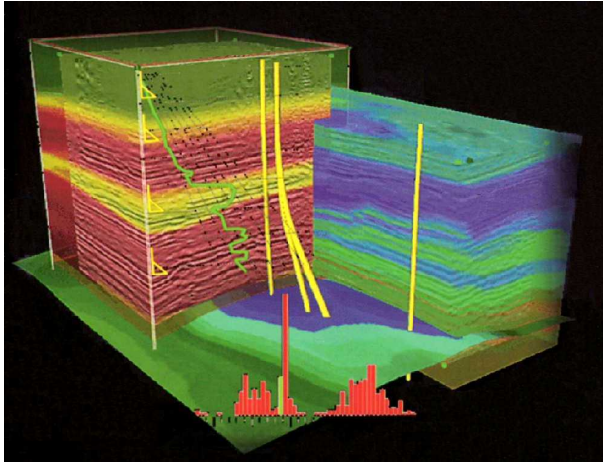


Visualización 3D (Imagen Landmark)



*“Now, over the years, just as the line between acquisition and processing is becoming thinner, it is also getting more difficult to determine where research ends and implementation begins. [...] in industry you are right next door to the application of your theories.” **

[“Ahora, con los años, a medida que se achica la distancia entre adquisición y procesamiento, se hace también más difícil definir dónde termina la investigación y comienza la implementación. [...] en la industria estás a un paso de la aplicación de tus teorías.”]

Sven Treitel (2006)

PROCESOS SÍSMICOS ESPECIALES

Sudáfrica, aunque todavía con enormes desigualdades, es el país con mayor desarrollo humano del continente que fue cuna del *Homo (et Mulier) sapiens* y que ha sufrido enormes tragedias humanas. Desde los saqueos, masacres y esclavismo de los primeros invasores europeos (tal el caso de los barcos donde los llevaban como ganado, criminalmente arrancándos de su tierra y afectos) hasta las monstruosas guerras por diamantes, oro, coltán, petróleo... los atroces conflictos étnicos de hoy, incluso genocidios, donde cada bando suele ser patrocinado por empresas multinacionales y los mercaderes de la guerra –cordiales financistas y gerentes de elegante traje en las grandes metrópolis– hacen negocios a costa de violaciones, torturas, mutilaciones y muerte. Pero Sudáfrica afortunadamente abolió y está superando el *apartheid* racista que impusieron los *boers* (los granjeros, de origen holandes) y los descendientes de los colonos ingleses. Incluso entre ellos supo haber una guerra en la que fueron vencedores los británicos y muchos bóers derrotados emigraron a otros países, por ejemplo la Argentina y en particular la zona de Comodoro Rivadavia, hace poco más de un siglo. Y sabemos que Nelson Mandela, tras veintiocho años en prisión, fue principal artífice del fin del racismo y la reconciliación de blancos y negros, que empezaron a compartir desde el himno con versos en zulú, sesotho, xhosa, afrikáans e inglés hasta, por ejemplo, el deporte en la acomodada élite de los *springboks* o en la humilde mayoría de los *bafana-bafana* con sus alegres vuvuzelas que imitan el barritar de los elefantes.

Como nación de profundo desarrollo minero (¡hasta 4 km bajo tierra!), varios han sido los notables ingenieros y científicos que han hecho aportes en este campo. Entre ellos **Daniel Krige**, hijo de un pastor calvinista, nacido en 1919 en Bothaville, quien creció en el West Rand, fue al colegio Krugersdorp y luego se laureó de ingeniero en minas en Witwatersrand. Trabajó en la Anglo Transvaal, así como en el ente minero estatal, en consultorías y en docencia universitaria. Fue pionero en la aplicación de la matemática a la geología minera cuando desde 1950 comenzó con sus promedios pesados móviles hasta llegar a la metodología geoestadística (luego conocida como *kriging*) evaluando la distribución areal de oro y uranio en los conglomerados de Witwatersrand (Sierra de las Aguas Blancas en afrikáans, el neoholandés bóer).

Universidad y cascada en Witwatersrand (fotos wits.ac.za y wildark.org)



(Esos conglomerados auríferos datan de alrededor de 2.500 m.a., cuando todavía la atmósfera no tenía oxígeno, y fueron verticalizados en los bordes del cráter Vredefort, el más grande del mundo –unos 300 km de diámetro–, por impacto de un asteroide de unos 20 km de diámetro hace 2020 m.a., que además produjo un domo central). Krige también hizo numerosos aportes a temas financieros. En 2007 recibió la prestigiosa Orden del Baobab de manos del presidente Mbeki. Enviudó tras cuarenta y cinco años de matrimonio y compartió dos décadas con su segunda mujer, hasta su fallecimiento en Johannesburgo en 2013, con casi noventa y cuatro años.

Sven Treitel, en cambio, nació en 1929 en Freiburg, Alemania, transcurrió su infancia en Argentina, se casó con una italiana que conoció en Buenos Aires, estudió en Massachusetts (300 km al noreste de Nueva York) y desarrolló una brillante carrera vinculado al desarrollo de técnicas de procesamiento sísmico para empresas petroleras. Estaba en sus inicios como profesional en Cuba cuando Fidel y el Che lograron derrocar al inmoral régimen de Batista cuando la isla era como el casino *yankee*, con béisbol, y la mayoría en la miseria –análogo a Venezuela con el petróleo–, pero la democracia nunca llegó. Y, en cuanto a Sven refiere, trabajó en Amoco, también en consultorías y fue incansable innovador de los procesos sísmicos en Estados Unidos y otros países. Su cita de hace tres lustros es muestra palmaria de la percepción que él y muchos más tienen de la permanente dinámica evolutiva de la informática aplicada a la sísmica y la prospección petrolera. Junto a Renata, con quien tuvo cuatro hijos, siguió activo hasta poco antes de su fallecimiento en 2024, a los casi noventa y cinco.

Entre otros destacados desarrolladores sísmicos, podemos citar al turco **Oz Yilmaz** y al inglés **Nigel Anstey**.

Existen muy diversas modalidades especiales de adquisición y procesamiento de los datos sísmicos de reflexión que, como todos los temas de geofísica antes abordados, dan para escribir varios tomos. Empero, vamos a realizar un abordaje fugaz de cada uno a los efectos de aprehender (que no es el cordobesismo de aprender) unos pocos conceptos que nos permitan identificar sus fundamentos y potencialidades.

Presentamos entonces este breviarío a partir de un encasillamiento práctico a los fines didácticos, clasificando estos variados métodos en: **atributos de las trazas**, **postprocesos sísmicos**, **registros especiales**, **sísmica somera** y **sísmica ultraprofunda**, aunque hay clasificaciones alternativas. Vemos aquí los dos primeros ítems.

ATRIBUTOS DE LOS SISMOGRAMAS

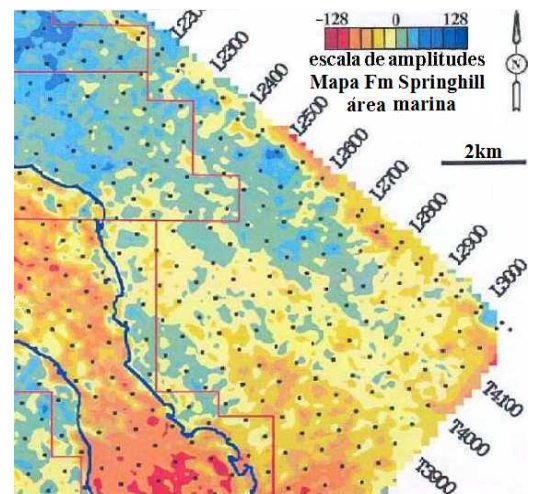
Se llama así a las características intrínsecas de las trazas individuales. El atributo más evidente es la amplitud (desplegada a lo largo del tiempo doble), es lo que muestra una representación sísmica convencional (en 2 ó 3D). Éste puede visualizarse en forma de hilo que viborea (*wiggle*) con o sin relleno negro en el hemisiciclo positivo (hacia la derecha en la convención americana), o bien en escalas de colores (elegidos *a piacere*) en función de la magnitud de tales amplitudes (*variable intensity*). Pero también es posible calcular y graficar, con distintos algoritmos, otros atributos como, por ejemplo, frecuencia, velocidad o atributos de la traza compleja. La variedad es ilimitada, pero la mayoría resulta de la combinación de otros más básicos que describiremos.

Una opción informática es la de **procesar los atributos en la 3D generando unidades volumétricas discretas para luego por opacidad poder desplegar cualquiera de ellos** sobre la sísmica convencional. Está bueno ir probando distintos atributos para conseguir distintas visualizaciones, pero debemos estar atentos a los **arteficios** (*artifacts*), aberraciones visuales por ruido del propio proceso, que suelen ser fuente de error interpretativo.

Es esencial un modelo teórico que explique en términos físico-geológicos las variaciones que nos muestran y, si hay pozos, cotejarlos en detalle con todos los datos de tales sondeos. No hacer estas tareas es quedarse con espejitos de colores que acaso podrán ser vendidos a los grandes jefes de la indiana o permitirán hacer una publicación para ir a un congreso y turistar gratis, pero a riesgo de fracasar y terminar luego en incordiosa evidencia con un nuevo pozo-papa.

Atributos de Amplitudes

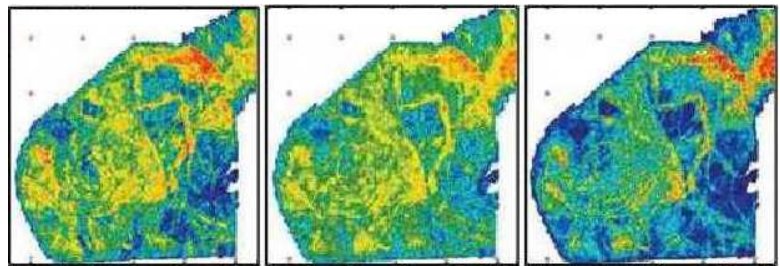
En toda sísmica de reflexión pueden ser mapeados los cambios normales de intensidad sobre un mismo nivel guía (figura contigua) previamente interpretado habiendo rayado con buena precisión (preferible *autotrack*) siguiendo el pico (*peak*) o valle (*trough*) de las trazas. Esta técnica en sísmica 2D es poco útil ya que sólo sigue variaciones de amplitud en secciones individuales y su interpolación en un mapa se vuelve demasiado incierta. Fue concebida para la 3D, generando los denominados mapas de amplitud (*horizon slices* o *seiscrops*, figura al lado) que **reflejan la variación detallada de los contrastes de impedancia acústica**



(modificado de Total)

(coeficientes de reflexión) a lo ancho y largo de la zona prospectada.

Una variante es calcular la raíz media cuadrática (RMC o RMS) de las amplitudes de una dada cantidad de trazas en una ventana temporal. Otra opción es calcular estadísticamente la varianza de la amplitud (figura de la derecha), y hay más.

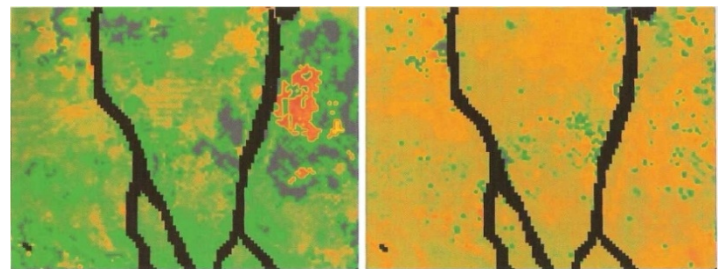


Amplitud del máximo pico Ampl. raíz media cuadrática Varianza de la amplitud
(figuras modificadas de Barnes, 2006)

Atributos de Frecuencias

Existen algoritmos para calcular magnitudes relativas a la variación de frecuencia, lateral y verticalmente sobre la data en 2 ó 3D, a saber:

- **Porcentaje de energía** de una definida banda de frecuencia con respecto a la energía total.
- **Frecuencias medias, dominantes, modales** (pico del espectro) u otras. A la derecha ejemplo de mapas de frecuencia siguiendo un nivel guía.
- **Ancho espectral**, es decir, la diferencia entre la máxima y la mínima frecuencia cosechadas.



