



“L’essentiel est invisible pour les yeux” *

EL PRINCIPITO,
Antoine Marie Jean-Baptiste
Roger de Saint-Exupéry
(1943)

INTERPRETACIÓN SÍSMICA GENERAL

El *mare Nostrum* de los antiguos romanos viene siendo navegado desde miles de años atrás, incluso desde antes de la cultura minoica de Creta (la del Minotauro que inspiró *La casa de Asterión* de Borges) devastada en 1630 a.C. por un gran maremoto causado por el colapso de la caldera volcánica de Thera (hoy la paradisíaca Santorini), tragedia acaso fundante del mito de la Atlántida y las plagas bíblicas. De manera que naves hundidas hubo miles a lo largo de la historia –y las hay cada semana por la desesperación de los migrantes expulsados por la invasión, masacres y saqueo petrolero que los Estados Unidos y sus socios promueven en países árabes y la consecuente horrorosa reacción de grupos fundamentalistas–.

Entre tantísimos otros, en el 2000 fueron hallados los restos de una nave hundida a mil metros de la isla de Riou, 20 km al sureste de Marsella (la ciudad de la costa azul que bautizó la bellísima canción patria francesa, en verdad alumbrada en Estrasburgo). Pero no era ésta de las naves que habían surcado mares, como la hallada en Antikythera, sino de las que supieron surcar cielos. Piloteada por un hombre que también los creó con su brillante pluma de humanista.

Antoine había nacido en el seno de una familia aristocrática de Lyon y fue el tercero de cinco hermanos. Era chico cuando murió su padre, pero igual tuvo una infancia paradisíaca en su castillo familiar, yendo fascinado al aeródromo cada vez que podía y siendo mal alumno pero incipiente poeta durante el secundario en los años de la Primera Guerra Mundial. Hasta que devino aviador en Estrasburgo (Alsacia) durante el servicio militar. Fue una de sus tres pasiones. De modo que poco después ya era pionero del rally Toulouse-Dakar (Senegal era colonia francesa) piloteando un aeroplano de la Compagnie Générale Aéropostale. Y para 1929 era piloto en la filial argentina (que en 1949 Perón fusionaría con otras tres empresas para formar la estatal Aerolíneas Argentinas) y volaba hasta la Tierra del Fuego. En Buenos Aires conoció a Consuelo, la millonaria salvadoreña que fue su segunda pasión. *Courrier sud*, *Voile du nuit* y *Terre des hommes* fueron jalones de su tercera pasión, junto con el periodismo al que se dedicó desde 1932 de regreso a Francia, siendo enviado a Rusia, Vietnam y España (durante la guerra civil en la que, a diferencia de la mayoría, no ocultó sino que reportó las atrocidades franquistas). Además siguió piloteando y sus intentos de establecer nuevas marcas de vuelo le provocaron un accidente en el desierto egipcio (del que fue rescatado por un beduino) y otro en la selva guatemalteca.

Al comenzar la Segunda Guerra fue parte de una escuadrilla de reconocimiento aéreo, pero, tras la rendición resultante de la *blitzkrieg* del Tercer Reich y un breve apoyo al gobierno títere con capital en Vichy, dejó su país y viajó a Nueva York para pedir la colaboración de los Estados Unidos en la guerra. Fue allí donde escribió



Le petit prince, pintándole sus propias acuarelas, el libro francés más leído en todo el mundo, en el que los baobabs simbolizaban al ejército nazi, el asteroide era el terruño a recuperar y por supuesto la rosa era su amada Consuelo –aunque él le metió varias veces los cuernos; nadie es perfecto...–. Y estaba otra vez luchando por *la liberté* cuando en 1944 su vuelo desde Cerdeña a Provenza acabó en el fondo del Mediterráneo, quizá abatido por un caza alemán.

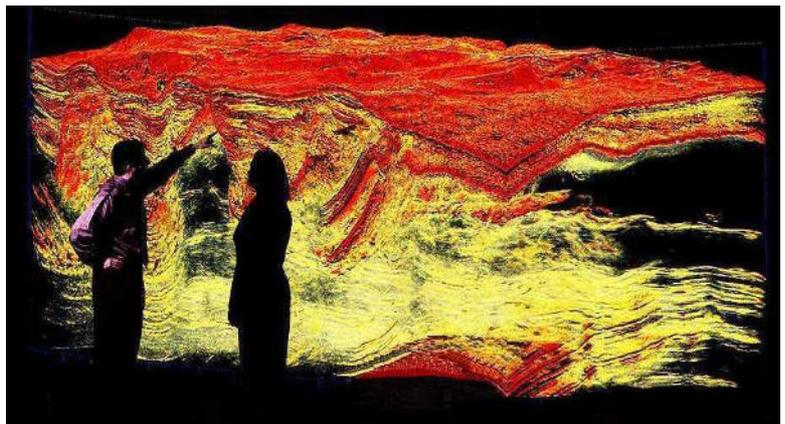
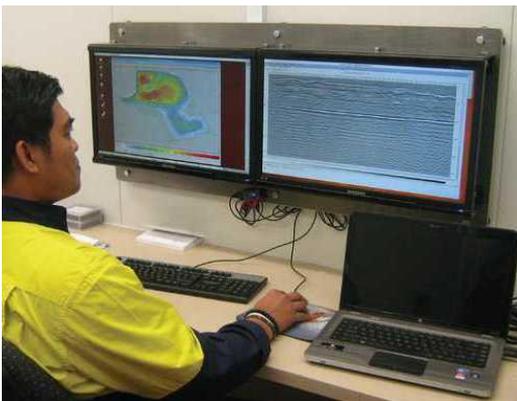
Consuelo Suncín murió en 1979 y recién en 2000 sus familiares publicaron póstumamente su autobiografía *Memorias de la rosa*. Después de que el *mare Nostrum* devolviera el brazalete que había atesorado durante más de medio siglo y que lleva grabados los nombres de Antoine y Consuelo.

Saint Exupéry sobrevoló muchas veces la Patagonia durante los primeros tiempos de la exploración petrolera. Pero seguramente no pensaba en prospección sísmica cuando puso en boca del zorro su poética frase. Que sin embargo tiene enorme vigencia en la interpretación de secciones o volúmenes y es recordada una y otra vez por muchos intérpretes sísmicos, sobre todo si de los reservorios del Golfo San Jorge se trata.

Entre tantos intérpretes sobresalientes podemos citar a **Robert Sheriff**, nacido en 1922 en Mansfield (Ohio, Estados Unidos) y fallecido en 2014. También a **Alistair Brown** (Carlisle, Inglaterra, 1940, aún activo). Ambos han investigado mucho sobre la visualización de reservorios en 2 y 3D y han sido grandes educadores.

Escritos los pentagramas de la canción, llega la hora del intérprete. Registrada y procesada la partitura sísmica, también. Hasta cerca de 1990 se interpretaba con lápices de color sobre secciones impresas en blanco y negro o en los tonos gris azulado o sepia de las copias heliográficas. Era casi como hacerlo *a cappella* (como en la capilla, sólo vocalmente). Después llegaron las computadoras, preferentemente a doble pantalla, para interpretación interactiva de secciones o cubos en color. Con música estereofónica es otra cosa, como la misa Criolla que Patricia Sosa interpretó ante el papa Jorge Bergoglio en la basílica de San Pedro, monumental caja de resonancia –también en temas políticos–. De hecho el avance informático permitió el desarrollo de la sísmica 3D, que sólo fue viable cuando se dispuso de la ferretería y la librería computacional que hoy nos son familiares y hasta imprescindibles para todo tipo de tareas en variadísimos campos de la cultura.

Las máquinas más potentes para interpretar son las estaciones de trabajo (*workstations*) que funcionan en red sobre sistema operativo Unix, de las cuales Sun y Apple han sido las más usadas (fotografía izquierda), con varios paquetes de programas disponibles para alquilar en un mercado en permanente evolución. Pero también se puede disponer de licencias de *softwares* de varias empresas que los han desarrollado sobre PC, para sistemas operativos de Windows, Mac o Linux (sobre lenguajes C), con menos capacidades pero más amigables que los primeros y en muy rápido progreso.



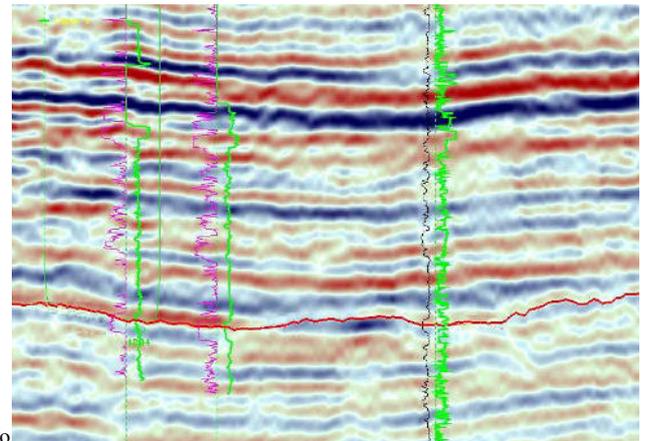
Más recientemente se han construido salas de visualización tridimensional (foto derecha) conocidas como CAVE (*Computed Assisted Virtual Environment*), como las sombras proyectadas por la luz del fogón en las paredes de la caverna de **Platón** descrita en su obra *Πολιτεία* (*República*) en la Atenas del 380 a.C. Hay que saber interpretar las sombras también cuando se bucea dentro de un volumen sísmico. El principal uso, empero, es el de presentar proyectos ante quienes no están familiarizados con la sísmica, ya que un intérprete con una mínima experiencia visualiza mentalmente las tres dimensiones del prospecto que lo ocupa.

Además todavía hoy suele recurrirse a secciones en papel, las más de las veces como un complemento práctico cuando se hace una interpretación de sísmica regional en dos dimensiones. Al observarlas se suele hacer suma visual mirando de costado sobre la sección, para percibir más apretada la escala horizontal y realzar rasgos estructurales o estratigráficos. Si se apoya la mejilla sobre la palma de la mano y el antebrazo en el escritorio, la hora de la siesta es más cómoda que con ambas manos en V bajo el mentón frente a un monitor...

CONCEPTOS BÁSICOS

Cualquiera sea el soporte de la información, las estrategias de interpretación general no varían mucho.

En áreas enteramente nuevas, sin pozos, asignar las interfaces reflectivas a determinados límites formacionales o secuenciales resulta sumamente especulativo: como en los espejismos, cuesta saber de dónde viene cada imagen. Es por esto que **resulta fundamental contar con datos de acústica y/o sísmica de pozo**, para posicionarse con certidumbre al menos en esa unidimensionalidad del sondeo, para después extenderse con algún grado de confianza en el espacio bi o tridimensional que provee la información sísmica disponible, tal como se ilustra a la derecha.



Aun así, suele decirse que hay tantas interpretaciones como intérpretes, lo que en verdad no es correcto: hay más. Porque cada intérprete es capaz de dar más de una interpretación –más creativa tras un almuerzo acompañado por un vasito de vino o birra, ¡uno!–. Sólo con una mayor cantidad y mejor calidad de información geofísica, geológica, de pozos, ingeniería petrolera u otras podremos acotar el espectro interpretativo (aplicar una suerte de filtro pasabanda mental). No obstante lo cual, haber eliminado posibles interpretaciones extremas no nos libera del ruido escondido dentro del rango aceptado, y hay que convivir con él. Ergo, nada garantiza que la más sólida de las interpretaciones no pueda acabar en pozo papa (y no precisamente en honor a Francisco).

Pero, como los fracasos deben reciclarse en enseñanzas, tras el prospecto fallido se reinterpretará esta suerte de música *under* a partir de la nueva partitura que desde lo profundo arrojan los datos decepcionantemente descubiertos. Aunque, claro, también se aprende desde los éxitos, acaso menos, pero con mejor onda.

Interfaces Reflectoras:

Como ya hemos referido, debe tenerse siempre presente que **los horizontes reflectores representan contrastes de impedancia acústica**, tanto mayores cuanto mayor sea la diferencia en el producto entre la densidad y la velocidad de cada medio respecto al que se encuentra al otro lado de la interfaz, como ya hemos visto, y en tal caso mayor será la amplitud resultante. Los cambios litológicos de cualquier origen casi siempre implican contrastes en las impedancias acústicas, aunque hay algunos casos en que esto no sucede.

También debe recordarse que, incluso en el mejor de los mundos, hay ruidos remanentes en las secciones o cubos sísmicos que podrían propender a interpretaciones erróneas. Y debe recordarse que la escala vertical normalmente es de tiempos sísmicos, no de distancias, y entre lo uno y lo otro no existe una relación lineal.

En las cuencas sedimentarias **los reflectores tienden a seguir líneas de tiempo geológico**, es decir superficies de sedimentación contemporánea y no líneas-roca, que es lo que suele interpretarse como correlativo cuando se tienen datos puntuales de pozos. Si lateralmente cambia el tipo de roca –por cambios en las condiciones del ambiente sedimentario dentro de un mismo tiempo geológico dado–, cambiarán entonces lateralmente las impedancias acústicas y, por tanto, la amplitud y, en general, el aspecto o **carácter de la reflexión**: su amplitud, pero también quizás su frecuencia, y eventualmente también el modo en que se interfiere con otras reflexiones supra o infrayacentes.

