

“...é uma manta curta...”

[“...es una manta corta...”]

Elba de Padua Lima [Tim] (1968)

## ADQUISICIÓN SÍSMICA DE REFLEXIÓN

La historia es bien conocida. El *RMS (Royal Mail Ship) Titanic*, el mayor navío construido hasta entonces, levó anclas y soltó amarras en Southampton el 10 de abril de 1912. (Allí había fallecido tres décadas antes el exilado Juan Manuel de Rosas, heredero del sable de San Martín). Cuatro días después, casi a medianoche, navegaba a todo vapor a 22 nudos (40 km/hora) cuando se topó con un enorme témpano que lo desgarró a estribor. El lujoso barco, considerado inmundible, zozobró en las frías aguas del Atlántico Norte y perecieron 1514 personas.

Unos meses después el alemán **Alfred Wegener** viajó a la mayor isla del planeta, Groenlandia, donde él ya había estado y desde donde cada año son botados miles de témpanos como el de la tragedia e incluso mayores (que demoran unos 3 años en llegar hasta latitudes como la del Titanic, mientras van perdiendo masa). Y a su regreso, a la edad de treinta y dos, Alfred comenzó a exponer la teoría de la deriva de las masas continentales que, además de los contornos de África y Sudamérica, le habían inspirado tales témpanos navegando al garette.



Bishop's College, Lennoxville, Quebec  
(foto ubishops.ca)



El presunto témpano de la tragedia, a escala aproximada con el College  
(foto John Snow Jr.)

**Reginald Fessenden**, en cambio, había nacido en el pequeño poblado de Bolton-Est (en la inmensa Canadá) en 1866, había estudiado en Ontario y luego en el Bishop's College de Quebec, para después mudarse a los Estados Unidos. Cuando ocurrió el hundimiento ya tenía cuarenta y seis años y venía de una extensa saga de inventos, trabajando primero para el ingenioso y egocéntrico **Thomas Edison** y luego en otras compañías. Así, inspirado por los logros del italiano **Guglielmo Marconi**, Reginald había pergeñado dispositivos que estaban vinculados a la telegrafía y a las radiotransmisiones, pero también a las grabaciones sonoras y los prototipos de televisión. Entre 1900 y 1906 había sido el primero en transmitir voz a través de la radio, había logrado la primera comunicación transatlántica de ida y vuelta y había realizado la primera emisión pública de música.

Entonces decidió estudiar la propagación de ondas sonoras en el agua para ayudar en la navegación mediante la detección temprana de témpanos –sobre todo de noche y porque el 89% de la masa está sumergida y abajo es más ancha–, e incluso para ver submarinos, lo cual desarrolló en Londres durante la Primera Guerra Mundial. De modo que fue pionero de la tecnología del sonar. Y de las ondas sonoras pasó a las sísmicas y en 1914 ideó el modo de enviar señales sísmicas al subsuelo para poder visualizarlo en base a los ecos recibidos. Fessenden tuvo que esperar tres años para que se le acreditase la patente del método de prospección sísmica de reflexión, que se sumó a sus otras ;500 patentes! Incluyendo munición trazadora, dispositivos de propulsión turboeléctrica, un tipo de microfilm, *et cetera* (y lo demás), que no fue poco. Casado y habiendo sido padre de un hijo, falleció en su finca comprada en las islas Bermudas en 1932, a los casi sesenta y seis años.

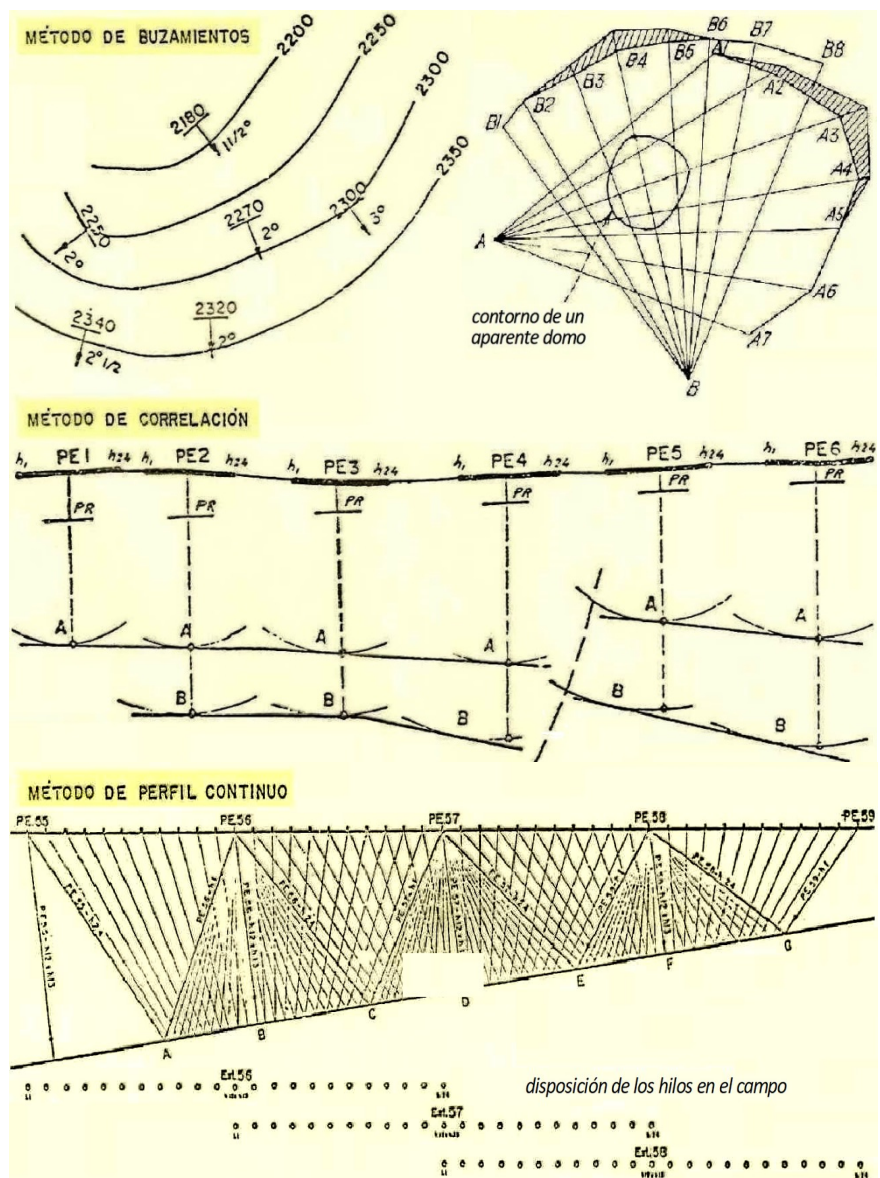
La sísmica de reflexión comenzó a ser aplicada en 1921 –con el mundo recuperándose de la monstruosa guerra y de la aún peor pandemia de gripe española–, por iniciativa de un yankee que había combatido del lado francés. Se trataba de **John Karcher** y lo hizo en la prospección petrolera en Oklahoma (fundando la empresa G.S.I.), compitiendo con la prospección por refracción que realizaba el alemán **Ludger Mintrop** (fundador de Seismos, como fue comentado en el Tema 12). Luego **Ercole (Henry) Salvatori**, un italiano que de niño habían llevado sus padres *a fare l'America* y que había sido uno de los primeros empleados de Karcher, en 1933 se abrió para formar la tercera gran compañía de adquisición sísmica: Western Geophysical. Y más tarde surgieron otras.

Durante los primeros tiempos, básicamente la década de 1920, se utilizó el **método de buzamientos** (véase acá la figura) calculados a partir de datos obtenidos de disparos aislados en distintas direcciones. En 1927 en Estados Unidos fue construido el primer sismógrafo con amplificadores basados en válvulas y durante la década de 1930 ya se comenzó a prospectar con el **método de correlación**, en el que se empezó a trabajar con datos registrados a la largo de una misma **línea sísmica** generando secciones dibujadas a mano, como puede apreciarse en la figura colindante.

Los primeros registros de sísmica de reflexión en Argentina datan de la década siguiente y los hizo un grupo de la Western Geophysical con un equipo analógico en papel sensible –aunque ya desde 1930 las comisiones sismográficas de la empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales venían haciendo sísmica de refracción mediante un primer sismógrafo mecánico en Comodoro Rivadavia, Chubut, y en Campo Durán, Salta–. Y para 1939 eran 6.

Más tarde, desde mediados de los años 40, se inició la aplicación del **método de perfil continuo**, en el que para cada punto emisor hay varios puntos de recepción hacia delante y atrás, generando una serie de registros cercanos y continuos a lo largo de la misma línea sísmica.

La grabación de los registros era galvanométrica, pero seguía siendo manual su graficación, como se ve en la siguiente sección hecha por



(figuras modificadas de Geofísica Exploración Y.P.F.)

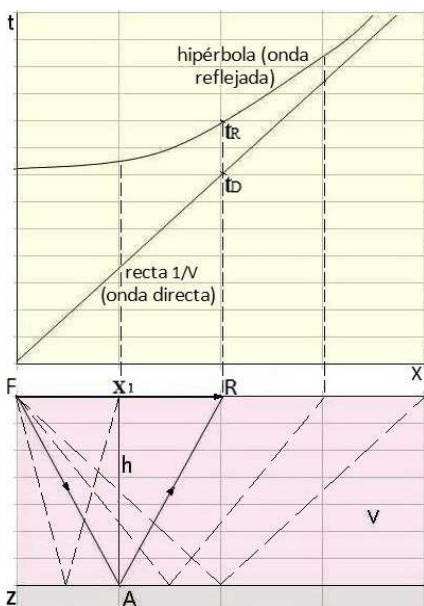
una comisión sismográfica de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, empresa que hizo crecer a muchas regiones. En 1956 el estadounidense **Harry Mayne** propuso el **método de apilamiento o suma** (*stacking*), también conocido como de **recubrimiento múltiple** (*multiple fold*), Punto Común Medio o PCM (*Common Medium Point o CMP*), y el correspondiente procesamiento de la información en computadora, cuyo desarrollo (en el Massachusetts Institute of Technology) fue fundamental para hacer posible la aplicación práctica del método. Éste comenzó a ser empleado en Argentina en 1964 por Y.P.F. con los típicos carretes de cinta magnética ancha. Harry Mayne había sido gran jugador de fútbol americano en su juventud. En 1968 era el prestigioso presidente de la Society of Exploration Geophysicists. En Argentina ese año San Lorenzo salió campeón de fútbol inglés. El director técnico era el brasileño Tim (Elba de Padua Lima) y, aunque probablemente él nada sabía de sismica, su referida tesis sobre la manta tiene permanente aplicación en prospección por reflexión de ondas.



Método del perfil continuo (sección sísmica dibujada por ingenieros de Y.P.F.)