Frecuencia pico Frecuencia dominante
(figuras modificadas de Brown, 1991)

La información así obtenida puede desplegarse en secciones verticales y horizontales (estas últimas sólo con sísmica 3D). Resulta **útil para evaluar la calidad de adquisición y procesamiento** de los datos, para los cuales son críticas las condiciones superficiales (topografía y capa meteorizada). Recuérdese que incluso con el mejor tratamiento de las correcciones estáticas, si hay un espesor grande y, peor, si el grado de incompetencia de la capa meteorizada es muy marcado, habrá un fuerte secuestro de altas frecuencias a lo largo de toda la sísmica bajo los sectores donde eso acontezca. **Las estáticas no rescatan las frecuencias secuestradas.**

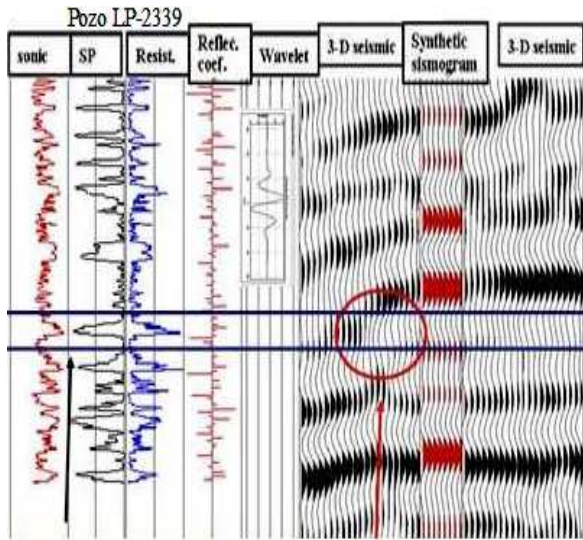
Pero, una vez descartado que los cambios en el espectro de frecuencia se deban a las cuestiones antedichas, **pueden hacerse aproximaciones al entendimiento de aspectos geológicos** del subsuelo, ya que los cambios del espectro pueden indicar variaciones litológicas (**en rocas más densas en general se registra mayor frecuencia**), pero también pueden denunciar cambios en la condición de los **reservorios, tanto más porosos o más fisurados o eventualmente con más gas (hidrocarburos o CO₂) cuanto menor sea la frecuencia registrada.**

Descomposición Espectral

Es una metodología útil para identificar paleocanales y otros rasgos sedimentarios de detalle. Ha tenido relativo éxito en la cuenca Golfo San Jorge con antiguos valles fluviales de poco relieve vertical donde los ríos migraron a través del tiempo, corriéndose lateralmente y emplazándose cada vez más arriba a medida que se rellenaba el valle, dando como resultado una franja de reservorios múltiples. Éstos pueden detectarse por sísmica en forma de paquete con respuesta al tope y la base, pero no en forma individual a causa de los pocos metros de espesor de cada lente arenosa. No obstante, a veces se alcanzan a ver espesores chicos, de dos arenas superpuestas e incluso individuales, con menos de un cuarto de la longitud de onda reflejada, si se dan ciertas condiciones en cuanto a sintonía sísmica entre el tope y la base de tales intervalos. Ocurre porque, si tienen resolución separada, los coeficientes de reflexión serán positivo y negativo respectivamente, dado que estas areniscas tobáceas (con abundante matriz y por ende pobre condición petrofísica) poseen una impedancia acústica mayor que la de las rocas sello supra e infrayacentes (arcillas tobáceas más porosas, aunque obviamente impermeables), así como mayor frecuencia instantánea (por ser más competentes). Cuando estos paquetes arenosos pierden espesor se produce interferencia constructiva (resonancia) y al adelgazarse más pasan a interferirse destructivamente. Recordemos que la resolución depende de la longitud de onda, que a su vez es función de la velocidad y de la frecuencia dominante del espectro sísmico para el intervalo considerado. **La descomposición espectral lleva los datos sísmicos al dominio de la frecuencia (mediante la transformada de Fourier), de modo que la reflexión proveniente de una capa delgada se expresa mejor en ciertas frecuencias según sea su espesor temporal.**

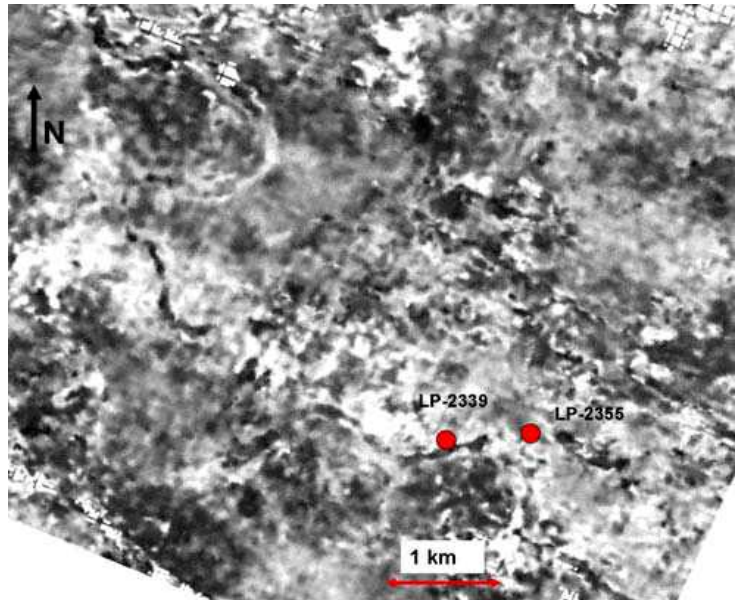
Para un estudio hecho en la parte superior de la Fm. Castillo con una frecuencia dominante de 35 Hz algunas porciones del paleosistema fluvial se ven mejor con 30 y algunas otras con 50 Hz. Se generaron entonces dos **cubos de monofrecuencia** (cada uno con frecuencia única) con dichos valores en hercios y luego fueron combinados. Después se procedió a aplanar los niveles guía que contenían reservorios para suprimir el efecto estructural. Sobre tales planos se desplegaron las amplitudes (como si fueran cubos normales con toda la banda de frecuencias) que permitieron evidenciar espacialmente morfologías de canales meandrosos y en abanico. Este

modelado se calibró con datos de sísmica de varios pozos (figuras siguientes). No todos los niveles arenosos tienen la típica respuesta sísmica comentada, por lo que no fue posible predecir muchos de los otros reservorios delgados también atravesados en la parte superior de la Fm. Castillo. Tampoco ha sido posible en esta cuenca la predicción de la calidad petrofísica ni del contenido de fluidos de tales reservorios profundos. Pero algo es algo.



Estrato causante del efecto de sintonía. Expresión sísmica del estrato.

(modificado de Foster & Iovine, 2007)



Izquierda, perfiles de pozo y sección sísmica de superficie con intercalación de un sismograma sintético, mostrándose la ondícula y los coeficientes de reflexión; derecha, mapa de amplitudes sobre un nivel guía aplanado, resultante de la combinación de los cubos de monofrecuencia de 30 y 50 Hz, con la ubicación del mismo pozo y otro más al este.

Atributos de la Traza Compleja

Son atributos cuyo cálculo está disponible en todas las librerías computacionales de interpretación sísmica y **también son aplicables a los perfiladores gradacionales de subfondo** referidos en el Tema 16. Se los obtiene a partir de pensar la traza como un fasor, según lo propuesto por el inglés **Nigel Anstey** y luego en Estados Unidos por **Turhan Taner**, **Robert Sheriff** y **Fulton Koehler** en la década de 1970, a partir del siguiente concepto.

Un número complejo se define como:

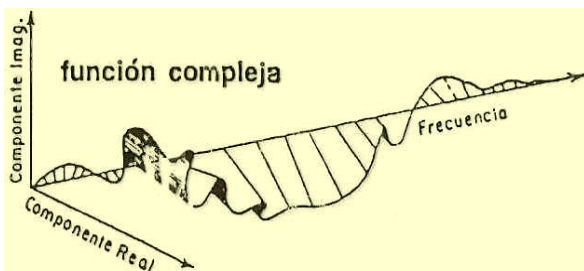
$$z = x + iy = A e^{i\theta} \quad \text{donde:} \quad i = \sqrt{-1}, \quad \theta = \text{arc tg}(y/x), \quad A = (x^2 + y^2)^{1/2}$$

Por lo tanto, la función traza sísmica en el espacio complejo es:

$$F(t) = f(t) + if_c(t) = A(t)e^{i\gamma(t)}$$

Allí el fasor avanza en el tiempo t mientras cambia continuamente su frecuencia, su amplitud A y su fase γ , describiendo una suerte de tirabuzón donde la traza efectivamente registrada $f(t)$ pertenece al plano real y su correlato en el plano imaginario da la serie en cuadratura $f_c(t)$.

El proceso de generación de los datos imaginarios a partir de los reales se realiza mediante la **Transformada de Hilbert** (desarrollada para las funciones holomorfas por el prusiano oriental **David Hilbert** en 1905), un operador lineal que toma una función real $s(t)$, la convoluciona con una respuesta impulsiva $h(t)=1/\pi t$ y genera una función $H(s)(t)$ en el mismo dominio (t):



