



20/03/2020

Sísmica de Reflexión

Asignatura: EXPLORACIÓN PETROLERA

Carrera Ingeniería de Petróleos

Alumnos 4to año – 1er semestre

Docente: Mgtr.Lic. Bibiana Castiglione

Sísmica de Reflexión

Asignatura: EXPLORACIÓN PETROLERA

En la presente unidad se desarrolla la metodología de exploración sísmica de reflexión. Se realiza una introducción y se resumen las expresiones matemáticas involucradas. También se detallan las etapas de la aplicación de la técnica: Recopilación de información y planificación, adquisición de datos en campo, procesamiento de datos e interpretación.

1. Introducción

La sísmica de reflexión es una de las metodologías de la geofísica aplicada y es la técnica por excelencia utilizada en la industria del petróleo. Consiste en energizar varios puntos del terreno, inyectando ondas elásticas que se propagan a través del mismo, cumpliendo los principios de propagación y las leyes de Snell hasta su recepción en superficie.

Para la recepción de las ondas en superficie se coloca un tendido de sensores sobre perfiles (sísmica 2D) y/ o sobre una grilla regular trazada en la superficie para ello (sísmica 3D). La geometría de la disposición de sensores, clase y cantidad de fuentes de energía en el campo, será planificada según el interés de la investigación y su alcance regional o de detalle.

La energización en un punto del terreno, denominado shot poin (punto de tiro), se efectúa inyectando ondas elásticas que se propagan a través del subsuelo y son detectadas en receptores colocados equidistantes en la superficie terrestre, luego de reflejarse en las distintas interfases.

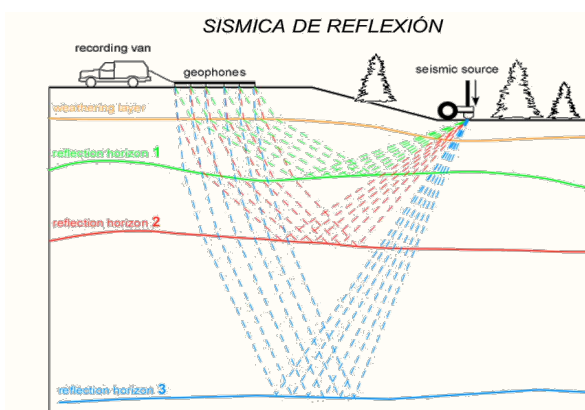
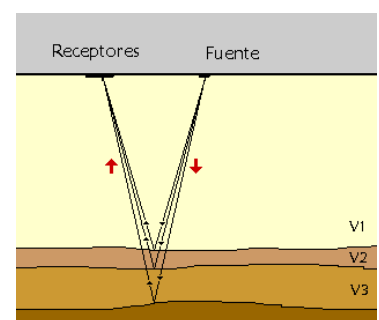
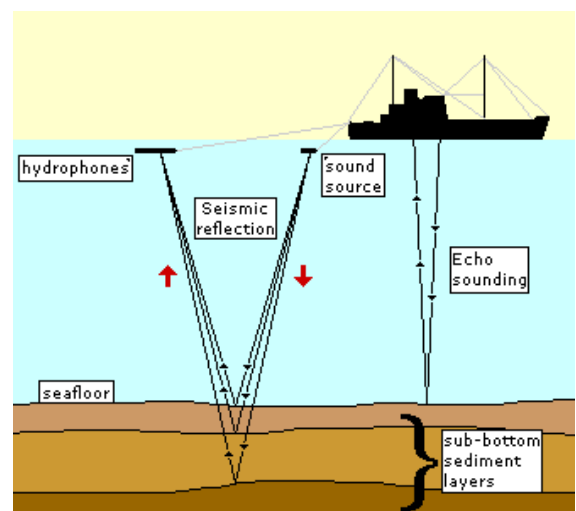


Figura N° 1: Esquemas de sísmica de reflexión onshore (a la izquierda) y offshore (a la derecha). Fuente de Imágenes: Empresa GeoExpert, 2019 (Izq) y Discovery of sound in the sea (Der).



Es metodología utiliza la información proveniente de los horizontes reflectores, que se comportan como verdaderos espejos, que reflejan la energía que llega a los mismos. El porcentaje de energía que se refleja y transmite está dada por el coeficiente de reflexión y el coeficiente de refracción (transmisión), respectivamente. La información recibida incide una sola vez ó varias veces en cada

punto del horizonte reflector (interfaces) y luego es registrada por los receptores ubicados en superficie.

Teniendo en cuenta la cantidad de rayos que se reflejan en un mismo punto del horizonte reflector, esta técnica se la denomina de Cobertura Simple ó Cobertura Múltiple. La serie temporal (onda sísmica) registrada en cada receptor se llama traza ó hilo y el conjunto de estas trazas para cada punto emisor, sismograma o sección sísmica.

Posteriormente estos sismogramas son enviados al centro de procesamiento de datos sísmicos, obteniendo finalmente como resultado el registro sísmico o sección sísmica corregida para su posterior interpretación.

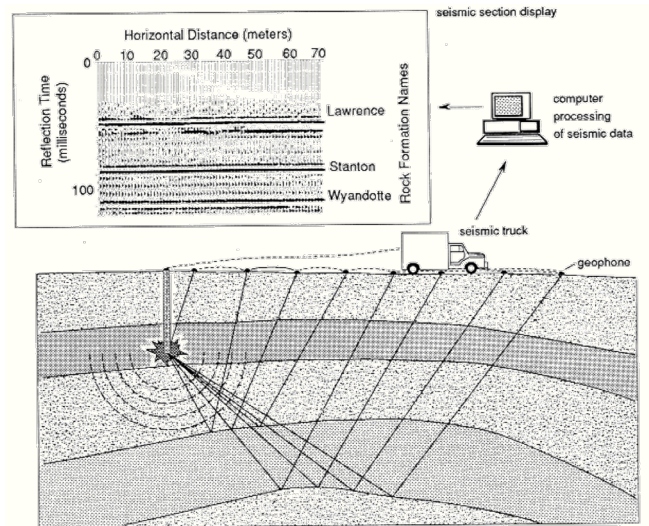


Figura N° 2: Esquema de una sección geológica transversal, sección sísmica y procesamiento. Fuente de Imágenes: publicación de Kansas Geological Survey, 2001.

1.1. Principales usos en la Exploración de Hidrocarburos

La sísmica de reflexión es una de las más utilizadas en exploración petrolera, a través de sus resultados se elaboran diferentes mapas del subsuelo, mostrando la geometría y posición de una probable trampa de hidrocarburo, ya sea esta estratigráfica ó estructural. Los objetivos principales de la aplicación de la sísmica de reflexión en la fase de exploración son los siguientes:

- Cubo de impedancias sísmicas
- Registros sísmicos
- imágenes sísmicas
- Morfología y posición de la superficie del techo y bases de estratos de interés
- Morfología y ubicación de los diferentes planos de fallas
- mapas isócronos y de profundidades, entre otros
- Mapas de atributos sísmicos, etc.

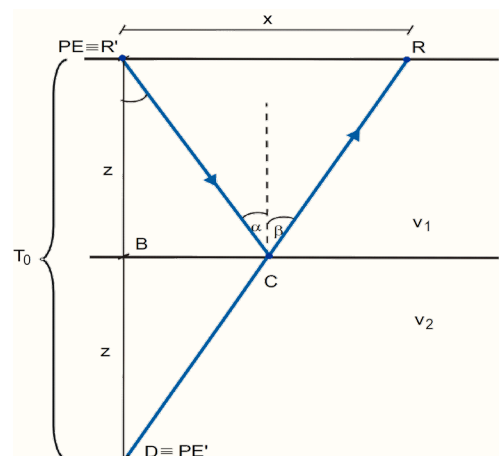
Esta metodología también tiene su aplicación en la fase del estudio del reservorio, puesto que los mapas de atributos además de ser útiles en la interpretación de los registros sísmicos, son ampliamente usados en la predicción de propiedades litológicas y petrofísicas del reservorio.

2. Expresiones Matemáticas

2.1. Caso de capas Horizontales

Para obtener las expresiones matemáticas útiles en exploración sísmica de reflexión es necesario estudiar el tiempo de la onda, desde su inyección en el terreno, hasta su registro en los receptores. En este caso se consideran dos medios (1 capa) homogéneos e isótropos, horizontales y paralelos a la superficie, como el de la gráfica, donde la velocidad de los medios para la propagación de la onda es V_1 y V_2 .

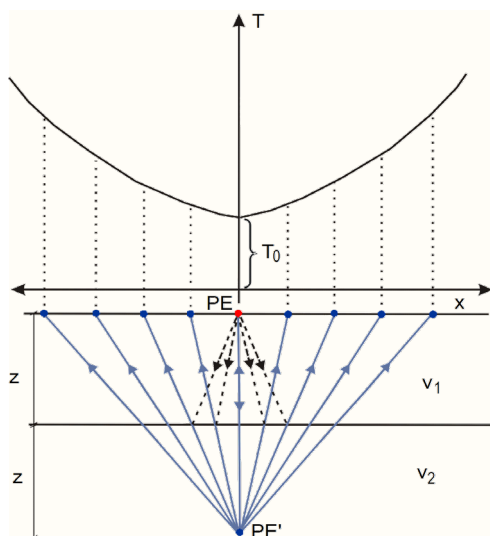
Figura N° 3: Esquema del trazado de rayo de una emisión de onda en PE, su reflexión en C y su registro en el receptor R. Capa Horizontal.



En la Figura N°3 se observa la emisión de una onda en el punto PE (R'), su reflexión en C (con $\alpha=\beta$ por la ley de Snell) y su registro en R. Se prolonga hasta el punto D, la recta normal a la interfase de los medios, bajo el punto de emisión, para formar el triángulo R'DR. Por **consideraciones puramente geométricas**, el viaje de la onda desde PE, pasando por C y llegando a R, es el mismo si se considera el punto emisor en D y el viaje de la onda desde este emisor, pasando por C y llegando a R.

La expresión del tiempo para la onda reflejada es:

$$T_{\text{Refl}} = \frac{\overline{R'C}}{v_1} + \frac{\overline{CR}}{v_1} \quad \text{Por igualdad de triángulos } R'BC = DBC \quad T_{\text{Refl}} = \frac{\overline{R'C}}{v_1} + \frac{\overline{CR}}{v_1} = \frac{\overline{DC}}{v_1} + \frac{\overline{CR}}{v_1} = \frac{\overline{DR}}{v_1}$$



Considerando una emisión normal a la interfase, desde el punto de emisión PE y vuelve a él para su registro, el Tiempo del camino de viaje T_0 está dado por:

$$T_0 = \frac{2z}{v_1}$$

Con base en la expresión de Pitágoras para el triángulo R'DR y la definición de T_0 , se demuestra que la expresión para el tiempo de la onda reflejada es igual a:

$$T^2 = T_0^2 + \left(\frac{x}{v_1} \right)^2, \text{ dividiendo ambos miembros por } T_0^2 \text{ se}$$

expresa como:

$$\frac{T^2}{T_0^2} - \left(\frac{x}{T_0 \cdot v_1} \right)^2 = 1$$

Representa la Ecuación de una Hipérbola en T-x, centrada donde T_0 es el tiempo mínimo de ida y vuelta dentro de la primera capa, y corresponde a una onda que incide normal al horizonte reflector (interfase).

2.2. Caso de capas Inclinadas

Para la expresión matemática de reflexión en capas buzantes (inclinadas), se consideran dos medios homogéneos e isotropos, con el horizonte reflector (interfase) buzante, como el de la gráfica, donde la velocidad de los medios para la propagación de la onda es V_1 y V_2 . Donde $\alpha=\beta$ por Ley de Snell.

En la Figura N°4, se muestra el esquema del trazado de rayos para una emisión de onda que incide en C, con un ángulo α en la interfase, donde se refleja con el mismo ángulo y es registrado en superficie mediante el receptor R.

Al igual que en el caso anterior, se prolonga la recta normal a la superficie reflectora, desde A hasta A', por otra parte también se prolonga el rayo reflejado, desde C hasta interceptar, en A' a la primer recta prolongada.

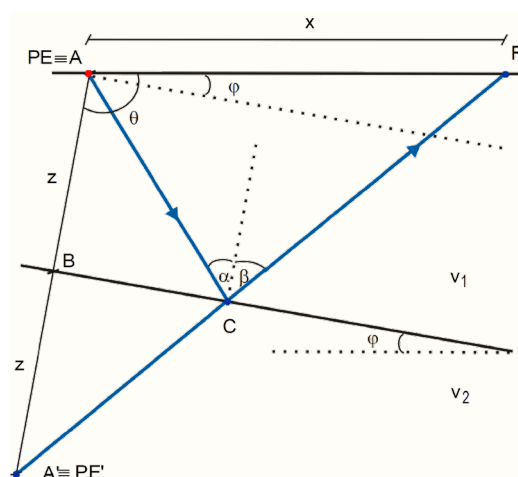
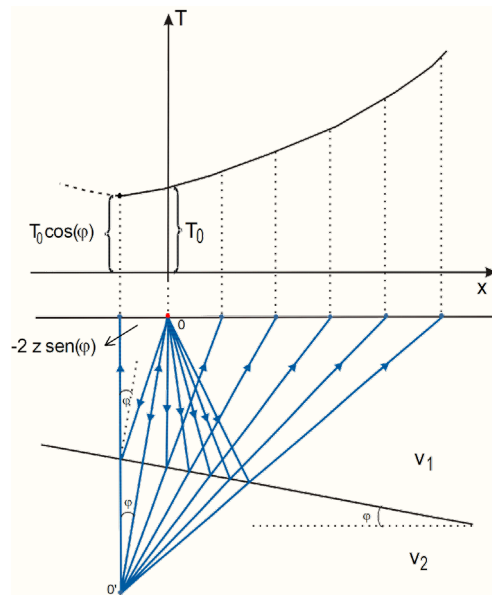


Figura N° 4: Esquema del trazado de rayo de una emisión de onda en PE, su reflexión en C y su registro en el receptor R. Capa Inclinada (buzante)

Por **consideraciones puramente geométricas**, el viaje de la onda desde A, pasando por C y llegando a R, es el mismo si se considera el punto emisor en A' y el viaje de la onda desde este emisor, pasando por C y llegando a R.