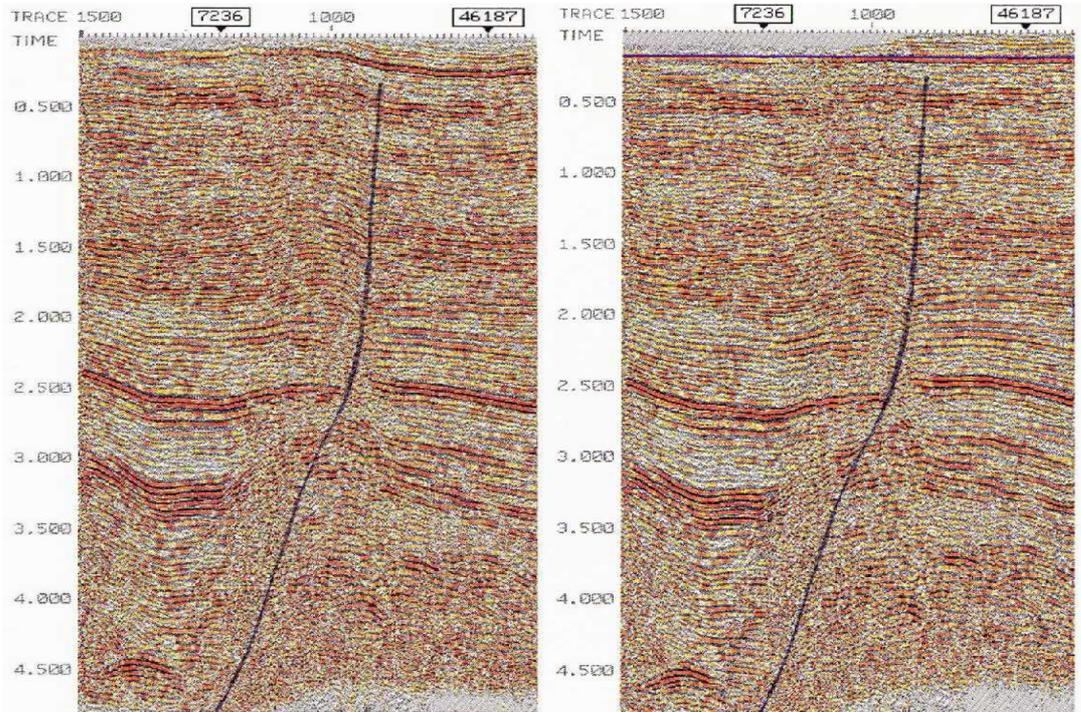
La **continuidad lateral** mayor o menor será resultante de cuán estables lateralmente sean las condiciones sedimentarias en un tiempo geológico dado: un fondo marino con ocasionales cañones de turbidez, una superficie de llanura cortada por canales, un talud con deltas intercalados, una plataforma con arrecifes, un lago continental de fondo parejo, un desierto con dunas en avance y muchos etcéteras.

Los **contrastos verticales**, a su vez, serán indicativos de los cambios en las condiciones de depositación a través del tiempo, sea con energía estable que resultará en reflexiones débiles por los bajos contrastes de impedancias acústicas, o bien energía cambiante en el medio sedimentario y consecuentemente reflectores fuertes (por ejemplo intercalación de arenas de cursos enérgicos con arcillas de planicies de inundación de baja energía del medio de transporte, en este caso el agua en movimiento).

Una superficie sísmica de reflexión (lo que llamamos **horizonte, nivel guía, reflector** o, en inglés, *marker*) en su expresión geológica actual normalmente muestra el resultado de unos rasgos de sedimentación originales alterados estructuralmente por la tectónica posterior. De modo que mapear un reflector es leer el final de una larga historia que está bueno intentar inferir.

Si se quisiera ver el paleorrelieve, a nivel de una determinada interfaz reflectora, se debería poder quitar todos los efectos tectónicos posteriores con algún modelo razonablemente certero. Pero una forma de aproximarse a ese objetivo es aplanar un reflector suprayacente que se vea bien, es decir ponerlo perfectamente horizontal, lo que se denomina **aplanamiento** (*flattening*). Esta técnica no es más que un corrimiento de trazas que hace el programa y resultará válida siempre que en ese intervalo de tiempo entre ambos reflectores no haya ocurrido algún evento que modifique sensiblemente la estructura.

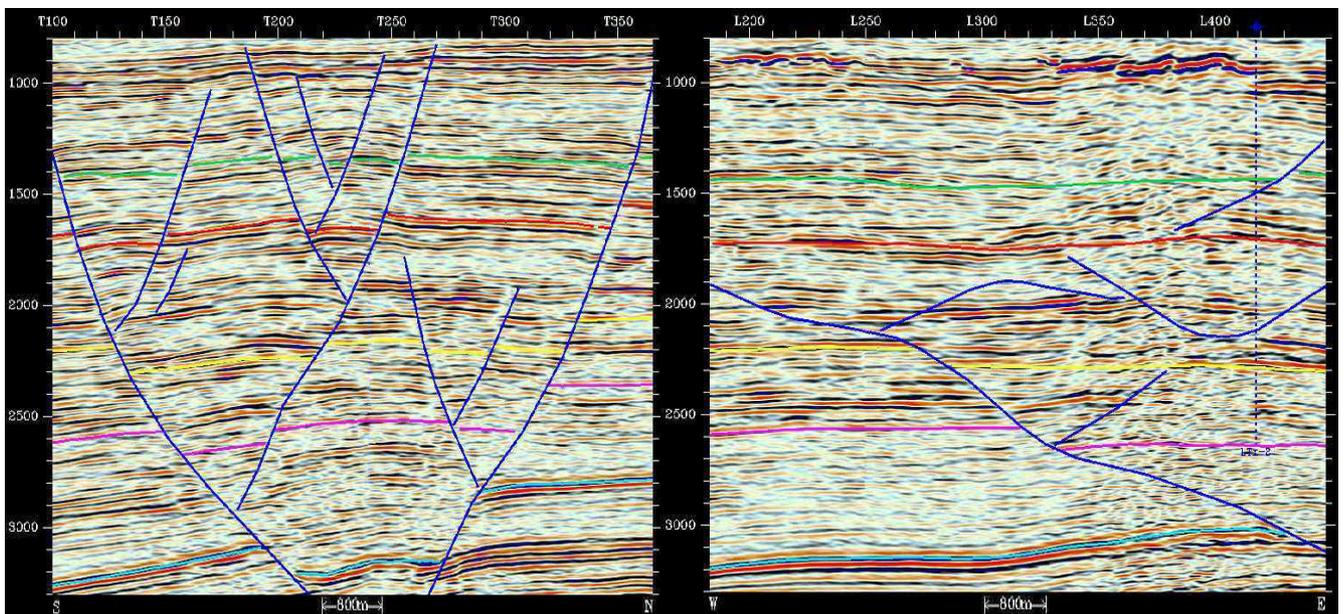
Como puede verse en el ejemplo adjunto (de la faja plegada de la cuenca Golfo San Jorge), con el aplanamiento de un reflector somero, una estructura compresiva por inversión tectónica puede restituirse aproximadamente a un tiempo previo a su origen, o al menos previo a su última fase de compresión.



Ahora bien, debe advertirse que **no siempre los reflectores responden a líneas-tiempo**. Puede darse que correspondan a líneas-roca cuando existen especiales configuraciones estratigráficas, por ejemplo arenas no coetáneas pero amalgamadas en patrones de fuerte continuidad lateral o crecimientos arrecifales con pasaje lateral a sedimentación clástica. También serán reflectores extemporáneos los contactos con intrusiones ígneas o diapíricas, los planos de falla subhorizontales y otros.

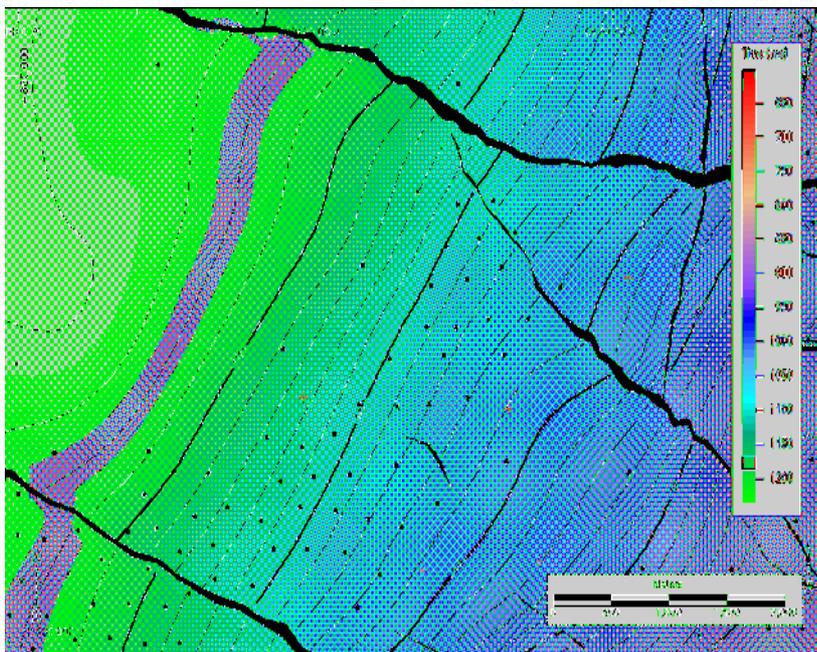
Visualización Estructural:

Las siguientes secciones sísmicas (del flanco Norte de la cuenca Golfo San Jorge) se despliegan con orientación



perpendicular y paralela, respectivamente, al arrumbamiento tectónico general de esa área y se aprecia claramente la dificultad de interpretar las fallas e incluso los niveles guía en la segunda de ellas. Este es un aspecto a tener siempre presente: no es lo mismo ver estratos, fallas, intrusiones u otros eventos en forma ortogonal que paralelamente a su máxima inclinación (normal al rumbo). Y resulta claro por cuál orientación conviene comenzar a interpretar. De hecho, en las secciones paralelas al rumbo el seguimiento de fallas u otros rasgos de alto ángulo se termina ajustando habitualmente a partir de los puntos dados por la interpretación previa en las secciones sísmicas perpendiculares a ellas.

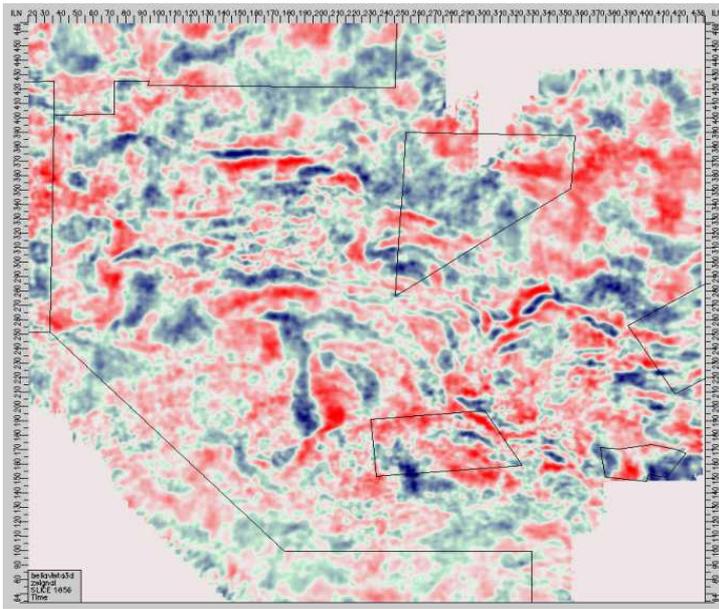
A continuación puede verse un ejemplo en un ámbito geológico diferente, la cuenca del Noroeste de Argentina, donde la presencia de algunas fallas interpretadas con muy baja inclinación se explica por la tectónica compresiva, dado que el azimut de la sección sísmica es este-oeste, esto es, perpendicular al rumbo dominante de las estructuras geológicas en esta comarca subandina.



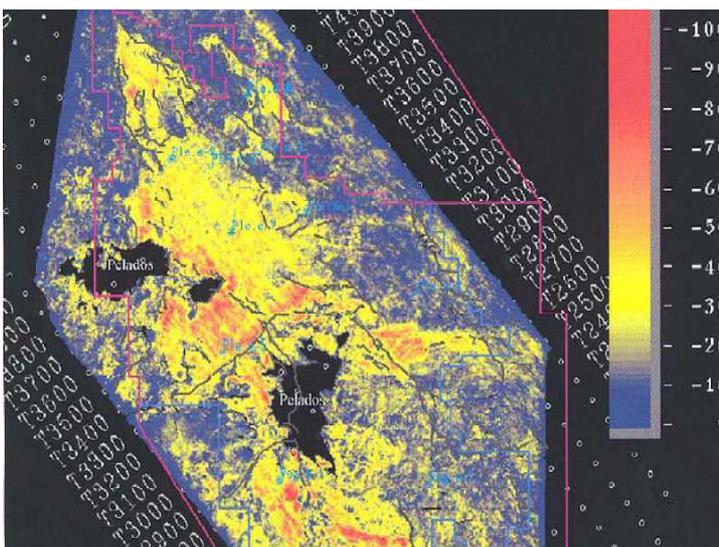
Mapeo de sísmica de reflexión:

El mapa sísmico básico es el **plano isócrono** (*isochron map*; del griego ἴσος, igual χρόνος, tiempo), constituido por curvas de igual tiempo de ida y vuelta de las ondas sísmicas en sentido vertical (imagen izquierda). Pero no olvidemos que se pueden tener muchas distorsiones propias del método respecto a lo que sería ver la imagen en escala vertical en profundidades (metros o pies) en lugar de tiempos sísmicos (milisegundos).

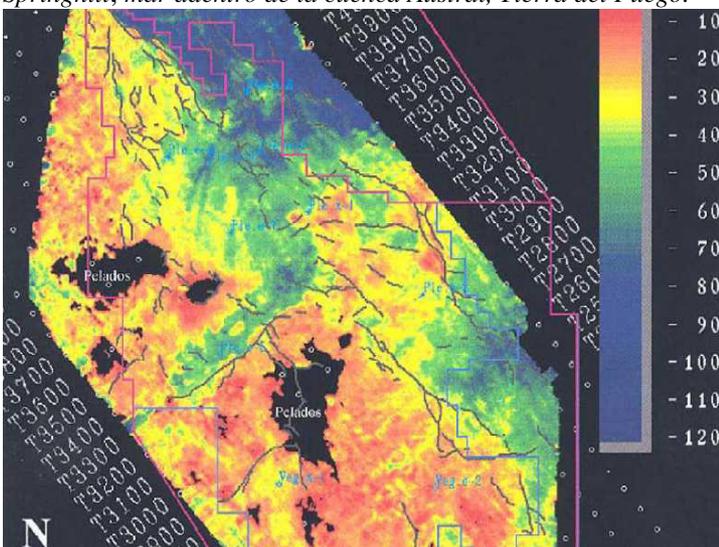
Otra posibilidad de mapeo es hacer un **plano isocronopáquico** (πάχος, grueso), es decir el equivalente de los mapas isopáquicos pero en magnitud de tiempo sísmico de ida y vuelta, lo cual se obtiene a partir de la operación de resta entre dos grillas correspondientes a dos isócronos previamente elaborados.