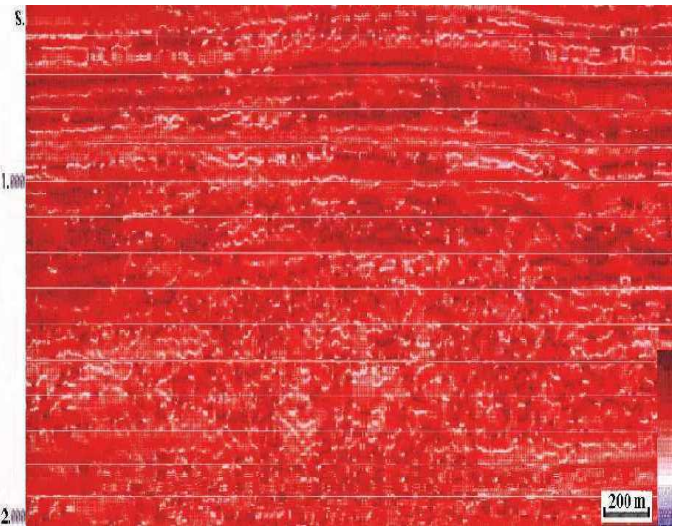
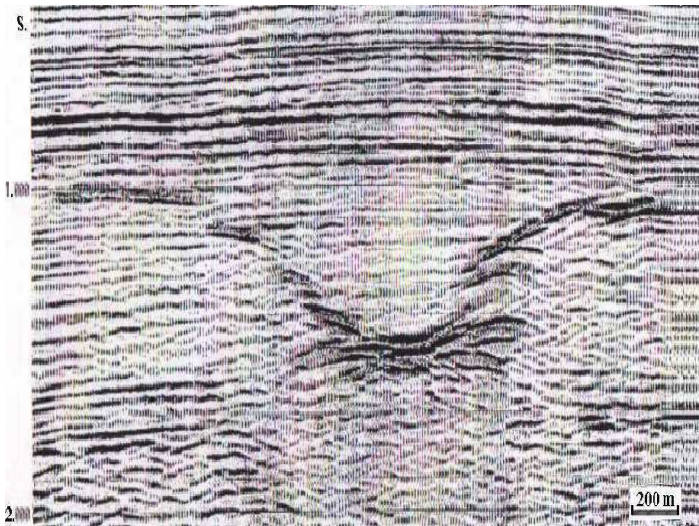
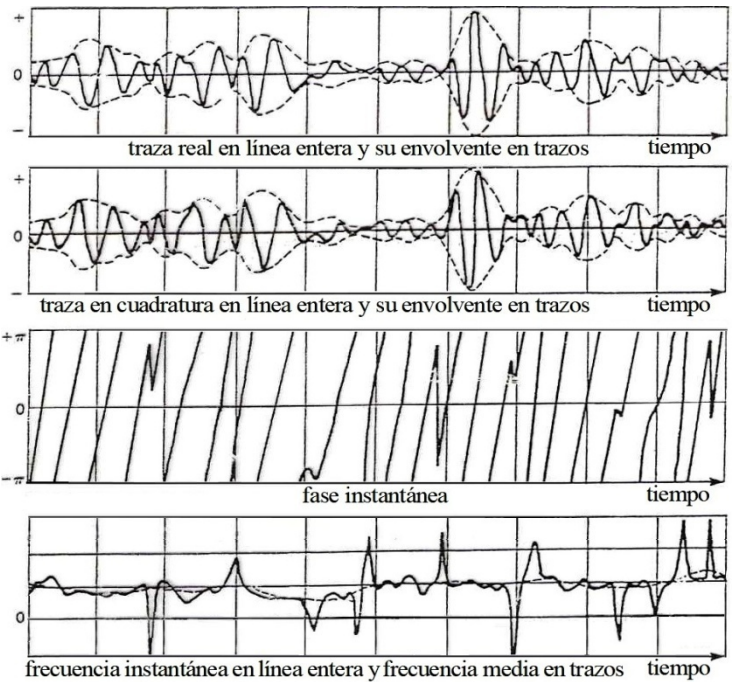
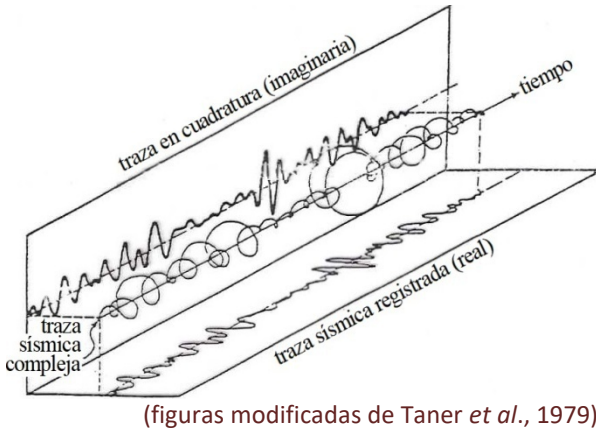
$$H(s)(t) = (h * s)(t) = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{s(\tau)}{t - \tau} d\tau$$

considerando la integral como el valor principal (lo cual evita la singularidad $t = \tau$)

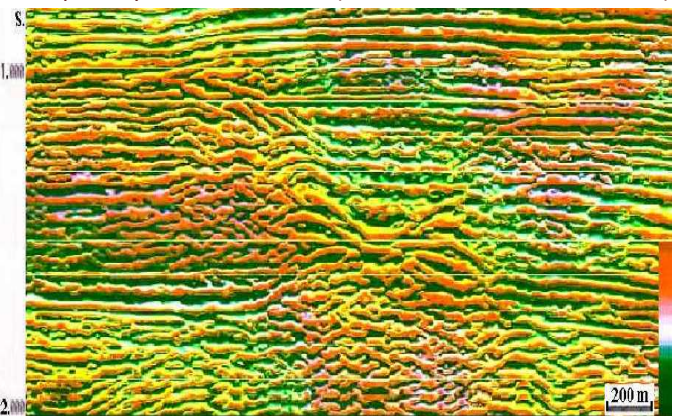
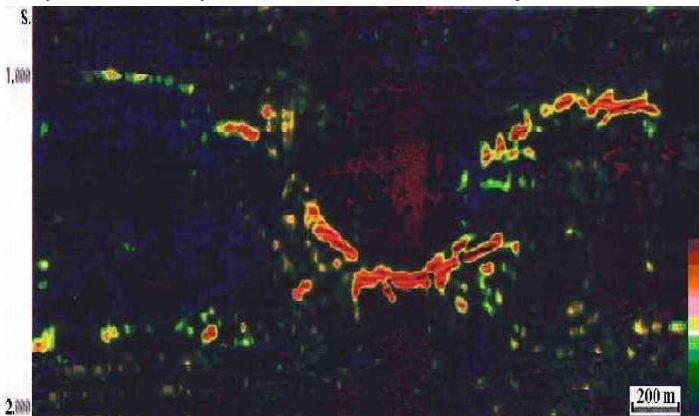
Se obtiene así la traza imaginaria $H(s)(t)$ permitiendo describir la función compleja de la señal. El fasor desplegado en el espacio complejo habilita obtener relaciones que de otro modo no serían evidentes, como:

- **Envoltente de las amplitudes**, A , del espacio complejo (*envelope* o *reflection strength*) mediante la RaízMC.
- **Fase instantánea**, $\gamma(t)$, o sea, la posición angular del fasor en los instantes muestreados (desde $-\pi$ a $+\pi$).
- **Polaridad aparente**, resultante de dar al fasor simplemente valor positivo (derecha) o negativo (izquierda).
- **Fase promedio**, que es la media angular (desde $-\pi$ ó -180° hasta $+\pi$ ó $+180^\circ$) para una dada ventana temporal.

- **Frecuencia instantánea**, $d\gamma(t)/dt$, es decir, la velocidad de cambio de la fase en función del tiempo en ciclos/s.
- **Frecuencia promedio**, para una dada ventana de tiempo (también en ciclos/s).
- **Otros**, como Coseno de Fase, Derivada de Frecuencia, Cociente de Amplitudes, etc.



Intrusión cóncava en la Cuenca Austral, Santa Cruz, desplegada con cuatro atributos de la traza sísmica: arriba, secciones en amplitud normal y frecuencia instantánea; abajo, envolvente de la amplitud y fase instantánea (de Chelotti & Trincherro, 1991)



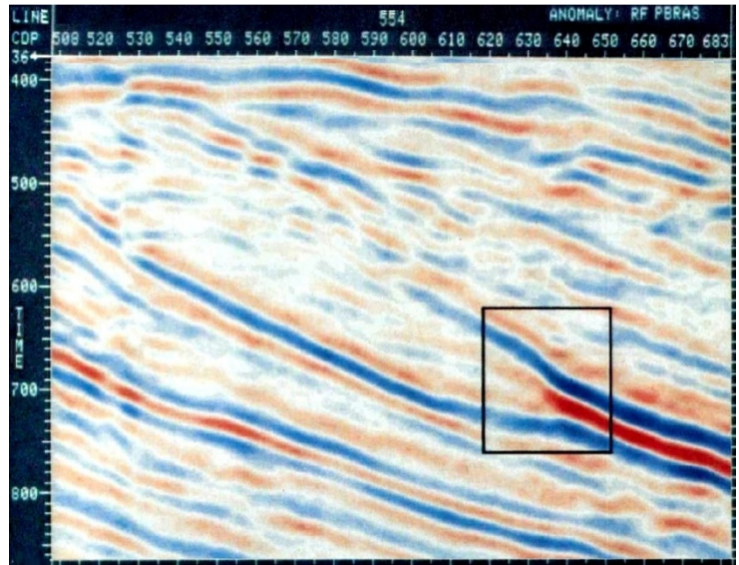
Las **variaciones de frecuencia** observadas con los atributos de traza compleja pueden dar información más o menos equivalente a la que se puede obtener con los atributos más convencionales explicados antes. Los **atributos de fase y de polaridad instantánea** son útiles para el mejor seguimiento de rasgos estratigráficos o en general geometrías de las capas o su interrupción por emplazamientos geológicos diversos, sin importar las

variaciones de amplitud o frecuencia.

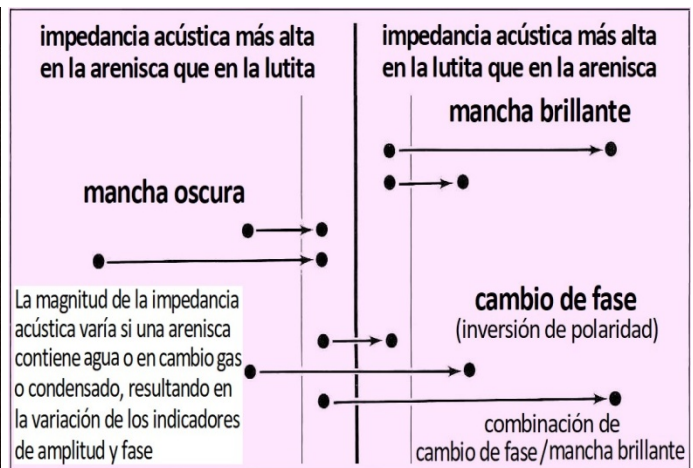
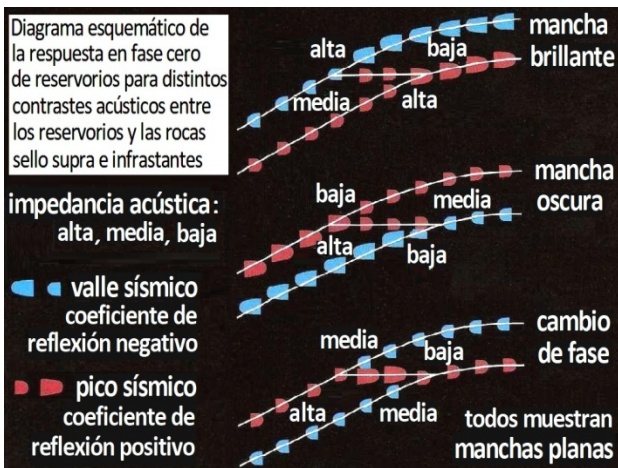
Ahora bien, como se mencionó, las variaciones de amplitud son el rasgo más evidente de la sísmica. Se las puede mapear en forma convencional, pero se consigue resaltarlas más cuando se recurre a un atributo de traza compleja como la envolvente de la amplitud.

Las amplitudes anómalas (o manchas brillantes en un sentido amplio) indicarán fuertes contrastes de impedancia acústica y pueden deberse a mantos de carbón, rocas intrusivas, calizas masivas y muchos etcéteras. Son **también causadas por resonancia sísmica** en capas que se acuñan (ejemplo a la derecha) Pero, inversamente, también existen amplitudes anómalas originadas por un muy bajo contraste local de impedancias (**manchas oscuras**). Y hay anomalías por **cambio de fase lateral**, debido a cambios geológicos diversos, por caso si una capa rocosa de alta velocidad y densidad (por ejemplo una caliza) pasa lateralmente a una roca de velocidad y densidad bajas (como sería una lutita) teniendo por encima siempre una roca de impedancia acústica intermedia (que podría ser una limolita), de manera que el coeficiente de reflexión pasa de positivo a negativo.