La expresión del tiempo para la onda reflejada en el horizonte reflector inclinado es:

$$T_{\text{Refl}} = \frac{AC}{v_1} + \frac{CR}{v_1}$$

Por igualdad de triángulos $ABC = A'BC$

$$T_{\text{Refl}} = \frac{AC}{v_1} + \frac{CR}{v_1} = \frac{A'C}{v_1} + \frac{CR}{v_1} = \frac{A'R}{v_1}$$

Con base en la expresión del teorema del Coseno, para el triángulo AA'R y la definición de T_0 , se demuestra que la expresión para el tiempo de la onda reflejada en un horizonte inclinado es igual a:

$$T^2 = \left(\frac{x}{v_1}\right)^2 + T_0^2 \mp \frac{2 \cdot T_0}{v_1} \cdot x \cdot \sin(\varphi)$$

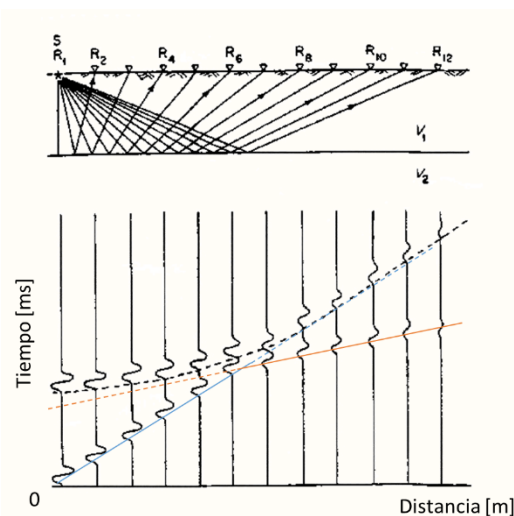
$$\frac{T^2}{(T_0 \cdot \cos(\varphi))^2} - \frac{(x \mp T_0 \cdot v_1 \cdot \sin(\varphi))^2}{(T_0 \cdot v_1 \cdot \cos(\varphi))^2} = 1$$

(-) corresponde al tiempo de bajada
(+) corresponde al tiempo de subida

Representa la Ecuación de una Hipérbola en T-x, desplazada $T_0 \cos(\varphi)$ es el tiempo mínimo de ida y vuelta dentro de la primera capa y $2z \sin(\varphi)$ y el vértice de la hipérbola. Este tiempo es el tiempo $T_0 \cos(\varphi)$ es el de una onda que incide en el horizonte reflector con una ángulo igual al buzamiento de la misma. Donde T_0 corresponde al tiempo de ida y vuelta de la onda con una incidencia normal al horizonte reflector.

2.3. Relaciones T-X: Directa-Refractada-Reflejada

Como se estudió en la Unidad anterior, en una gráfica T-x se observan que las primeras en llegar son las ondas directas, luego de un tiempo comienzan a llegar primero las refractadas. En la Figura N°5 se observa en su parte superior dos medios caracterizados por sus velocidades: v_1 y v_2 , como así también el recorrido de los rayos reflejándose en el horizonte reflector y su recepción en el tendido de geófonos en superficie.



En la gráfica inferior de la Figura N°5 se representa un sismograma con los primeros arribos de las ondas directas, refractadas y la llegada de la primera reflexión. Se puede ver que la prolongación de la recta de la onda directa hacia la derecha muestra que a medida que la distancia x es mayor, esta se confunde con la hipérbola, lo cual es correcto, pues es demostrable matemáticamente que la función de la recta directa es la asíntota de la hipérbola de reflexión cuando x tiende a infinito.

Figura N° 5: sismograma esquemático que muestra las ondas directas, refractadas en el primer horizonte y las ondas reflejadas.

Lo antes expuesto muestra que dentro de un sismograma primero llegan las ondas directas hasta una distancia, donde comienzan a registrarse primero las refractadas y en tiempos posteriores a estas dos llega la primera hipérbola de refracción.

2.4. Reflexiones Múltiples

A demás de las ondas ya estudiadas: directas, refractadas y reflejadas, a los geófonos e hidrófonos llegan otras ondas, las cuales contaminan el sismograma y para la exploración petrolera son indeseables. Y se las llama reflexiones múltiples o simplemente múltiples.

Reflexiones Múltiples: son aquellas que se reflejan más de una vez en su recorrido antes de ser detectada en un receptor, mientras que las que nos interesan son las ondas que solamente se reflejan una vez (no las múltiples) y se las denomina de “reflexión simple” o “reflexión real”.

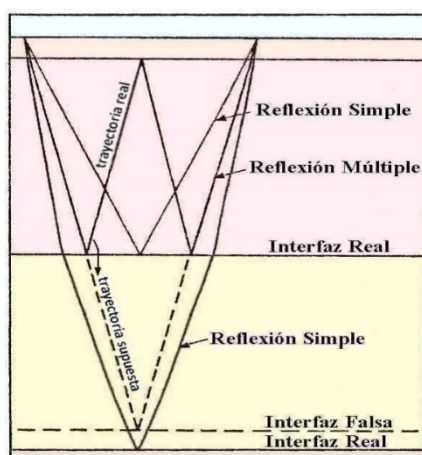


Figura N° 6: esquema de recorridos de ondas reflejada simple, reflejada múltiple. Fuente de la imagen: Chelotti, L et al, 2018.

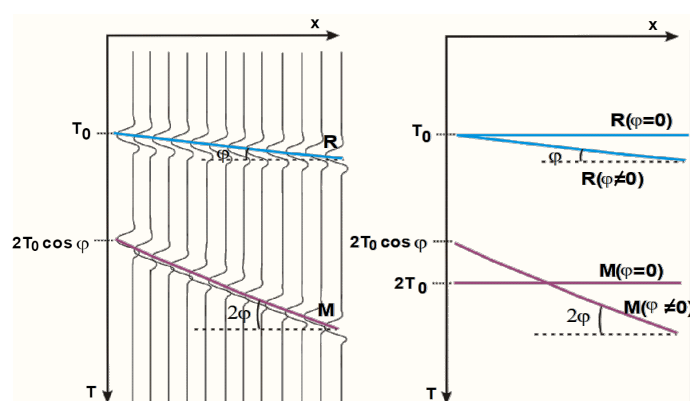
Pertenece a esta clasificación la representada en el esquema de la Figura N° 6, en la cual se ha dibujado una onda múltiple que se refleja dos veces en el horizonte reflector y una en la superficie, en la cual la trayectoria en línea cortada corresponde al efecto geométrico de que sería si el rayo incidente continuara hasta mayor profundidad y luego se reflejara y volviera a la superficie para su detección (“trayectoria supuesta” si fuese una onda de reflexión simple).

El horizonte donde debería reflejarse, siguiendo esa trayectoria supuesta se lo llama horizonte ficticio o falso (también dibujado con líneas cortadas).

Mediante estas consideraciones geométricas y las expresiones matemáticas del tiempo, para ondas reflejadas se demuestra que:

a) Para el caso de Capas Planas y paralelas a la superficie, el registro sísmico de una reflexión múltiple que se refleja tres veces antes de llegar al receptor, para $x=0$ aparecerán en un tiempo $T= 2T_0$.

b) Para el caso de capas Buzantes, el registro sísmico de una reflexión múltiple que se refleje tres veces antes de llegar a un receptor, para $x=0$, aparecerá en un tiempo $T= 2 T_0 \cos\varphi$, siendo φ el ángulo de buzamiento del horizonte reflector, su pendiente será 2φ .



Resumiendo	Real	Múltiple	} En $x = 0$
Capas no Buzantes	T_0	$2 \cdot T_0$	
Capas Buzantes	T_0	$2 \cdot T_0 \cdot \cos(\varphi)$	

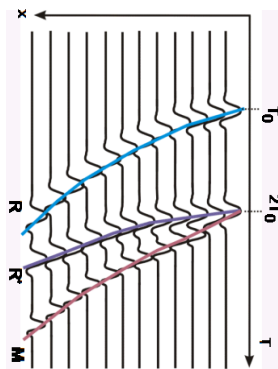
Figura N° 7: Sismograma interpretable esquemático indicando la posición en el tiempo de aparición de reflexión simple y múltiple para capas horizontales y buzantes.

Resumiendo lo expuesto y de manera esquemática la figura N°7 muestra, como se vería lo antes mencionado en una sección sísmica lista para interpretación (luego del procesamiento donde ya no se ven las hipérbolas, sino

la inclinación de los estratos). En la misma se pueden observar los tiempos en que aparecen dentro del sismograma una reflexión simple y su múltiple, tanto en un sistema de capas horizontales, como buzantes.

Es importante destacar que cada onda reflejada, podrá tener varias múltiples, la que aquí se hace mención es la más simple, que podría aparecer y la de, generalmente (no siempre) menor recorrido.

Para tener en cuenta: claro que también puede darse el caso de la existencia de un segundo horizonte reflector, con una velocidad y profundidad tal que para el cual los rayos reflejados lleguen al receptor al mismo tiempo en que llega la reflexión múltiple del primer horizonte en $x=0$. Como por ejemplo se observa en la Figura N°6.



Si se da el caso de que existe este segundo horizonte con las características mencionadas en el párrafo anterior, el sismograma antes de las correcciones de tiempo se vería el del gráfico de la izquierda.

donde: R representa la Reflexión Real en el Horizonte 1

R' representa la Reflexión Real en un Horizonte 2

M representa la Reflexión Múltiple en el Horizonte 1

Con base en las expresiones matemáticas de onda de reflexiones múltiples se tiene:

$$T_M = \sqrt{(2 \cdot T_0)^2 + \frac{x^2}{v_1^2}} \quad \rightarrow \text{Tiempo de la Múltiple en Horizonte 1}$$

$$T_R = \sqrt{(T_0)^2 + \frac{x^2}{v_1^2}} \quad \rightarrow \text{Tiempo de la Real en Horizonte 1}$$

$$T_{R'} = \sqrt{(2 \cdot T_0)^2 + \frac{x^2}{v_2^2}} \quad \rightarrow \text{Tiempo de la Real en Horizonte 2}$$

La Real R' arribaría con un tiempo $2T_0$ en $x=0$, igual que la múltiple (sería su tiempo mínimo). Esta R' viajaría con una velocidad real v_2 . Pero como la $v_2 > v_1$ de acuerdo a la Ley de velocidades crecientes, ambas hipérbolas se separarán a medida que aumenta "x", llegando primero la R' y luego la M.

2.5. Punto Medio Común

En adquisición sísmica multicanal, que se verá mas adelante, el punto en la superficie situado a mitad de camino entre la fuente y el receptor, el cual es compartido por numerosos pares de fuentes-receptores, es el denominado Punto Medio Común (PMC o también CMP, por sus siglas en inglés). El punto medio común se encuentra situado verticalmente sobre el punto de reflejo común (punto común profundo), o el punto común de reflexión.

El punto medio común no es igual al punto de reflejo común, pero a menudo los términos se utilizan como sinónimos.

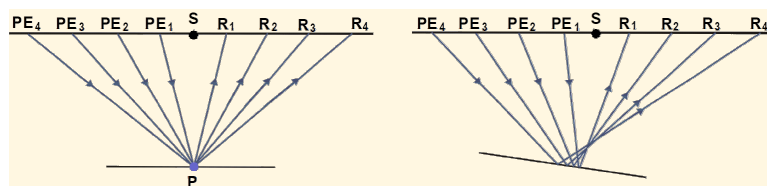


Figura N° 8: reflexiones multicanales, donde S es el Punto Común Medio.

En el caso de reflectores buzantes, el punto medio común no se encuentra en la misma vertical que los puntos de reflejo sobre el horizonte.

Esta nueva referencia obliga a redefinir las expresiones matemáticas de la reflexión en función de este PMC:

Para capas horizontales: $\varphi=0$

$$T^2 = T_{0s}^2 + \frac{x^2}{v_R^2}$$

Para Capas buzantes: $\varphi \neq 0$

$$T^2 = T_{0s}^2 + \frac{x^2}{\left(\frac{v_R}{\cos(\varphi)}\right)^2}$$

→

$$T^2 = T_{0s}^2 + \frac{x^2}{v_{apar}^2}$$

Donde: $v_{apar} = \frac{v_R}{\cos(\varphi)}$ y v_R : la velocidad del medio en el que viaja

3. Etapas de la Sísmica de Reflexión

La aplicación de la presente técnica posee cuatro etapas bien diferenciadas:

- 1- Recopilación de información y planificación
- 2- Adquisición de datos en campo
- 3- Procesamiento de datos
- 4- Interpretación

3.1. Recopilación de Información y Planificación

Recopilación de Información: en esta etapa se obtienen todos los datos disponibles relevantes sobre la zona a explorar, ello incluye:

- mapas e informes de geología de superficie,
- mapas topográficos,
- planos de propietarios en la zona,
- registros e informes geofísicos previos
- registros e informes de perforaciones disponibles,
- informes de pozos de agua o estudio de agua en la zona,
- fotografías aéreas y/o satelital
- y toda aquella información que podría ser útil tanto en esta etapa de planificación, como es la información de un “scouting” de la zona relevando animales en la zona, zona de pastoreo, zonas de lagos, lagunas o ríos, estilo de la perimetral de los campos (alambrados con candados, por ejemplo), puestos, etc.