**CONCEPTOS BÁSICOS**

Bien, hasta aquí mucho Gre Gre. Pero todavía no hemos dicho Gregorio. Hagamos pues el intento. El método sísmico de reflexión (del latín *reflexio*, flexión hacia atrás) requiere de producir microsismos artificiales por medio de una explosión, impacto, vibración, implosión en agua, etc., similar a los registros de refracción. Pero en esta variante prospectiva –la más usada de todas las que existen en geofísica– no basta con registrar el tiempo de primer arribo en cada sismograma, como en cambio sí ocurre en sismica de refracción. Aquí **se debe registrar bien toda la traza**, hasta el tiempo de ida y vuelta de la energía sísmica calculado para cubrir los objetivos de interés. Se graban entonces las **amplitudes y tiempos de llegada de las ondas reflejadas**



Esquema de sección sísmica –abajo– y gráfica x-t de arribos sísmicos; ver texto.

en las interfaces geológicas del subsuelo. Los sismómetros o receptores (geófonos o hidrófonos) convenientemente ubicados captan la data y la envían a un sismógrafo donde se la graba y grafica. La expresión general para eventos reflejados es:  $\nabla^2 \mathbf{u} - \frac{\partial^2 \mathbf{u}}{\partial t^2} = 0$  ( $\mathbf{u}$  es el desplazamiento,  $\mathbf{v}$  la velocidad P o S, y  $t$  el tiempo)

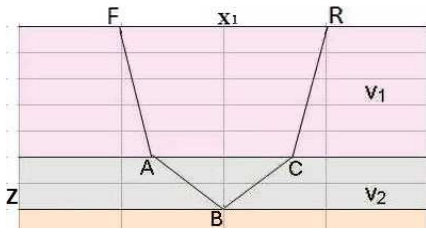
La ecuación de los arribos de ondas sísmicas reflejadas involucra tiempo  $t$  (en ordenadas en la gráfica adyacente), distancia horizontal  $x$  (en abscisas) y dos incógnitas: velocidad  $v$  y profundidad  $h$ . La onda directa desde F (posición de fuente) hasta R (posición de estación receptora, a distancia  $x_1$ ) demora el tiempo  $t_D$ . El camino reflejado toma un tiempo  $t_R$  y es el que desciende desde F, rebota en A y asciende hasta R, como se esquematiza abajo. Otras  $n$  trayectorias que parten de F y llegan a otras posiciones de R más cercanas y lejanas (en trazos) delimitan una **hipérbola para la onda reflejada**. Las puntos de arribo de la **onda directa dan la recta inclinada**. Para la reflexión tenemos:  $t = SA/v + AG/v \Rightarrow t = 2 SA/v$

$$SA^2 = h^2 + (x_1/2)^2 \Rightarrow SA = \sqrt{h^2 + (x_1^2/4)}$$

$$t = (2/v) \sqrt{h^2 + (x_1^2/4)}$$

$$\frac{t^2}{4h^2/v^2} - \frac{x_1^2}{4h^2} = 1$$

que es la ecuación de una hipérbola,

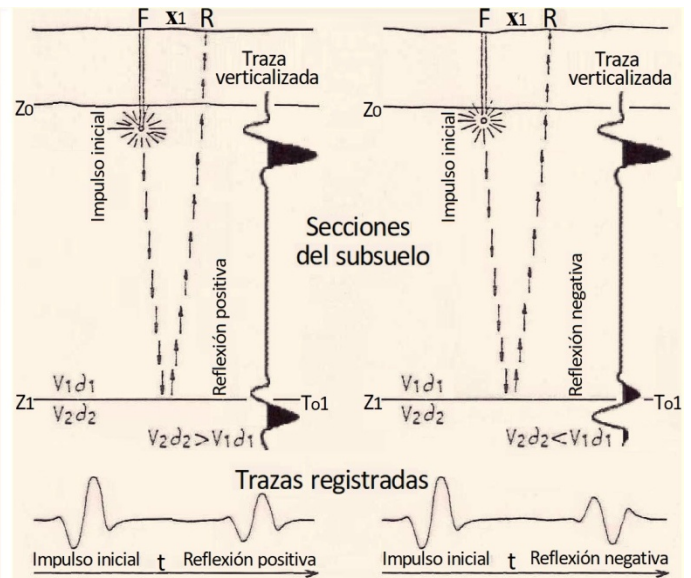
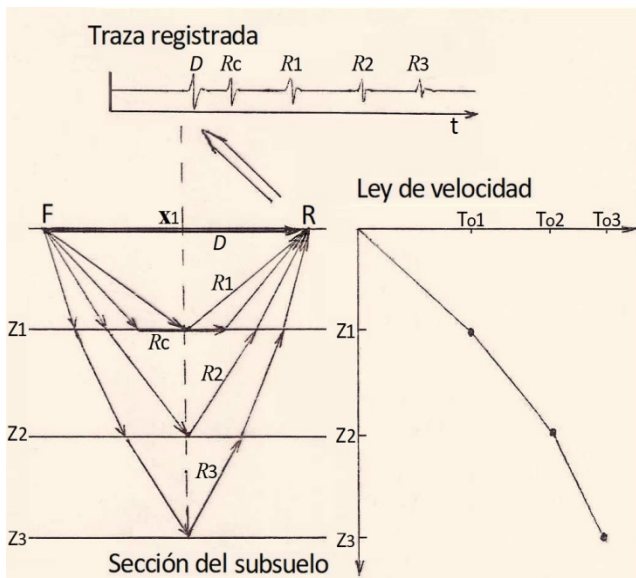


Sección con otra capa atravesada.

En este segundo caso de la izquierda (que incluye refracciones intermedias a la ida y al regreso) el cálculo es más largo, pero en esencia no cambia. El camino hasta reflexiones en capas más profundas incluirá tantas refracciones intermedias como capas sean atravesadas.

En la siguiente **sección del subsuelo** se esquematiza una fuente F de una serie de trayectorias de rayos refractados y eventualmente reflejados ( $R_n$ ) en interfaces a distintas profundidades  $Z_n$ , más el rayo directo D, que convergen en una estación receptora R. También se indica la refracción con el ángulo crítico ( $R_c$ ) en la primera interfaz. La **traza registrada** esquemática muestra su arribo entre la onda directa y la primera de las tres ondas reflejadas. Los  $t$  son **tiempos dobles** (de ida y vuelta, *Two Way Time* o *TWT*). Éstos son luego recalculados trigonométricamente para trayectorias virtuales de bajada y subida verticales desde el punto intermedio entre F y R, llamados  $T_0$ , que pueden representarse en una **ley de velocidad**, o sea una relación tiempo-profundidad, concepto similar al de las dromocronas en sismica de refracción, pero que en este caso representa la demora en bajar y subir **por caminos virtualmente verticales**.

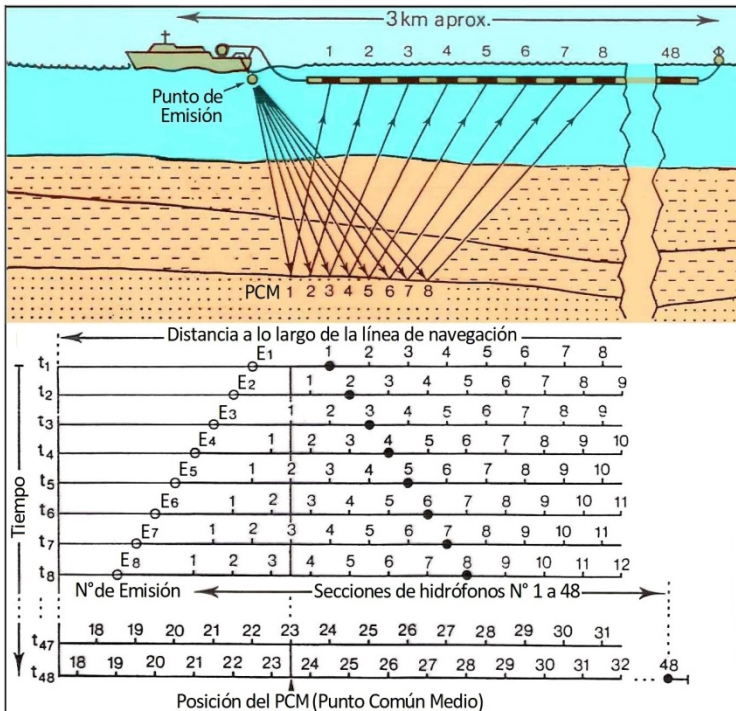
con el ángulo crítico ( $R_c$ ) en la primera interfaz. La **traza registrada** esquemática muestra su arribo entre la onda directa y la primera de las tres ondas reflejadas. Los  $t$  son **tiempos dobles** (de ida y vuelta, *Two Way Time* o *TWT*). Éstos son luego recalculados trigonométricamente para trayectorias virtuales de bajada y subida verticales desde el punto intermedio entre F y R, llamados  $T_0$ , que pueden representarse en una **ley de velocidad**, o sea una relación tiempo-profundidad, concepto similar al de las dromocronas en sismica de refracción, pero que en este caso representa la demora en bajar y subir **por caminos virtualmente verticales**.



Esquemas de sección geológica, sismograma y gráfica Z- $T_0$ . Secciones y tipo de ondículas en trazas registradas; ver texto.

La figura a la derecha representa las ondículas (*wavelets*) resultantes de una reflexión en una sucesión de impedancias acústicas ( $V \cdot \delta$ ) normal (aumenta en profundidad) o inversa (menos frecuente pero que ocurre en no pocas interfaces). La forma de onda en el primer caso es esencialmente la misma que tenía el impulso inicial a poco de salir de la fuente –ya que justo al salir es mucho más aguda– y tal forma se invierte en el segundo caso, además de que su amplitud variará según sea en cada una de las interfaces el coeficiente de reflexión (CR, debido al contraste de impedancias acústicas entre dos medios en contacto). Existe además una **convención de polaridad** americana –empleada en Latinoamérica– según la cual si  $V_2 \delta_2 > V_1 \delta_1$  (CR positivo) el pico que va hacia arriba (o a la derecha) es mayor que el valle que va hacia abajo (o a la izquierda). Lo contrario (CR negativo para  $V_2 \delta_2 < V_1 \delta_1$ ) se representa con un valle mayor que el pico. (En la convención europea para  $V_2 \delta_2 > V_1 \delta_1$  el valle es mayor que el pico pese a que CR sigue resultando numéricamente positivo). Los picos se suelen pintar de negro y los valles se dejan si pintar o van en blanco. Pero también se suelen elegir otras gamas de color, por ejemplo con azules cada vez más oscuros para amplitudes positivas crecientes, blanco para el cruce de la onda por amplitud cero y ocres sucesivamente más oscuros para amplitudes negativas crecientes. O la paleta de colores que más agrade al intérprete sísmico en pantalla para su labor científico-pictórica...