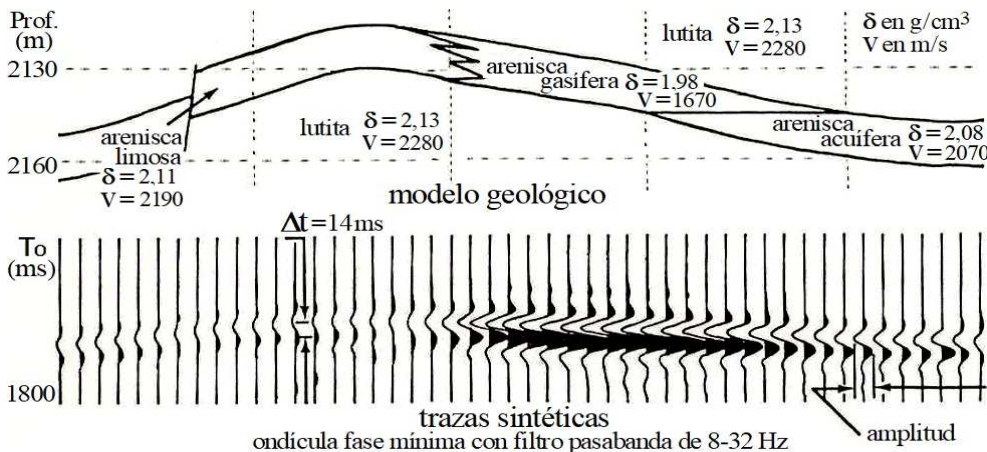
Respecto a los fluidos de la formación, **las ANOMALÍAS DE AMPLITUD pueden ser tanto manchas brillantes como manchas oscuras o cambios de fase** (en inglés, respectivamente, *bright spots*, *dim spots*, *phase changes*), **dependiendo de cómo la presencia de distintos fluidos modifica la impedancia acústica de la roca reservorio**. Un resumen y ejemplos de estos conceptos se ilustran seguidamente.



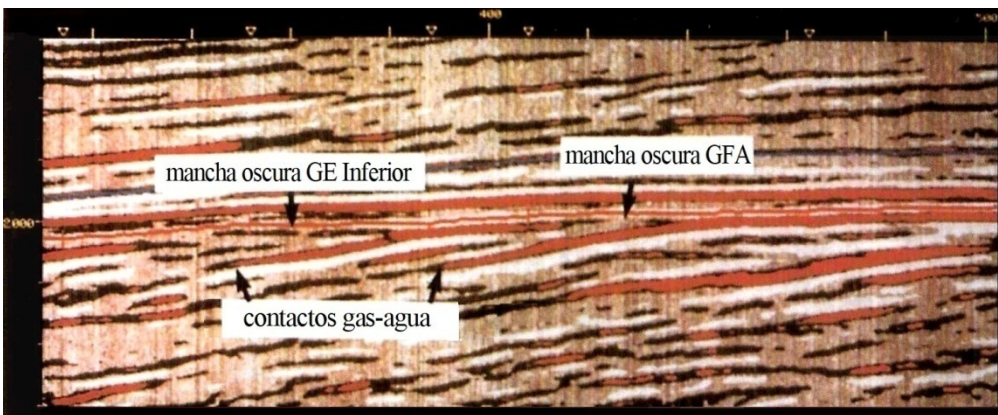
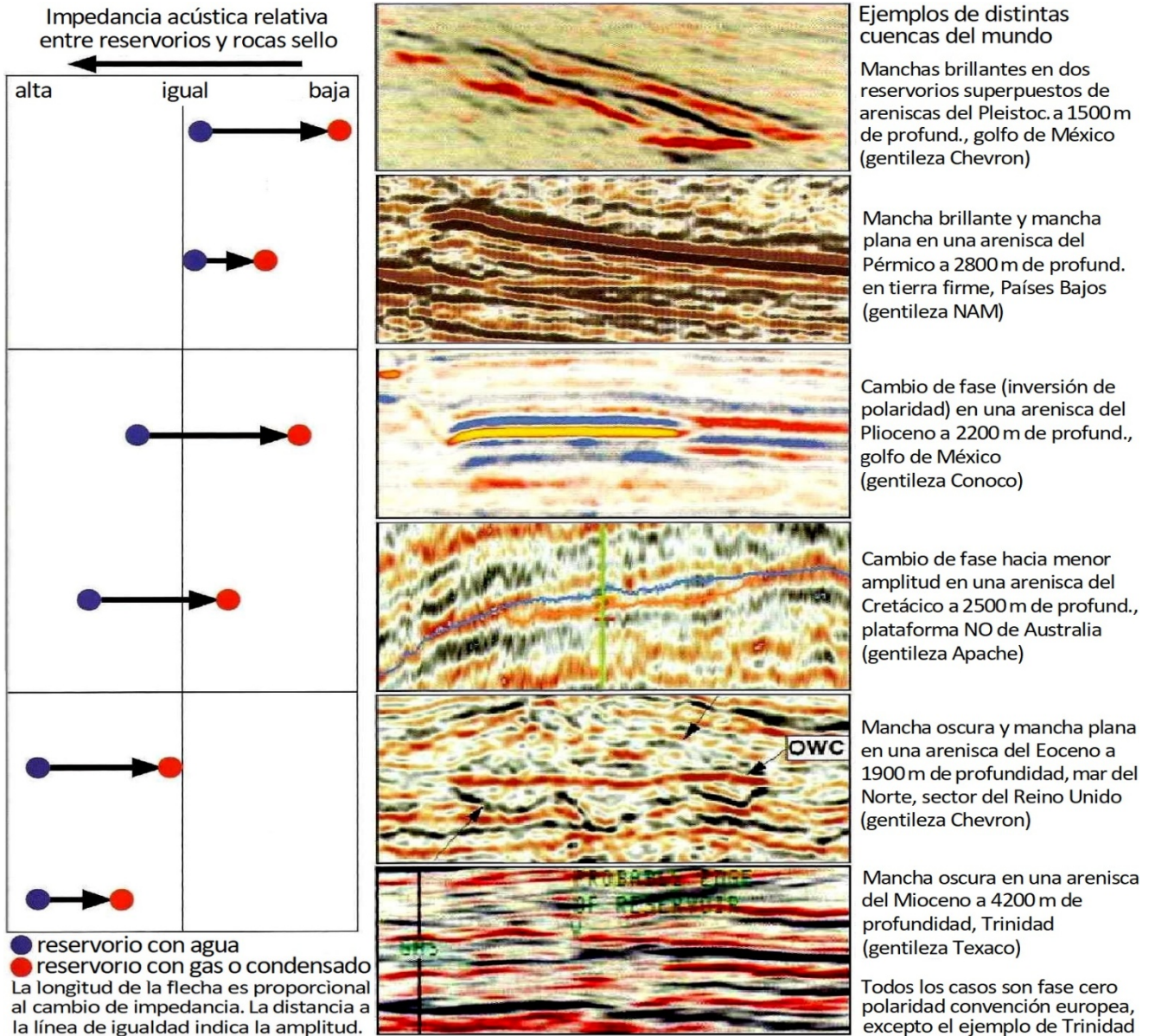
Sección vertical donde la fuerte amplitud indica sintonía sísmica desde el recuadro hacia la derecha (modificado de Petrobras)



(modificado de Brown, 1991)



Modelado de una arenisca con variaciones laterales litológicas y en sus fluidos porales, sobre un pliegue fallado, y sección sintética resultante del proceso; obsérvese la fuerte amplitud donde los contrastes de velocidad V y densidad δ son mayores (modificado de Neidell & Poggiagliolmi, 1977)



(figuras modificadas de Brown, 1991)

Sección sísmica mostrando manchas oscuras en el yacimiento de gas Goodwyn, plataforma NO de Australia (gentileza Woodside Petroleum y asociadas)

Cuanto más porosa es una roca, mayor es el porcentaje total de ella ocupada por fluidos y

por tanto menor es su densidad δ . Lo mismo sucede con la velocidad v de las ondas P al atravesarla: a mayor porosidad, menor velocidad. Esta disminución de δ y v –y consecuentemente de la impedancia acústica z – es mucho más marcada cuando hay gas que cuando se trata de petróleo o agua (a veces para onda P se registran menos de 1500 m/s en reservorios gasíferos). Y cuanto mayor sea la diferencia entre la z de una capa respecto a la que le suprayace o infrayace, mayor será el coeficiente de reflexión y por ende mayor la anomalía de amplitud, tal el caso de las **manchas brillantes** (como la del modelo al final de la página precedente).

Sin embargo, si una arenisca acuífera o petrolífera tiene mayor z que una arcilita en contacto por arriba o abajo (porque la porosidad total de la roca pelítica es mayor, aunque impermeable), al pasar el reservorio psamítico a tener gas reducirá su z y la amplitud dada por la interfaz pelita-psamita ahora decrecerá (mancha oscura). Éste es el caso de la mayoría de los múltiples reservorios fluviales de la cuenca Golfo San Jorge, aunque el escaso espesor de cada uno cae por debajo del límite de la resolución sísmica y, por consiguiente, salvo excepciones, la amplitud de los reflectores responde al patrón de interferencia entre una secuencia que incluye varios reservorios y otra secuencia más arcillosa por encima o debajo.

En cuanto a los **cambios laterales de fase** (donde el reflector invierte la polaridad de pico a valle o viceversa), la causa reside en que el cambio lateral de fluido del reservorio hace que en un sector su impedancia acústica sea mayor y en otro sector menor que la z de la roca sello infra y/o suprayacente.

Las **manchas planas**, por último, son tales porque resultan del cambio de z debido al contacto entre líquido y gas dentro de un reservorio (cuyo gran espesor permite que la resolución sísmica pueda ver esa tabla interna).

Estos conceptos aplican también a las onda S, salvo por un importantísimo ítem: **las ondas de cizalla no se transmiten por la parte fluida del espacio poral, sino sólo por la matriz, o sea que no les afecta el tipo de fluido.**

Atributos de Velocidades

Pueden calcularse a partir de los datos de velocidad del procesamiento de 2 ó 3D, usualmente del análisis de velocidades de la corrección dinámica, o menos habitualmente de una migración en profundidad (por trazado de rayos) que da valores mucho más confiables. Lo mejor es poder controlar con datos de sísmica de pozos del área dada. Se pueden calcular:

- **Velocidades medias** (en rigor V_{rmc}) hasta sucesivos horizontes,
- **Velocidades interválicas**, en ventanas temporales definidas,
- **Variaciones locales** respecto a las velocidades medias, y otros.

Comúnmente **se visualizan en secciones verticales** y pueden interpolarse **mapas a distintas profundidades** de interés a partir de una malla 2D, como en la figura contigua. Pero con 3D pueden obtenerse datos volumétricos y **verse secciones horizontales**.

Los **cambios de velocidad** guardan relación con variaciones en la composición litológica, así como con la porosidad y tipos de fluidos (líquidos o gaseosos):

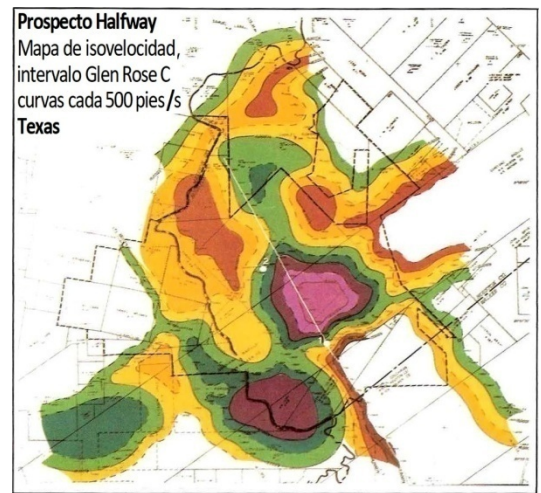
- Rocas ígneas y metamórficas en general tienen más velocidad que las sedimentarias. Dentro de estas últimas, las carbonáticas y las evaporíticas suelen ser de mayor velocidad que las clásticas. Mineralogía, diagénesis y porosidad hacen que estos valores relativos puedan modificarse.
- Reservorios con mejor condición petrofísica (más porosos, más fisurados, con menor cantidad de matriz y cemento) registran velocidades más bajas. Los fluidos, cuanto menos densos, dan menores valores de velocidad.