Planificación: con el objetivo claro de la exploración y mediante el análisis de la información antes mencionada se realiza un pre-diseño de los parámetros de campo, para lo cual se deberá tener en cuenta la resolución de la imagen que se quiere obtener, estudio de programas anteriores: que tuvo o no éxito en esa área. Se analizan las condiciones geográficas, topográficas especiales que afectarían al proyecto. Luego se trata de hacer un balance entre la calidad de la imagen y el presupuesto disponible. A partir de ello, ya corresponda a una sísmica 2D o 3D, caracteriza:

- Rumbo de las líneas sísmicas
- Distancia entre líneas, entre tendidos, entre receptores y distancia fuente-primer receptor.
- Duración de registro, intervalo de muestreo.
- Tipo de fuente sísmica: si la fuente son explosivos de debe determinar la profundidad de hueco y cantidad de explosivos.

Finalmente, en el campo y luego de una prueba se ajusta el diseño final.

3.2. Adquisición de Datos en Campo

La adquisición de datos de campo consiste en la obtención de un registro de trazas, o varios donde cada traza corresponde a una posición de receptor. A diferencia de la sísmica de refracción, en la

reflexión se mantienen los canales abiertos (tiempo de escucha) durante los segundos que dura el registro (3, 4 o 5 segundos, por ejemplo). Es decir, aquí no sólo nos importa los primeros arribos, sino por el contrario, todos los arribos que tienen lugar en el tiempo antes mencionado.

Antiguamente, para la Exploración Petrolera la adquisición de la sísmica de reflexión consistía en energizar en un punto determinado de la superficie y en línea con este, se ubicaba el tendido de geófonos. Posteriormente se desplazaba al final del tendido y se volvía a energizar, de esta manera, cada punto de los horizontes reflectores, eran tocados una sola vez por la reflexión que se captaba en los geófonos. Esto es lo que se llamaba un registro continuo.

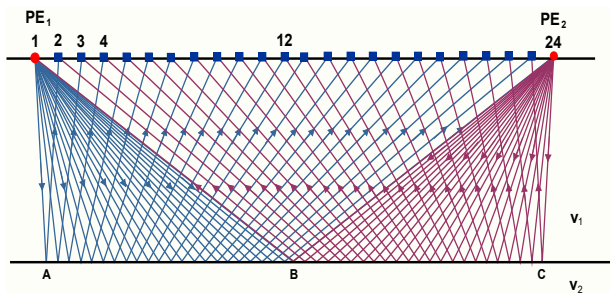


Figura N° 9: Registro continuo 2D, donde cada punto del horizonte reflector es tocado o "iluminado" una sola vez.

Estos registros de campo daban como respuesta un sismograma, el cual luego del procesamiento de datos se obtenía una sección sísmica interpretable.

Posteriormente y con el avance tecnológico y teórico, a fin de mejorar la resolución de la sección sísmica, se comienza a utilizar la metodología de adquisición denominada "stacking horizontal" para la sísmica 2D, que luego también se incorpora en la 3D cuando se desarrolla la misma.

Esta nueva metodología de adquisición de sísmica de reflexión, convierte a esta técnica por excelencia a la más utilizada en la industria del petróleo, mejorando notablemente la relación señal/ruido de la sección sísmica final, puesto que:

- (a) Realza la amplitud de las reflexiones reales.
- (b) Atenúa las múltiples
- (c) Atenúa los ruidos aleatorios.

A continuación, se detallan las principales características a tener en cuenta en una adquisición sísmica:

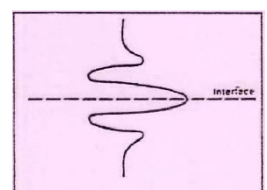
- Fuentes de energía, Receptores, cables de transmisión
- Sismógrafos
- Disposición en el campo
- Procedimiento de adquisición

Fuente de Energía: por lo antes expuesto es importante, según la geología y estratigrafía, así como la topografía como profundidad de investigación, seleccionar la fuente de energía adecuada, la cual puede ser: de impacto (trabajos muy superficiales, más que nada en obras civiles), vibroseis (camiones vibradores), cañón de aire, aquapulse, etc. Especialmente al trabajar en la exploración de hidrocarburos las fuentes de energía más características son:

- (a) Vibroseis, también llamados camiones vibradores.
- (b) Explosivos.
- (c) Cañón de aire (en el mar).

(a) Vibroseis: estos son camiones vibradores o también llamados vibros, son las fuentes más utilizadas en tierra desde la década de 1980, son seguros y producen un barrido controlado de frecuencias.

Se caracterizan por generar una forma de onda (ondícula) de fase cero, es decir, simétrica y centrada en la interfase, la cual es el resultado de la emisión



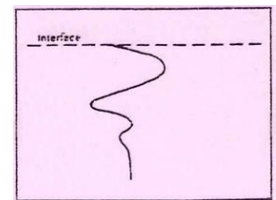
de un barrido de frecuencias y su posterior correlación cruzada con la respuesta generada en el terreno.



Figura N° 10: vibroseis de la industria SERCEL modelo NOMAD 65 NEO. Fuente de imagen: www.directindustry.fr/prod/sercel-inc (2018)

Estos consisten en pesadas placas metálicas de una o más toneladas suspendidas por un sistema hidráulico bajo el chasis de un camión. Este sistema suelta la placa y la levanta repetidas veces con una frecuencia variable, logrando una vibración a diferentes frecuencias, por un tiempo prolongado establecido, el cual le permita un barrido dentro de un rango de frecuencia adecuado para la profundidad de investigación establecida con anterioridad.

Explosivos: esto generalmente son cartuchos plásticos con barros explosivos con nitroglicerina o una mezcla de nitroglicerina, nitrato de amonio, etc. y detonadores eléctricos (por ejemplo: a base de fulminato de mercurio). Si bien en el pasado fueron los más utilizados, actualmente sólo se utilizan cuando es necesaria mayor energía y/o cuando la topografía o la geología no permite el uso de vibroseis.



Se caracterizan por generar una forma de onda u ondícula (wavelet) de fase mínima, llamada así porque tiene un adelanto de fase.

Para la sísmica de reflexión, la carga se coloca en pozos que llegan a la base del weathering, para evitar la atenuación de energía debido a la misma.

Cañones de Aire: se utilizan cuando se realiza sísmica en el agua, consisten de un gran pistón que recibe un golpe de presión de aire que lo hace “saltar” repentinamente, generando una gran burbuja que se propaga hasta tocar el fondo donde genera a vez la perturbación elástica deseada. Estos se encuentran sumergido a los lados o a popa del barco.

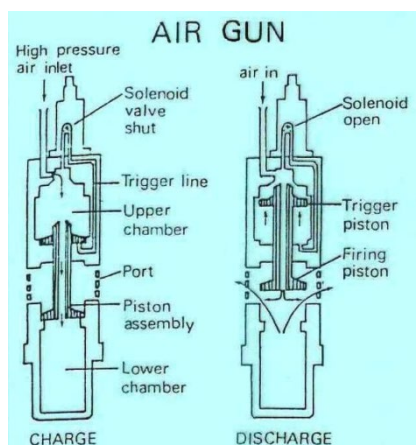


Figura N° 11: Cañones de aire, a la izquierda esquema. Fuente de la imagen: Chelotti, L *et al*, 2018. Arriba fotografía del cañón de aire. Fuente de la imagen: <https://guardianlv.com/tag/seismic-air-guns> (2018)

Receptores: existen dos tipos principales de receptores: geófonos e hidrófonos.

Geófonos: estos receptores o detectores se utilizan en sísmica de reflexión on shore, son unos transductores que convierten el movimiento vibratorio del terreno en señales eléctricas,

físicamente es un oscilador mecánico simple, de un sólo grado de libertad que comprende una masa, un resorte y un amortiguador viscoso. Eléctricamente es un oscilador que constan de una bobina y un imán, siendo el imán la masa inercial.

Al paso de una onda, la bobina del geófono se mueve con relación al imán, originando por inducción una corriente eléctrica proporcional a la velocidad del movimiento relativo. El máximo voltaje que pueden generar no suele pasar de 1 v. Los geófonos detectan las componentes de un campo vectorial, como lo son el desplazamiento, la velocidad y la aceleración de las partículas del terreno. La mayoría de los geófonos usados en exploración sísmica son “geófonos de velocidad”; esto es, tienen una respuesta espectral plana a la velocidad de la partícula en una banda usualmente comprendida entre 10 - 500 Hz.

La gran mayoría de los geófonos que se fabrican, son geófonos de componente vertical, registran la onda P. Están diseñados para responder sólo a la componente vertical de la velocidad de la partícula, por eso deben colocarse lo más vertical posible para evitar que pierdan sensibilidad. Si el terreno está inclinado, como en la ladera de una montaña, de todas formas, deben colocarse verticales según la gravedad, y no perpendiculares al suelo.

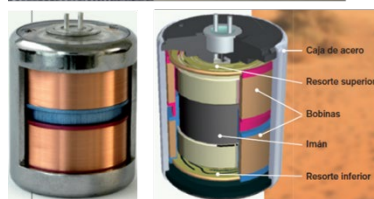


Figura N° 12:
Fotografía de
geófonos

Existen también geófonos de componente horizontal (cuando por ejemplo se desea registrar la onda P), así como de tres componentes: una vertical y dos ortogonales. Estos tipos suelen ser de utilidad en estudios especiales.

Hidrófonos: estos receptores o detectores se utilizan en sísmica de reflexión off shore, detectan ondas acústicas en el agua. Al paso de una onda sísmica por el agua se producen variaciones de presión, las cuales inducen una señal eléctrica en los hidrófonos. La detección se basa en el efecto piezoeléctrico que, al comprimirse el retículo cristalino de cuarzo, produce corriente.

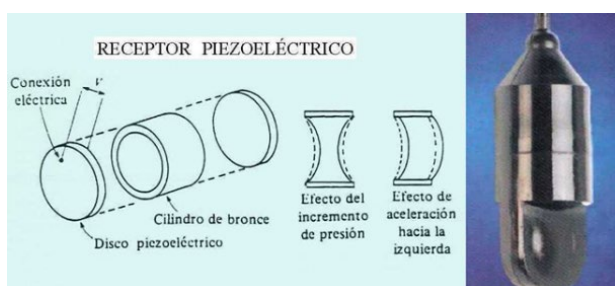


Figura N° 13: en la imagen superior, esquema de un hidrófono y foto del mismo; en la imagen de la derecha streamer. Fuente de la imagen superior: Chelotti, L *et al*, 2018. Fuente de la imagen de la derecha: Capricorn Spain Limited; 2014.

El campo registrado es un campo escalar (campo de variación de presión). No registran ondas S porque éstas no pueden transmitirse a través de los fluidos.

Estos hidrófonos son arrastrados a lo largo de una o varias líneas o transmisiones (*streamers*). Cada una de estas líneas tiene un alma de acero, cables eléctricos y una funda impermeable. Además, lleva reguladores de profundidad llamados pájaros (*birds*) entre los grupos de hidrófonos y una boya de cola, como se ilustra en la figura siguiente.



Figura N° 14: esquema del streamer en el agua. Fuente de la imagen: Chelotti, L et al, 2018.

Cables de transmisión: la señal eléctrica generada por los geófonos o hidrófonos es transmitida mediante un conductor eléctrico hasta el sismógrafo. La señal de cada detector a una distancia dada a la fuente es independiente de la de otros detectores a otras distancias; por ello, por cada uno se requiere un par de conductores eléctricos aislados. Cada par de conductores lleva la señal a un canal de amplificación y registro en el sismógrafo. Por ejemplo, si se tienen 12 geófonos independientes, el cable de geófonos debe tener 24 conductores aislados y el sismógrafo debe tener 12 canales, cada uno de estos canales mostrará la respuesta de cada geófono. En un sismograma es un conjunto de trazas, donde cada una de ellas corresponde al registro de cada canal.

Sismógrafos: es el sistema de registro de los datos, donde llegan los cables con la información proveniente de los geófonos o hidrófonos. Puede ir montado dentro de un camión (llamado casa blanca) o sobre un barco.

Son operados por un *Observador*, tienen una serie de dispositivos de acondicionamiento electrónico de la señal (filtros, amplificadores, etc.), un osciloscopio para monitorear la respuesta de los receptores, una computadora desde donde se opera y donde son visualizados y archivados los registros, también una impresora, un sistema de radioseñal para las fuentes de energía y, si éstas fueran vibratorias, una caja electrónica controladora de sus parámetros.