El **método de punto común medio solía llamarse de punto común profundo** (PCP, en inglés *CDP*), pero no es común (coincidente) en el subsuelo cuando éste inclina, salvo tras una migración pre-apilamiento (Tema 15, pág.384). Su principio de aplicación es el mismo sea en adquisición marina que terrestre. Se lo esquematiza en la figura sucesiva. Desde la posición dibujada del barco (fuente en el punto de emisión  $E_1$ ) la energía viaja omnidireccionalmente, pero se grafica el rayo que rebota en la posición del PCM 1 en subsuelo y llega al punto 1 de recepción a lo largo de la línea de hidrófonos. El barco se mueve continuamente, luego se halla en  $E_2$ , emite y el rebote en el mismo lugar de antes va a parar ahora al punto 2 de recepción (que también se corrió un poco,



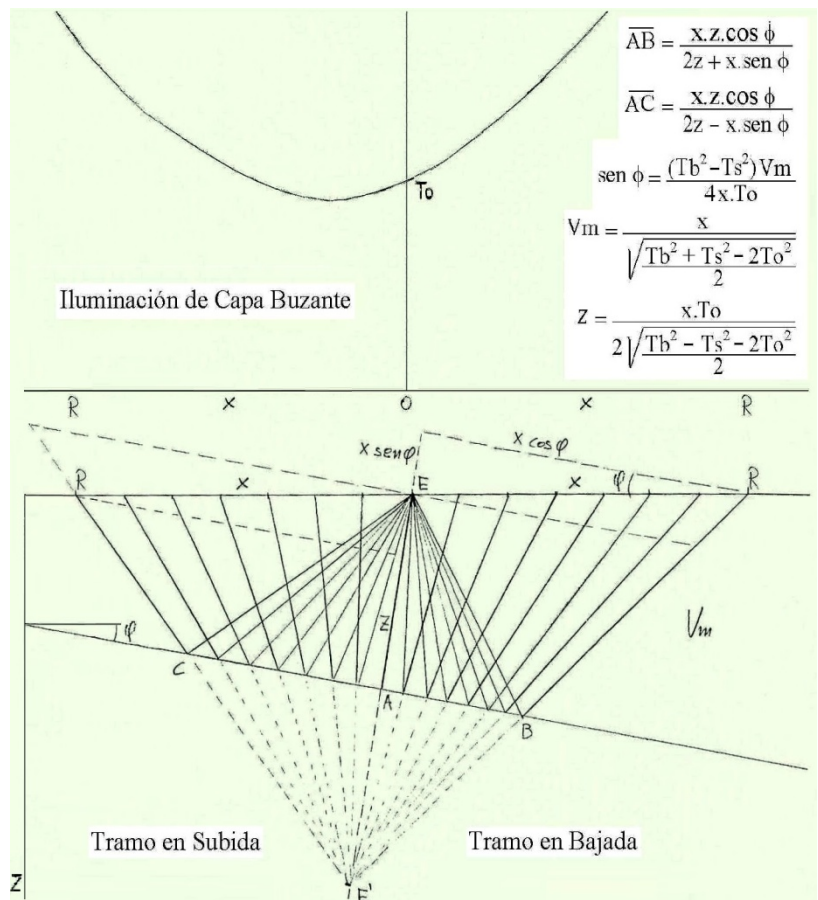
Adquisición de PCMs en una línea (modific. de McQuillin et al., 1979)

arrastrado por el barco). Y así sucesivamente hasta tener 48 rebotes en ese mismo punto común medio (y otros muchos aquí no graficados en todas las interfaces que haya verticalmente abajo y arriba de él), lo cual se logra cambiando las posiciones de fuente y receptores en la superficie (indicado por pasos en la parte inferior del esquema). Y lo mismo ocurre para cualquier otro punto en el subsuelo a la izquierda y derecha del PCM 1, o sea en otros PCM. Y nótese que **la separación entre los puntos de recepción (y de emisión) en la superficie resulta aproximadamente el doble que la separación entre los puntos comunes medios en el subsuelo.**

La figura acá abajo ilustra las trayectorias de rayos desde una fuente hasta receptores hacia ambos lados en un caso de horizonte reflector inclinado. Además se ilustra la hipérbola de reflexión resultante y las fórmulas (obtenidas mediante deducciones trigonométricas) para poder calcular los tramos iluminados (AB y

AC), así como el ángulo de inclinación de la interfaz, la velocidad media  $V_m$  entre el horizonte y la superficie topográfica, y la profundidad  $Z$  medida perpendicular a la capa. Se puede ver que la longitud superficial total con receptores es el doble que la longitud iluminada en el subsuelo (en verdad algo mayor al doble en el tramo derecho y algo menor en el izquierdo).

En definitiva, ya sea que se trate de sísmica bidimensional o de la más moderna tridimensional, cada punto en subsuelo se registra varias veces a partir de distintas posiciones de emisión y recepción, resultando así el **apilamiento**, que en los primeros años era de 6 veces (en la jerga suma de 6, o de 600%), fue aumentando con el progreso tecnológico y actualmente suele ser de 48 (4.800%) o más para trabajos de sísmica 3D, mientras que en trabajos de adquisición 2D suele recurrirse a 96 (9.600%) o más, es decir que **en general se emplea un mayor recubrimiento cuando los datos se adquieren sólo en líneas separadas**, ya que en las secciones resultantes no hay control de información lateral como en cambio sí ocurre en un volumen (3D). En cualquiera de los casos, la tarea será **conseguir que las señales reflejadas sean separadas de los múltiples ruidos que la interfieren**, como cuando se intenta escuchar a alguien (que tiene algo interesante que decirnos) en medio de una bulliciosa reunión.



Abajo, esquema de los rayos de reflexiones en una interfaz inclinada; arriba, su hipérbola graficada en  $x-T_o$  obtenida de los tiempos de llegada a distintas estaciones receptoras —a diversas distancias  $x$ — en la superficie.

Una parte de esa discriminación se realiza con adecuadas estrategias al registrar los datos de campo. Otra parte se hace en gabinete al aplicar las correcciones del método en la serie de etapas de procesado para llegar a secciones o volúmenes de información sísmica. Pero *con los años cada vez más se define en el procesamiento para evitar perder información que podría aprovecharse gracias al veloz avance informático*. Y luego se interpretará la información, ya registrada y corregida, en términos geocientíficos, petroleros u otros. Algo que, entre otras cosas, requiere el esfuerzo de discriminar lo que todavía ni la adquisición ni el proceso hayan logrado separar del ruido, tarea esta vez a cargo de la flexible red de microprocesadores de nuestro cerebro, ingresando la data por el doble sistema de lentes captadores del espectro de 4,5 a 7,5.10<sup>14</sup> Hz.

## ETAPAS EN LA ADQUISICIÓN DE SÍSMICA DE REFLEXIÓN

A continuación se expone un esquema general de las etapas del trabajo de adquisición sísmica de reflexión, que en cada caso particular tendrá sus variantes en las formulaciones cronológicas y tópicos específicos relativos al área del programa o proyecto. *La 2D ya sólo se emplea con bajos presupuestos o situaciones complejas.*

- **Planeamiento sísmico general.**
- **Planeamiento legal y ambiental.**
- **Solicitud de permisos de los superficiarios**
- **Licitaciones de servicios contratados** (de operaciones sísmicas, transportes, comedor, enfermería, etc.)
- **Levantamiento topográfico**, comentado muy brevemente en el Tema 13, pág.346.
- **Apertura de picadas, sector de campamento, etc.**
- **Sísmica de refracción**, que en prospección terrestre casi siempre se registra en forma de dromocronas horizontales y/o verticales para conocer el espesor y velocidad de la capa meteorizada para el cálculo de las correcciones estáticas, según lo referido en el Tema 12 (pág.323,325,330). En casos de baja complejidad de esta capa superficial, o bien de bajo presupuesto, pueden hacerse los cálculos directamente desde los registros de reflexión sísmica, pero en general no se recomienda porque, al no estar registrados con esa finalidad, el margen de error es mayor y las correcciones estáticas pueden resultar críticamente imprecisas. Y en sísmica marina o lacustre pueden requerirse registros de refracción si hay variaciones bajo el fondo (ver Tema12, pag.329).
- **Pruebas de ruido y señal**, que consisten en ensayos preliminares, con distintas variantes en la fuente y magnitudes del dispositivo de receptores, mediante los cuales se hace un diagnóstico de las perturbaciones que se van a producir durante la adquisición rutinaria. La finalidad es determinar los parámetros más apropiados para maximizar la relación señal/ruido en función de los objetivos buscados y criterios de amortización presupuestaria, es decir la relación costo/beneficio.
- **Adquisición de rutina**, en la que debe cuidarse la correcta respuesta instrumental, junto con los costos, la seguridad y el medioambiente. Debe procurarse el registro de buenas amplitudes de la señal, pero sobre todo de altas frecuencias, siempre el parámetro más huido. Esto es así porque el subsuelo configura un severo filtro corta-altos frente al viaje del frente de ondas, es decir que reduce la amplitud de altas frecuencias, tanto más cuanto más altas sean y cuanto mayor sea el viaje de ida y vuelta. Es entonces fundamental no empeorar las cosas por evitables limitaciones instrumentales.

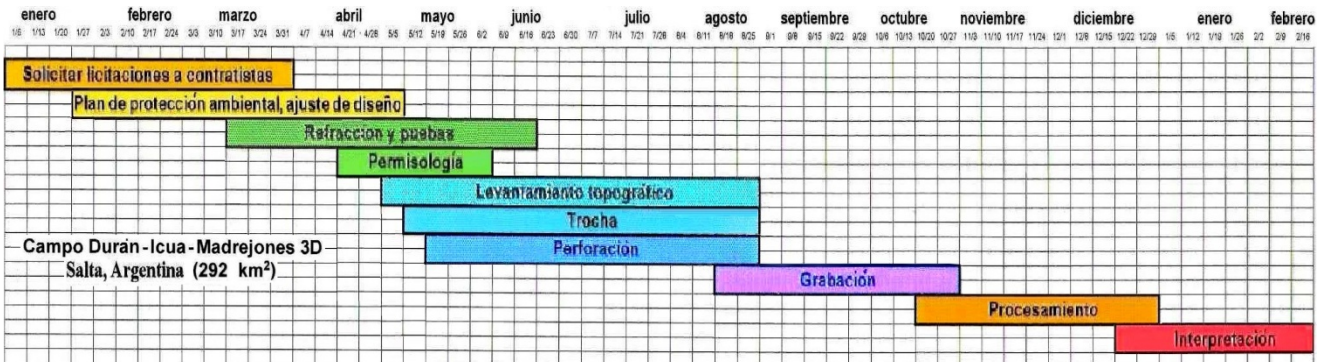
Un recaudo al que suele recurrirse es el **filtro ranura** (*notch filter*), que elimina una frecuencia específica que constituye un ruido identificable, por ejemplo de líneas de alta tensión de la zona, en torno a los 55 Hz.

*Las amplitudes A de los registros sísmicos y de los acústicos se expresan en decibeles*, escala logarítmica decimal (cada punto es 10 veces mayor que el anterior) que en el aire toma un cero de referencia de 20 µPa.