La **presión litostática** S en Pa viene dada por: $S = Z \cdot g \cdot \bar{\delta}$

(siendo Z la profundidad en m, g la aceleración de la gravedad en m/s^2 y $\bar{\delta}$ la densidad promedio en kg/m^3)

El aumento de sobrecarga litostática genera deshidratación de arcillas y expulsión de fluidos en general. Pero un soterramiento rápido (con sellos de muy baja permeabilidad) puede hacer que el escape de fluidos sea menor que el requerido para mantener el equilibrio de presiones. Lo mismo ocurre con subsidencia lenta si hay barreras muy impermeables sobre el reservorio (calizas, diapiros, fallas sellantes, etc.) que impiden que el fluido poral fluya en respuesta al incremento de sobrecarga. O cuando se reduce el espacio poral por alteraciones diagenéticas o tectónica compresiva sin fracturación que genere vías de escape. Como ir aplastando un globo. Y además hay aumento térmico causado por el soterramiento más el extra de meterle presión al sistema.

Sabemos que durante la perforación se controlan las eventuales disminuciones anormales del peso en el gancho, el torque y otros varios parámetros de la ingeniería mediante sensores apropiados que pueden dar un alerta. El aumento anormal de flujo de retorno de lodo (o de sus niveles en las piletas) o la detección muy alta de gas (sin que sea el bolsón de conexión), así como un cambio inusual en la cromatografía o la disminución en la presión de bombeo (por menor densidad de la inyección), son también indicadores de probable sobrepresión (y riesgo de terminar con toda la sarta de perforación como *spaghetti* alrededor de la torre, con peligro de incendio y accidentes fatales). Y, aunque suben los costos, son recomendables los perfiles geofísicos registrados durante la perforación, incluyendo sísmica, para encamisar y cementar antes del intervalo crítico y entrar ahí con lodo densificado para evitar un reventón y a la vez no arruinar potenciales reservorios superiores de menor presión.

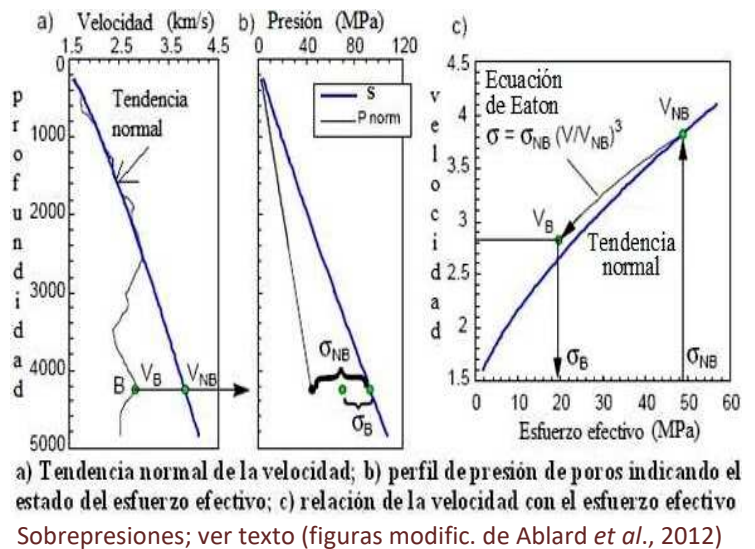
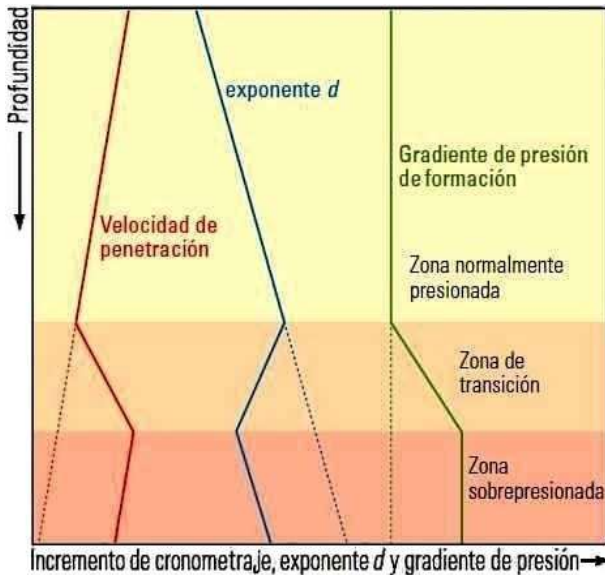


(modificado de Neidell et al., 1985)

En 1966 en los Estados Unidos **J. R. Jorden** y **O. J. Shirley** pergeñaron el **exponente de perforabilidad** (*drillability*) **d**, basado en un trépano tricónico de dientes: $d = \log(R/60N) / \log(12W/10^6D)$ (donde R es el cronometraje o *rate of penetration* en pies/hora, N es la rotación en rev/min o RPM, W es el peso sobre la broca en libras y D es el diámetro de la misma, *bit size*, en pulgadas)

En 1971 **Bill Rehm** y **Ray McClendon** definieron la versión corregida del exponente **dc** para tomar en cuenta los cambios en el peso de la columna de lodo: $dc = d \cdot P / M$ (P es el gradiente de presión normal y M el peso del lodo, *mud*, o su correspondiente *ECD, Equivalent Circulating Density*)

Pero tanto **d** como **dc** estiman litologías clásticas normales y todo cambio mineralógico los afectará sin importar la presión formacional. Además varía según si el trépano es de dientes, de insertos, de diamantes, etc., y con su progresivo desgaste. Y también la cosa cambia cuando se activa el motor de fondo en un pozo direccional. Y cuando hay arcillas expansibles o derrumbes desde cavernas superiores (aunque también la misma sobrepresión puede estar provocándolos). U otros parámetros variables.



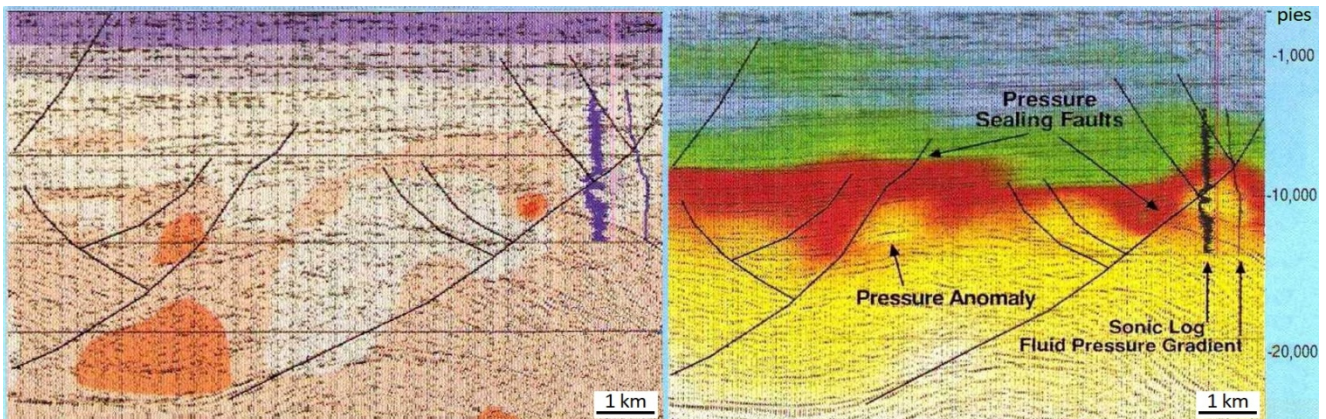
En 1965 **C. E. Hottman** y **R. K. Johnson** propusieron en Estados Unidos un método para predecir las magnitudes de las sobrepresiones por medio de registros sísmicos y resistivos, mejorado por **Ben Eaton** (1975). A la derecha se grafica la aplicación del acústico. La tendencia normal se calcula empíricamente para arcillas con sobrecarga creciente y también puede calcularse la relación: $R = V_{int} / V_{arc}$

(velocidades de cada intervalo y de la arcilla, respectivamente) $R > 1$ indica arcillas sobre-

compactadas o quizá rocas carbonáticas. $R < 1$ puede corresponder a areniscas subcompactadas (sobrepresión).

Con el perfil de resistividad se procede de modo parecido, dado que ρ cae fuerte en intervalos sobrepresionados debido al exceso relativo de agua salada.

Por cierto también hay medidas y ensayos que pueden hacerse tras la perforación, como el *Modular Dynamic Tester*, el *Repeat Formation Tester* y el *Leakoff Test*. Si es que antes no se dio cabida a la ley de Murphy...



Sección sísmica con fallas interpretadas y un pozo con perfiles sísmico y de gradiente de presión de fluido; a la izquierda velocidades interválicas –en violeta las más bajas, en rojo las más altas– y a la derecha presiones porales –en azul las más bajas, en amarillo las más altas– (modificado de Fairfield Industries)

Las ANOMALÍAS DE VELOCIDAD (*muy baja*) permiten detectar zonas sobrepresionadas y manchas dulces (*sweet spots*), en este caso debido a la presencia de gas (hidrocarburos, CO₂ u otro). Esto se ilustra en la figura precedente, donde la sección de presión poral resulta de la conversión de los datos de velocidad en función de parámetros de relación velocidad/presión obtenidos desde datos combinados de perfiles de pozo.

POSTPROCESOS SÍSMICOS

Se incluye en este rubro una amplia oferta de procesos del conjunto de las trazas, de los mapas resultantes de su interpretación y hasta de perfiles de pozo vinculados a la sísmica. He aquí los de mayor salida.