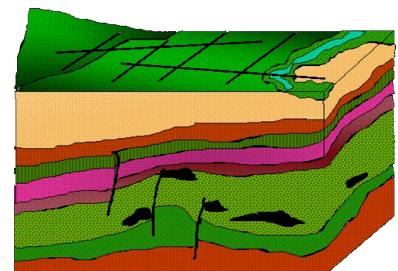
Disposición en el Campo: según se trate de un levantamiento 2D o 3D, será la disposición en el campo de receptores, fuentes y sismógrafos.

Para un levantamiento 2D la disposición es sobre uno o varios perfiles trazados en la superficie, dependiendo de la resolución deseada, profundidad de investigación, será la separación entre receptores.

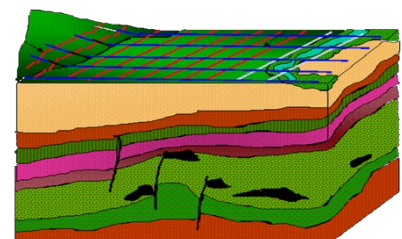
Para un levantamiento 3D la disposición es sobre una cuadrícula trazada en superficie, logrando mayor resolución, por la alta densidad de información que se obtiene comparada con el levantamiento 2D.

Procedimiento de Adquisición: este estará caracterizado por las siguientes grandes etapas:

1. Instalación, funcionamiento de campamentos y logística en general.
2. Apertura de líneas, detonación y registro.
3. Abandono



Sísmica 2D: Fuente de la imagen: Mauricio Trujillo, 2012 en blogspot de exploración sísmica.



Sísmica 3D: Fuente de la imagen: Mauricio Trujillo, 2012 en blogspot de exploración sísmica.

Si bien todas etapas son importantes en un estudio de sismica, el presente documento se centra en la segunda etapa, la cual presente distintas variantes según se trate de un levantamiento 2D o 3D.

Adquisición sísmica 2D: Consiste en registrar información de cada punto, del horizonte reflector varias veces, sobre un perfil en superficie (línea sísmica). Lo cual se logra con distintas emisiones de energía en distintos puntos de la línea. Existirá una multiplicidad de información de cada uno de los puntos profundos, alcanzados por la onda.

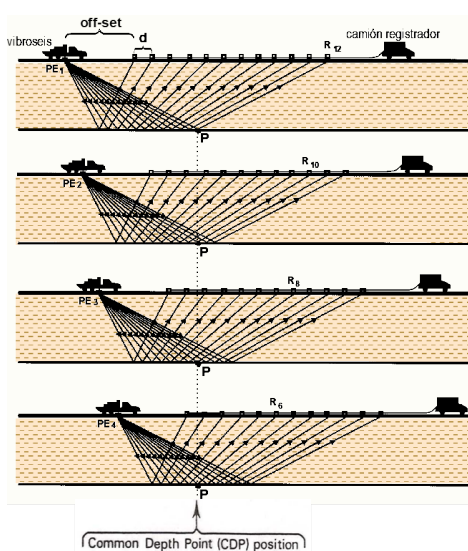


Figura N° 15: Registro continuo 2D, donde se obtiene multiplicidad de información, de cada punto del horizonte reflector, para adquisición onshore.

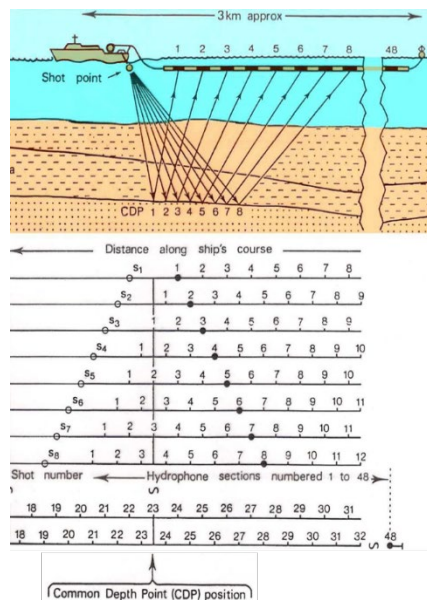


Figura N° 16: Registro continuo 2D, donde se obtiene multiplicidad de información, de cada punto del horizonte reflector, para adquisición en offshore.

Operando adecuadamente en el trabajo de campo, avanzando con el punto de emisión de energía, simultáneamente con el cable de registración y según la cantidad de canales del equipo sismográfico que se utilice, se logrará varias veces información del mismo punto reflector. A este punto de reflexión (P) se le llama *Punto Común Profundo* (PCP) ó también *Common Depth Point* (CDP).

En el ejemplo de la Figura N°10 de la primera emisión (PE1) se obtendrá un sismograma, cuya traza 12 (receptor R12), corresponde a la información del punto P, así como para la emisión 2 (PE2), dicha información en este segundo sismograma, será registrada en el canal del receptor R10, etc.

Conceptualmente en la gráficamente se puede ver que cuando el shot point (punto de emisión) ocupa las posiciones PE₁, PE₂,...,PE_n, el mismo punto común profundo es registrado en diferentes receptores correspondientes a: R₁₂, R₁₀,..., R_i. A cada uno de estos registros le corresponde una traza diferente, y además se observa que el camino (trayectoria) recorrido por el rayo sísmico, es distinto en cada caso, incidiendo siempre en el mismo punto P. En este caso se ha recibido información varias veces de un mismo punto del horizonte reflector.

Este procedimiento también es realizado en adquisición offshore, como lo muestra la Figura N° 11.

De esta manera cada emisión (shot point) generará ondas que se reflejarán en los distintos horizontes y serán registrados en superficie y la información de todos los canales del tendido darán como resultado un sismograma, cuyas trazas corresponderán a la información de cada canal.

De cada uno de estas trazas de cada sismograma (resultante de cada shot point) se seleccionarán aquellas que se hayan reflejado en el mismo punto común profundo, las cuales se agruparán en un nuevo registro llamado "**registro gather**".

Adquisición sísmica 3D: Al igual que en la sísmica 3D, consiste en registrar información de cada punto, del horizonte reflector varias veces, pero sobre una cuadrícula o mallado en superficie. Los resultados obtenidos son de alta resolución, frente a una sísmica 3D, cuando se quiere estudiar un área.

Los rasgos geológicos dentro del subsuelo que son de interés en la exploración de hidrocarburos (trampas estructurales y estratigráficas), son tridimensionales al igual que la propagación de ondas dentro del mismo. Es por ello, que la mejor manera de obtener una imagen del subsuelo es realizar un levantamiento de datos 3D para adquirir datos de sísmica de reflexión.

El proceso de adquisición **onshore** implica muchas configuraciones de receptores diferentes, que incluyen el tendido de r o sismómetros en la superficie terrestre, Una fuente, tal como un vibrador, una explosión de dinamita que generarán las ondas elásticas que se propagarán por los diferentes estratos del subsuelo.

La operación de campo para un levantamiento de sísmica 3D terrestre, consiste en diseñar una cuadrícula en la superficie ortogonal, en la cual se disponen los geófonos, distribuidos sobre líneas llamadas **SL**: Source Line. En otras líneas, paralelas entre sí y transversal a las SL, están las **RL** (Receiver Line), donde se ubican los shot point.

Para comprender el diagrama de disposición en el campo se debe conocer los siguientes términos:

RLI: intervalo entre líneas receptoras (Receiver Line Interval).

SLI: intervalo entre líneas de shot point (Source Line Interval).

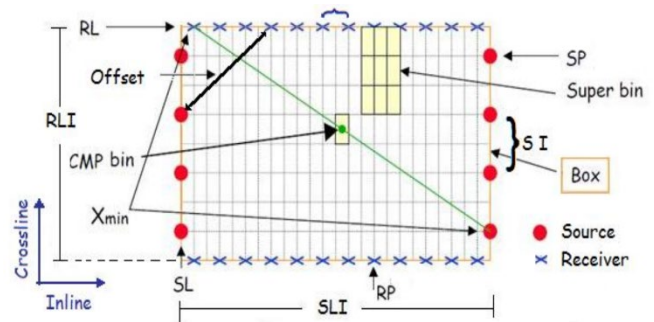
RI: intervalo entre receptoras (Receiver Interval).

SI: intervalo entre shot point (Source Interval).

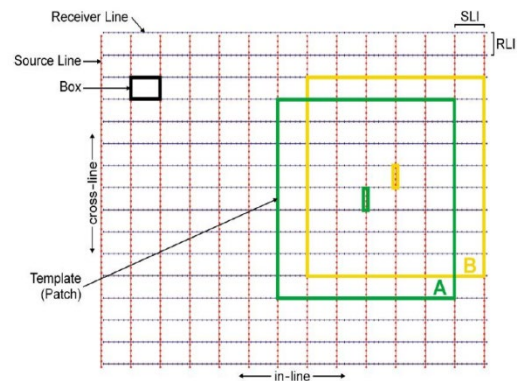
Crossline: línea perpendicular a las líneas receptoras.

inline: línea paralela a las líneas receptoras.

Patch: se refiere a las estaciones receptoras encendidas que graban la información en el momento en que se emite en un solo shot point. El *patch* usualmente forma un rectángulo de líneas receptoras



Fuente de la imagen: Modificado de Álvarez, 1999.



Fuente de la imagen: Cordsen, 2000.

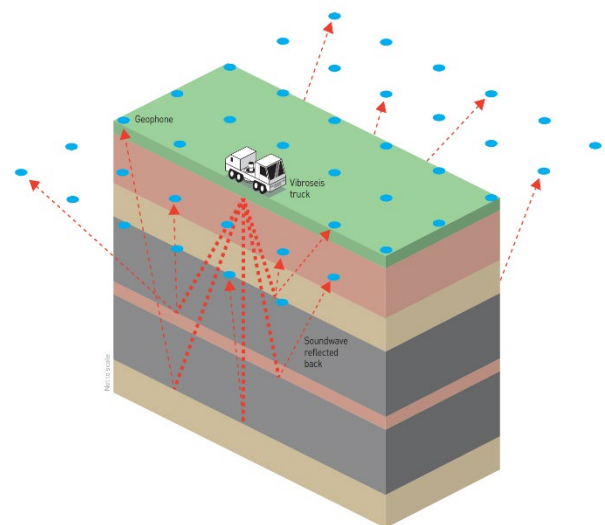


Figura N° 12: Esquema de levantamiento 3D onshore. Fuente de la imagen: INEOS, 2017 ("East Midlands Survey")

paralelas que se mueve a lo largo del área de estudio y ocupa diferentes posiciones de la plantilla (*template*) a medida que se mueve el *salvo*.

Salvo: es el número de fuentes tomadas antes que el *patch* sea movido.

Template: es la plantilla suma del *patch* más el *salvo*.

Box ó caja: se refiere al área limitada por dos líneas fuentes adyacentes y dos líneas receptoras adyacentes como se muestra en la Figura.

Bin: es un área rectangular pequeña que usualmente tiene las dimensiones siguientes: mitad del intervalo entre receptores por mitad del intervalo entre fuentes. Todos los puntos que caen dentro de esta área pertenecen a un mismo CMP. En otras palabras, todas las trazas agrupadas en un mismo *bin* pertenecen a un CMP y contribuirán a la cobertura de ese *bin*. Por lo tanto, el Bin representa la mayor resolución del diseño.

Offset: se refiere a la distancia entre un shot point y un receptor cualquiera.

Xmin: es el mayor offset mínimo, es decir la mínima distancia que se requiere para registrar el evento de interés más somero.

El proceso de adquisición de sísmica *offshore*, se realizan en embarcaciones con la capacidad de remolque de uno o más cables sísmicos (streamers). Para esta adquisición se utilizan múltiples streamers conducidos en paralelo, sumergidos a cierta línea de flotación.

En promedio un buque de exploración remolca 10 streamers, de más de 6km de largo, con una separación de 50 a 150m aproximadamente. Los hidrófonos se distribuyen a intervalos regulares dentro de cada streamer.

Tanto el buque como los hidrófonos se encuentran siempre localizados por medio de un sistema de posicionamiento global (GPS).

En la Figura N° 14 se observa la imagen del esquema de un levantamiento sísmico marino 3D.

A Considerar: Se debe establecer claramente las razones por las cuales se va a realizar un levantamiento sísmico 3D (ya sea onshore u offshore), podrían ser por motivos exploratorios como definición de estructuras, fallas y estratigrafía, o por razones de explotación como caracterización y monitoreo de reservorios, perforación horizontal, etc.

Un estudio sísmico debe ser diseñado de acuerdo a la zona de interés; parámetros como cobertura, tamaño del *bin* y rangos de *offsets* (distancias fuente-receptor) necesitan ser relacionados con el objetivo principal. Por ejemplo, las direcciones de los principales rasgos geológicos, tales como canales o fallas, pueden influenciar la dirección de las líneas fuentes y receptoras; objetivos poco profundos requieren de *offsets* cercanos muy cortos. (Cordsen *et al.*, 2000).