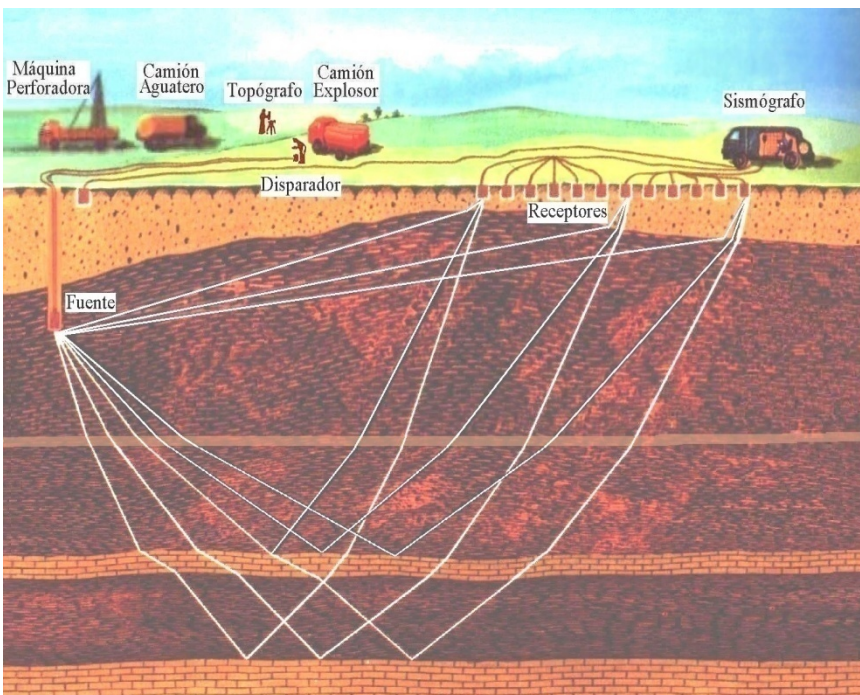
*Para cuantificar la ganancia o atenuación de los dispositivos resulta:*  $A \text{ (db)} = 10 \log (A \text{ salida} / A \text{ entrada})$   
(Un decibel es un décimo de bel o belio, llamado así por **Alexander Bell**, escocés que patentó el teléfono en 1876 para la Western Union en Estados Unidos, aunque la idea es como que le hubiese sido copiada al italiano **Antonio Meucci** que lo había concebido en 1857).

*La diferencia entre las ondas sísmicas compresionales y las acústicas o sónicas* (sinónimos) **es sólo el rango de frecuencias máximas**, que en el primer caso proceden de fuentes de entre 100 y 300 Hz –y generan registros en general no superiores a 100 Hz–, mientras que en el segundo caso las fuentes pueden entregar hasta 20000 (umbral auditivo humano) e incluso más de 30000 Hz y los registros obtenidos (de pozo o de sonar de sustrato) pueden acercarse o aun superar bastante el rango de los 1.000 Hz.

Arriba de la página siguiente se ve un cronograma específico de adquisición sísmica 3D (incluyendo luego el tiempo de procesamiento y de una interpretación básica inicial del programa) en un ejemplo de prospección terrestre de envergadura en el noroeste argentino. (La palabra grabación se refiere a la adquisición de rutina).



Cronograma de un proyecto sísmico (modificado de Tecpetrol)



Esquema de adquisición; se indican sólo algunos rayos (modificado de Salvat GT)

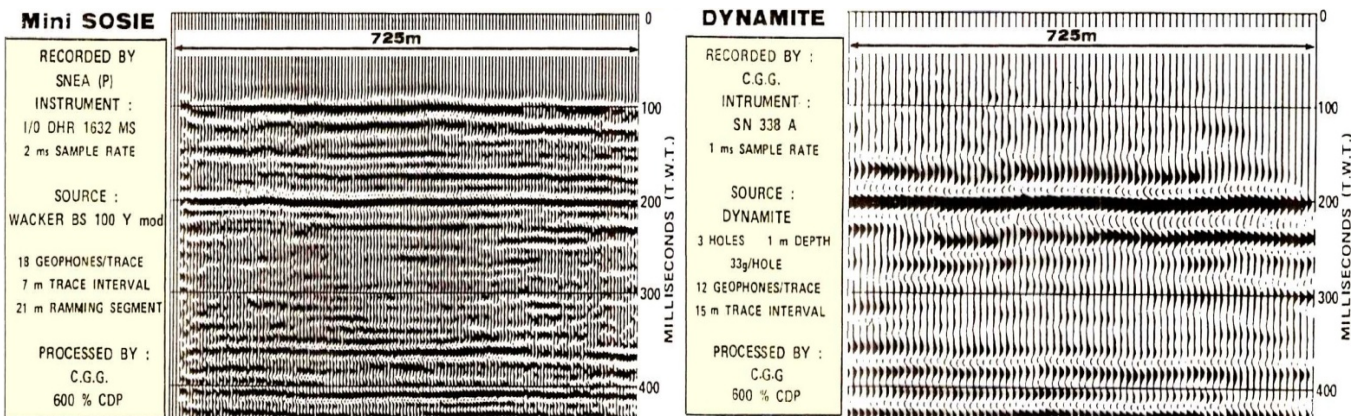
**PARÁMETROS DE CAMPO**

**Tipo y Potencia de la Fuente**  
(source type and power)

Según pruebas de calidad de señal, criterios logísticos y de la relación costo/beneficio. Podemos discernir potencia y número de cañones de aire (frecuentemente 2), o cantidad de vibradores y tipo de barrido (lineal o logarítmico, duración total –desde unos 6 a 16 segundos– y límites de frecuencia, 8 a 120 Hz como valores usuales), o parámetros varios según el tipo de fuentes utilizadas, que en general habrán de enviar cada disparo al unísono. Si fuera el caso de explosivos, deben definirse la profundidad (idealmente bajo la base de la capa meteorizada), tipo de explosivo y cantidad de carga (100 gramos hasta más de un kg) o la cantidad,

separación mutua y profundidad de los pozos múltiples, si en lugar de uno fueran varios en cada disparo (por ejemplo 3 pozos a 5 m y con 200 gr de nitroglicerina cada uno), siempre con la ya comentada activación mediante detonadores eléctricos situados junto a la carga en el fondo del hoyo.

**Con cualquier fuente, la energía requerida depende mucho del espesor y competencia de la roca o sedimentos superficiales, ya que es ahí donde más se pierden amplitud y altas frecuencias (imprescindibles éstas en los registros para ver mayor detalle en subsuelo).** En las figuras siguientes se comparan secciones sísmicas finales procesadas a partir de registros de campo obtenidos de dos distintas fuentes: martillo vibratorio y explosivo.



Secciones finales comparadas de distintas fuentes en Orléans, Francia (modificado de Compagnie Générale Géophysique)

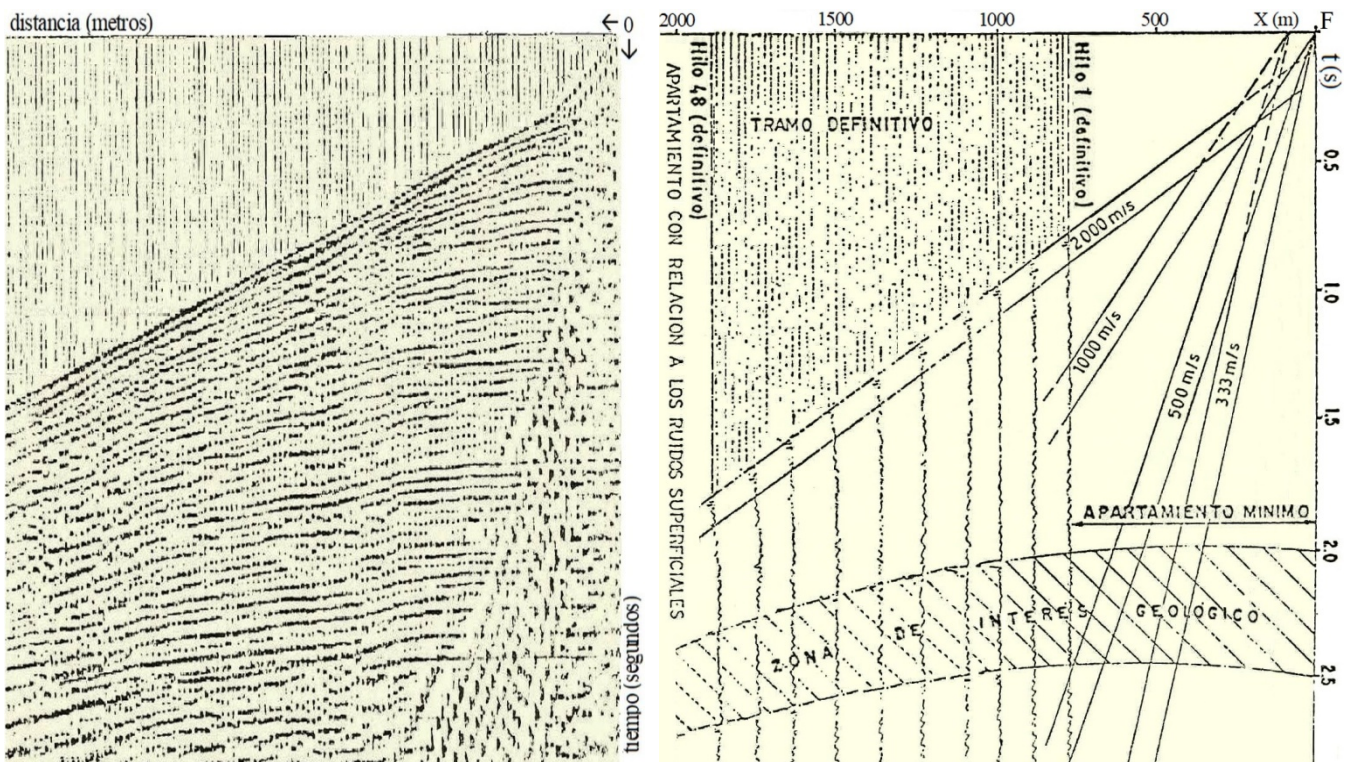
Es claro que la sección a partir de fuente vibratoria (*Mini Sosie*) permite ver mayor detalle –es decir que tiene mejor resolución sísmica– que la registrada con fuente explosiva (dinamita). Empero, debe prestarse atención a las condiciones particulares de la comparación: seguramente la sísmica en base a explosivo podría mejorarse con mayor carga por pozo, mayor profundidad de pozos, etc. y en tal caso habría que evaluar el costo de una y otra alternativa, así como las ventajas operativas y los riesgos humanos y ambientales en una y otra opción.

### Dispositivo de Receptores (*receiver spread pattern*)

Se define, también en este caso, como resultado de pruebas de campo y siguiendo los siguientes criterios.