Inversión de las Trazas

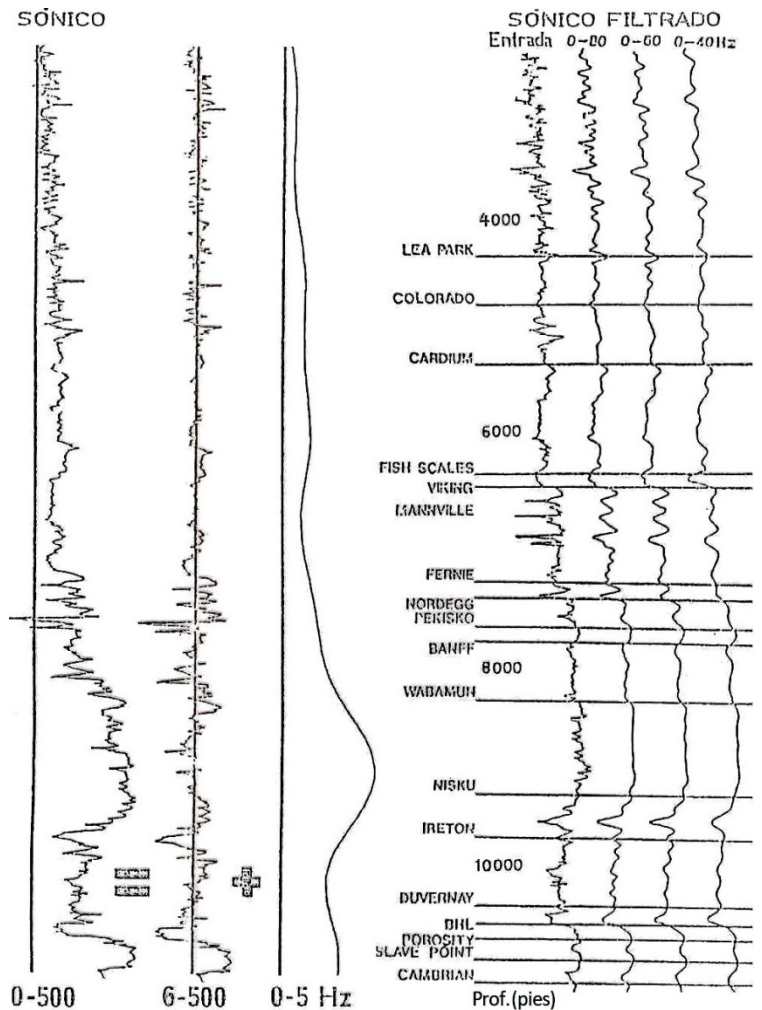
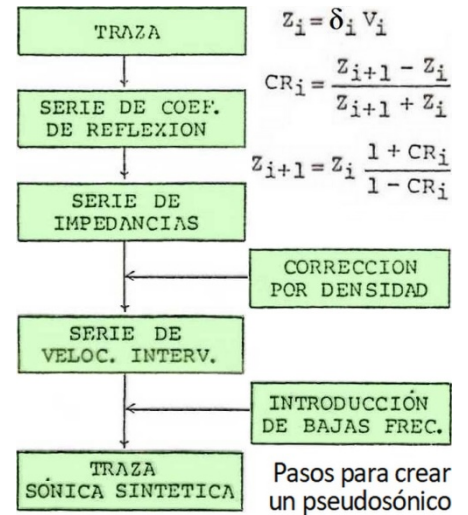
Valioso auxiliar para interpretación, es un *postproceso de modelado* que puede también considerarse como un *atributo especial de velocidades o, alternativamente, de impedancias acústicas*. Como todo modelado, busca reconstruir por inversión el modelo del cual resultan los datos geofísicos procesados (en este caso secciones o volúmenes de reflexión). Es un procedimiento que sigue una secuencia de pasos (ver a la derecha) *grosso modo* opuesta a la que se sigue para elaborar un sismograma sintético (y también opuesta a la que ocurre al registrar trazas de campo) que consigue mutar de trazas sísmicas a perfiles de **pseudoimpedancias z**. O incluso puede llegarse a velocidades **v (pseudosónicos)** si se cuenta con datos de densidad **δ** de pozo, haciendo el cociente: $z/\delta = v$.

Si hay litologías más o menos homogéneas (como ocurre en el proclástico Golfo San Jorge) se puede asumir una densidad constante o bien proporcional a la velocidad: la ya vista fórmula de Gardner ($\delta = a \cdot V^b$).

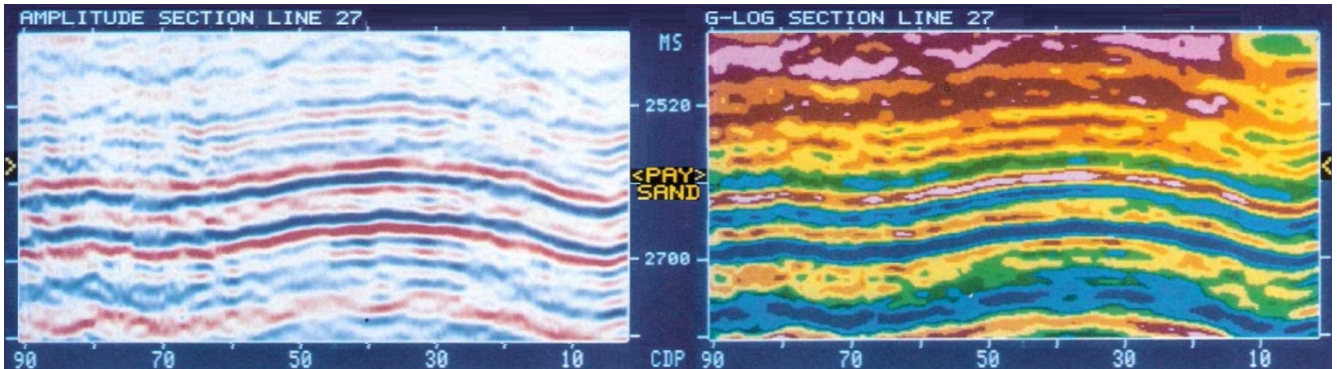
El cómputo inicia asignando la z_1 de la capa consolidada más somera (con una δ estimada y la v de reemplazo obtenida de dromocronas para la corrección estática de rutina) y calcula z_2, z_3, \dots, z_n con los coeficientes de reflexión CR deducidos de las amplitudes a lo largo de cada traza. A todo perfil así obtenido *se le deben adicionar las bajas frecuencias* en su origen sísmico quitadas por ruidosas (hasta 5 u 8 Hz, véase la figura a la izquierda) que se extraen de perfiles acústicos reales. Y luego se lo debe cotejar con estos mismos perfiles acústicos de pozo en una versión filtrada a frecuencias máximas del rango de la sísmica (hasta 40, 60 u 80 Hz, según sea el caso). De ese cotejo surgirán ajustes hasta lograr que los pseudosónicos (o los perfiles de pseudoimpedancias) coincidentes con locaciones de pozos sean bastante similares a los sónicos auténticos (o a la serie de impedancias auténticas) que se registró en tales pozos.

La inversión de trazas puede hacerse en forma rápida desde la sísmica convencionalmente procesada –hay programas amigables para eso– pero es preferible hacerla *partiendo de sísmica procesada en verdadera amplitud* para tener resultados mucho más válidos y, sobre todo, para que las impedancias o velocidades así computadas guarden una variación relativa más ajustada a cualquier profundidad.

En caso de no poder llegarse a pseudosónicos,

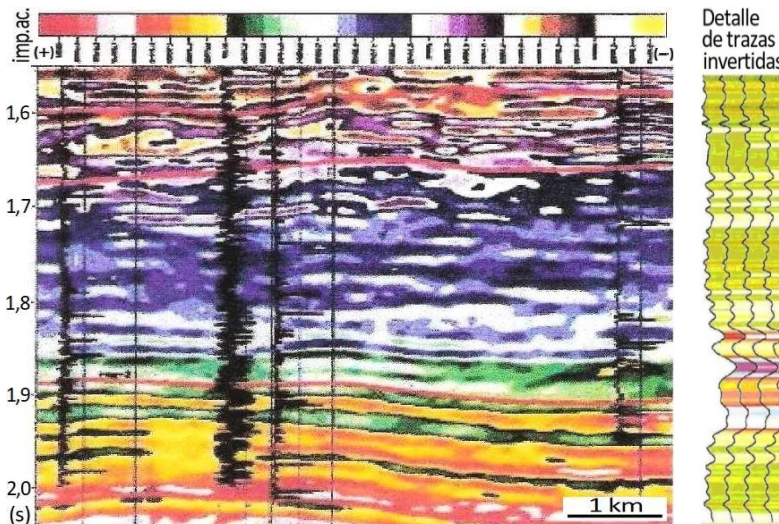


Filtrado de perfil sónico real; ver texto (modificado de Lindseth, 1979)



Perú; izquierda, sección sísmica en amplitudes convencionales; derecha, la misma invertida, con velocidades interválicas (modificado de Brown, 1985)

a las resultantes pseudoimpedancias tendrá que agregárseles la componente de baja frecuencia para pasar de z relativas a absolutas, como se ve en la figura a la derecha.



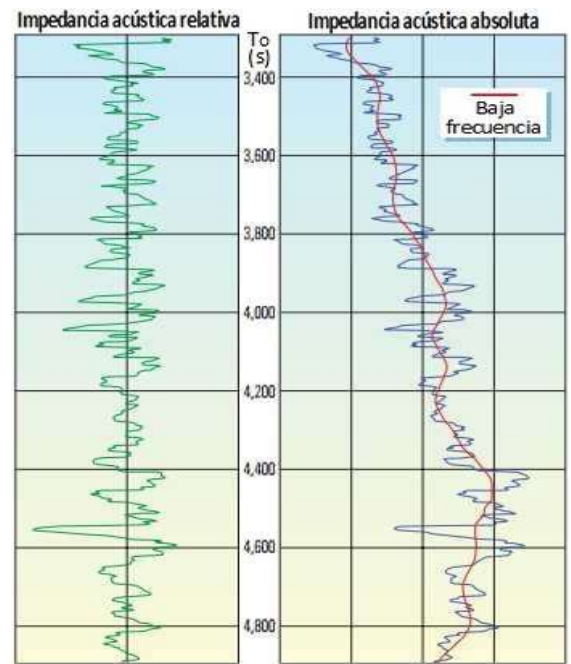
SE de la cuenca Golfo San Jorge, sección de pseudoimpedancias más acústicos de varios pozos (modificado de Torres-Verdín *et al.*, 1999)

También *puede hacerse el trabajo mediante una técnica geoestadística* que mejora la definición de estratos delgados mediante una correlación estadística con datos de pozos. Y *hay un proceso en base a redes neurales* que logra el mejor ajuste con los verdaderos datos de pozo. Pero además *el resultado es superior* cuando se tienen las bajas frecuencias registradas *con banda ancha* (Tema 14, pág.365; véase Baeten *et al.*, 2013).

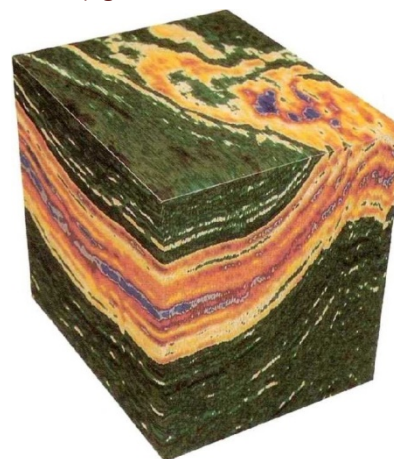
Modelado Sísmico

Es otra técnica de inversión, creando la mejor imitación posible de la sísmica a partir de los datos ya interpretados, sea para validar esa interpretación (como en gravimetría, etc.) o para diseñar un VSP apartado o idealizar otros casos. Como en la vida real, los modelos sólo existen en las pasarelas (en este caso informáticas, onda *photoshop*).

El modelado o modelamiento más básico es el sismograma sintético de pozo: 1 sola traza, visto en el Tema 16. El procedimiento general consiste en *realizar el modelo geológico de capas* (con sus buzamientos, fallas, etc.) que se supone más probable en el subsuelo, al que se asigna valores de velocidad y densidad en función del mejor conocimiento disponible. Este modelo es iluminado mediante un programa de *trazado de rayos, con una ondícula elegida, a fin de generar secciones sísmicas sintéticas* que habremos de comparar con la información real procesada. Ya hemos visto modelamientos de muchas trazas o sismogramas en el caso de una mancha brillante por presencia de gas (pág.456); también en el Tema 15 (pág.384 y 386) y en el Tema 17 (pág.419 y 428).