Sección horizontal, Flanco Norte de la cuenca Golfo San Jorge.



Arriba mapa de amplitudes, abajo isocronopáquico de la Fm Springhill, mar adentro de la cuenca Austral, Tierra del Fuego.



La confiabilidad de un mapa isócrono o isocronopáquico es función, entre otras variables, de la dimensionalidad de la sísmica de reflexión registrada. Como ya hemos visto, la **sísmica 2D**, por su menor costo, todavía suele emplearse cuando el presupuesto es bajo, con objetivos y escalas muy diversos. Pero también **en una etapa regional inicial de la exploración petrolera**, con mallados de entre 1 y 4 km (paralelo y perpendicular a la principal estructuración del área). Aunque en etapas posteriores, una vez probado el potencial hidrocarburífero, o frente a la necesidad de un conocimiento preciso del subsuelo con diversos fines, se registra **sísmica 3D** que, además de la muy alta densidad de datos, **permite una mejor migración y eventualmente aplicar ciertas técnicas especiales** no viables en la sísmica bidimensional.

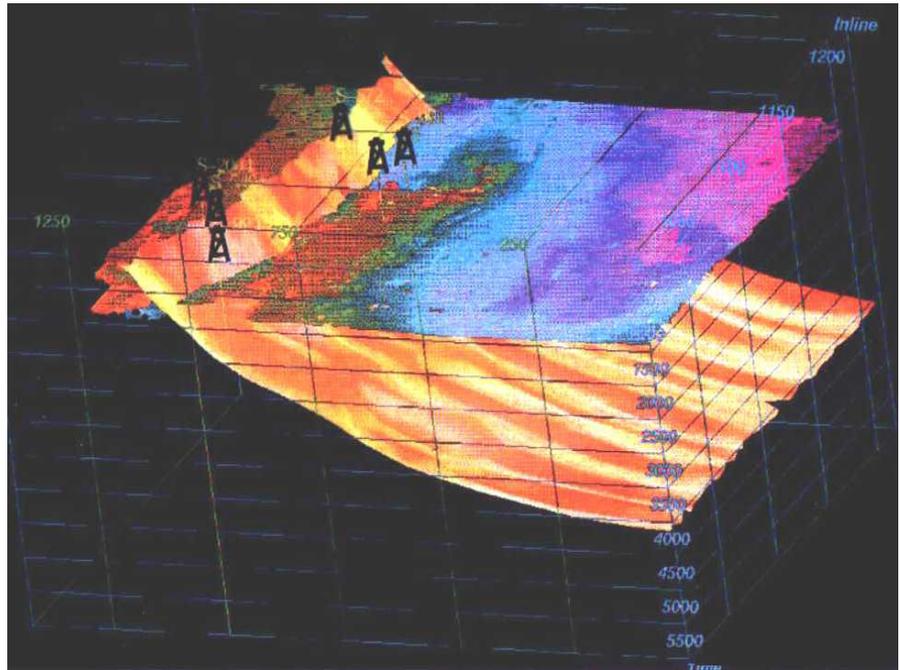
Como sea, mapear desde una 2D significa interpolar valores dentro de cada rectángulo del mallado sísmico, mientras que mapear una 3D es seguir una imagen prácticamente continua de todo un volumen. Entre las ventajas más comunes de visualización que da una 3D están las secciones verticales tanto de **líneas (inlines)**, en la dirección de los receptores) como de **traversas (crosslines)**, líneas ortogonales a las anteriores, que en tierra suele ser la dirección de las fuentes de energía) o en **cualquier otro azimut** que se elija, incluso trayectorias quebradas, por ejemplo pasando por pozos que se quiere correlacionar, a lo que se agrega la visualización de **secciones horizontales (time slices)** donde se representan las amplitudes sísmicas de las trazas de todo o parte del volumen a cualquier T_0 específico que sea de interés, como se ejemplifica en la figura superior a la izquierda.

En cambio, los **mapas de amplitud (horizon slices o seiscrops)** muestran la variación de amplitud sobre superficies guía, que han debido ser previamente interpretadas con sumo detalle sobre toda el área de interés en una 3D. Permiten visualizar las variaciones sobre un nivel estratigráfico a través del cambio de sus amplitudes. Es el ejemplo de la figura central a la izquierda.

El **objetivo general de la interpretación** de sísmica de reflexión es generar un modelo geológico estructural y estratigráfico que permita obtener una descripción detallada con finalidades diversas de acuerdo al campo de aplicación considerado.

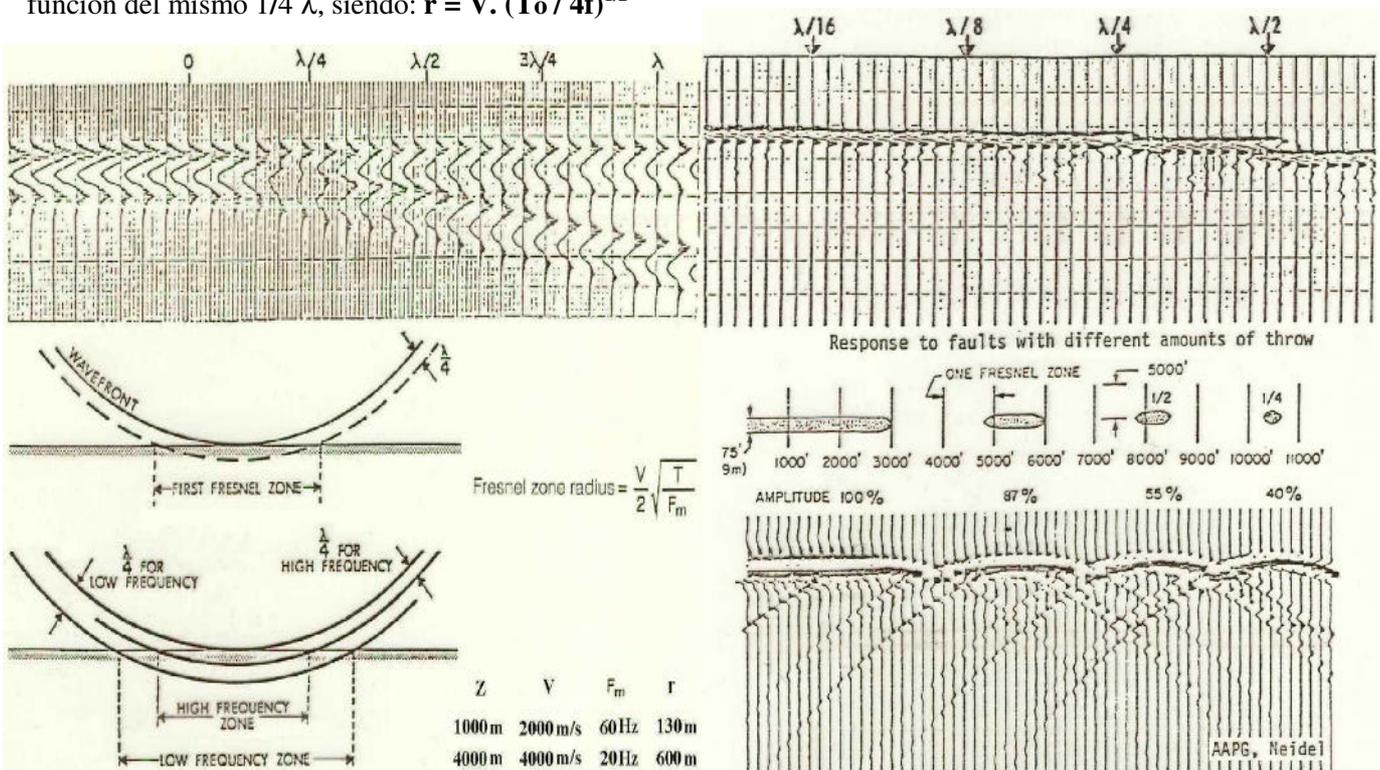
En la prospección y el desarrollo hidrocarburíferos los objetivos principales se refieren a la posición estructural, morfología y distribución espacial de los reservorios que componen un intervalo definido de la columna estratigráfica en una determinada área. Pero naturalmente también de la roca madre y de las vías de migración de los hidrocarburos.

Modelo en perspectiva de un plano de falla, mapa de amplitudes de una secuencia reservorio y localización de pozos perforados (flanco N, CGSJ)



RESOLUCIÓN SÍSMICA

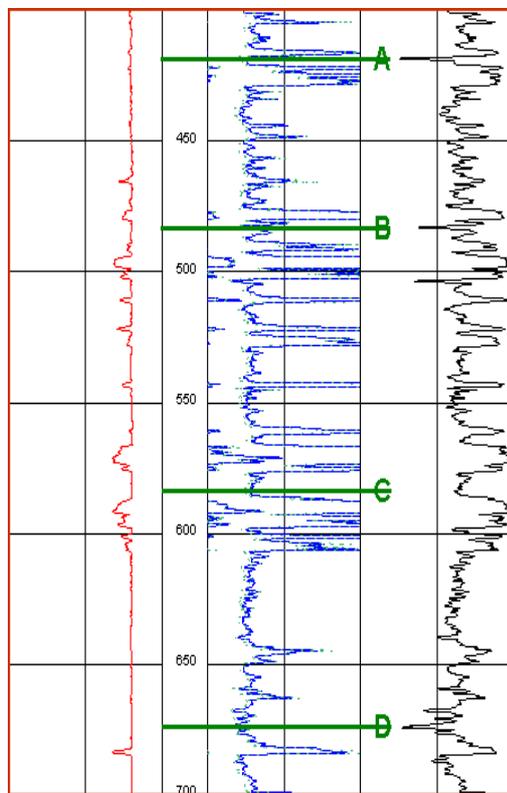
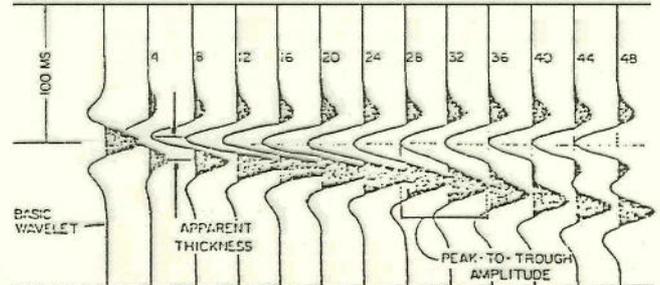
La resolución sísmica es un asunto relevante a tener presente. **La resolución vertical es el espesor geológico mínimo que podemos identificar y corresponde a un cuarto de la longitud de onda sísmica ($1/4 \lambda$)**, recordando que $\lambda = V / f$ (V es la velocidad y f la frecuencia a la profundidad considerada). En una sección sísmica basta contar cuántos ciclos completos entran en 100 ms y multiplicar por 10 para tener la frecuencia en Hz en el intervalo considerado. La velocidad puede obtenerse de la ley de velocidad de la corrección dinámica o de un perfil acústico o preferentemente sísmica registrada en algún pozo del área. El ancho mínimo resoluble o **resolución horizontal resulta de la zona o radio de Fresnel** (por el francés **Augustin Fresnel**, 1820) y es función del mismo $1/4 \lambda$, siendo: $r = V \cdot (T_o / 4f)^{1/2}$



La figura de la izquierda ilustra arriba el concepto de la resolución vertical a partir de $1/4 \lambda$ y abajo el ancho de la resolución horizontal, con ejemplos numéricos. La figura de la derecha también muestra abajo la resolución

horizontal de una sección esquemática no migrada, donde se ve que ya en $1/4 \lambda$ el horizonte reflector se confunde con la hipérbola de difracción y su amplitud ha disminuido sensiblemente, mientras que arriba se aprecia que el rechazo vertical de una falla también resulta casi invisible cuando es menor a $1/4 \lambda$.

Un caso especial es el fenómeno de **resonancia o sintonía (tuning)**, producido por la interferencia constructiva de ondas entre la amplitud principal de la ondícula y los lóbulos laterales (figura a la derecha). Suele permitir la visualización de espesores menores a $1/4$ de la longitud de onda, hasta $1/8 \lambda$ e incluso algo menores, no porque podamos ver las respuestas individuales de techo y base, sino porque la fuerte amplitud nos permite inferir la presencia de la capa con un espesor delgado inferior a $1/4 \lambda$.



Arriba, correlación de primer orden y esquema de la correlación entre pozos. Derecha, correlación regional.