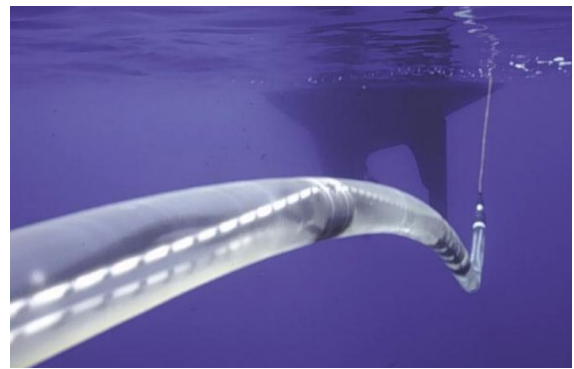


Figura N° 13: streamer con hidrófono. Fuente de la imagen: Noe Martínez Bravo *et al*, 2011

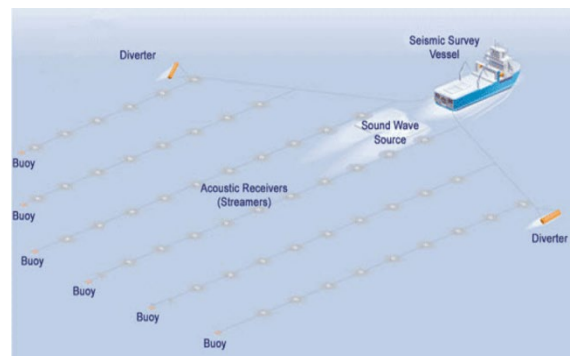
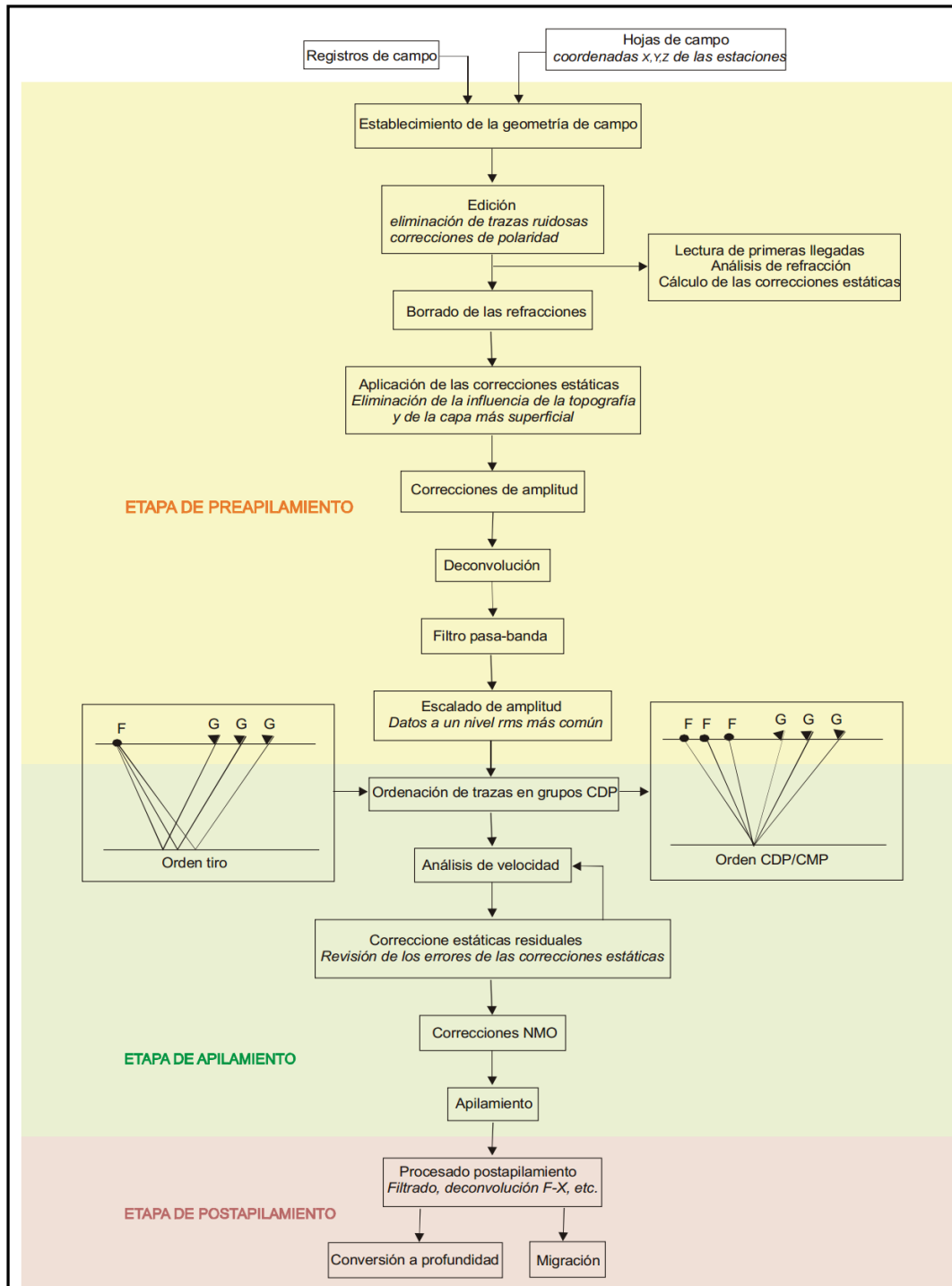


Figura N° 14: levantamiento sísmico y equipamiento asociado. Fuente de la imagen: <http://www.fishsafe.eu>, 2019

3.3. Procesamiento de Datos

Los datos adquiridos durante semanas o meses en una determinada área en tierra o mar, deben ser procesados a fin de obtener secciones sísmicas (2D) o un volumen (3D), que luego serán interpretados en términos geológicos, petroleros u otros.

A continuación, se muestra un esquema con el flujo de trabajo de un procesamiento convencional de sísmica de reflexión:



Fuente de la imagen: Teresa Teixidó i Ullod, 2000.

Como se puede observar, una vez que se cuenta con la adquisición de datos, así como las coordenadas finales de receptores, fuentes, líneas (hoja de campo), la fase del procesamiento se divide en tres grandes etapas:

- 1-Pre-apilamiento (pre-stack)
- 2-Apilamiento (stacking)
- 3-Post-apilamiento (post.stack)

En cada una de estas etapas intervienen una serie de tratamientos y algoritmos fijos, mientras que hay otros que pueden ser aplicados en cualquier parte del procesamiento, como por ejemplo: filtros, escalado de amplitud, etc.

ETAPA: Pre-Apilamiento:

Geometría de campo: se establece a partir de los datos de coordenadas x,y,z de la Hoja de campo (sensores, fuentes y con ello la ubicación precisa de la traza de la o las líneas sísmicas.), este trabajo debe realizarse con mucho cuidado, puesto que el procesamiento es muy sensible a la topografía y distancia entre receptores.

Edición de trazas: se eliminan todas aquellas que presentan una relación señal/ruido (S/R) baja y se realiza la inversión de las trazas que presentan polaridad invertida.

Borrado de las refracciones: borrado directo mediante la definición de una ventana temporal específica para cada registro de un shot point.

Corrección estática: a partir de los datos de espesores de weathering, obtenidos por refracción y/o de otra metodología geofísica u otro dato disponible, se procede a la corrección estática del registro. Esta corrección consiste en definir un plano de referencia (*datum*) por debajo del

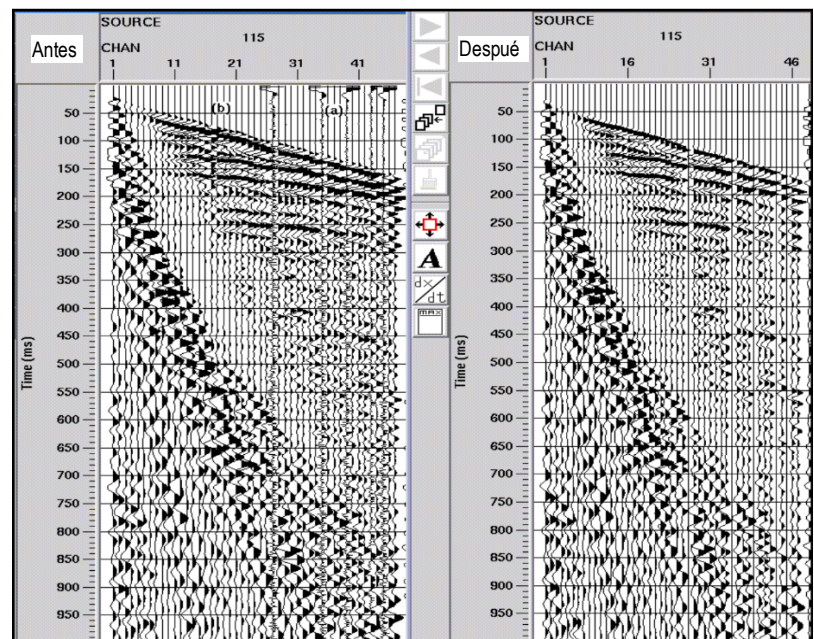


Figura N° 15: sobre un registro procesado (a) trazas con relación S/R baja y (b) traza con polaridad invertida. Fuente de la imagen: Teresa Teixidó i Ullod, 2000 (Tesis de Maestría).

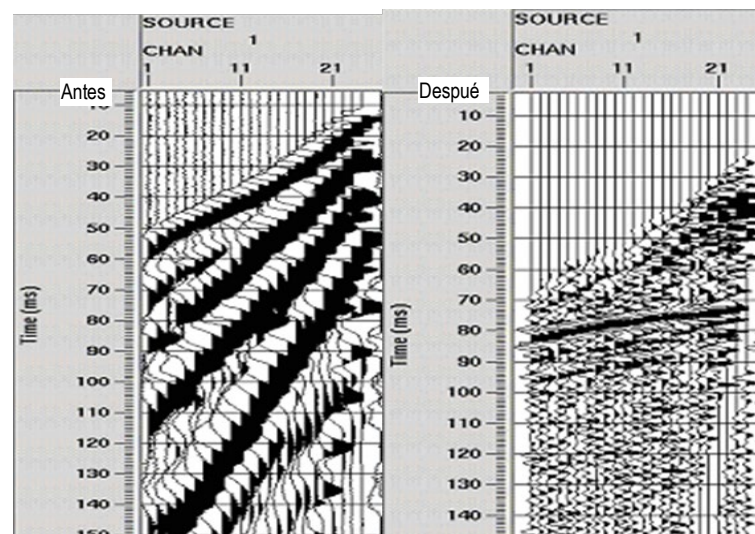


Figura N° 16: ventana del sismograma con y sin aplicación de static shift (corrección estática). Fuente de imagen: Teresa Teixidó i Ullod, 2000 (Tesis de Maestría).

weathering (cercana a la discontinuidad weathering-subweathering), y trasladar allí los puntos de emisión y recepción, eliminando de esta manera la influencia de la topografía y del weathering.

Conceptualmente, para llevar a cabo la corrección, a cada traza se le resta el tiempo de viaje de la onda, desde la emisión hasta el *datum* y luego de allí hasta el receptor (de forma vertical, a partir de los datos de espesores que conocemos).

Corrección de amplitud: para detallar la corrección, es necesario primero comprender la atenuación que sufre la amplitud de la ondícula, por su propagación en el subsuelo, desde que es emitida, hasta su recepción en superficie.

Atenuación de amplitud: algunas de las principales causas de atenuación de la amplitud de la onda, en un estudio de exploración sísmica son las siguientes:

- **Difusión geométrica** (geometric spreading): cuando el frente de onda se expande y la energía se extiende sobre un área más grande (o más pequeña), existen pérdidas de energía cinética (E_c) por deformación, pero la potencia sísmica (P_s) se mantiene constante.

Si se considera un medio homogéneo, isotrópico y perfectamente elástico y se parte de la expresión de $P_s = E_c/t$, teniendo en cuenta que la Intensidad sísmica es $I_s = P_s/S$ (donde S es superficie), se llega a la siguiente relación de Amplitudes:

$$A_r = \frac{A_0}{r}$$

donde: A_r =Amplitud de onda a una distancia r .
 A_0 =Amplitud de onda inicial.

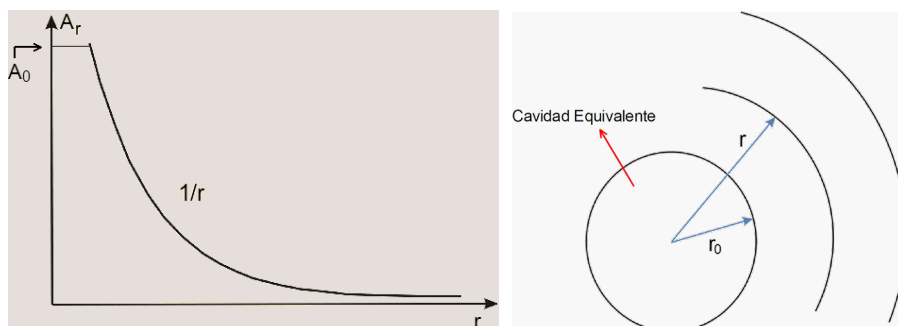


Figura N° 17: el gráfico de la izquierda muestra la función de disminución (atenuación) de la amplitud de onda a medida que la distancia del emisor y receptor aumenta. El gráfico de la derecha muestra los frentes de ondas desde el shot point.

- **Atenuación intrínseca** (intrinsic attenuation): el movimiento de la onda activa procesos que convierten la energía de la onda a otras formas de energía (calor), por fricción interna (internal friction). A través de determinaciones experimentales se conoce que esto produce una atenuación exponencial de la amplitud:

$$A(t) = A_0(t) \cdot e^{-\alpha \cdot r}$$

donde α es un parámetro función de la frecuencia

(f) y si se considera $r=v \cdot t$, así como $\gamma=v \cdot \alpha$, la expresión de atenuación puede ser escrita como:

$$A(t) = A_0(t) \cdot e^{-\gamma \cdot t}$$

- **Esparcimiento** (scattering): la onda interactúa con cuerpos más pequeños de la longitud de onda, con velocidad de onda diferente que el medio circundante y se esparce.

