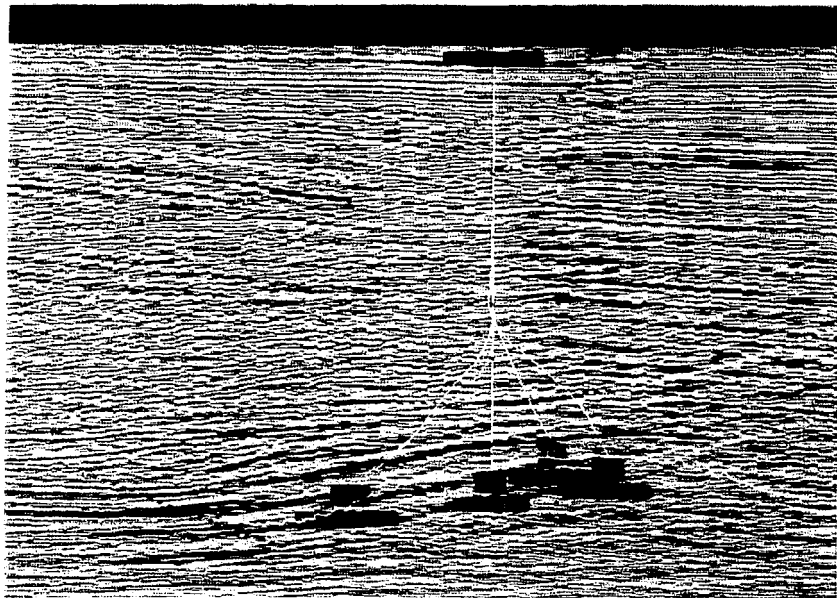


Figura 3.24

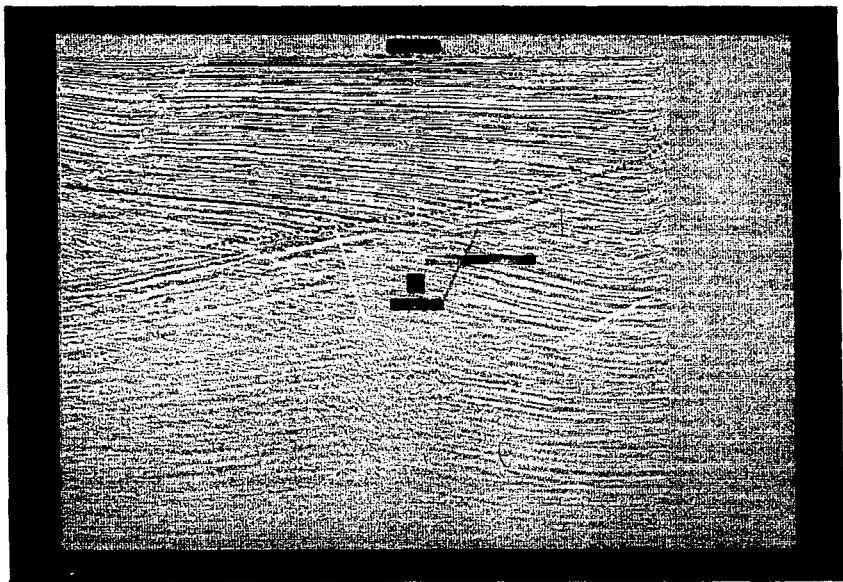


Figura 3.25

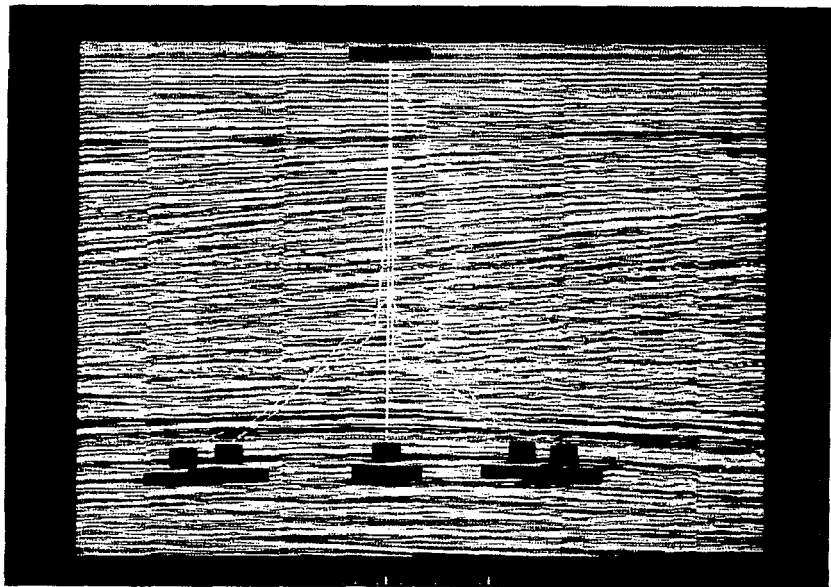


Figura 3.26

Trace

100 200 300 400 500 600 700 800 900 1000 1100 1200 1300 1400 1500

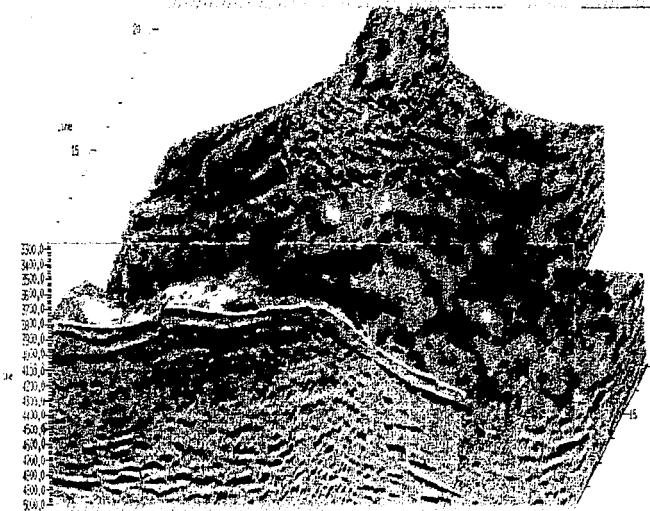


Fig. 3.27. A 3D seismic data visualization showing a geological cross-section.

Figura 3.27

CAPITULO 4

4.-CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Como se pudo observar en este trabajo, la técnica sismológica marina de reflexión 3-D cuenta con mucha tecnología de punta a nivel mundial para llevar a cabo con un alto grado de eficiencia los trabajos de exploración de hidrocarburos. Para lo anterior se deben de tomar muy en cuenta todos los parametros involucrados en una operación marina, además de seleccionar cuidadosamente la tecnología actualizada que se ajuste a los objetivos geológicos de interés, ya sea que estos sean de tipo estructural o estratigráfico.

La técnica sismológica tridimensional es la herramienta de carácter geofísico que proporciona la información que interpretativamente se puede considerar como la más resolutive y precisa acerca de la geometría estructural del subsuelo cuando se le compara con la bidimensional (2-D), contribuyendo a reducir el riesgo en la perforación de pozos petroleros e incrementando el éxito en el desarrollo de un mayor número de campos.