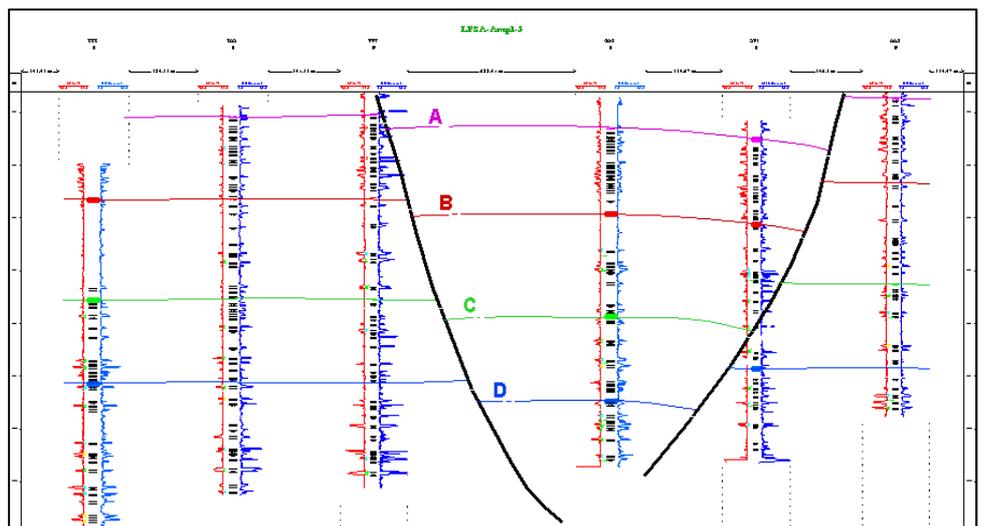
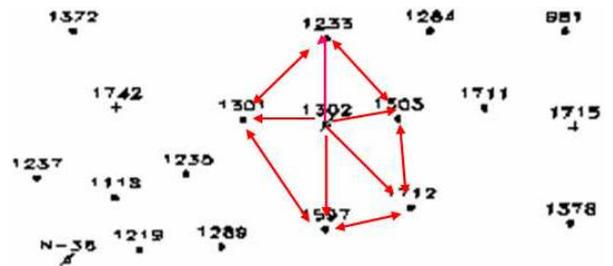
Correlación regional de pozos:

-Correlación de niveles guía o marcadores (*markers*) regionales, donde se define la posición de las fallas en los pozos para luego poder delimitar los bloques que componen el área. De esta manera los geólogos de subsuelo consiguen obtener

INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL

Evaluación geológica general:

Si en el área ya existen pozos, puede hacerse un primer abordaje tendiente a definir el modelo estructural, identificando las principales fallas mediante la localización de tramos estratigráficos faltantes o repetidos por fallas directas o inversas, respectivamente. Así se podrán delimitar los bloques a estudiar luego con detalle. Es importante determinar si hubo control tectónico en los procesos sedimentarios, es decir si fueron coetáneos y la ubicación de los reservorios está condicionada por la estructura. O bien si la totalidad o alguna fase de la tectónica fue posterior. Y comparar esta cronología aproximada con el momento en que el que los hidrocarburos estuvieron cocidos y salieron hacia el comedor. ¿Ya estaban puestas las mesas? ¿O para cuando las pusieron ya la comida había ido a parar a la basura?



una primera aproximación del modelo evolutivo de las fallas en profundidad.

- Confección de cortes (*cross-sections*) regionales (longitudinales y transversales a las principales estructuras reconocidas en el área).

Correlación estratigráfica de pozos:

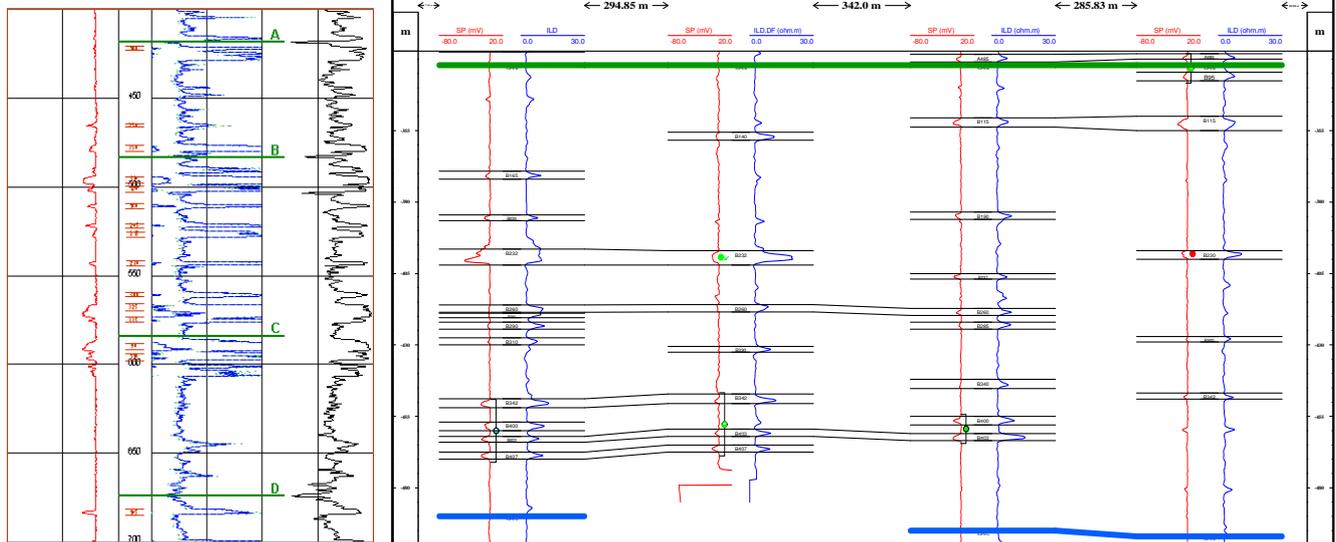
- Los geólogos hacen la elección de bloques a estudiar y secuencias a interpretar mediante la correlación estratigráfica: son correlacionadas todas las arenas, en películas en escala 1:1000 ó en pantalla, seleccionando para el control de esta labor una serie de horizontes guía locales más otros regionales. Esta correlación se realiza por grillas con pozos nodales y control de cierre.

- Construcción de cortes estructurales a escala apropiada.

- Cortes estratigráficos de detalle (capa a capa).

- Diagramas de paneles.

Correlación de segundo orden (estratigráfica) y corte estratigráfico



Esta evaluación geológica inicial puede realizarse parcial o totalmente junto con las etapas iniciales de la interpretación sísmica, de manera interactiva, lo cual resulta más enriquecedor y efectivo. Pero hay casos en los que se adelanta alguna porción de estas tareas geológicas mientras se espera disponer de los datos sísmicos.

Carga de datos:

Es una etapa imprescindible antes de la interpretación sísmica. Incluye la carga de:

- planimetría de sísmica y de pozos

- archivos SEG Y de la sísmica procesada, incluyendo sísmica de pozo (*los VSP también en formato SEG Y*).

- archivos de perfiles geológicos de pozo

- datos geológicos, de los cuales los relevantes son: topes y bases de capas (en metros bajo boca pozo y metros bajo nivel mar), espesores útiles y permeables, valores de porosidad medidos por perfil, puntos de corte de fallas en cada pozo (en mbbp y mbnm)

- datos de ingeniería de perforación y de terminación, etc.

Adicionalmente, se deben confeccionar los sismogramas sintéticos que hagan falta.

Interpretación sísmica:

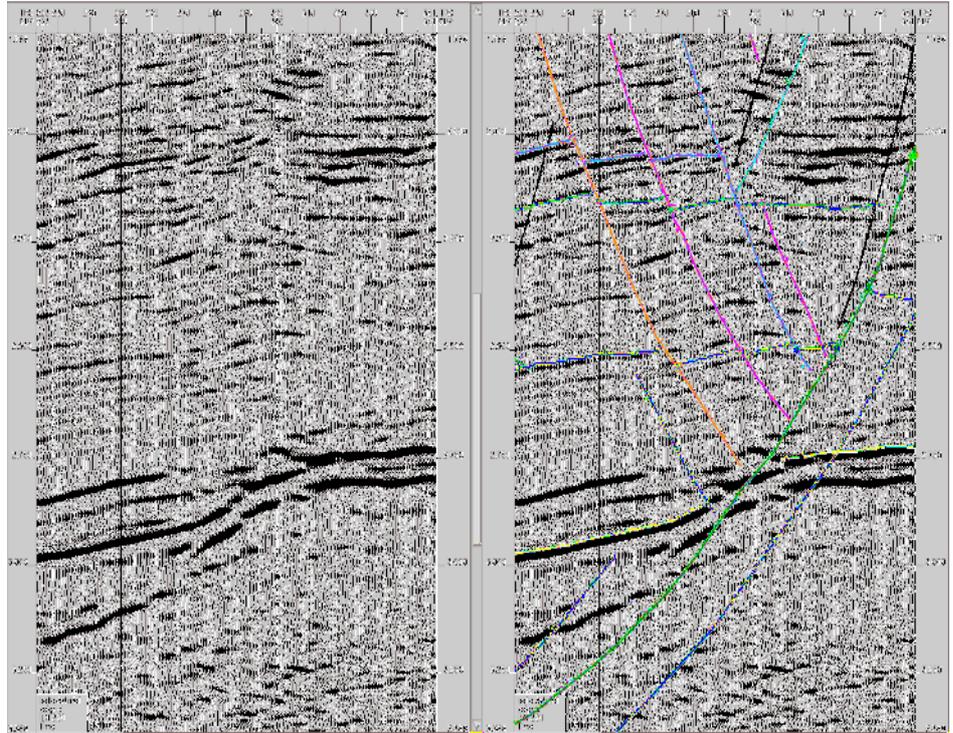
Lo más conveniente es *partir del punto con mejores datos de correlación sísmico-geológica*, por ejemplo un pozo con VSP o con una Prueba de Velocidad convencional o con un sismograma sintético. En ese lugar *elegir dos o tres reflectores continuos* con importante significación geológica y/o prospectiva, y desde ahí ir llevando el *picado o rayado de los reflectores*, con colores y nombres distintivos, en dirección a algún otro pozo con atado de datos entre sísmica y geología, si lo hay.

Durante este avance *se van interpretando las fallas*, al menos las de mayor rechazo en una primera etapa, en general sin asignarles nombres o números identificatorios o haciéndolo sólo tentativamente, salvo que se tenga

pronta certeza de cuál es cuál entre línea y línea.

Este gradual avance de la interpretación es conveniente hacerlo **en la sísmica 2D cerrando rectángulos de la malla**, para ir con mayor certidumbre, dado que si al terminar la vuelta se llega un reflector arriba o uno abajo del punto de partida, significa que habrá que revisar dónde se ha cometido un error.

En cambio, **en la sísmica 3D se van interpretando líneas (inlines) paralelas y cercanas**, cada dos o cuatro líneas, por comparación de cada una con la siguiente, y a la vez se va controlando con dos o tres traversas que las cruzan en ciertos sectores estratégicos, por ejemplo en el bloque alto y el bloque bajo

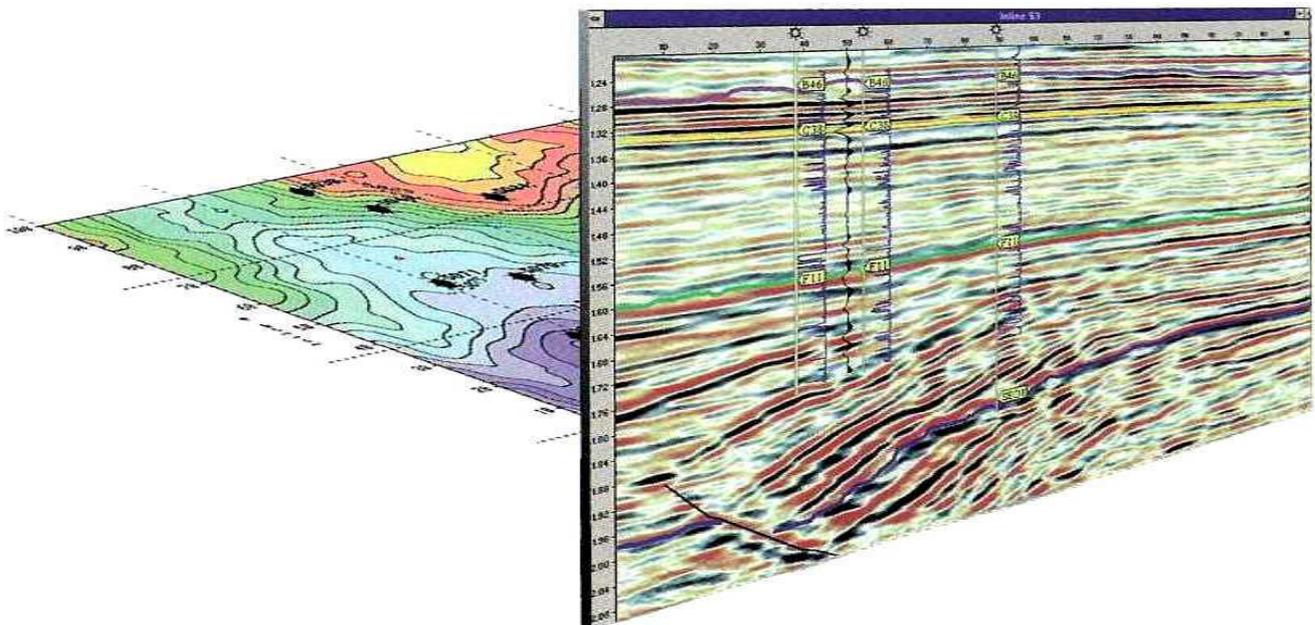


Sección sísmica sin y con interpretación de horizontes y fallas.

respecto a una falla importante que es perpendicular a las líneas que se están rayando. También se puede controlar con secciones horizontales y visualizaciones en perspectiva. Las líneas intermedias pueden completarse en una etapa posterior con alguna **opción de seguimiento automático de horizontes (autotrack, autohuellar)**, la cual en casos favorables es recomendable emplear desde el principio de la interpretación, aunque siempre se deben controlar sus resultados y corregir eventuales saltos incorrectos.

Con el avance de la interpretación se podrá nominar las fallas, agregar las más pequeñas, rayar reflectores adicionales y eventualmente recurrir al cálculo y visualización de atributos sísmicos, etc.

Por último, o en forma progresiva, se podrá hacer el **grillado y curveo de mapas isócronos y otros**. Para ello **deben dibujarse previamente los polígonos de falla en planta**, para cada nivel guía que se desee mapear, de modo que las curvas o contornos se ajusten al esquema de bloques geológicos interpretado.