Con base en lo antes mencionado sobre las atenuaciones que sufre la amplitud de la onda, desde su emisión hasta la recepción, en la presente etapa del procesamiento de datos, se busca un operador que permita recuperar la amplitud (operador de ganancia), por ejemplo: teniendo en cuenta las dos expresiones obtenidas anteriormente, la función de atenuación de ambos efectos sería igual a:

$$A(t) = y(t) = A_0(t) \cdot \frac{e^{-\gamma \cdot t}}{r^n}$$

Por lo cual la función de recuperación (ganancia) o de corrección por atenuación, correspondiente a las atenuaciones anteriores, será igual a: $A_0(t) = y(t) \cdot e^{\gamma \cdot t} \cdot r^n$

Deconvolución: desde que se emite una señal (ondícula) en el terreno, esta es afectada por las propiedades de cada uno de los medios que atraviesa en su camino hasta el receptor, dicho matemáticamente la función ondícula se convoluciona con la función de coeficientes de reflexión (lo que representa las propiedades de los medios), para dar como respuesta la traza de la señal en el receptor.

Resumiendo, la convolución es la operación por la cual una función lineal y continua transforma una señal de entrada en una nueva señal de salida. Por lo que la “**deconvolución**” representa la operación matemática inversa a la convolución, que trata de encontrar esa función lineal y continua transformadora de la señal.

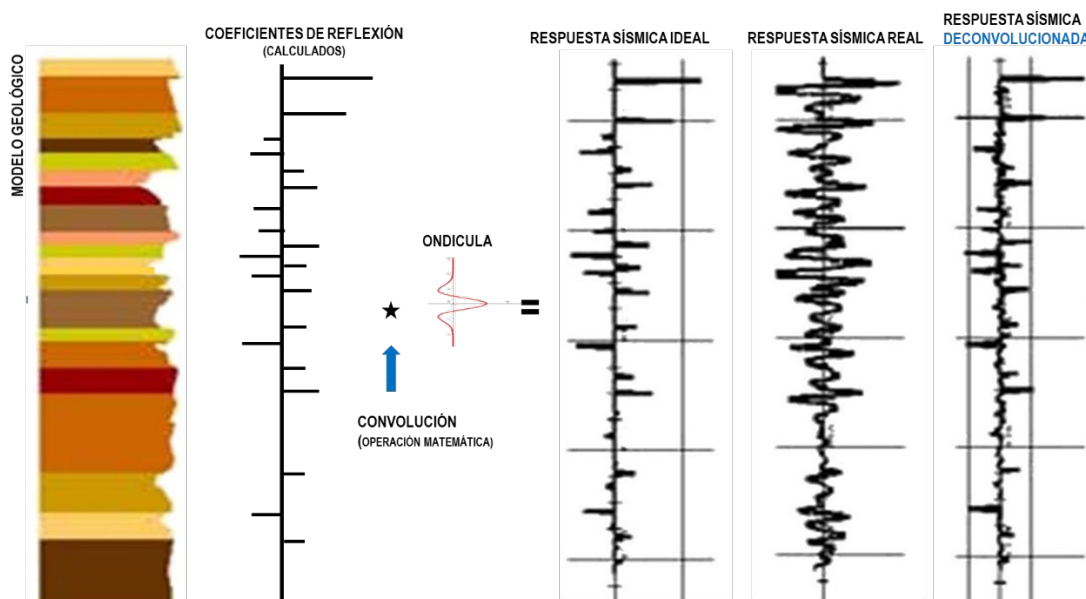


Figura N° 18: esquema del proceso de convolución de la ondícula con el modelo geológico, dando como respuesta la señal sísmica. A la derecha señal sísmica real deconvolucionada.

El objetivo ideal de la deconvolución es remover la forma de onda (que posee la señal sísmica real) para obtener las series de coeficientes de reflexión, sin embargo, la respuesta dista de poder alcanzar la respuesta sísmica ideal debido a los desconocidos patrones de interferencia de los reflectores y a que los diversos ruidos se magnifican al intensificarse el proceso iterativo de deconvolución. Aun así, se consigue concentrar la energía de cada evento reflejado, como muestra la respuesta sísmica deconvolucionada versus la respuesta sísmica real (Figura N° 17), mejorando la resolución vertical, ya que con el estrechamiento de la ondícula se consigue agudizar la respuesta de los eventos reflectivos.

Filtro Pasa Banda y Filtro F-K: el objetivo del filtrado es eliminar el ruido y resaltar los eventos de reflexión. Los filtros, por lo general, operan sobre las bases de la frecuencia y la amplitud de las trazas, aunque también se pueden usar filtros que actúan sobre su coherencia o su longitud de onda.

Antes de hablar de filtrado es necesario comprender y tener claro los distintos ruidos, más característicos que podrían estar presentes en el sismograma:

Otras múltiples: Puede haber infinidad de múltiples; además de la múltiple ya vista en apartados anteriores, existen otras que podrían también aparecer contaminando la sección sísmica (Figura N°19). Por dar algunos ejemplos, se pueden encontrar:

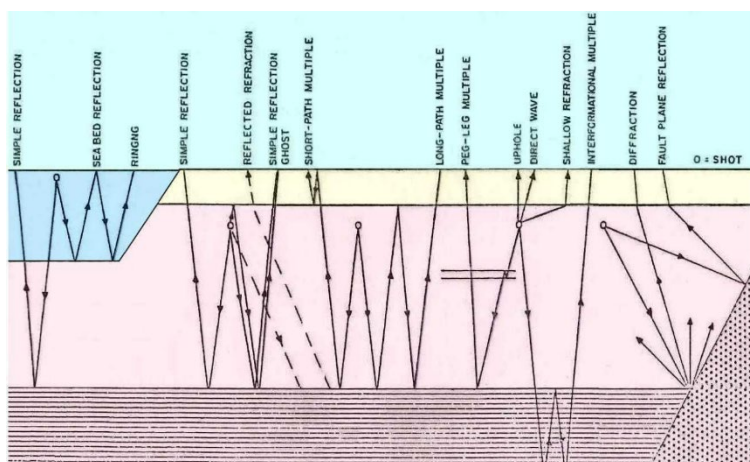


Figura N° 19: Esquema de probable camino de ondas múltiples.

Fuente de la imagen: Lucas Rubio, 2015.

La múltiple entre la superficie de agua y el fondo del mar, la que se denomina reverberaciones (*ringing*).

La reflexión fantasma (*ghost*) es como una simple, pero con un pequeño camino adicional hasta la base de la capa meteorizada y bajando, por un camino dando una imagen doble, como si fuese una imagen borrosa.

También aparecerán las difracciones.

Ruidos coherentes: los más comunes son los generados por la fuente de energía de propagación horizontal. Están en función de las características de acoplamiento de la fuente con el terreno, cuyas ondas se propagan principalmente a través de trayectorias horizontales:

- **Ruido de Pozo.** originado por la caída de materiales debido a la explosión, cuando se utiliza como fuente de energía los explosivos.

- **Onda Aéreas.** consiste de ondas sónicas que transmite la detonación o impacta, a través del aire y viajan en la interface aire-tierra, caracterizada por una frecuencia predominante entre los 120 y 300 Hz. Si bien su identificación es fácil (incluso se ven claramente en una inspección rápida del registro de campo), su eliminación a menudo resulta difícil, ya que el contenido frecuencial se solapa con el rango de las frecuencias de las reflexiones y suelen presentar *aliasing* espacial; además debe tenerse en cuenta que hay algoritmos de procesado (deconvolución) que las resalta.

- **Ondas Superficiales.** conocidas también como “**ground roll**”, también llamadas **GR**, y que consisten en energía que ha seguido trayectorias muy complejas y variadas a través de la capa de baja velocidad, en forma de Ondas Love o Rayleigh, caracterizada por su gran amplitud, baja frecuencia y velocidad.

- **Ondas Transversales.** pueden estar presentes como ondas directas, reflejadas o refractadas, siendo su característica la baja velocidad de propagación.

- **Ondas Laterales.** está asociado a efectos laterales o perpendiculares a la línea sísmica, pueden existir como reflexiones, difracciones o refracciones.

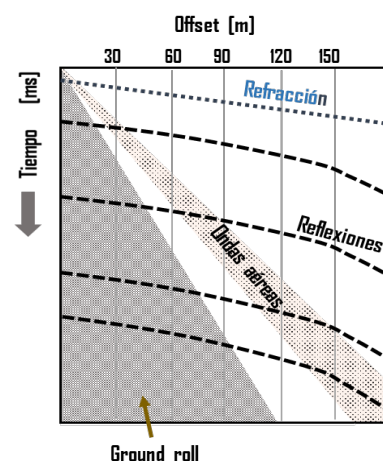


Figura N° 20: Esquema de posiciones de refracciones, reflexiones, ondas aéreas y GR dentro de un sismograma.

Ruidos aleatorios: en sismica de superficie, la calidad de los datos es muy sensible al ruido ambiental debido a las características de adquisición y a la ubicación de los terrenos donde se realizan los trabajos, puesto que a menudo coincide con zonas de alta actividad humana (urbanas, industriales, agrícolas, entre otras). El ruido del viento es una fuente de problemas habitual y muchas veces se registra durante la noche cuando disminuye su intensidad. Otra fuente también de estos ruidos aleatorios son los sismos que pueden ocurrir en la zona de trabajo o cercana a ella.

Las técnicas del filtrado, como se expresó con anterioridad es reducir lo máximo posible aquellos eventos que no se identifiquen como reflexiones. Esta supresión exige una delicada selección de los algoritmos y de los parámetros elegidos, pues de ello va a depender la correcta obtención de los reflectores.

Los análisis espectrales de los registros se utilizan para elegir los tipos de filtro y sus parámetros. El **Filtro pasa banda** es uno de los filtros más empleados, tiene como finalidad dejar pasar la señal en una banda limitada de frecuencias de manera que se aceptan las frecuencias que contienen energía de reflexión coherente y se rechazan aquellas frecuencias asociadas al ruido sísmico (ondas superficiales, aérea, ruido ambiental, etc.)

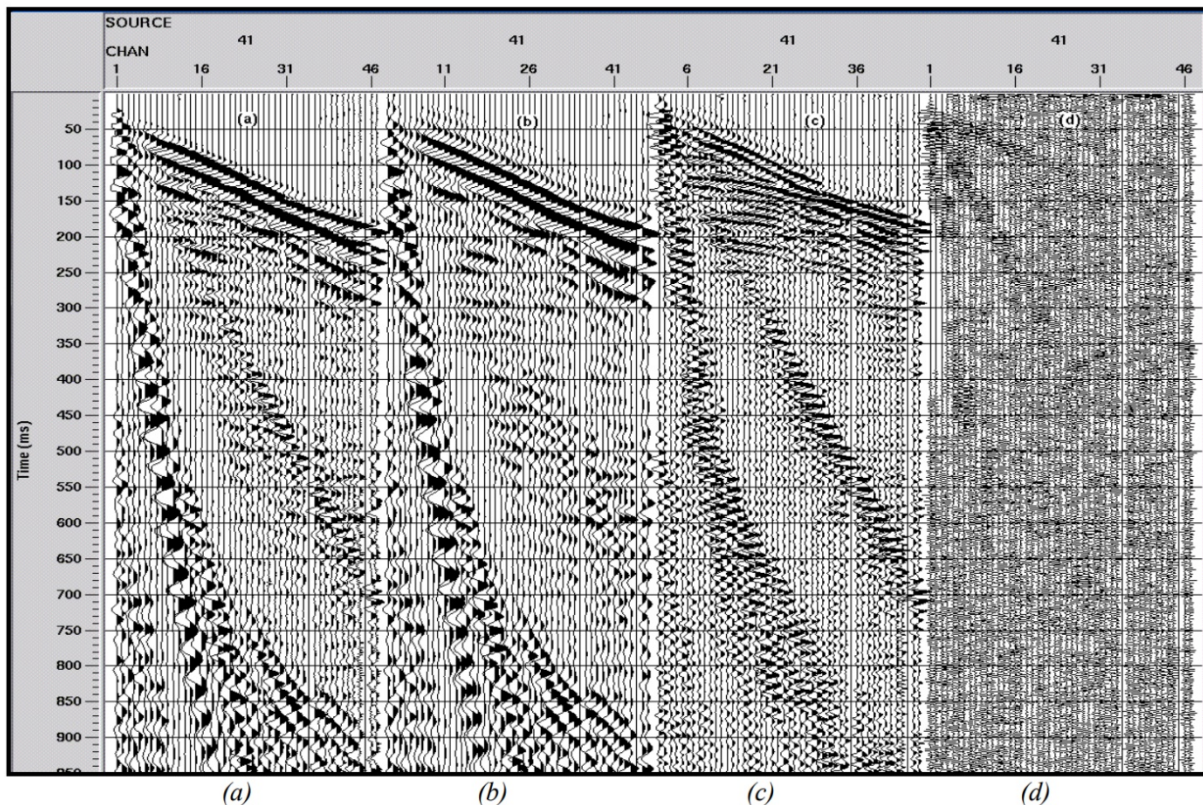


Figura N° 21: (a) sismograma sin procesar, (b) aplicación filtro 20-50Hz, (c) 60-200Hz y (d) 200-500Hz. Donde se deduce que el mayor contenido de señales de reflexión, se centran en la banda 60-200Hz. El GR es un evento presente en (a), (b) y (c), mientras que la onda aérea se detecta en (a), (c) y (d). Fuente de imagen: Teresa Teixidó i Ullod, 2000 (Tesis de Maestría).