#### -Mínimo apartamiento (*near offset*):

distancia superficial horizontal semejante a la profundidad mínima de interés prospectivo y suficiente para alejarse de la zona del registro en la que son máximos los ruidos superficiales (ondas refractadas críticas, directa, aérea, *ground roll*, etc.), es decir la zona de arreglos de receptores más próximos a la fuente, como se indica en la figura siguiente, donde para un cierto registro de campo se resuelve la distancia hasta la primera traza o hilo. Valores comunes en sísmica petrolera son de entre 600 a 1.000 metros de mínimo apartamiento.



Izquierda, registro sísmico de campo; derecha, boceto de éste señalando informaciones varias; 1000 m/s es la velocidad de la onda directa, 2000 corresponde a la primera refractada con ángulo crítico, 500 a un ruido superficial y 333 m/s a la onda aérea; se decide registrar del hilo 1 al 48; véase que dentro del apartamiento mínimo muchos ruidos interfieren con las ondas reflejadas –señal– para los tiempos de arribo de interés geológico (modific. de Geofísica Exploración Y.P.F.)

#### -Máximo apartamiento (*far offset*):

distancia horizontal semejante a la profundidad máxima de interés prospectivo y no tan grande como para tener mucha conversión de modo a ondas S –producto de una reflectividad muy oblicua–, si no fueran éstas lo que deseamos obtener en los registros. Valores habituales para sísmica de prospección petrolera son del orden de los 2.500 a 3.500 metros. Esto, combinado con el apartamiento mínimo, define una ventana a registrar, usualmente referida como “la manta corta” (concepto análogo al definido por Tim para lograr el Metropolitano de 1968 ante el legendario Estudiantes): “*si te tapas los pies te descubres la cabeza y si te tapas la cabeza te descubres los pies*”, aunque, claro, para él los pies eran la defensa y la cabeza era el ataque del equipo cuervo (luego papal).

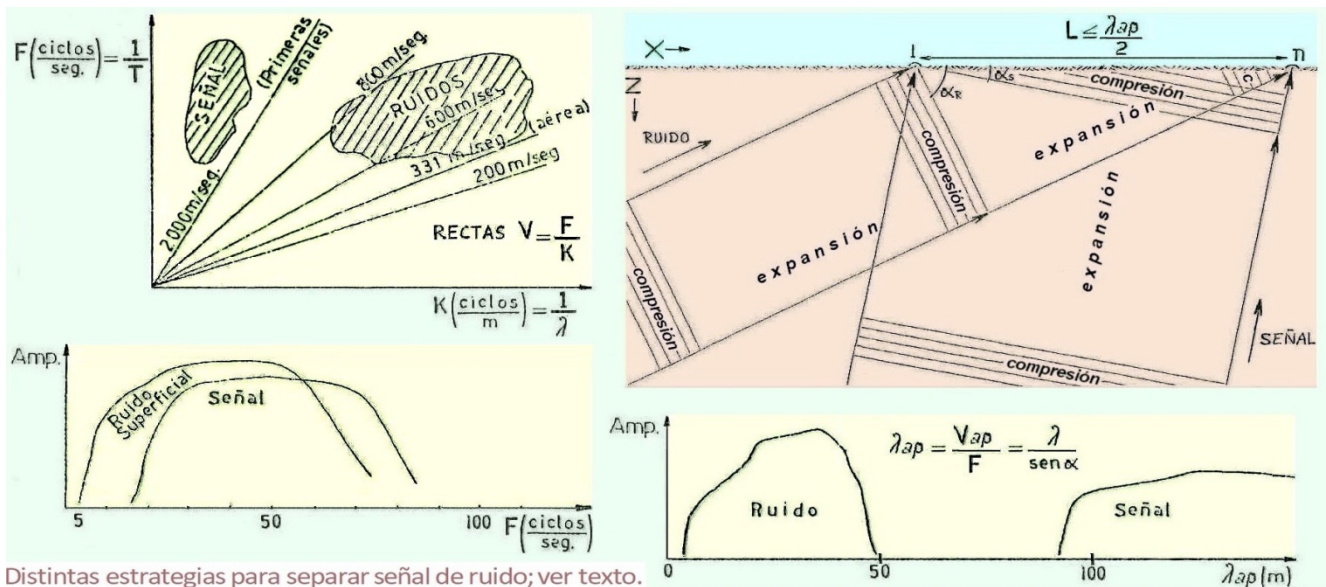
#### -Longitud del arreglo (*array length*):

longitud horizontal para que la señal no difiera más de medio ciclo entre su arribo al primer y al último receptor del arreglo y tal que difiera en más de medio ciclo para la fracción de ruidos superficiales todavía presentes, es decir supervivientes al criterio ya adoptado para el mínimo apartamiento. Valores de longitud habituales del arreglo de receptores son de 30 a 50 m, magnitud que representa la distancia horizontal entre el primer y último sismómetro de una estación receptora, también llamada estaca, canal, hilo o traza. En otras palabras, todos esos

receptores a lo largo de los 20, 35 o 50 metros en los que están desplegados –y conectados eléctricamente– funcionan como un conjunto de oídos que *escuchan en simultáneo* y refieren lo percibido al unísono como si todos hubiesen estado en el punto medio o estaca central de dicho arreglo.

Podríamos teóricamente definir **velocidades aparentes** que resultan de dividir la longitud del arreglo  $L$  por la diferencia de tiempo entre el arribo de un dado frente de onda (proveniente de una reflexión o de un ruido) al primero y al último receptor de dicho arreglo. Es decir que:  $V_{ap} = L / \Delta t$

La  $V_{ap}$  resulta igual a la velocidad real sólo si los arribos son horizontales (como las ondas directa o aérea), crece cuando los arribos son oblicuos y se llega a hacer infinita para arribos verticales desde el subsuelo (que casi siempre serán señales, es decir reflexiones). O sea, cuanto mayor  $V_{ap}$ , más probabilidad de que se trate de una señal. En la figura siguiente esto está bosquejado arriba a la derecha, definiéndose el valor  $L$  deseable como la mitad (o menos) de la longitud de onda aparente  $\lambda_{ap}$  del ruido superficial a suprimir. Es así porque el muestreo en un instante dado será hecho en contrafase entre los primeros y los últimos receptores del arreglo (unos escucharán una amplitud positiva –compresión si es onda P– mientras los otros una negativa o expansión) con lo cual su registro resultará prácticamente cancelado. Mientras que para una señal, proveniente de una trayectoria muy vertical, todos los receptores del arreglo (desde el 1 hasta el  $n$ ) en un instante de muestreo oirán casi lo mismo, en fase, que en la figura está dado por una compresión, y su registro se verá entonces reforzado. Si interesa registrar ondas S, sabemos que éstas oscilan transversalmente y genera picos y valles en lugar de compresiones y expansiones, pero el concepto a este fin no cambia. Es análogo a lo visto con ondas EM.



Distintas estrategias para separar señal de ruido; ver texto.

Abajo a la izquierda de la figura se representa un espectro de distribución de las amplitudes de la señal y de los ruidos en función de sus frecuencias, que aparecen en gran parte superpuestos, lo que nos está indicando la dificultad de discernir unos de otros componentes del registro a partir de este parámetro. El espectro a su derecha, en cambio, muestra que, si los separamos en términos de la longitud de onda aparente, podemos efectivamente discriminar señal de ruido, que es lo que se está llevando a la práctica gracias al establecimiento de una determinada longitud  $L$  de cada arreglo de receptores (que serán todos idénticos en un mismo proyecto de adquisición sísmica). A su vez puede definirse una frecuencia espacial  $K$  o número de onda (inversa de la longitud de onda) que al ser calculado empleando una velocidad aparente  $V_{ap}$  resulta también en un número de onda aparente:  $K_{ap} = F / V_{ap}$  (donde  $F$  es la frecuencia).

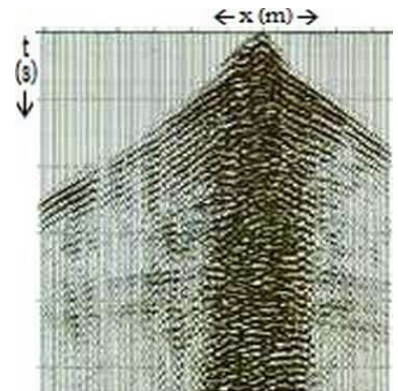
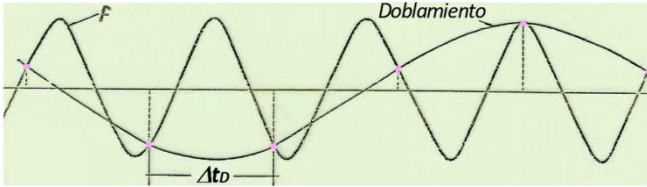
Las **gráficas F-K** ( $F$  en ordenadas,  $K$  en abscisas) expresan rectas de velocidades que parten del origen de coordenadas y permiten diferenciar señal de ruido, como se ilustra arriba a la izquierda de la misma figura.

La figura arriba de la siguiente página ilustra tres secciones sísmicas resultantes de pruebas de campo obtenidas en un área en los Estados Unidos con tres arreglos diferentes, a saber: 340, 85 y 170 pies, respectivamente. El primero (izquierda) resulta en una sección limpia (poco ruidosa) pero con baja definición de la señal, de modo que se ha eliminado el ruido pero también parte del dato deseado (reflexiones). El segundo (centro) da una sección con mucho mejor señal (de mayor amplitud) pero muy ruidosa (efecto visual de picoteo). El tercero ofrece una aceptable combinación de señal buena y ruido bajo. Ergo, estirar o acortar el arreglo es una decisión crítica para permitir la adquisición de señal y de ruido en fase o en contrafase en cada caso.



Donde  $\Delta t$  es el intervalo temporal de muestreo y  $f_{\text{máx}}$  es la frecuencia máxima que se desea cosechar. El intervalo elegido en sísmica antiguamente era de 4 ms (así estaba cubierto para frecuencias de hasta 125 Hz, más que suficiente), pero la evolución técnica desde hace muchos años permite muestrear cada 2 ms a fin de tener un intervalo asegurado para las frecuencias más altas de ruidos aliados. Igualmente se dispone de un **filtro antialias**.