El progreso efectuado en las técnicas sismológicas durante los últimos veinticinco años ha sido contundente y efectivo, de tal manera que queda demostrado con el método sísmico tridimensional y con los diversos procesos que emanan de él, cuya ventaja estriba en ubicar a la señal reflejada en su posición real vertical y horizontal.

El gran avance que ha adquirido en los últimos años la técnica sismológica 3-D, aunado a un rápido y fácil acceso a los sistemas de computación y proceso, permiten una detallada integración de información y la aplicación de métodos de modelado con lo que son analizadas las características petrofísicas de las rocas productoras de hidrocarburos.

Con la técnica sismológica 3-D se tiene control permanente del área en estudio ya que con esta se delimitan campos y estructuras productoras de hidrocarburos con precisión, no siendo necesario programar líneas adicionales después de que el levantamiento ha concluido.

Es importante comentar que dentro de las fases que conforman la técnica sismológica 3-D, para llevar a cabo una operación sismica marina solo se describieron algunos de sus tópicos más sobresalientes, ya que para comprender en su totalidad cada uno de estos sería necesario una obra más extensa y a la vez realizada por personas especializadas en cada uno de los temas, además de contar con mayor experiencia.

Finalmente se recomienda actualizarse más sobre la técnica sismica 3-D, en todas sus fases, ya que esta se están renovando constantemente con modernas tecnologías

BIBLIGRAFIA.