Muchas veces las técnicas de filtrado pasa banda, no eliminan del todo las refracciones, el GR o la onda aérea; sino que modifican estos eventos superponiéndoles y/o convirtiéndolos en reflexiones, fenómeno que sucede cuando presentan *aliasing* fuerte o bien cuando el registro de campo contiene

poca información de reflexión, en estas circunstancias se recomienda un borrado directo (Figura N° 22).

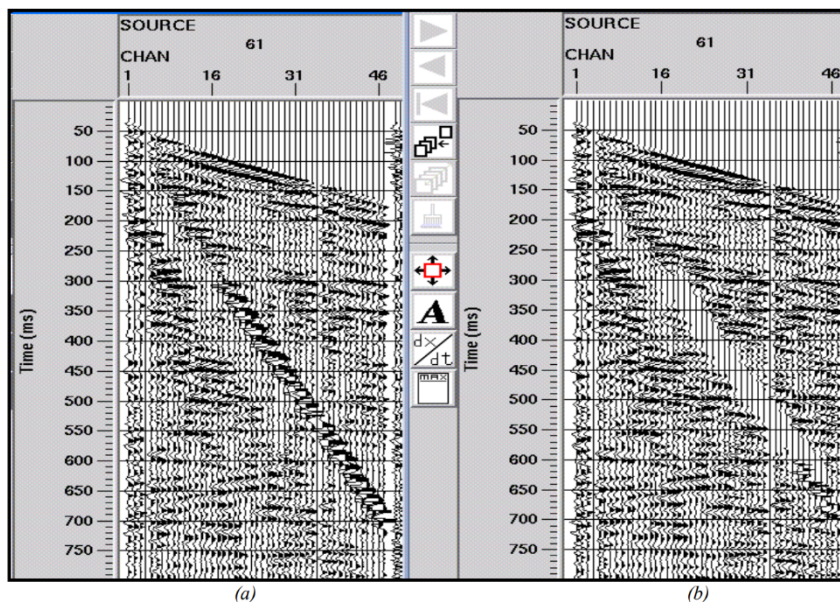


Figura N° 22: (a) efecto de una mala eliminación de la onda aérea en el registro procesado y (b) el mismo registro previo borrado de esta onda. La mala eliminación en (a) incidirá en la sección apilada creando falsos reflectores. Fuente de la imagen: Teresa Teixidó i Ullod, 2000

Filtro F-K: Este tipo de filtro es útil para eliminar el ruido coherente que presenta una tendencia lineal. Se le conoce también como filtro de velocidad ya que en el espacio en que opera (número de onda, frecuencia), se discriminan los distintos eventos por estar alineados según rectas cuyas pendientes definen las distintas velocidades. De esta forma los eventos lineales de baja velocidad (GR u onda aérea) se hallan con ángulos menores respondiendo a las bajas velocidades, mientras que las reflexiones, se localizan en sectores angulares mayores.

A Considerar: La posición del shot point indicada como **offset**, que es la distancia entre el punto de tiro (shot pint) y el primer geófono activo del dispositivo de registro, este es un factor de fundamental importancia en la fase de trabajo de campo y debe determinarse en cada caso en función de la profundidad a investigar, velocidad de las capas del subsuelo, longitud del dispositivo de medida y espaciado entre geófonos.

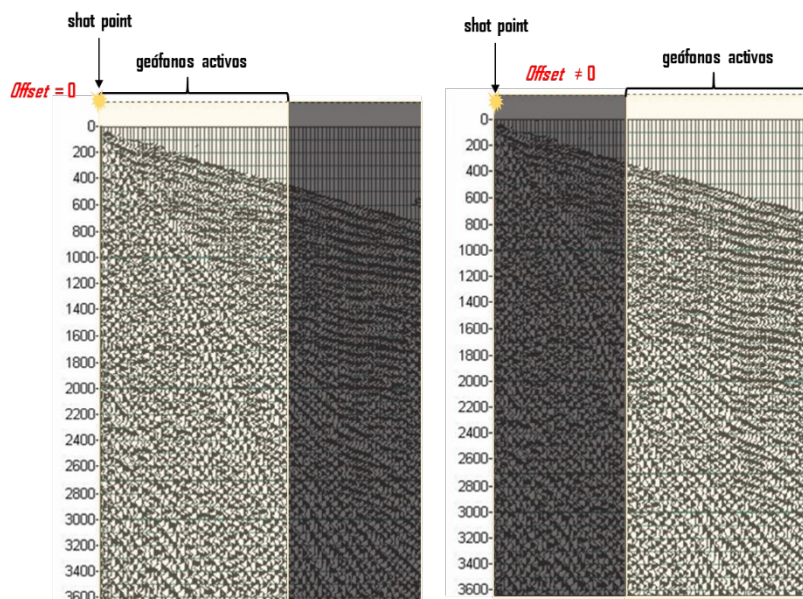


Figura N° 23: (a) registro con offset = 0 y (b) el mismo registro con offset ≠ 0.

En todo caso, la determinación del offset ha de hacerse mediante ensayos de campo al inicio de los trabajos, seleccionando un valor con el que se evite la superposición del ruido (ondas superficiales o ground roll y onda aérea) con las reflexiones significativas de las ondas de compresión.

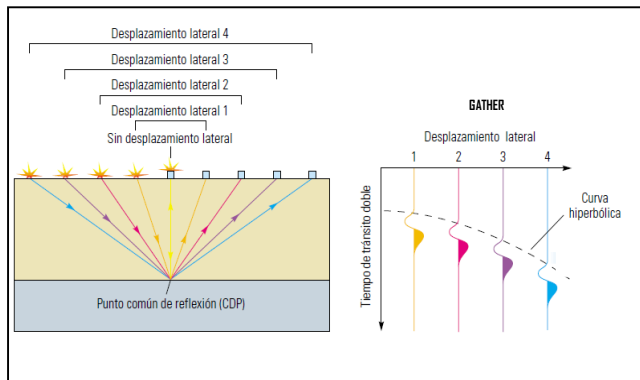
Obsérvese en los esquemas de la Figura N° 23 la diferencia entre

un registro con offset =0 o muy pequeño y, por tanto, inadecuado y otro con un offset adecuado para registrar las reflexiones de interés. En este último son claramente visibles reflexiones casi inexistentes en el primero al estar enmascaradas por la onda aérea y por las ondas superficiales.

Escalado de amplitud: Se vuelve a analizar las amplitudes y se realiza un escalado que consiste en una ganancia automática, la cual es una de las funciones de ganancias más utilizadas. Se obtiene calculando el valor medio (o promedio absoluto) de la amplitud dentro de una ventana específica de tiempo, luego se obtiene la relación entre el valor RMS deseado y el promedio antes calculado. Este escalar es asignado a la función de ganancia la cual se aplica a cada muestra o traza dentro de la ventana temporal elegida.

ETAPA: Apilamiento:

Ordenación de trazas en grupos CDP: finalizada la etapa de pre-apilamiento (pre-stack), se realiza el reordenamiento de las trazas sísmicas de cada uno de los sismogramas, correspondientes los distintos shot point (punto de tiro o emisión) y al mismo punto común profundo (PCP o CDP, por sus siglas en inglés “Common Depth Point”).



Este ordenamiento consiste en agrupar las trazas que por geometría pertenecen a un mismo punto medio (CMP) entre una fuente y un receptor determinado en un solo registro llamado *gather*. Se deduce, por construcción, que el espaciado entre CMP es la mitad el espaciado entre geófonos y que las reflexiones en estos conjuntos poseen también trayectorias hiperbólicas.

Análisis de Velocidad: en función de proveer una relación señal/ruido mejorada, la sísmica de cobertura múltiple (o también llamada de stacking o cobertura multicanal) requiere información acertada sobre la velocidad del subsuelo, la cual es obtenida mediante un análisis de velocidad. Este proceso se realiza sobre conjuntos o grupos de conjuntos de PCP determinados. El resultado del análisis es un campo de velocidades que se usará en la corrección por NMO (“Normal Move Out”) y el posterior apilamiento, para obtener la sección sísmica “interpretable”. Cuando hay poca precisión en el establecimiento de las velocidades de reflexión, la calidad de la sección apilada puede degradarse, ya que las reflexiones no se suman coherentemente.

En primer lugar, se debe tener en cuenta el cálculo de la V_{RMS} (velocidad cuadrática media). Para ello lo que se hace es un **muestreo de velocidades** para cada gather y se toman aquellas velocidades que optimizan la información del mismo en cada T_0 , es decir que en el gather, cada hipérbola se horizontaliza para un T_0 determinado.

$$V_{RMS} = \sqrt{\frac{\sum v_i^2 \cdot \Delta T_i}{\sum \Delta T_i}}$$

Donde: v_i es la velocidad que horizontaliza la hipérbola “*iésima*” de cada gather, para un T_{0i} .

ΔT_i : es la diferencia entre T_0 y T_{0i} para la hipérbola “*iésima*” de cada gather

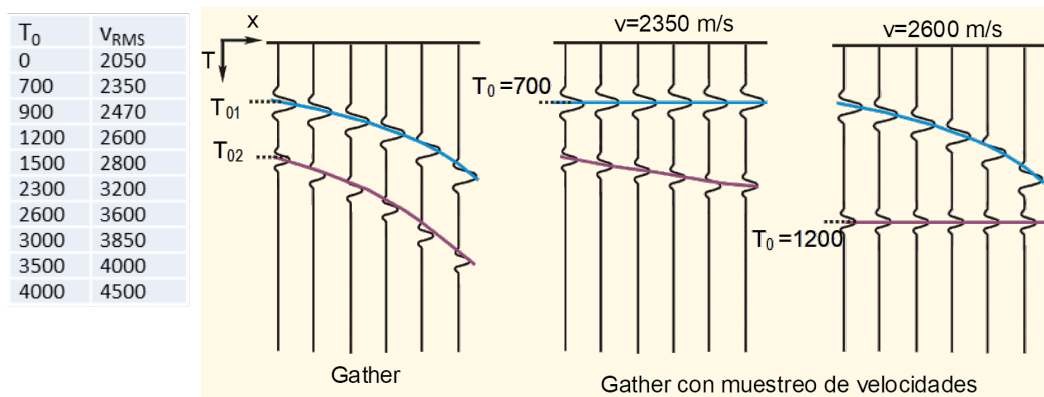
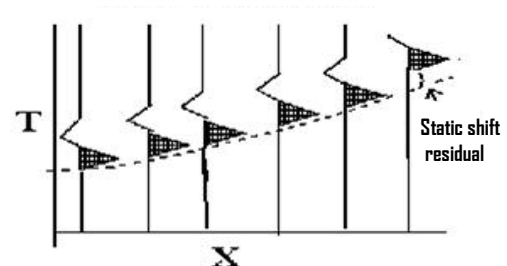


Figura N° 24: Registro gather para un PCP, mostrando 2 hipérbolas de 2 horizontes reflectores diferentes. Se observa que el primero (T_{01}) se horizontaliza para una velocidad determinada y el segundo (T_{02}) para otra. La tabla muestra el resultado para cada T_0 , la V_{RMS} correspondiente calculada de todo el muestreo de gather.

Correcciones estáticas residuales: al reordenar las trazas correspondientes a un PCP y colocarlas en un mismo registro, a veces aparece una residual de la corrección estática (static shift), como se ejemplifica en la gráfica de la derecha. Para ello se realiza esta corrección del residual siguiendo la línea de la hipérbola.



Correcciones NMO: La corrección NMO (“Normal Move Out”) es la que también se denomina corrección dinámica y consiste realizar una corrección de tiempo, por las distintas trayectorias que siguió la onda que se reflejó en el mismo PCP (para cada shot point la onda fue recibida en distinto geófono).