Sección sísmica interpretada y mapa isócrono al tope de una de las formaciones.

Cuando se interpretan datos combinados de sísmica 2D de distintas generaciones de adquisición o cubos adyacentes con distintos parámetros de registro o información combinada 2D-3D se debe efectuar al ajuste de los planos de referencia entre unos y otros, a fin de homogeneizarlos, para lo cual se pueden hacer los corrimientos en tiempo de unos respecto a otros o bien recurrirse a programas de **atado diferencial** (*mistie*), si los corrimientos no fueran de tiempos constantes. También debe tenerse presente que **podría ser necesario invertir la polaridad de la sísmica** entre una y otra generación de datos, para homogeneizarla –recuérdese que en la convención americana un aumento de impedancia acústica en sentido descendente corresponde a un pico y una disminución da un valle, siendo opuesta la convención europea–. Tampoco hay que olvidar que **siempre habrá corrimiento de fase entre datos de fuentes impulsivas y vibratorias**.

Caracterización final de los bloques:

Es la comparación y ajuste del modelo estructural con la interpretación obtenida desde un mallado de sísmica 2D, o bien de un cubo de sísmica 3D. Al final se ajustan todas las correlaciones con las interpretaciones de sísmica. Se comparan interpretaciones de líneas 2D de rumbos apropiados, o bien de secciones en **líneas (inlines)** y **traversas (crosslines)** de sísmica 3D con los cortes generados por correlación de pozos. Se comparan los isócronos con mapas estructurales preexistentes hechos sólo con datos de pozos.

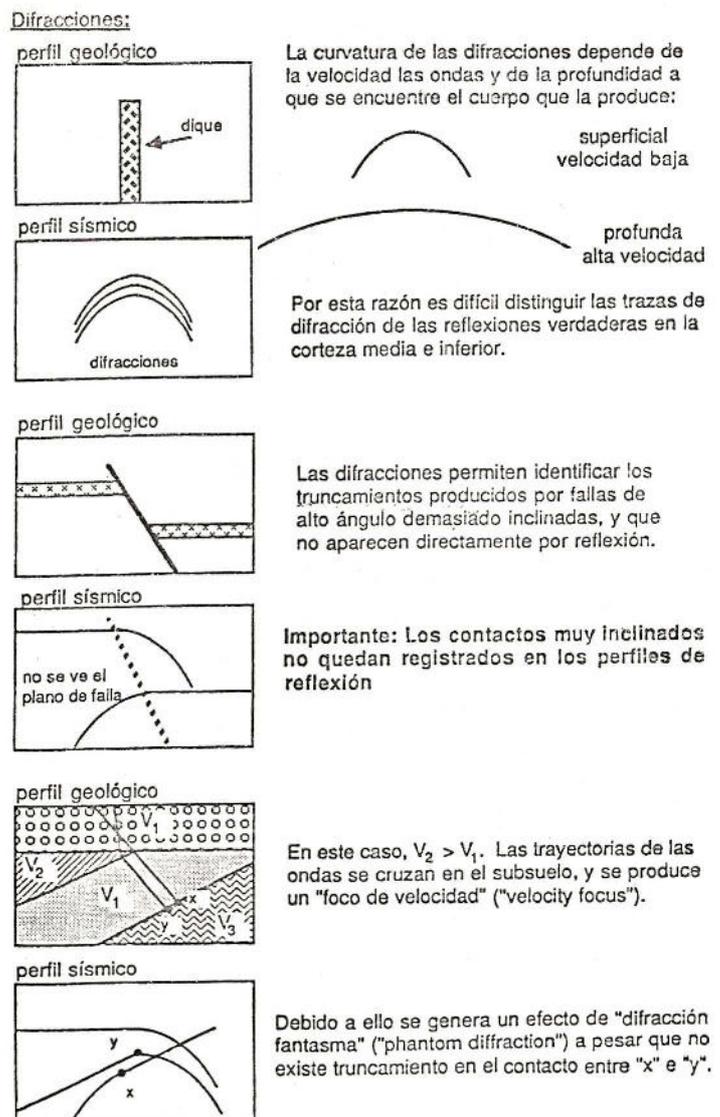
También se pueden construir mapas estructurales nuevos a partir de los isócronos siempre que se cuente con adecuados controles de velocidad (relación tiempo-profundidad) en varios pozos estratégicamente situados en el área mapeada. En este caso lo más recomendable es construir un **mapa de isovelocidades** a cada nivel de interés (ver en el Tema 18, pag. 6) y luego efectuar en cada caso la operación de producto entre grillas: valores de velocidad por valores de tiempo darán valores de profundidad, que entonces se mapearán como un estructural.

ENGAÑOS SÍSMICOS (Pitfalls)

La interpretación de secciones de reflexión (incluso en sus versiones horizontales de 3D) debe partir de la premisa de que **las imágenes sísmicas que se perciben no son cortes geológicos, ni los isócronos son mapas estructurales**, sino sólo aproximaciones a éstos. Las consecuencias de ignorarlo son las metidas de pata en las trampas sísmicas (y no justamente petroleras).

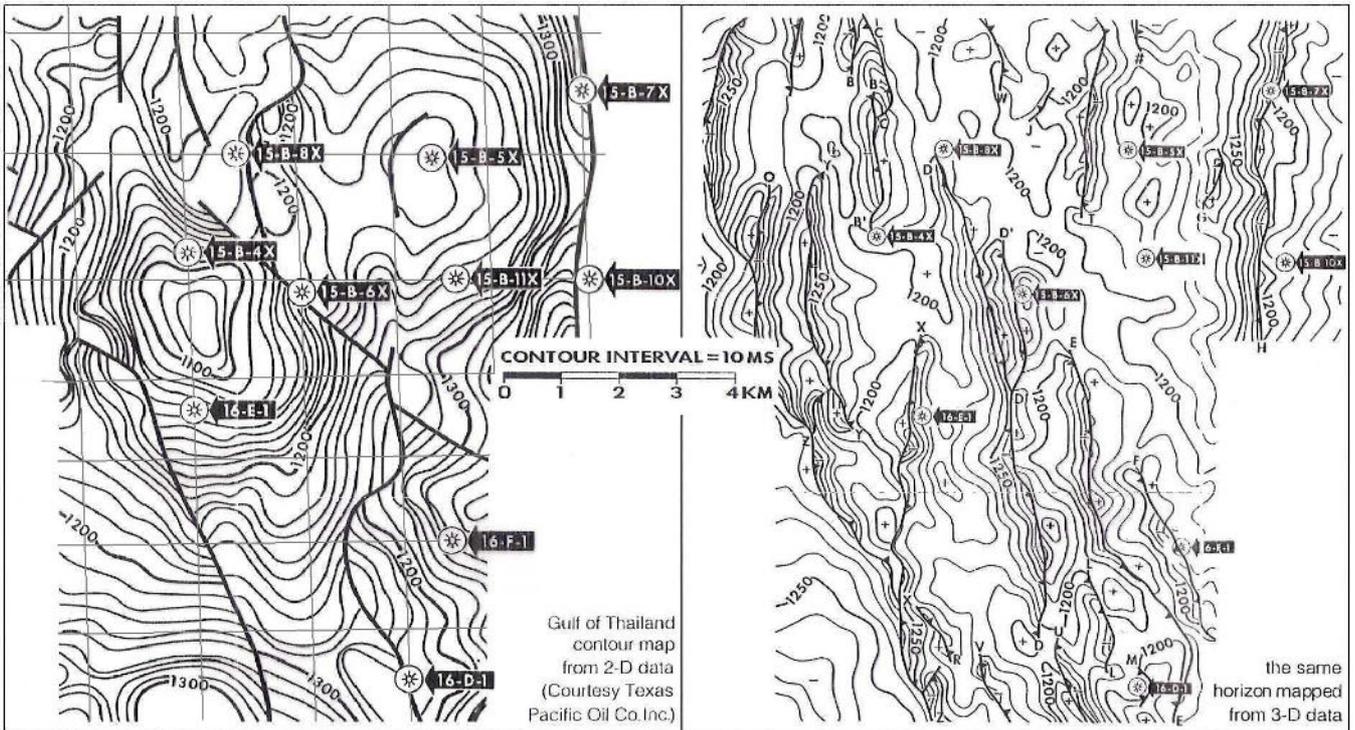
Cuando se observa una sección vertical procesada **pueden aparecer significativos problemas si ésta no ha sido migrada**, sobre todo si se está en un área de regulares o altos buzamientos: los reflectores sísmicos no estarán en su verdadera posición relativa y además se tendrán difracciones sobre planos de falla y en toda geología que presente variaciones laterales bruscas (intrusiones, diapiros, arrecifes, lentes arenosas, etc.), como muestra la figura adjunta, en cuyo caso se deberá ser cauto y eventualmente intentar al menos algunas migraciones manuales de los reflectores de mayor interés.

Ya casi no hay sísmica sin migrar para ser interpretada, ya que los costos han disminuido y casi siempre hasta la sísmica vieja se reprocesa para poder verla migrada –salvo cuando se hace alguna rápida evaluación de un área antigua–. Pero **en casos de geología complicada** (faja plegada, intrusiones de complejo emplazamiento, etc.) **una migración convencional puede no ser suficiente** y sólo se tendrá cierta certeza de una correcta interpretación cuando el proceso de

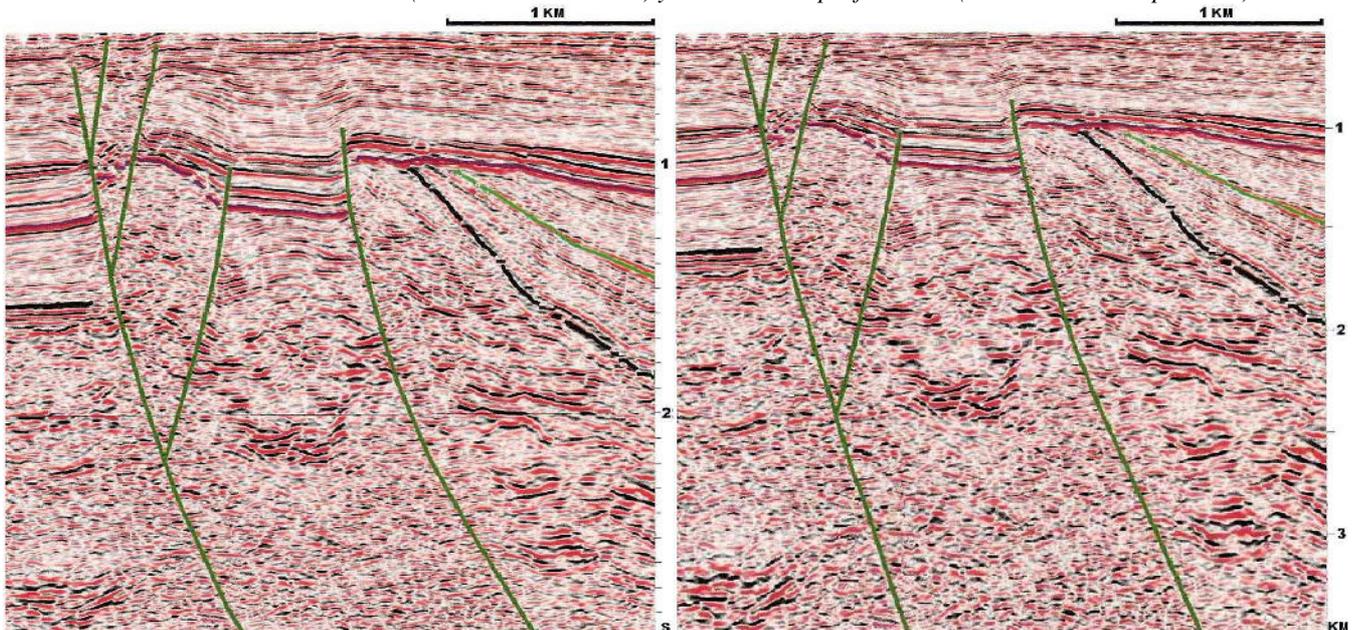


migración se haya realizado antes de apilamiento (*pre-stack*). A su vez, como ya vimos, existe diferencia según sea el algoritmo utilizado (Kirchhoff, Ecuación de onda, Trazado de rayos, etc.), y esto es también válido para las etapas previas del procesado sísmico: recuperación de amplitudes, estáticas, dinámicas, deconvolución, filtrados, etc., que pueden realizarse con distintos criterios y variables márgenes de error, lo cual redundará en el producto final resultante para interpretar.

Recordemos también, como se comentó antes, que no es lo mismo un mallado 2D que una sísmica 3D. La interpretación permitirá arribar a un resultado mucho más preciso y exacto en el segundo caso, tal como queda evidenciado en la comparación de los siguientes mapas isócronos.



Sección sísmica convencional (escala vertical de T_0) y convertida a profundidad (escala vertical espacial Z).