$\Delta t$ : intervalo de muestreo insuficiente, el resultado es la forma de onda que se indica como *Doblamiento*  
 $f$ : frecuencia real de la onda que debe muestrearse con  
 $\Delta t \leq 1/2 f_{\text{máx}}$

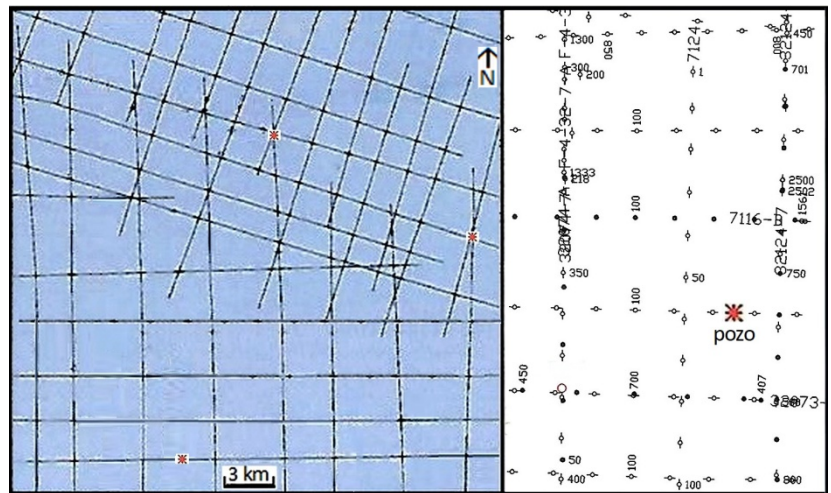


Registro sísmico cuasisimétrico.

A la derecha un registro de campo, donde la franja central es todo ruido y se suprimirá. Este es un ejemplo cuasisimétrico, con la fuente algo más a la derecha de la parte central y tendidos de receptores hacia uno y otro lado (más de un lado que del otro; si no, sería simétrico). **En sísmica marina se obtienen registros asimétricos**, por la imposibilidad de tener receptores delante de la fuente, o sea que todas las trazas están de un solo costado.

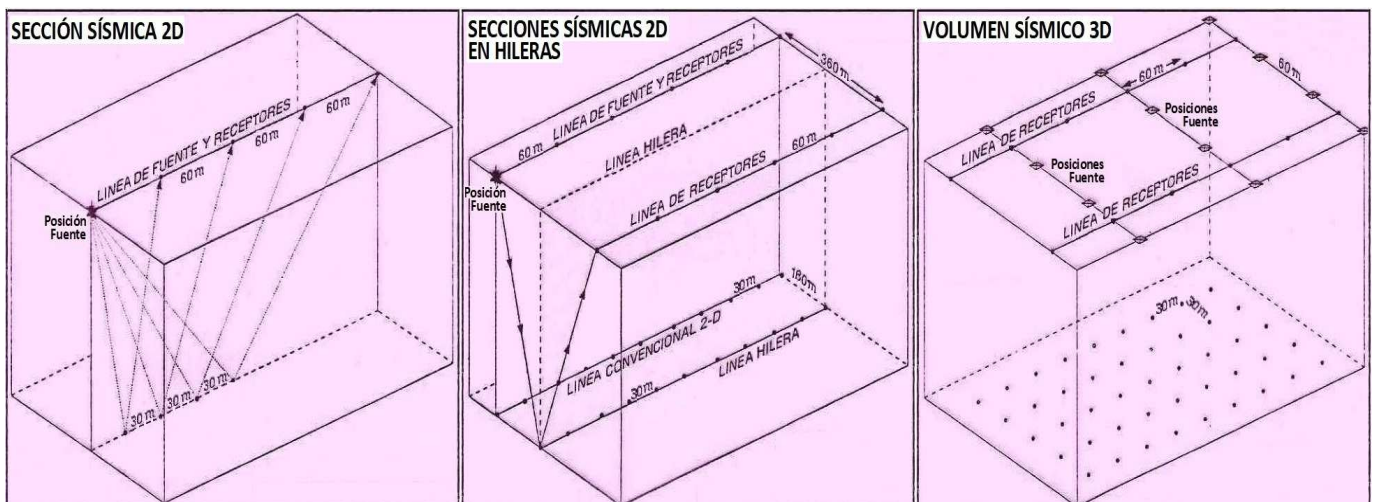
**SÍSMICA 2D Y 3D**

En sísmica **bidimensional o 2D** los parámetros anteriormente comentados se determinan a lo largo de las líneas predefinidas. Lo más usual es un mallado ortogonal donde los dos juegos de líneas son aproximadamente uno perpendicular y el otro paralelo al rumbo dominante de las estructuras geológicas de la zona prospectada. El distanciamiento entre líneas resulta función del objetivo, en general unos 2 a 4 km de lado para mallados regionales en etapas iniciales de exploración y era de cerca de 1 km para una etapa de exploración avanzada en zonas mejor delimitadas, pero ya hace tiempo esto último se hace con 3D.



Izquierda, mallados de 2D en parte solapados, girado el que está al N por el cambio de orientación de la geología; derecha, detalle de líneas y estacas.

El distanciamiento entre los arreglos de receptores (hemos dicho 40 a 80 metros en sísmica para prospección petrolera) puede variar significativamente según la profundidad y extensión areal de los objetivos. En cuanto al recubrimiento, cuanto más, mejor; la limitación es el costo, relacionado con las facilidades tecnológicas: como ya fue referido, en los primeros tiempos era de 600% y en la actualidad suele ser de 9.600%.



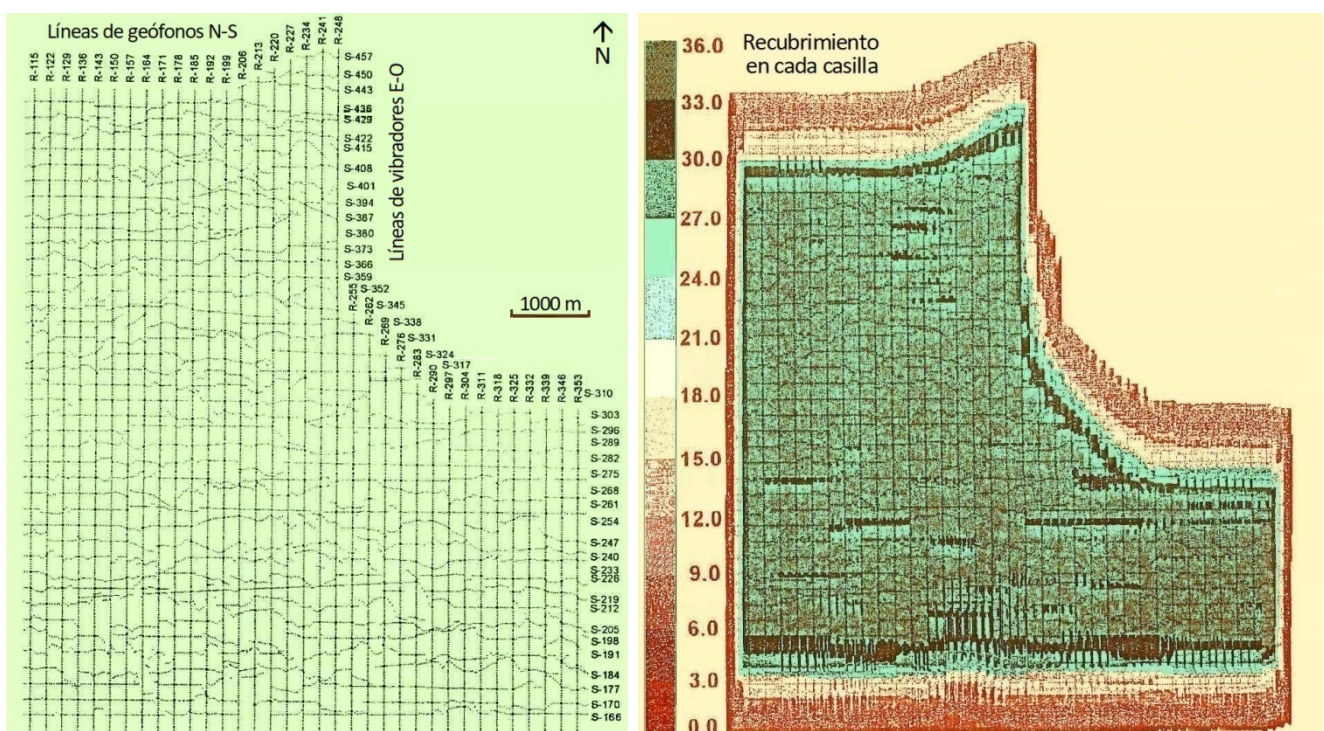
Métodos de adquisición sucesivamente más detallados de izquierda a derecha (modificado de Ray, 1995)

Una sísmica de detalle superior al mallado citado para exploración avanzada ha sido el de la sísmica **2D en hileras** (2D *swath* o múltiple), que se utilizó en algunos países en yacimientos antes de la 3D (figura al pie de la página anterior). Consistía en trabajar con 2 o 3 líneas receptoras paralelas por cada una emisora –coincidente con la receptora central– para registrar en simultáneo esas líneas distantes en el orden de 600 m en superficie y 300 en subsuelo. Sin embargo esta etapa de prospección avanzada de la 2D *swath* –generalmente con fines de desarrollo de yacimientos– fue reemplazada por la adquisición de sísmica **tridimensional o 3D**, un concepto ideado en Estados Unidos por **George Walton** en 1972 y aplicado por **Edward Tegland** y otros desde 1976. Su empleo se hizo rutinario en los países desarrollados desde fines de la década de 1980 y en la Argentina desde mediados de los '90, casi siempre en los prospectos petroleros que poseen un generoso presupuesto (resultante de un aún más generoso retorno probable de la inversión). En la 3D se registra un volumen de información, muestreada en un fino mallado rectangular en subsuelo (las más de las veces cuadrado) de pocas decenas de metros de lado, 25 a 30 metros como valores más habituales, que se llama **casilla** o *bin*. Es un área análoga a un *pixel* fotográfico. O como si fuera un tiro a un blanco rectangular donde todos los rebotes se asignan como si hubiesen dado en el centro. Si el tiro cae en la casilla adyacente, se asigna al centro de esa otra casilla.

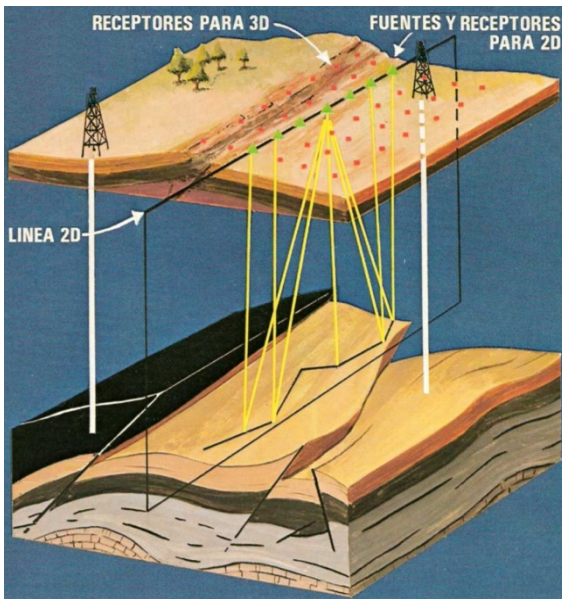
En sísmica **3D terrestre** las líneas receptoras (de geófonos) suelen ser perpendiculares a las líneas de fuente (habitualmente vibros), como se ilustra en el proyecto de adquisición de las figuras siguientes, aunque hay otras variantes. Las líneas receptoras (en este ejemplo N-S) son casi siempre perfectamente rectas y se diagraman ortogonalmente a la estructuración geológica principal del área. Las líneas fuente (aquí E-O) suelen ser sinuosas ya que los camiones vibradores circulan por donde pueden (esquivando lagunas, turberas, escarpas, etc.), aunque siempre procurando la mayor cercanía posible a las ideales trayectorias rectas, ya que seguir las permitirá al final un más homogéneo recubrimiento de datos reflejados en las sucesivas interfaces del subsuelo.