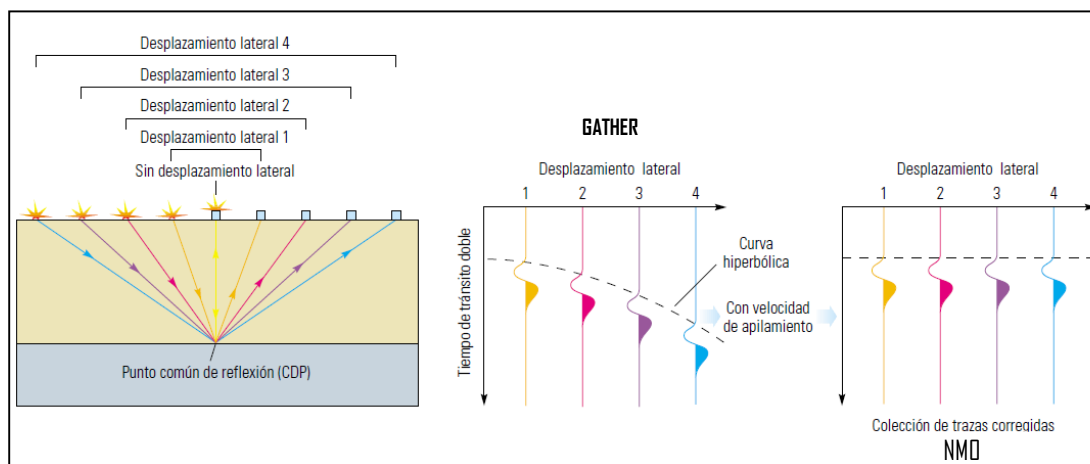
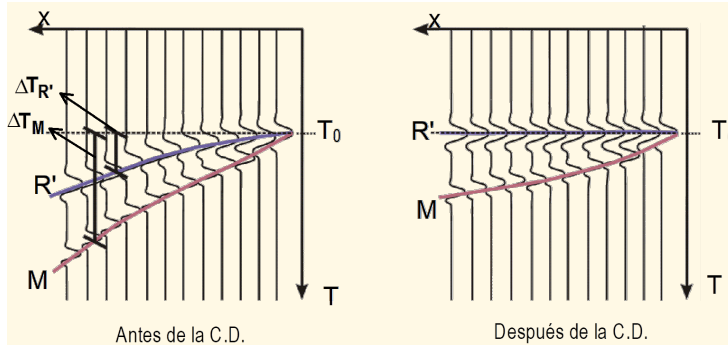


Figura N° 25: recorridos diferentes de la onda, según shot point, para un mismo PCP, registro gather correspondiente indicando tiempos diferentes en cada traza, consecuencia de la trayectoria y finalmente registro gather corregido por NMO (corrección dinámica).

En el gather también pueden aparecer al mismo tiempo T_0 s la Reflexión Real y Múltiple, como el ejemplo de la Figura N° 26, existiendo una mayor curvatura para la hipérbola de la múltiple, que para la real, debida a sus diferencias en los tiempos, al igual que se observa en el registro sísmico obtenido en el campo.

Con base en lo antes mencionado se puede lograr la atenuación de las reflexiones múltiples, al alinear las reflexiones reales con la corrección NMO (poner en fase), resultando las múltiples fuera de fase, entonces al hacer la suma de las trazas, se realzarán las reflexiones reales, atenuándose las múltiples, por otro lado también habrá una atenuación de los ruidos aleatorios de existir en este registro.



Apilamiento: una vez finalizada la corrección dinámica (NMO) se procede a realizar la suma de todas las trazas de un mismo gather, dando como resultado la traza correspondiente al punto común profundo de que se trata, que pasará a conformar una traza de la data sísmica (sección sísmica) interpretable. Así se procede en todos los gather.

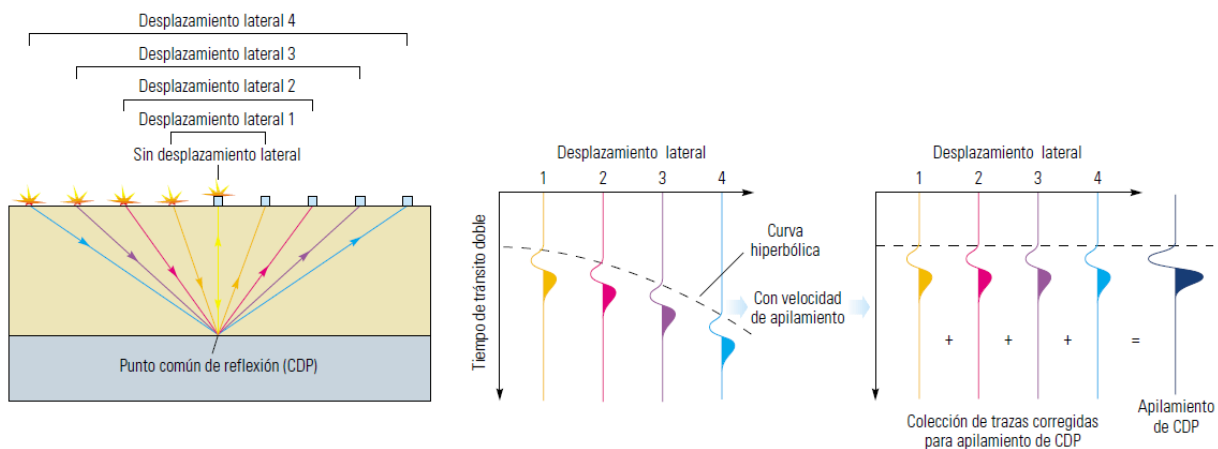


Figura N° 26: recorridos diferentes de la onda, según shot point, para un mismo PCP, registro gather correspondiente indicando tiempos diferentes en cada traza, consecuencia de la trayectoria, registro gather corregido por NMO (corrección dinámica) y finalmente traza resultante del apilamiento.

Finalizada esta etapa de apilamiento, el resultado es una sección sísmica interpretable, la cual puede ser aún mejorada posteriormente, según indicaciones del interpretador.

ETAPA: Post-Apilamiento:

Procesado postapilamiento: Con base en la sección obtenida hasta el momento, la misma puede ser mejorada a partir de la aplicación de nuevos filtros y/o un reproceso de deconvolución, inversión de traza, etc.

Migración: También denominada corrección por buzamiento, puesto que ajusta la localización de los eventos en las trazas sísmicas para compensar el efecto de los reflectores inclinados.

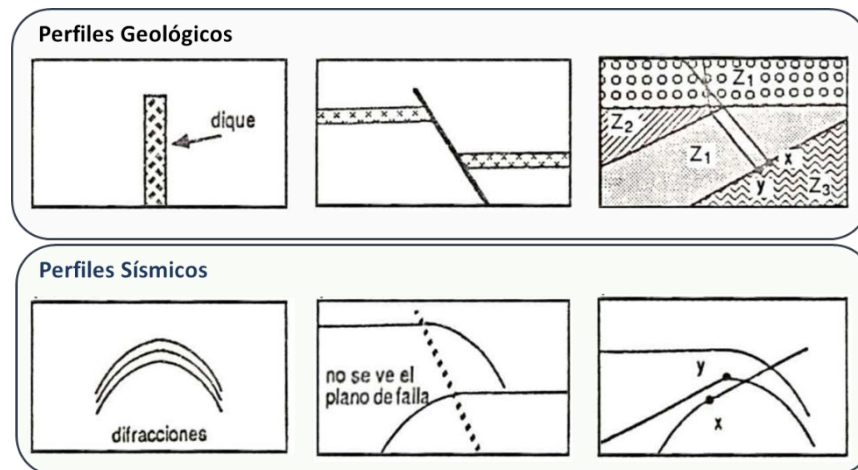


Figura N° 27: Ejemplos de perfiles geológicos y su efecto en el perfil sísmico.

Existen diferentes configuraciones del subsuelo (modelos geológicos), donde los horizontes inclinados afectan a la trayectoria de la onda que incide y producen resultados engañosos en la data sísmica, afectando la posición real de estos horizontes. En la Figura N° 27 se observan distintos ejemplos de modelos geológicos y a su vez el efecto de ello en la data sísmica.

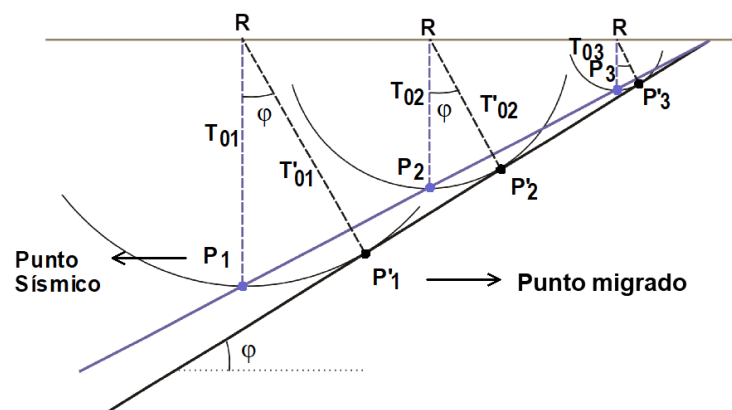


Figura N° 28: Esquema del procedimiento de migración.

Existen distintos métodos para efectuar la migración, uno de ellos es trazando arcos de circunferencia de radio T_0 en la sección sísmica, donde T_0 es el tiempo desde superficie hasta el horizonte inclinado interpretado, dentro de la sección, posteriormente se traza una recta tangente a todos estos arcos de circunferencia, generando un nuevo horizonte inclinado migrado a la posición más correcta. (Figura N° 28).

La migración es opcional, se realiza a pedido del intérprete y cuando los buzamientos son importantes o existen difracciones en la data sísmica que llevan a interpretar como efectos engañosos.

En la Figura N° 29 se muestra ejemplos de secciones antes y después de una migración.

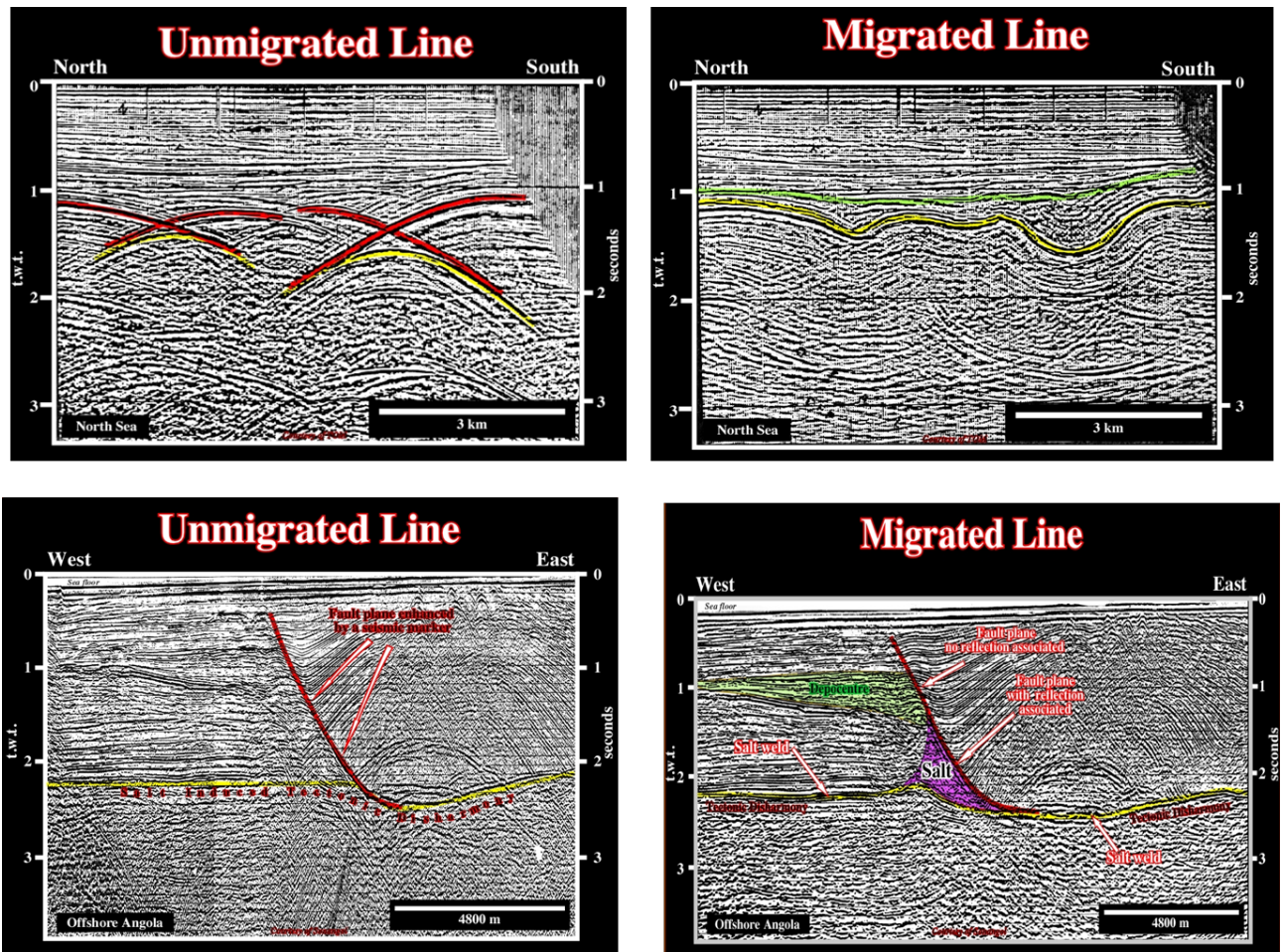


Figura N° 29: Ejemplos de secciones sísmicas, a la izquierda antes de la migración y a la derecha luego de la misma.
Fuente de la imagen: Universidad Fernando Pessoa, Portugal; 2007.

Conversión a Profundidad: Esta es la última etapa de un procesamiento tradicional. En la Unidad N°10 de la asignatura se tratará el tema de la presente conversión.

Índice

1. Introducción	2
1.1. Principales usos en la Exploración de Hidrocarburos	3
2. Expresiones Matemáticas	3
2.1. Caso de capas Horizontales	4
2.2. Caso de capas Inclínadas	4
2.3. Relaciones T-X: Directa-Refractada-Reflejada	5
2.4. Reflexiones Múltiples	6
2.5. Punto Medio Común	8
3. Etapas de la Sísmica de Reflexión	8
3.1. Recopilación de Información y Planificación	8
3.2. Adquisición de Datos en Campo	9
3.3. Procesamiento de Datos	17
ETAPA: Pre-Apilamiento	18
ETAPA: Apilamiento	24
ETAPA: Post-Apilamiento	26