Ahora bien, incluso si todo hubiese sido realizado del modo más atinado –que casi siempre tiene como condición necesaria, aunque no suficiente, un presupuesto generoso–, no se tiene que olvidar que **la sísmica**

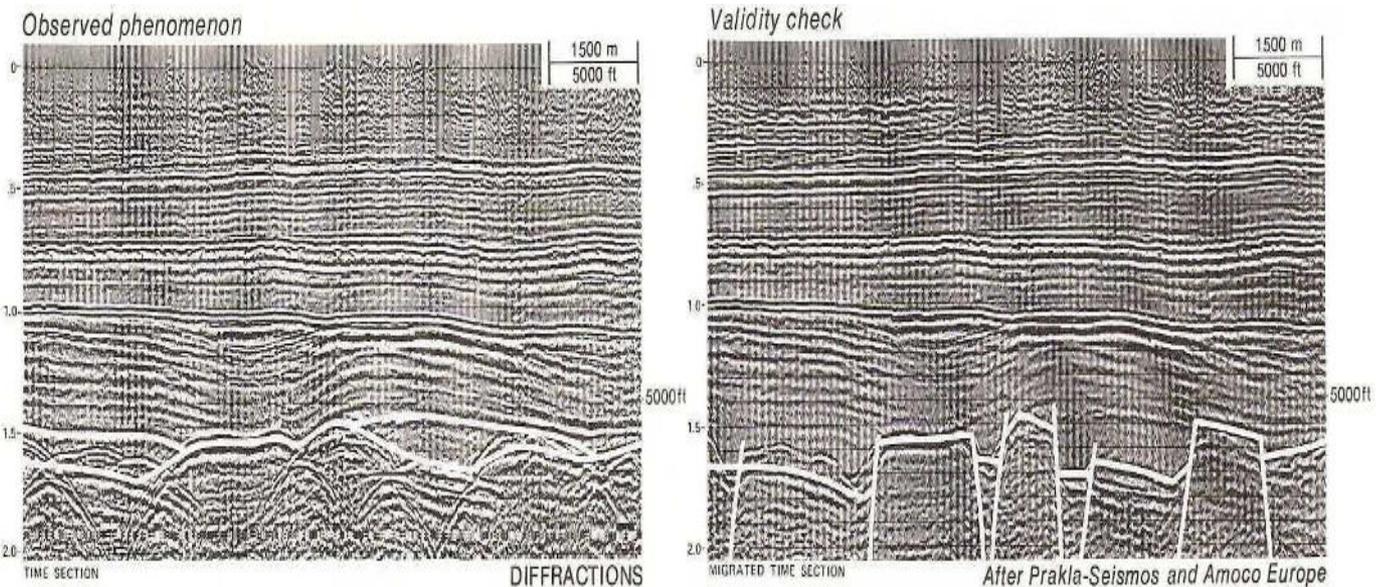
normalmente está representada en escala de tiempos, no de profundidades. De modo que *la imagen resultante es función de las variaciones de velocidad*, en general crecientes con la profundidad. Una sección sísmica refleja la geología como un espejo deformante refleja a una persona parada frente a él: piernas cortas, cabeza alargada. Este efecto hace que *siempre las fallas se vean más lístricas de lo que son* (tendiendo a ser más horizontales con la profundidad) como se aprecia en la última figura de la página precedente. Pero incluso más, porque podríamos ver distorsiones –como sería el caso de un brazo más corto que el otro– porque *las velocidades también varían lateralmente* según sea la geología iluminada por las ondas. Y lo mismo va a pasar con las secciones horizontales y con los mapas o cualquier otra información interpretada. Sólo si la sísmica ha sido pasada a profundidad por un método muy sólido, por ejemplo abundantes y representativos datos de sísmica de pozo, o bien una consistente migración por trazado de rayos, entonces se podrá tener una cierta confianza de la equivalencia entre imagen sísmica e imagen geológica, pero incluso en estos casos hay que estar prevenido porque algunas deformaciones estructurales, aunque sutiles, estarán todavía presentes.

Tampoco debe olvidarse que *la sísmica no puede ver nada que se aproxime a la vertical*. Todo aquello que incline más de 45° será prácticamente invisible –los rayos rebotados emergen casi todos muy lejos del área de trabajo–. A lo sumo, si el espesor de tales eventos subverticales es significativo, se podrá ver una zona de ruido que va a alertar sobre algo que existe pero no se puede ver. Otras veces, cuando los espesores son de pocas decenas de metros, ni siquiera podrá intuirse que tales emplazamientos existen.

Y, por si todo esto fuese poco, la *limitación en cuanto a la resolución sísmica* de intervalos delgados es otro de los significativos problemas de visualización, como se ha explicado antes.

Así pues, existe un variado menú de **engaños sísmicos posibles** cuando alguien se larga a rayar –o sea, a interpretar– la sísmica de reflexión. Algunos de los más frecuentes se deben a:

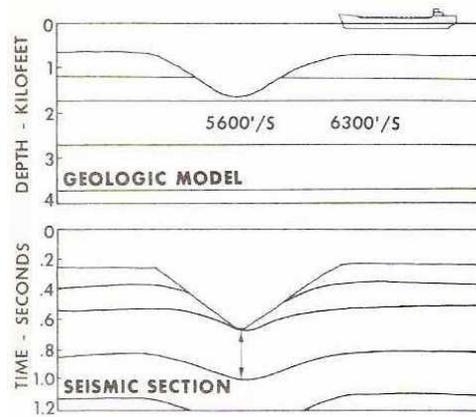
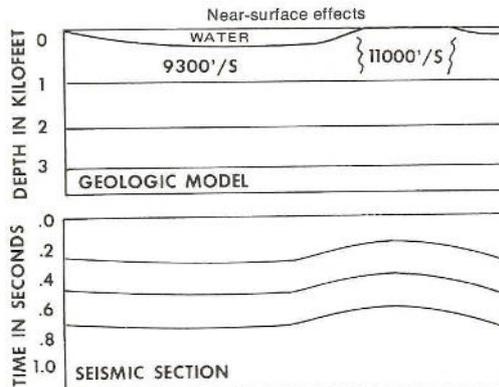
-Falta de Migración o Migración Inadecuada, que puede generar buzamientos erróneos, falsas estructuras, difracciones y cambios laterales de velocidad no corregidos. En la figura siguiente, un ejemplo en el que en la sección no migrada (izquierda) las difracciones llevan a una interpretación errónea, que cambia en la sección migrada (derecha) con la incorporación de fallas en un esquema de pilares (*horsts*) y bloques hundidos (*grabens*).



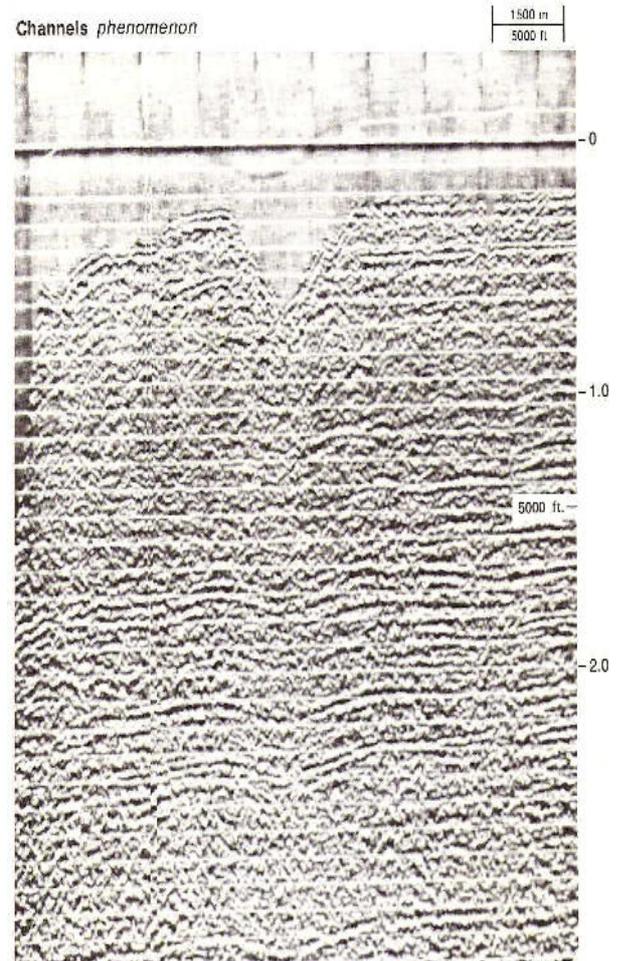
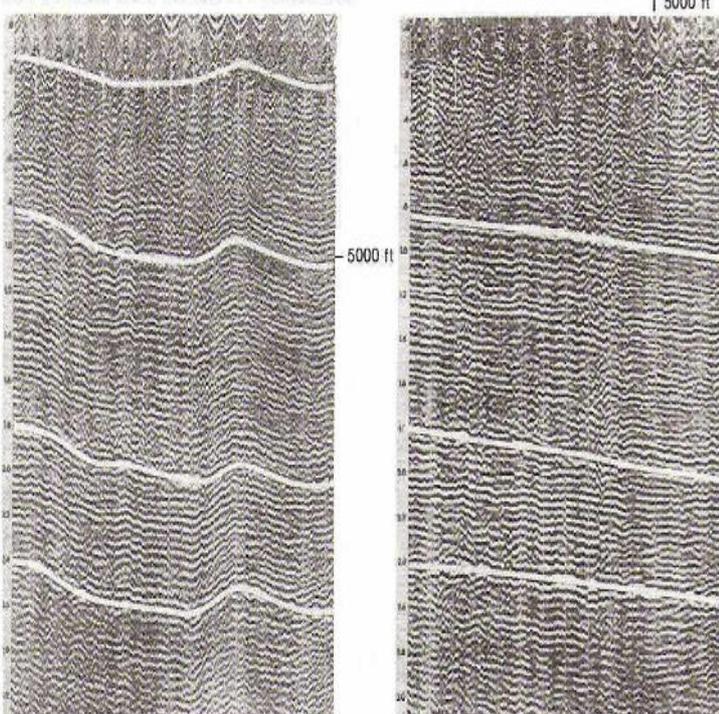
-Recuperación de Amplitudes Excesiva, donde la tendencia a ecualizar (igualar amplitudes) en exceso hace indistinguibles secuencias de bajos contrastes internos respecto a otras que contienen altos contrastes acústicos. Recuperar en Verdadera Amplitud es la mejor opción para poder realizar interpretaciones sismoestratigráficas o para poder aplicar adecuadamente inversión de trazas o método AVO, que veremos en el Tema 18.

-Estáticas Imprecisas, que pueden dar tirones o empujones de velocidad (*pull up, push down*) resultantes de emplear velocidades o espesores por exceso o por defecto para la capa meteorizada. Resultan entonces intervalos temporales respectivamente por defecto o por exceso para dicha capa superficial, lo que a su vez levanta o empuja las trazas generando falsos anticlinales o falsos sinclinales a lo largo de toda la sísmica.

En las siguientes figuras se esquematizan y presentan casos reales de falsas estructuras por problemas no corregidos debidos a velocidades subsuperficiales lateralmente cambiantes. A la izquierda forma anticlinal y a la derecha sinclinal, en ambos casos con preservación de la curvatura a lo largo de toda la sección sísmica.

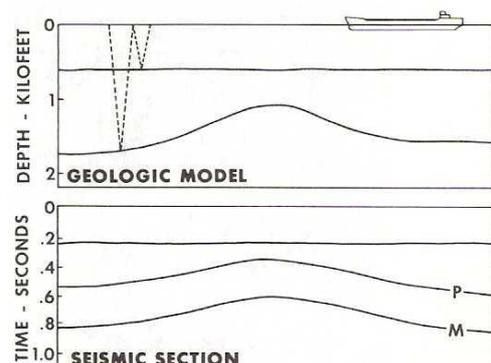


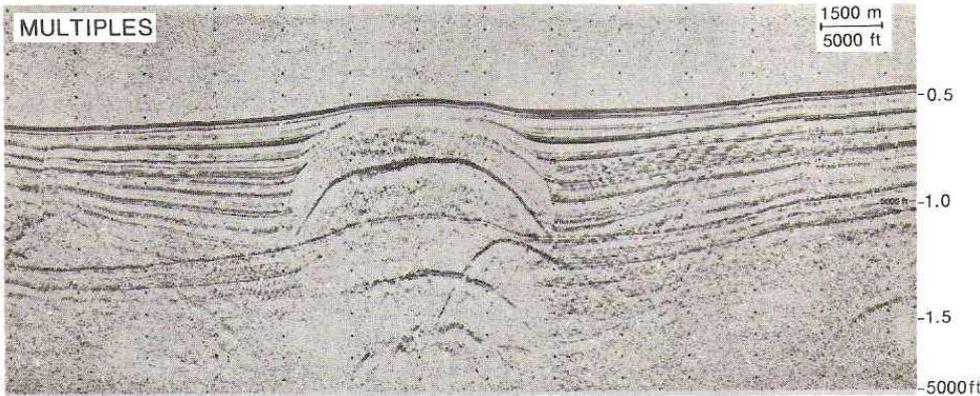
NEAR-SURFACE VELOCITY ANOMALY



-**Ruidos en general**, que no han podido ser removidos durante la adquisición ni tampoco en el procesamiento de los datos, por lo cual pueden dificultar la interpretación de la geología e incluso generar falsas interpretaciones. Las **reflexiones múltiples** son un caso típico cuando no se ha recurrido a toda la batería de pesticidas disponible para su erradicación.

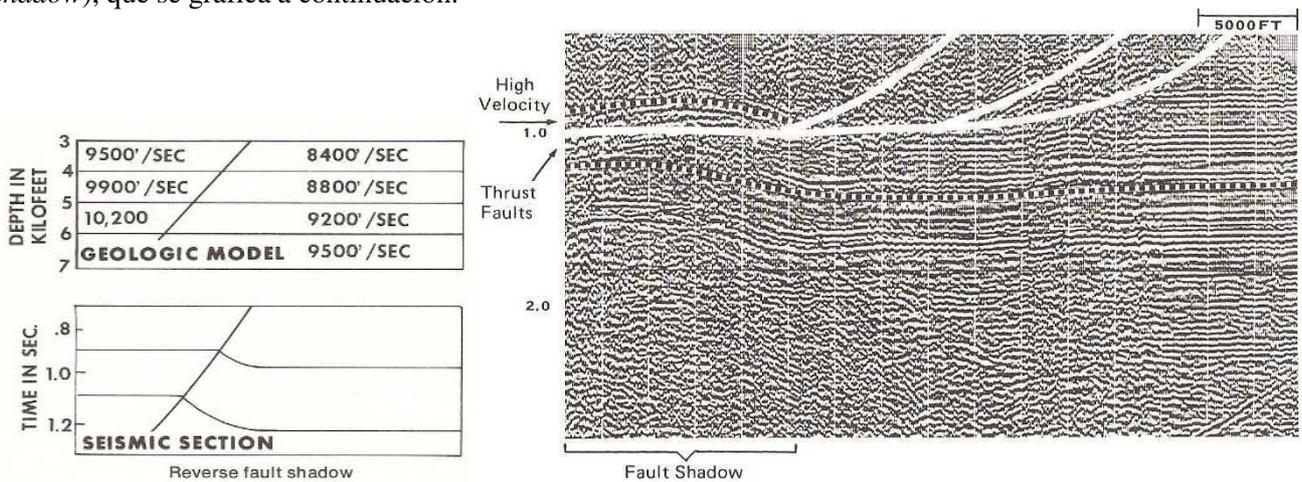
En la figura a la derecha vemos el modelo geológico con su correspondiente imagen sísmica.