Se denomina **salvo** a la sucesión de una cantidad de disparos o emisiones –paso a paso a lo largo de una línea fuente– que son efectuados entre líneas receptoras consecutivas. El conjunto de *n* salvos paralelos entre líneas receptoras constituye una **arada** (*swath* o franja de registros). La superficie en que las líneas receptoras están habilitadas para la escucha del disparo –que permitirá obtener un registro tridimensional– se denomina **plantilla** o *template*, área que se desplaza la misma cantidad de metros que lo hace cada emisión. Luego, en el procesado de datos, deberán computarse numerosísimas trayectorias de rayos con sus componentes azimutales y sus posiciones reales, frecuentemente no ideales, para ubicar la información que corresponde a cada casilla o *bin*.

Abajo, en la figura de la derecha se indica el recubrimiento, máximo en la mayor parte del prospecto (36 o 3.600%) y menor, hasta hacerse nulo, en las zonas de borde, donde ya no hay grupos receptores escuchando en la superficie. La cobertura superficial es siempre mayor que el área iluminada en el subsuelo, como ya vimos, y se elaboran modelos en computadora previamente a la adquisición para elegir las mejores alternativas viables.



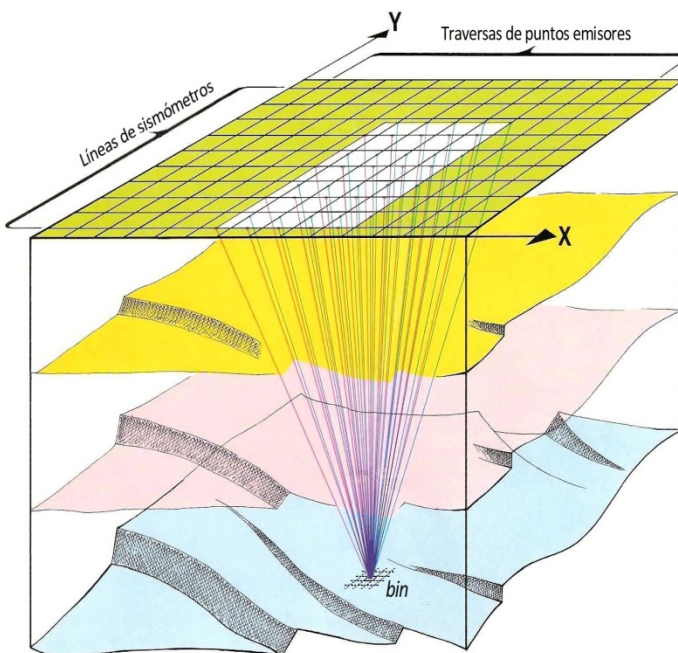
Adquisición 3D en Chubut: izquierda, líneas emisoras y receptoras; derecha, recubrimiento (modificado de Tecpetrol)



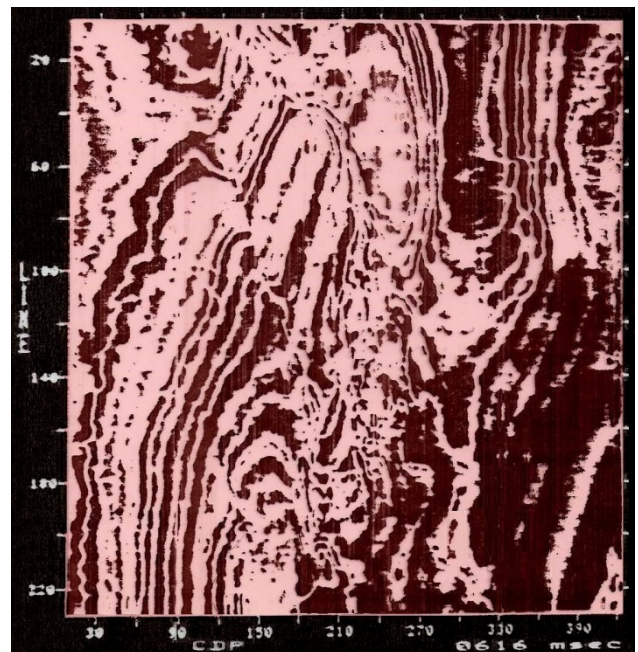
Desplazamiento de los datos 2D en subsuelo debido a la estructura (modificado de Geophysical Service)

(apilamiento o suma), por ejemplo 48 o 4.800%. Y, lo repetimos, todos se asignan al punto común medio (PCM) central de esa casilla, aunque no hubiesen rebotado exactamente ahí.

A la izquierda, perspectiva esquemática que muestra cómo una línea de registro de datos sísmicos (en este caso de reflexión, aunque también en las de refracción) es recta en la superficie topográfica pero puede resultar quebrada o sinuosa en el subsuelo. Esto no puede precisarse si se ha adquirido información sísmica 2D, pero sí en el caso de la sísmica 3D. Esta última puede ofrecer, como resultado del procesamiento de los datos, no sólo imágenes en sección vertical sino también secciones horizontales (*time slices*), cuya localización en profundidad está dada por el tiempo sísmico de ida y vuelta verticalizado ( $T_0$ ) y que resultan un gran complemento auxiliar en la interpretación. Abajo a la izquierda, *bin* rodeado de otros, en perspectiva. Cada rayo que desciende desde una posición de la fuente rebota allí y asciende hasta una estación receptora. La sucesión de rebotes en  $n$  casillas de coordenadas idénticas y superpuestas cada 4 o cada 2 milisegundos (intervalo de muestreo) será registrada como una serie continua de picos y valles a lo largo de una única traza sísmica. Hay muchos rebotes en cada *bin*, tantos como sea el deseado recubrimiento múltiple



Registro del rebote en un bin (modificado de Prakla-Seismos)



Sección horizontal de un cubo (modific. de Brown, 1991)

En la adquisición de sísmica **3D marina** las varias líneas receptoras (*streamers*, con boyas en los extremos, arreglos de hidrófonos y pájaros o *birds* intercalados para sumersión controlada a profundidades desde pocos hasta decenas de metros) van paralelas a las líneas emisoras (cañones de aire u otras fuentes) dado que todo es arrastrado simultáneamente por el barco sismográfico en trayectorias del tipo de las que se ilustra en el esquema arriba de la página siguiente, e incluso en casos singulares de navegación en espiral en torno a domos salinos de sección subcircular (ver Reilly & Hird, 1994). Para exploración petrolera en mar o lagos se registra sísmica 3D ya desde la primera vez, sin pasar por una adquisición previa de tipo 2D. La razón es que una vez encarado el gran costo de hacerse a la mar, agregar líneas de registro atrás del mismo barco y hacer líneas de navegación más cercanas entre sí son inversiones que no agregan relativamente tanto más gasto y el beneficio es mucho mayor. En cambio aún se hace 2D marina en transectas regionales para fines científicos, y también en áreas completamente nuevas en tierra firme, que en verdad ya casi no las hay en el mundo, por lo cual la sísmica 2D ha quedado relegada a situaciones particulares, en general de bajo presupuesto y no petroleras.

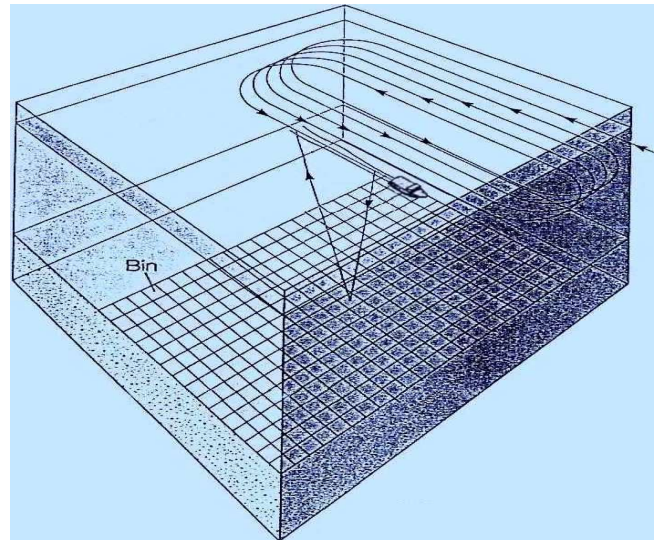
Los registros obtenidos de profundidades de varios cientos de metros *bajo el lecho de mares o lagos suelen alcanzar frecuencias máximas cosechadas del orden de los 90 Hz* . (No confundir con lo que emite la fuente, que siempre es mucho más; recuérdese que el subsuelo atenúa las altas frecuencias, tanto más cuanto más altas son). En cambio en *prospección terrestre en general no se superan mucho los 60 Hz registrados debido a la fuerte atenuación adicional en la capa meteorizada* (no presente bajo cuerpos de agua).

Durante la adquisición se puede aplicar un **filtro pasabanda** para evitar las frecuencias más bajas y más altas no deseadas que se evalúe correspondan a ruidos, aunque este filtrado siempre se aplica más ajustadamente durante el posterior procesamiento de la información registrada.

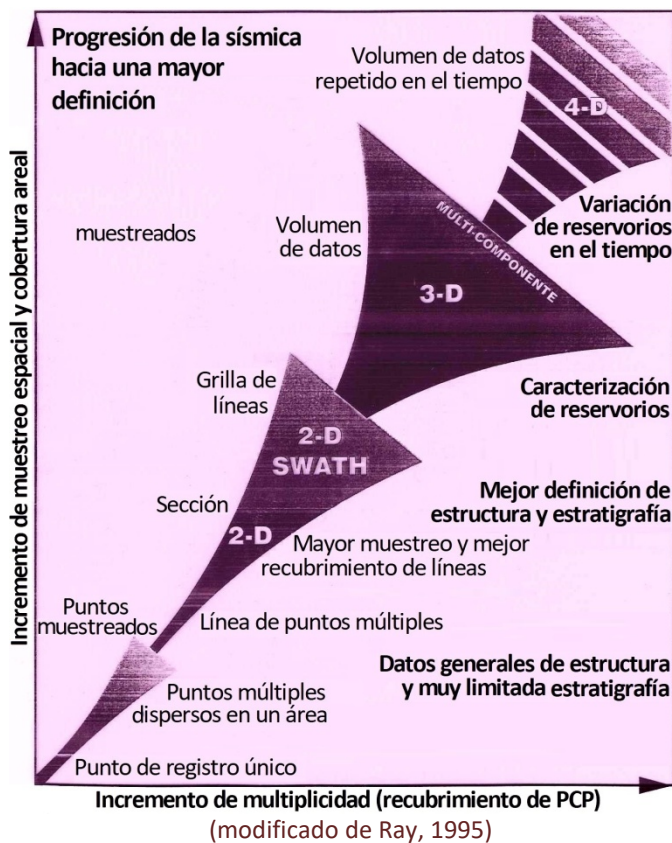
La repetición de la adquisición de sísmica 3D de un dado proyecto a intervalos de tiempo de meses o años



Nave sísmográfica en el mar del Norte (foto Hart's E&P)



Esquema de las trayectorias más usuales de navegación en sísmica marina (modificado de Geco-Prakla)



genera la llamada **sísmica 4D** que permite monitorear cambios del reservorio (si el contenido de frecuencias permite visualizarlo): véase en el Tema 18, pág.481. No confundir con las **5D de un cubo: ubicaciones de recepción en líneas y transversas, tiempos de registro y distancias y azimuts desde la fuente.**

La gráfica contigua sintetiza los progresos históricos de la sísmica de reflexión.