D. Martínez, R, 1981; "Técnicas de exploración sísmológica que se usan en México", Presentado en la reunión de la U.G.M., del 5 al 8 mayo, en la Cd. de Manzanillo Col., México.

Dorn, G., Cole M. and Tubman K., 1995; "Visualization in 3-D seismic interpretation", The leading edge, Vol. 14, No. 10, pp. 1045-1049. U.S.A.

Espinosa, O. M., 1991; " Estimación de espesores de estratos sísmicamente delgados", Instituto Mexicano del Petróleo, Proyecto para Petróleos Mexicanos, México.

French, W.S., 1974; "Two-dimensional and three-dimensional migration of model-experiment reflection profiles", Geophysics, Vol. 39, pp. 265-277, U.S.A.

Haliburton, G.S., 1989; "Recent advances in 3-D marine surveys collection and processing", U.S.A.

Herman, A.J., Anania, R.M., Chun, J.H., Jacewitz, C.A., and Pepper, R.E.F., 1982; "A fast three-dimensional modeling technique and fundamentals of three-dimensional frequency-domain migration", Geophysics, Vol. 47, pp. 1637-1644, U.S.A.

Houston, M.H., 1987; "Improvising the accuracy of marine 3-D seismic surveys", Ocean industry, January 1987, U.S.A.

Jensen, M.H., 1992; " GPS in offshore oil and gas exploration", The leading edge, Vol. 11, No. 11, pp. 30-34. U.S.A.

Kronberger, F.P. and Frye D.W., 1971; "Positioning of marine surveys with an integrated satellite navigation system", Geophysical prospecting, Vol. 19, No. 3, pp. 487-500. U.S.A.

Larner, K. and Gibson B., 1979; "Subsurface imaging principles and practice", S.E.G. Continuing education program, U.S.A.

McQuillin, M. B., and W. Barclay 1980; "An introduction to seismic interpretation", Gulf publishing company, U.S.A.

Méndez, H.E. y Ramos G. F., 1991; "Tópicos relacionados con la exploración marina sísmológica tridimensional", Trabajo de investigación, Petróleos Mexicanos, México. (no publicado).

- Méndez, H.E. y Ramos G. F., 1991; "Técnicas de exploración sísmológica marina tridimensional 1991, en la Sonda de Campeche", Boletín de la asociación mexicana de geofísicos de exploración, Vol. XXXI, No. 4, pp. 1-27. México.
- Morgan, J.C., 1983; "The challenge of precisely position a 3-D seismic survey" Navigation : Journal of the institute of navigation, Vol 30, No. 3, USA.
- Mutter, J. C., 1986; "Imágenes sísmicas de los límites de placa".
- Palafox, R. H., 1990; "Estudios sísmicos tridimensionales en la Sonda de Campeche", Petróleos Mexicanos, México. (no publicado).
- Palafox, R. H., 1994, "Estudios sísmicos tridimensionales en la Sonda de Campeche", Ingeniería petrolera, pp. 32-65. México.
- Puerto, Z. C., 1980; "Estudio sísmológico estructural determinado con el método tridimensional en el área marina de campeche", pp. 193-227. México.
- Rothman, D., Laner, K.L. and Chamber, P., 1981; "Trace interpolation and design of 3-D Surveys", Presented at the Ann. Eur. Assoc. Explor. Geophys.
- Sánchez, U. H., 1980; "Prospección sísmica marina en la industria petrolera", Tesis profesional, Universidad Nacional Autónoma de México.
- Santiago, A. J., 1984; "Los campos petroleros gigantes del sureste", Conferencia, Petróleos Mexicanos, México.
- Schneider, W. A., 1978 ; "Integral formulation for migration in two and three dimensions ; Geophysics, Vol. 43, pp 49-76, USA.
- Sherriff, R.E. and Geldart L.P., 1991; "Exploración sísmológica", Vol. 1 y 2 Editorial Limusa. México.
- Stone, D.G., 1995; "Desining seismic surveys in two and three dimensions", Published by The Society of Exploration Geophysicists, U.S.A.
- Valusek, E. J., Fifer R. y Pardo F., 1989; "Optimización de interpretación de secciones sísmicas en 2-D y 3-D", Petróleo internacional, No. 4, pp. 12-14. U.S.A.
- Yilmaz, O., 1987; "Seismic data processing", Published by The Society of Exploration Geophysicists, U.S.A.