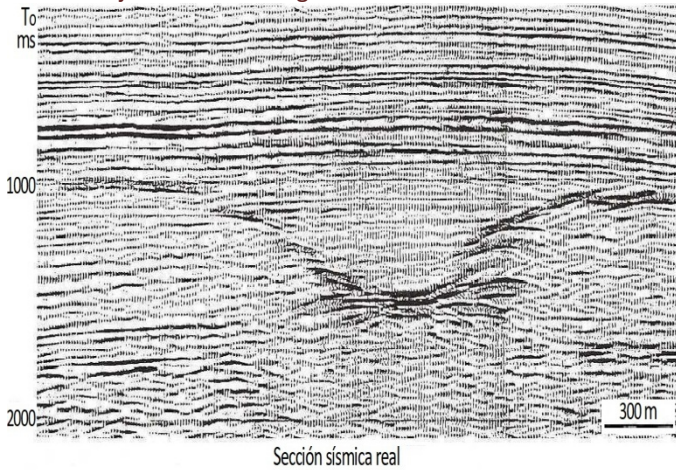
(figuras modificadas de Seislog Teknica)



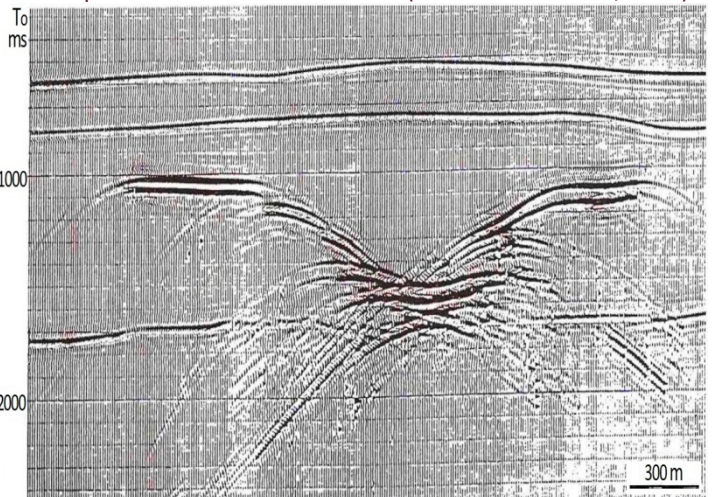
Perspectiva de sísmica 3D invertida. En verde bajas velocidades correspondientes a lutitas, en rojo y azul altas velocidades debidas a rocas carbonáticas, y en amarillo y verde dentro de las carbonáticas son velocidades bajas que responden a intervalos porosos que ofician de reservorio.

Igualmente se simulan cubos para el modelado de sísmica 3D de pozo o de superficie pese a su mucho mayor tiempo de proceso respecto al 2D. En todos los casos el modelo se va ajustando sucesivamente hasta lograr la mayor similitud posible con la sísmica real, instancia en la que puede considerarse probable –nunca totalmente segura– la interpretación final asumida. El empleo relativamente reciente de *curvículas* (Tema 15, pág.388) es un poderoso auxiliar a este fin.

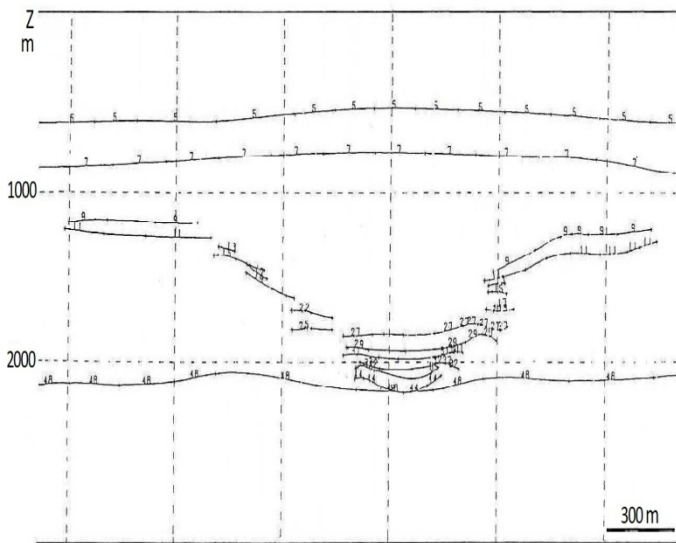
Modelado de intrusión ígnea, Santa Cruz, cuenca Austral; el modelo geológico inicial fue ajustado hasta llegar a una sísmica sintética con buena correspondencia con la sísmica real (de Koremblit *et al.*, 1992)



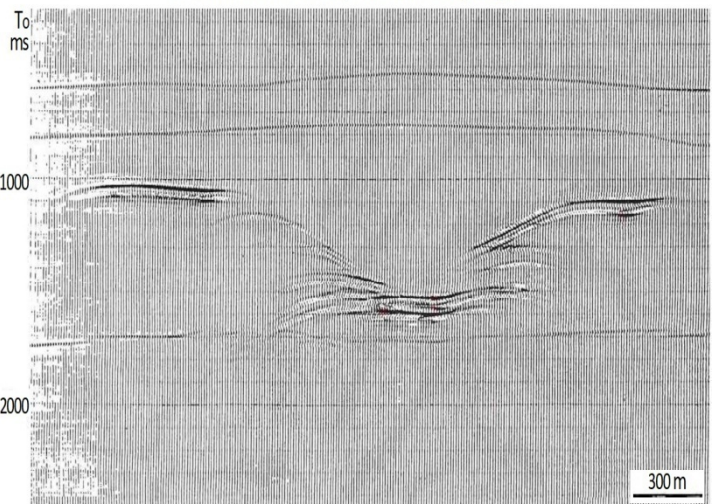
Sección sísmica real



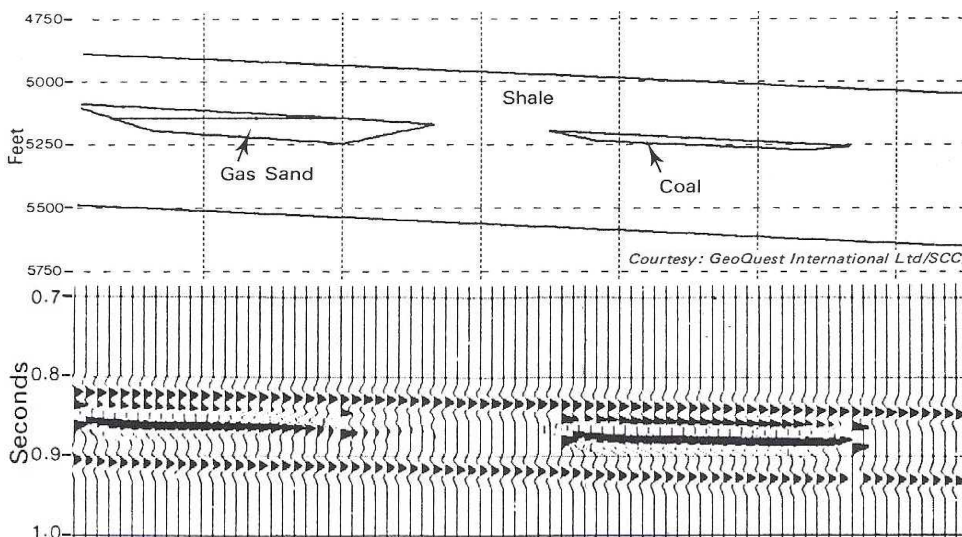
Sección sísmica sintética a partir del modelo geológico



Modelo geológico ajustado

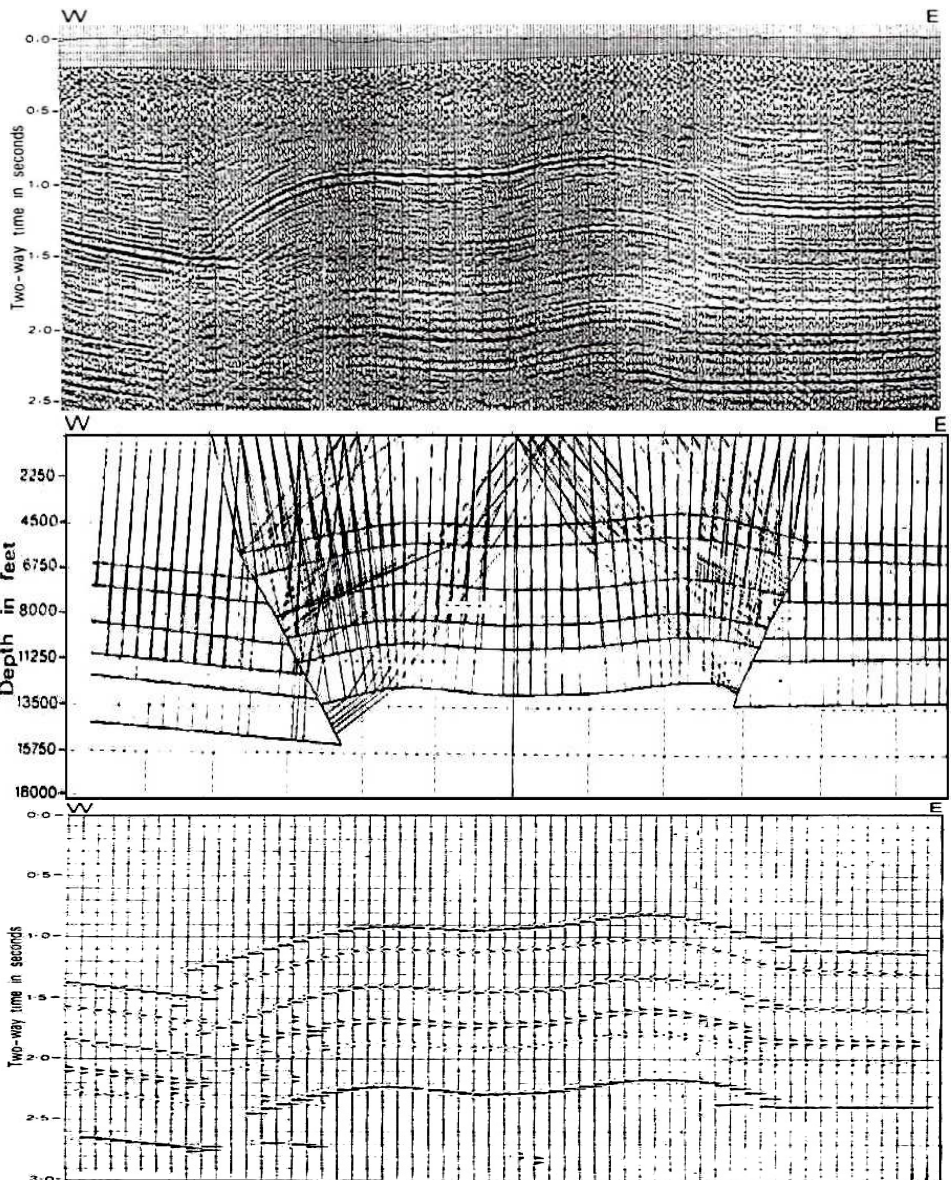


Sección sísmica sintética con aplicación de filtro de velocidad



Modelado estratigráfico, comparando el resultado de una lente arenosa gasífera con el de un manto de carbón, en ambos casos entre arcillas; las respuestas sísmicas son muy similares, lo cual evidencia la incertidumbre de cualquier interpretación geofísica, si bien el modelado garantiza que se está planteando un escenario no imposible (modificado de GeoQuest)

Modelado estructural de una sísmica real de campo ya procesada –arriba–, luego la construcción del modelo que muestra el trazado de rayos –al centro– y más abajo la imagen que resulta de este proceso, con mucho menor detalle pero en lo general semejante a la dada por la sísmica verdadera (modificado de McQuillin *et al.*, 1979)



Cubos de Coherencia

Denominados también **cubos de varianza o semblanza**, fueron ideados en los Estados Unidos por **Mike Bahorich** y **Steve Farmer** en 1996. Son posibles solamente en sísmica 3D, como resultado de la aplicación de algún algoritmo de estimación de similitud entre las trazas sucesivas. Lo hace recurriendo a una ventana temporal fija, para poder así llegar a obtener un volumen sísmico en el que podrán ser desplegadas las secciones horizontales a fin de visualizar las variaciones laterales producidas por las discontinuidades de origen estructural y en ocasiones también estratigráficas, que suelen evidenciar el **carácter fractal de la geología**.