**ALGUNAS INNOVACIONES**

El progreso en la tecnología de las fuentes y los parámetros de registro y de procesamiento están permitiendo lograr mejoras en los contenidos de altas frecuencias. En objetivos someros pueden conseguirse cosechas de más altas frecuencias, llamadas en la jerga



Adquisición con equipamiento combinado en el desierto de Tarim, China (de Feng et al., 2012)



Vibro operando en el desierto en Texas (foto Hart's E&P)

HRS (*High Resolution Seismic*) hasta unos 300 Hz en los primeros cientos de metros y UHRS (*Ultra HRS*) hasta 1.200 o más Hz para las primeras decenas de metros bajo el suelo: véase en el Tema 18. pág.484.

Otra posibilidad, en topografía compleja, es registrar 3D con puntos de emisión dispersos (*sparse*) y también los de recepción en forma no regular, incluso llevando los receptores con helicópteros y/o alpinistas. Esto es factible gracias a nuevas estrategias y dispositivos que permiten suplir, al menos parcialmente, una cobertura completa.

Pero, sin estas restricciones, una estrategia reciente en tierra firme es la de emitir con únicamente un vibro y un solo barrido por estación. El trabajo convencional con varios vibros juntos es útil para atenuar ruido aleatorio, pero esto ahora puede ser hecho posteriormente en el procesamiento. La idea entonces es vibrar cada alrededor de 15 en vez de los clásicos 60 metros, o sea que se pasa del orden de 60 a 240 o más posiciones de vibración por km<sup>2</sup>. La menor energía total es ampliamente compensada por el mayor muestreo espacial.

Otro nuevo paradigma es la **adquisición de onda completa** (*full wave*) que incluye reflexiones, difracciones y desperdigamiento (*scattering*). Se basa en que el subsuelo es heterogéneo a múltiples escalas, no una regular estratificación; ya referimos que *el frente de onda se refleja cuando el radio de curvatura de la interfaz es mayor que la longitud de la ondícula, se difracta cuando tienen magnitud parecida y se desperdiga cuando el primero es menor que la segunda*. Se registra con varias geometrías simultáneas o completadas gradualmente a partir de un despliegue general inicial. Se discretiza en familias de trazas de punto común medio (Tema 15, pág.377 y 388), sobrepone casillas (*bins*) chicas y datos de escaso apartamiento, realza la energía de señales débiles y consigue imágenes de resolución horizontal más alta que la convencional.

Otra innovación es la **adquisición de banda ancha** (*broadband seismic*) a fin de lograr mayor resolución (mayor detalle) no sólo con altas frecuencias sino además alargando el registro de las más bajas (ver Tema 17, pág.420).

Un caso en tierra firme se publicó para la **prospección de una mineralización de óxidos de hierro** (magnetita y hematita) en Suecia (Gyger *et al.*, 2025) que se presenta en metavulcanitas félsicas con espesores de 10 a 50 metros e inclinación de unos 45° a profundidades de 800 a 1200 m. Se adquirió con receptores de tecnología miniaturizada en sistema microelectromecánico (SMEM o MEMS) con tres acelerómetros (en *x, y, z*), análogo a lo referido para gravimetría en pozos (Tema 02, pág.64) que aseguran el registro de muy bajas frecuencias.

En el mar la banda ancha se registra con hidrófonos a profundidades fluctuantes (promedio 50 m bajo el pelo de agua) según la variación del fondo para evitar la superposición de los coeficientes de reflexión negativos de la interfaz agua-aire que causa la supresión de altas frecuencias. Y también permite eliminar ruido de oleaje.

En fin, de la inversión total para un proyecto de sísmica de reflexión, aproximadamente el 60% corresponde al costo en adquisición, cerca del 25% al procesamiento de los datos y alrededor del 15% a la interpretación, que es el que dará a esa data sentido geológico (y ojalá también exitosamente petrolero o aplicado en otras especializaciones). Si entre los lectores hay algún potencial intérprete sísmico, acaso le convenga recordar que éste podrá ser un argumento el día que considere pedir un aumento de sueldo... O podrá también argüir que siente que su salario es como una manta corta.

## CUESTIONARIO BÁSICO

- ¿Qué datos se necesita registrar en la sísmica de refracción y cuáles en la de reflexión?
- ¿Cómo funciona el método del Punto Común Medio?, ¿qué ventajas tiene?
- Enumerar las etapas del trabajo de campo.
- ¿Qué diferencia a las ondas de sonido de las sísmicas P?
- ¿Con qué criterios se establecen en un tendido el apartamiento cercano y el lejano?
- ¿Cómo se definen la longitud del arreglo, las distancias entre los sucesivos arreglos y la separación entre los receptores individuales dentro de un arreglo?
- ¿Cómo se evita tener un muestreo aliado de frecuencias (doblamiento)?
- ¿Qué ventajas tiene la sísmica 3D y qué es un *bin*?
- Explicar los factores a tener en cuenta para registrar una sísmica 3D en tierra y mar.
- ¿Qué frecuencias máximas se pueden obtener en mar y tierra a profundidades petroleras?

## BIBLIOGRAFÍA DE REFERENCIA

- Bouska, J., 1997. Sparse 3D, what's in a name? C.S.EG. Recorder, V.22 N°7 (p 7-16).
- Burger, H., 1992. Exploration geophysics of the shallow subsurface (p 197-208). Prentice-Hall.

- Brown, A., 1991. Interpretation of three dimensional seismic data (p 1-2, 5). A.A.P.G., Memoir 42.
- Cantos Figuerola, J., 1972. Tratado de geofísica aplicada (p 235-305). Librería de Ciencia e Industria.
- Dean, T., Tulett, J. & Barnwell, R., 2018. Nodal land seismic acquisition: The next generation. First Break, V.36 N°1 (p 47-52).
- Dobrin, M., 1976. Introduction to geophysical prospecting (p 78-147). McGraw-Hill.
- Evans, B., 1997. Seismic energy sources, a handbook for seismic data acquisition in exploration (305 p). Society of Exploration Geophysicists.
- Feng, X., Wang, Y., Wang, X., Wang, N., Gao, G. & Zhu, X., 2012. The application of high-resolution 3D seismic acquisition techniques for carbonate reservoir characterization in China. The Leading Edge, V.31 N°2 (p 168-174).
- Games, K. & Wakefield, N., 2014. The successful design, development and acquisition of a UHRS 3D seismic dataset. Near Surface Geoscience - 20th European Meeting of Environmental and Engineering Geophysics, V.09 (p 1-5).
- Fowler, C., 1990. The solid Earth (p 133-147). Cambridge University Press.
- Gyger, L., Malehmir, A., Manzi, M., Vivin, L., Lepine, J., Kaslilar, A., Valishin, O., Marsden, P. & Hamerslag, R., 2025. Broadband seismic acquisition and processing of iron oxide deposits in Blötberget, Sweden. Geophysical Prospecting, N°73 (p 80-95).
- Kerekes, A., 1997. The stack array and the spatial alias. The Leading Edge, V.16 N°4 (p 345-348).
- Li, D. & Qi, L., 2022. Full wave seismic exploration technology. Petroleum Exploration and Development, V.49 N°3 (p 586-595).
- McQuillin, R., Bacon, M. & Barclay, W., 1985. An introduction to seismic interpretation (p 9-16). Gulf Publishing.
- OGC & IAGC, 2011. An overview of marine seismic operations. Report N°448 (43 p).
- Ourabah, A., Keggins, J., Brooks, C., Ellis, D. & Etgen, J., 2015. Seismic acquisition, what really matters? SEG Technical Program Expanded Abstracts (p 6-11).
- Ray, R., 1995. Utilizing seismic for higher definition of geologic prospects: 2-D, 2-D swath and 3-D seismic. En High-definition seismic: 2-D, 2-D swath and 3-D case histories (p 1-6); Ray, R., Sonnenberg, S., Wilson, M., Zinke, S., Longman, M., Hohn, M. & Crouch, M. Eds. The Rocky Mountain Association of Geologists.
- Reilly, J. & Hird, G., 1994. Concentric circle 3D: optimization of salt diaper flank imaging, UK Central North Sea. First Break, V.12 N°9 (p 463-475).
- Renick, H. Jr. & Gunn, R., 1989. Triangle Ranch Headquarters Field. Geophysics, V.54 (p 1384-1396).
- Robinson, E. & Coruh, C., 1988. Basic exploration geophysics (p 139-162). John Wiley & Sons.
- Rondon, A., Rouis, L., Khdaouria, M., Ameish, G. & Li X., 2023. 3D OBN high resolution seismic acquisition design for better sub-surface imaging, Cheleken, Caspian Sea. Gas & Oil Technology Showcase and Conference, UAE (6 p).
- Sharma, P., 1976. Geophysical methods in geology (p 47-55). Elsevier Scientific Publishing Co.
- Sheriff, R., 1991. Encyclopedic dictionary of exploration geophysics (376 p). Society of Exploration Geophysicists.
- Sheriff, R. & Geldart, L., 1995. Exploration seismology (p 1-32, 85-94, 201-225, 451-456). Cambridge University Press.
- Steeghs, P., Vandeweyer, V., Mosher, C., Ji, L. & De Kleine, M., 2015. Acquisition and processing of a high resolution 3D seismic survey - offshore Netherlands. 77th EAGE Conference and Exhibition, V.1 (p 1-5).
- Stone, D., 1994. Designing surveys in two and three dimensions (244 p). Society of Exploration Geophysicists.
- Telford, W., Geldart, L., Sheriff, R. y Keys, D., 1976. Applied geophysics (p 261-307). Cambridge University Press.
- Wright, S., 1995. 3-D seismic survey design. En High-definition seismic: 2-D, 2-D swath and 3-D case histories (p 7-17); Ray, R., Sonnenberg, S., Wilson, M., Zinke, S., Longman, M., Hohn, M. & Crouch, M. Eds. The Rocky Mountain Association of Geologists.
- Yilmaz, O., 1987. Seismic data processing (p 384-395). Society of Exploration Geophysicists.