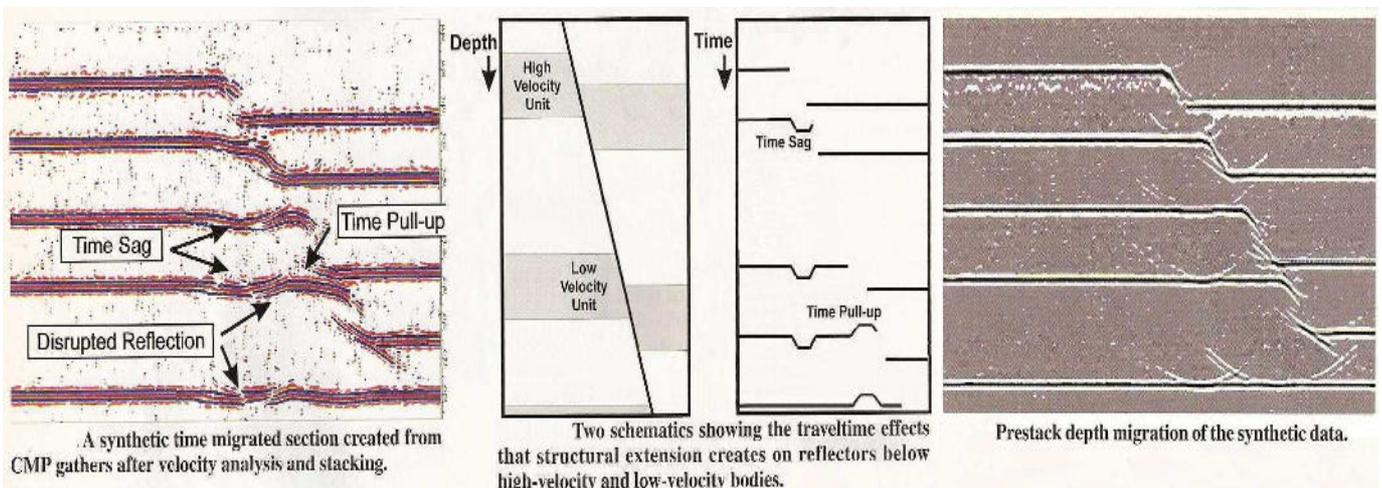


A la izquierda, caso real de una sección sísmica en la que se presentan reflexiones múltiples por reverberación en el fondo marino. Se repite el reflector del lecho marino y también un reflector fuerte dentro de la antiforma.

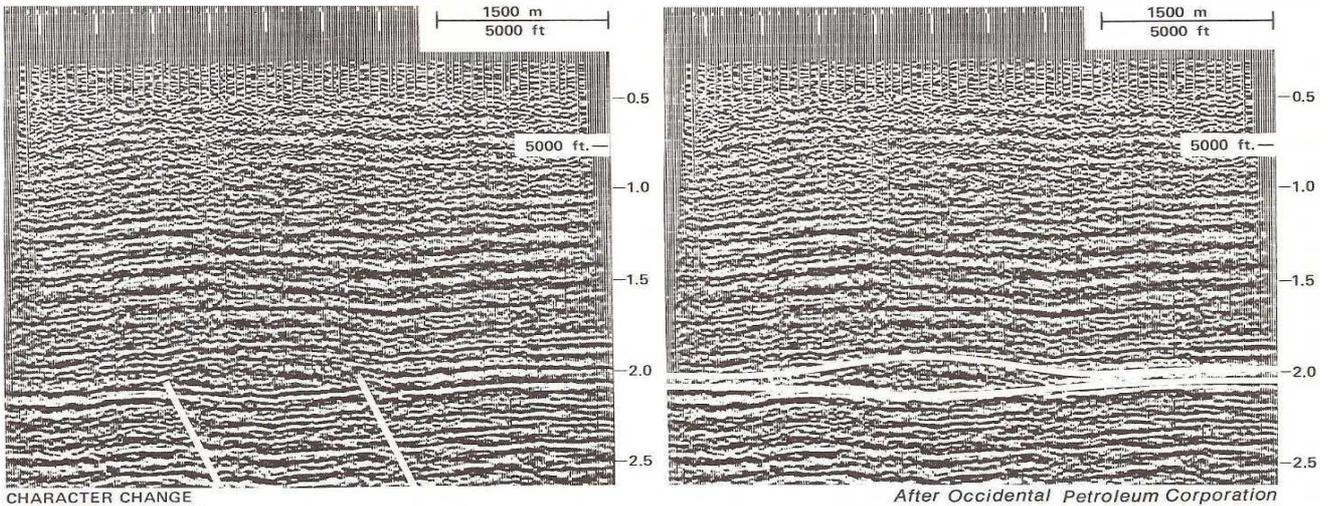
-**Variaciones laterales de velocidad** (a profundidad actual constante), generadas sobre todo por cuestiones estructurales (sobrecorrimientos, fallas gravitacionales o transcurrentes, pliegues por inversión tectónica, diapirismo, intrusiones ígneas u otras muchas posibilidades) como en menor medida también por cuestiones estratigráficas (crecimientos arrecifales, lentes arenosas, etc.). El resultado es similar al de las estáticas erróneas (tirones y empujones de velocidad), aunque en estos casos no hay nada que corregir en el proceso convencional. Si el fenómeno ocurre bajo una superficie de falla recibe el nombre alternativo de **sombra de falla** (*fault shadow*), que se grafica a continuación.



En ocasiones la sombra de falla produce una sucesión de pequeños anticlinales y sinclinales. Sólo se puede entender este tipo de problemas haciendo modelos de sísmica sintética hasta encontrar la probable geología causante de tales levantamientos o hundimientos en la imagen, o bien pueden ser corregidos, al menos parcialmente, con migración por trazado de rayos, preferentemente antes de suma, tal como aquí se ilustra.

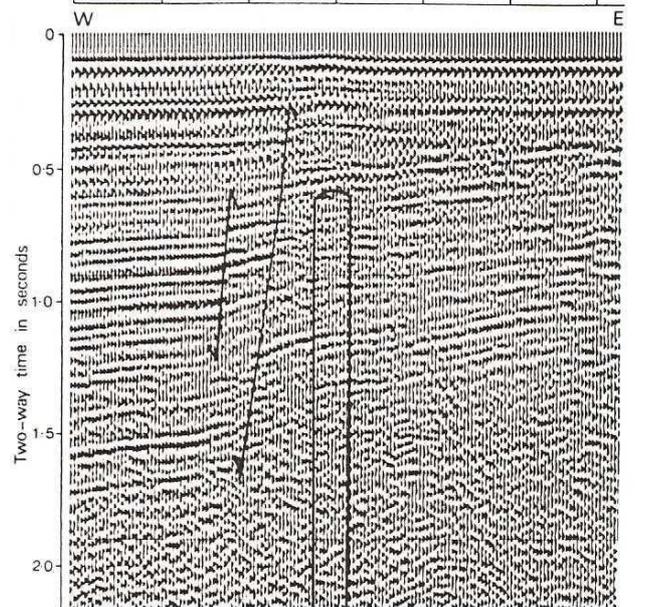
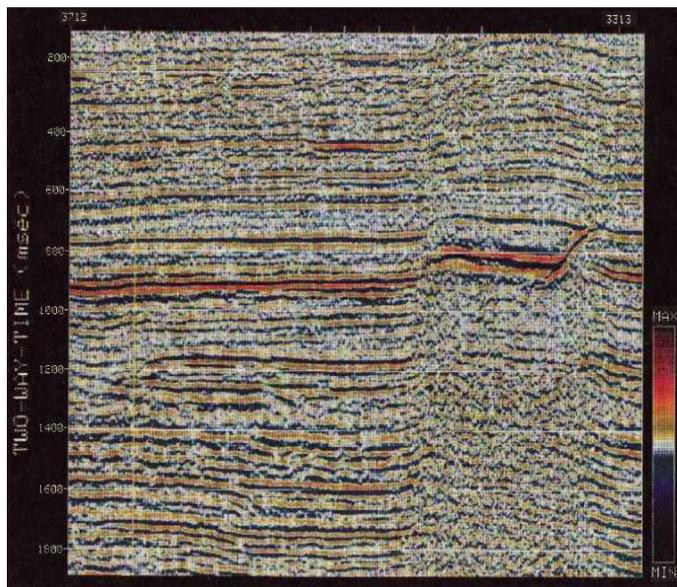
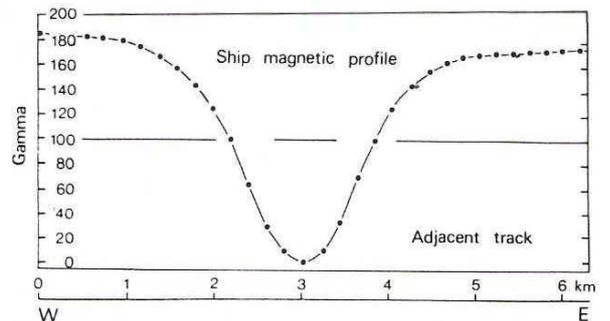


-**Deconvolución, Filtrados o Procesos Cosméticos variados**, que pueden alterar, a veces significativamente, la forma como se visualizan rasgos sutiles de la sísmica. Un **cambio lateral de carácter** (no humor sino aspecto de la reflexión), como el ilustrado abajo, puede modificarse con las distintas opciones a las que se recurra durante el procesamiento. En este caso ambas secciones tienen igual proceso, lo que varía es la interpretación realizada.



- **Zonas poco iluminadas** por los frentes de onda, lo que puede ser debido al alto buzamiento de las capas, como en la figura de la derecha, en la que un dique ígneo denunciado por el perfil magnético prácticamente no se ve en la sísmica, excepto por muy sutiles indicios.

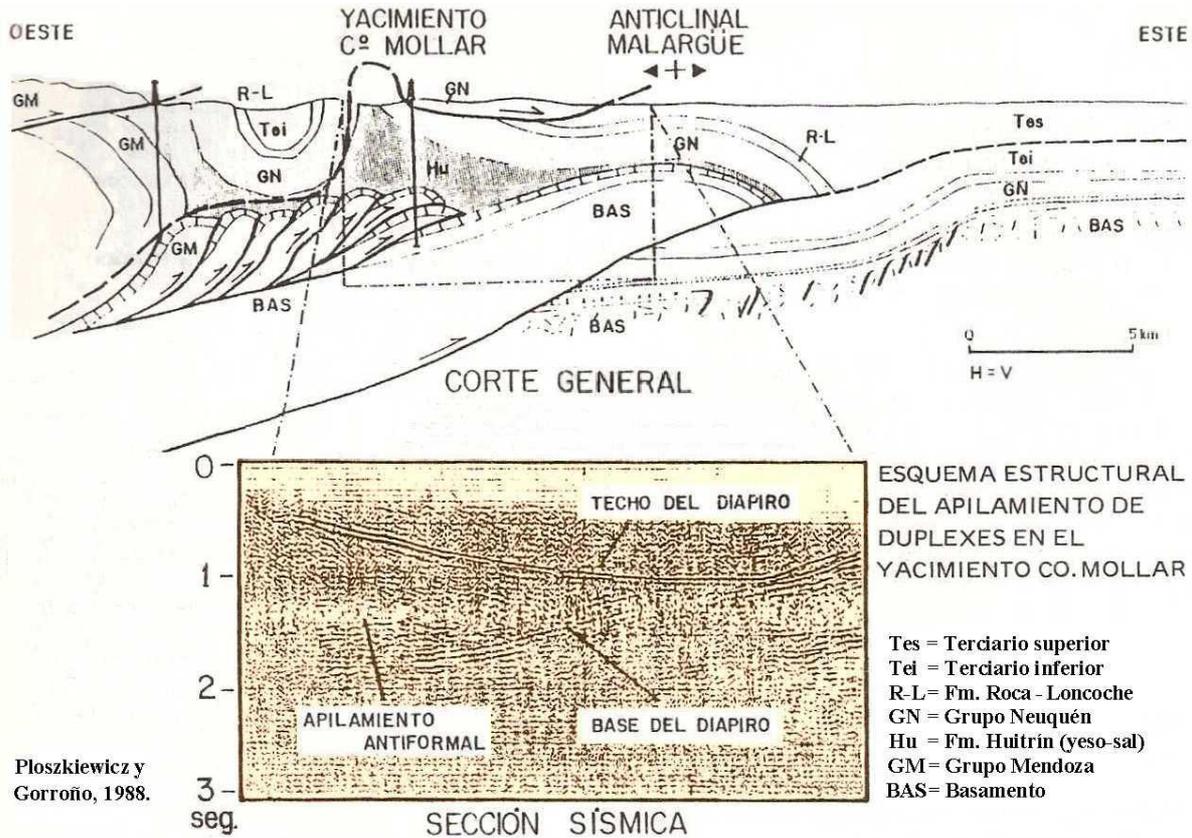
También ocurren zonas pocos iluminadas en capas subyaciendo fuertes contrastes de impedancia acústica (de gran amplitud) que actúan como espejos bajo los cuales muy poca energía logra pasar. Se da si hay diapirismo evaporítico, carbón o lentes gasíferas, en este último caso sólo si se registran ondas P, ya que **las S son indiferentes al fluido poral**. También bajo intrusiones ígneas, como el filón de la sección de abajo, con un tirón de velocidad combinado con poca energía en los estratos infrayacentes y un combamiento anticlinal real por encima de la intrusión, causado por inyección forzada.



Comparison of magnetic with seismic profile from the North Minch. Note single-point type diffraction patterns due to reflections from top and margins of dyke intrusion, also the minor faulting associated with dyke emplacement. (Seismic profile A, courtesy IGS).

Sección sísmica con intrusión ígnea concordante en el Tc. basal de Santa Cruz Sur, cuenca Austral.

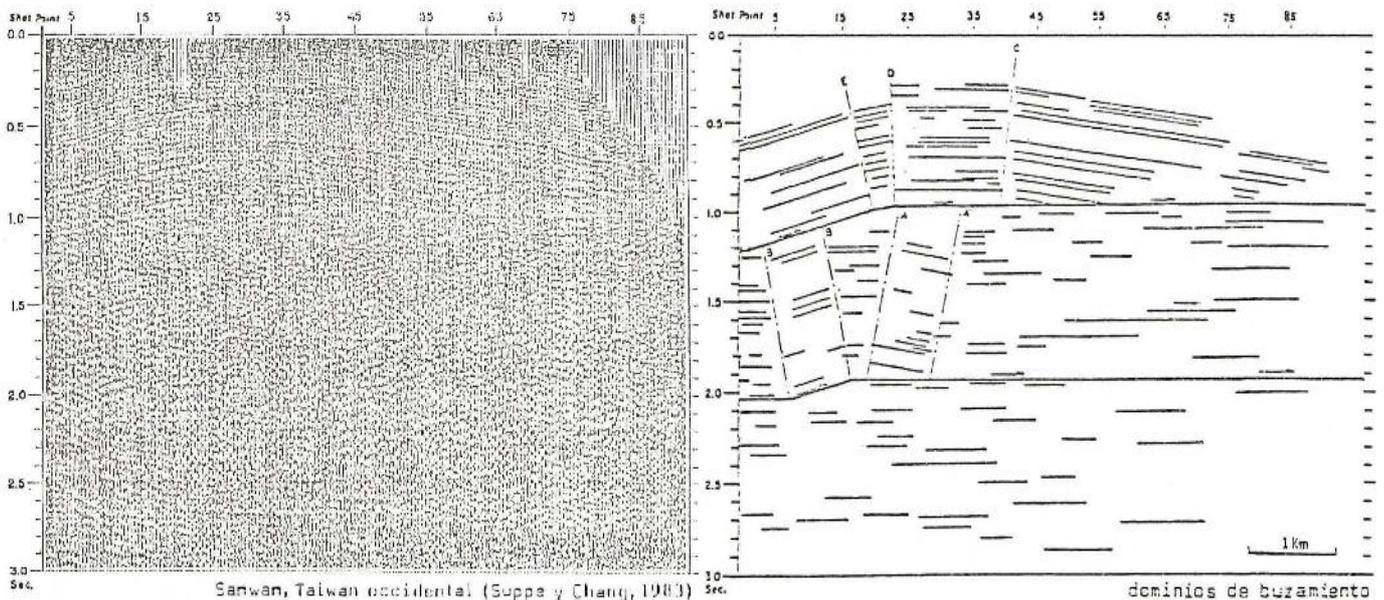
Por último, un ejemplo de la complejidad de interpretar sísmica en una faja plegada como la de la cuenca Neuquina, donde además se presenta diapirismo tectocinético. La información de afloramientos, pozos y otros métodos geofísicos (por ejemplo, gravimetría) permite trabajar sobre un modelo razonablemente confiable.



RASTREO (tracing)

Si se dispone de secciones o cubos sísmicos –o sectores de ellos– con baja relación señal/ruido se puede recurrir a una técnica de **rastreo de reflectores** consistente en remarcar y conectar sobre la sísmica los segmentos de reflexión más visibles (en papel transparente o con un programa de digitalización en pantalla) para después interpretar el modelo geológico, tanto sea referido a aspectos estructurales como estratigráficos.

Abajo sección sísmica (izquierda) y su correspondiente rastreo (derecha).



ESTRUCTURAS COMPLEJAS

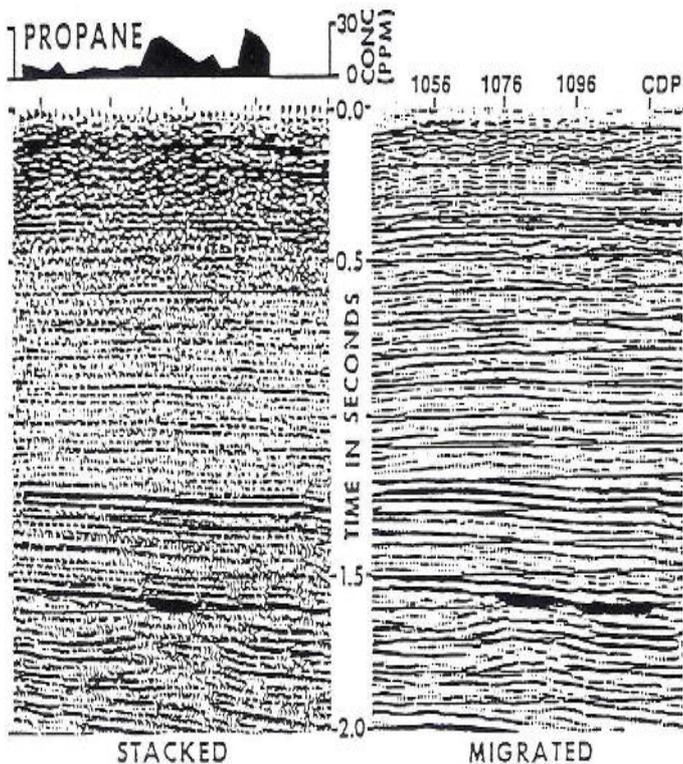
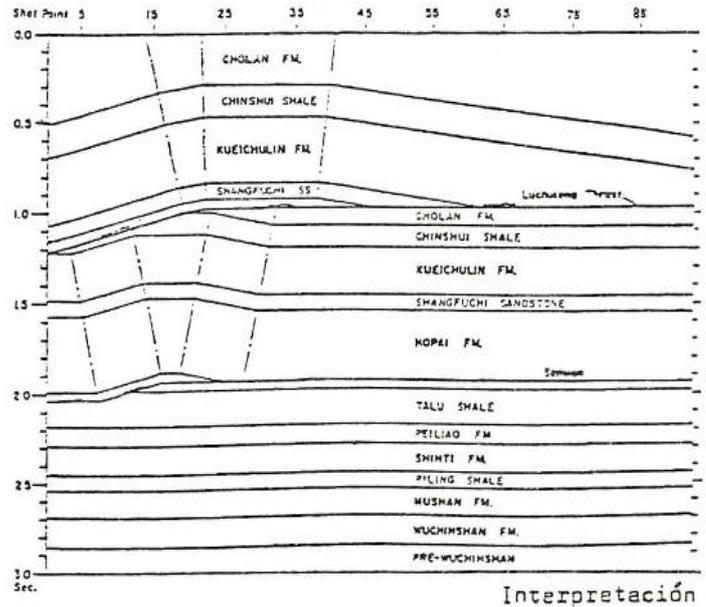
Existen numerosas técnicas de construcción de modelos estructurales a partir de la información sísmica 2 ó 3D. Uno de los más conocidos es el **método de John Suppe** (estadounidense) para zonas plegadas por propagación o flexión de falla.

A la derecha aplicación de la técnica sobre la sección sísmica rastreada en la página anterior, en un caso de plegamiento por flexión de falla.

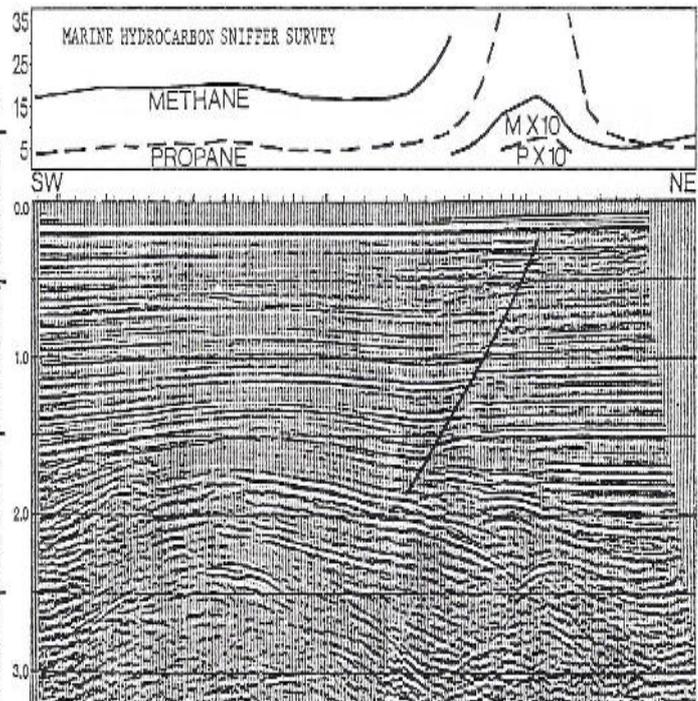
COTEJO CON DATOS NO SÍSMICOS

También pueden aplicarse técnicas de balanceo estructural a partir de datos sísmicos convertidos a escala vertical de profundidad métrica.

Siempre es útil complementar la interpretación sísmica con información de pozos, afloramientos, otros métodos geofísicos, prospección geoquímica, etc. Aquí dos ejemplos de la comparación con datos geoquímicos de gases emanados por fugas desde trampas profundas.



Geochemical profile scaled to seismic section. La Salle County. From Rice 1986. A second bright spot at right is interpreted in the migrated section, matching propane survey.

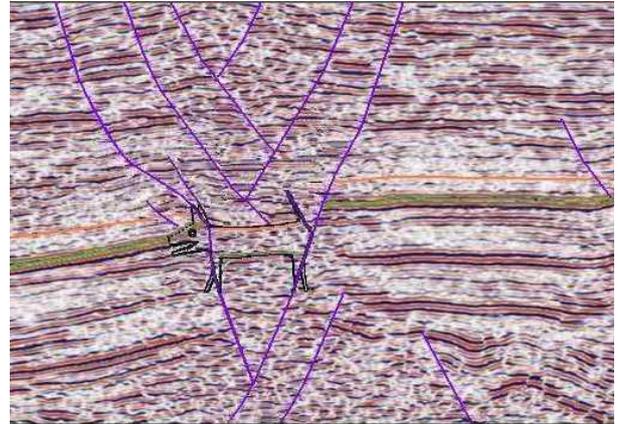


Geochemical data and seismic profile showing localized hydrocarbon anomaly over faulted reservoir, East Cameron Block 330 area, Gulf of Mexico. Several "bright spots" may be seen on the seismic section at depth, in addition to shallow gas-charged sands presumably fed by migration along the fault. (Weismann, 1980 and Exploration Technologies, Inc.)

En el caso de la izquierda, la sección apilada (*stacked*, sin migrar) no se evidencia una de las manchas brillantes (*bright spots*, que consisten en anomalías de gran amplitud sísmica) que el reservorio gasífero provoca al aumentar el contraste de impedancia acústica con la roca sello. Esto sí se puede ver en la sección migrada, en correspondencia con el perfil geoquímico de gas propano registrado en la superficie, probablemente en muy gradual fuga a través de microfracturas que la sísmica no muestra.

En el caso de la derecha, un aumento de metano y propano coincide con la propagación hacia la superficie de una falla (interpretada) que permite el escape desde reservorios profundos.

Más allá de todas estas técnicas y resguardos de la interpretación de la sísmica de reflexión, para los geólogos e ingenieros que sean clientes de un intérprete geofísico, lo esencial, como en toda compra (en el restaurante, la tienda o la política), es estar atento para no dejarse meter el perro.



CUESTIONARIO BÁSICO

- Definir resolución sísmica horizontal y vertical.
- ¿Qué es la sintonía sísmica y qué utilidad brinda?
- ¿Cuáles son los posibles significados de las interfaces reflectivas?
- Definir mapa isócrono e isocronopáquico, ¿qué utilidad tienen?
- Explicar la aplicación de la técnica de aplanamiento de reflectores.
- Citar la información previa necesaria para una interpretación sísmica estructural.
- ¿Qué pasos sucesivos se deben seguir en la interpretación?
- ¿Qué tipos de estructuras puede mostrar la sísmica?
- ¿Qué diferentes tipos de problemas puede ocasionar la falta de migración?
- ¿Qué otros tipos de engaños sísmicos pueden presentarse?
- ¿Qué tipo de información nos dan las secciones horizontales y los mapas de amplitud?
- ¿Cuáles son las ventajas de la sísmica 3D sobre la 2D? ¿Y desventajas?

BIBLIOGRAFÍA:

- Bocaccio P. y otros, 1996. Apuntes de Sísmología y Sísmica (p. 1-36). Yacimientos Petrolíferos Fiscales.
- Brown, A., 1991. Interpretation of Three Dimensional Seismic Data. Society of Exploration Geophysicists.
- Dobrin, M., 1961. Introducción a la Prospección Geofísica (p. 254-274). Ediciones Omega.
- Sheriff, R., 1985. Geophysical Exploration and Interpretation. Society of Exploration Geophysicists.
- Sheriff, R., 1991. Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics. Society of Exploration Geophysicists.
- Telford, W., Geldart, L., Sheriff, R. y Keys, D., 1976. Applied Geophysics (p.396-414). Cambridge Univ. Press.
- Tucker, Paul, 1982. Pitfalls in Seismic Interpretation, 1 & 2. Society of Exploration Geophysicists.

* "Lo esencial es invisible a los ojos"