Dos de las magnitudes estadísticas comúnmente calculadas para su construcción son la varianza y la semblanza. La **varianza** es la medida del ancho de la probabilidad de distribución de una variable muestreada al azar –mientras que la covarianza involucra más de una variable–, y resulta de hacer el cuadrado de la Desviación Normal o Standard (σ). De manera que:

$$\sigma^2(t, d_{\max}) = \frac{1}{2} \sum_{k=t-N/2}^{t+N/2} (G_k - \bar{G}_{k+d})^2$$

donde \bar{G} es la media de la distribución

de N muestras considerando en este caso 2 trazas, una de las cuales es la G_k , centradas a un tiempo t con una ventana de búsqueda de $\pm d$. El resultado varía entre 0 (total similitud) y 4 (máxima varianza).

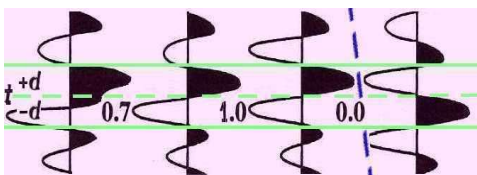
La **semblanza** (S) es una medida de coherencia:

$$S(t, d_{\max}) = \frac{\sum_{k=t-N/2}^{t+N/2} (G_k + H_{k+d})^2}{2 \sum_{k=t-N/2}^{t+N/2} [G_k^2 + H_{k+d}^2]}$$

donde el coeficiente se calcula

para N muestras a lo largo de las trazas G_k y H_k centradas a un tiempo t con una ventana de búsqueda de $\pm d$. El resultado varía entre 0 (máxima diferencia) y 1 (perfecta semblanza) como muestra la figura a la izquierda.

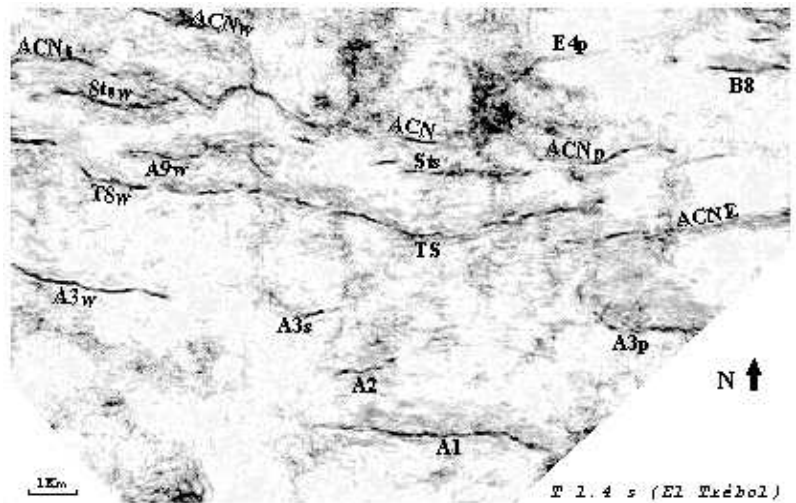
Como opción adicional suele utilizarse el **coeficiente de correlación** entre las trazas vecinas.



Semblanza: situaciones típicas; ver texto.

La presentación más habitual es la de color blanco (buena continuidad), grises (regular) y negro (discontinuidad), aunque puede optarse por escalas cromáticas alternativas.

Sección horizontal de un cubo de coherencia en el flanco norte de la cuenca Golfo San Jorge, Chubut, con indicación de la nomenclatura de fallas, que se ven en negro (de Chelotti *et al.*, 1999)



Cubos y Mapas de Azimut y Buzamiento

En la sísmica tridimensional, de manera análoga a los cubos de varianza, pueden obtenerse cubos con información del buzamiento y azimut de las capas, los que resultan de un *algoritmo de cálculo que compara trazas sucesivas utilizando una ventana temporal con un ángulo de búsqueda*. Una variante especial es el algoritmo de **curvatura volumétrica** aplicable a la sísmica 3D.

Otra opción es calcularlos directamente a partir de mapas isócronos previamente elaborados desde sísmica 2D ó 3D. En este caso se calcula por derivación, que permite obtener los gradientes, desde donde surgen los mapas de inclinación real (ángulo y azimut de los máximos gradientes, como en la figura a la derecha) o eventualmente de rumbos estratigráficos (direcciones de gradiente nulo).



(modificado de Rijks & Jauffred, 1991)

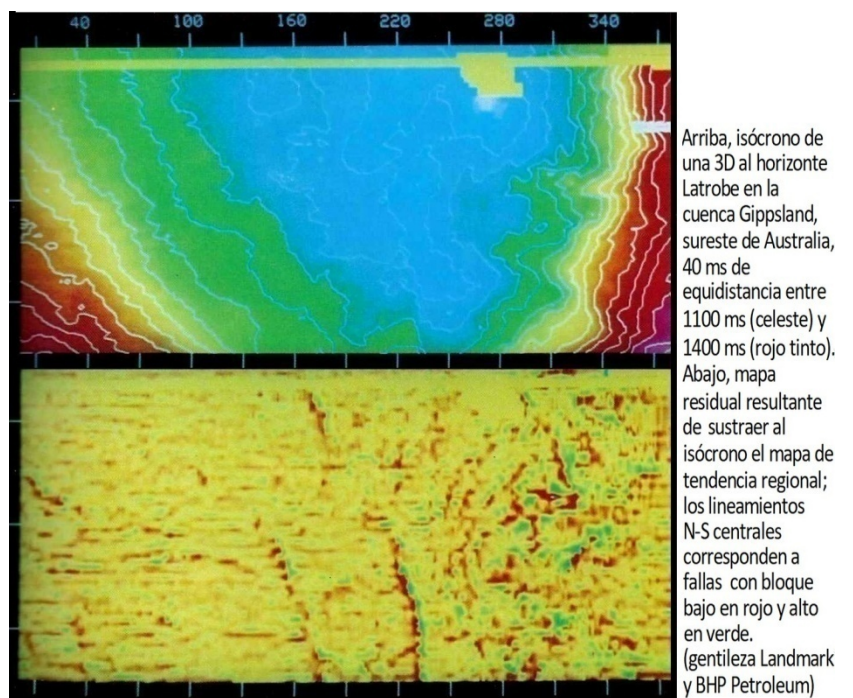
Estos productos procesados, a veces con aplicación de **técnicas de sombreado**, son útiles para facilitar la interpretación estructural y tectosedimentaria, así como de las geometrías secuenciales.

Mapas Residuales y Regionales

Se los genera *en forma similar a otros métodos geofísicos*, tal como hemos visto en los métodos potenciales. En este caso se parte de mapas isócronos, sobre los que se aplica el algoritmo elegido (Griffin, derivada segunda, Fourier, continuación analítica) o incluso una técnica manual, a fin de poder distinguir mejor los efectos de mayor detalle con respecto a otros que obedecen a tendencias profundas.

Las componentes regional y residual también pueden ser computadas en las secciones verticales.

A la derecha, un ejemplo a partir de un mapeo en sísmica tridimensional.



(modificado de Brown, 1991)

Métodos Geoestadísticos

Tal lo adelantado, **Daniel Krige** desarrolló en Sudáfrica en la década de 1950 el método conocido como **kriging**, luego perfeccionado por **Georges Matheron** en Francia durante la década siguiente. En él se estima probabilísticamente la ubicación de una magnitud aleatoria en función de su variabilidad geográfica, por lo que constituye un **procedimiento muy empleado de mapeo, no determinístico sino estocástico**.

Ahora bien, si se establece la correlación estadística entre dos magnitudes variables, visualizables en diagramas de interrelación (*crossplots*), puede vincularse esta correlación con la variable geográfica: es lo que se llama **cokriging**. Por ejemplo, distribución geográfica de casas precarias versus bajo nivel educativo, o de calafates versus precipitación media anual. Para saber dónde priorizar la educación, o buscar frutitos para mermelada.

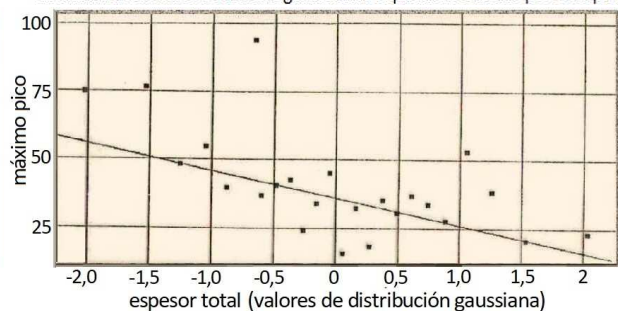
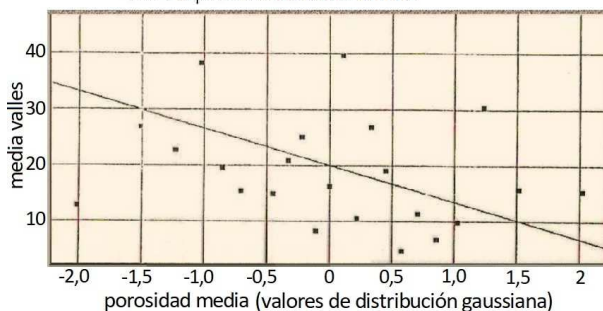
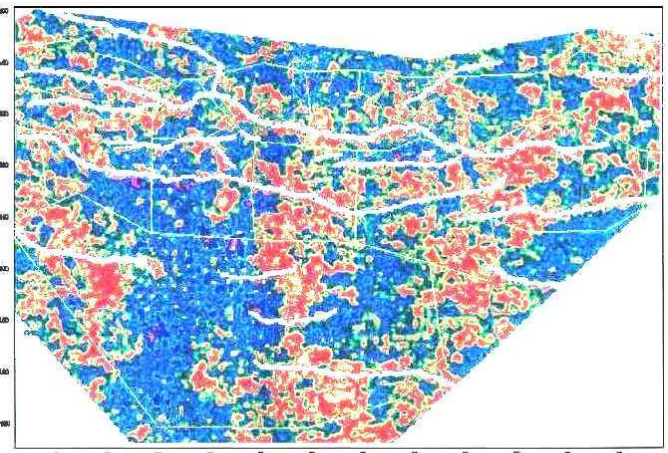
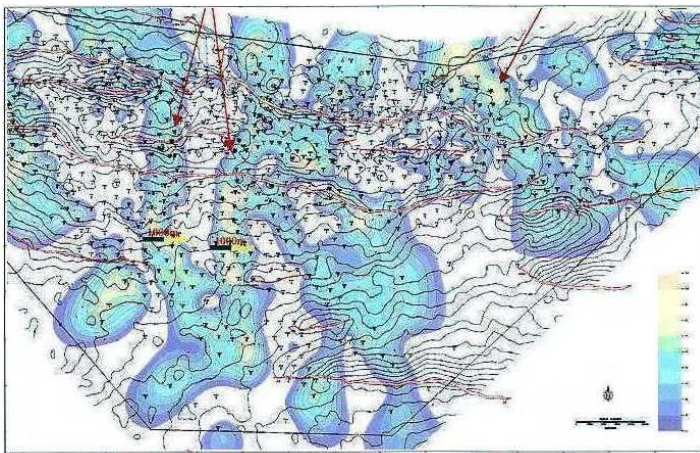
Los métodos geoestadísticos, cuando aplicados a sísmica, **vinculan alguna variable sísmica** (amplitud de pico o valle, espesor entre cruces por cero, frecuencia instantánea o cualquiera otra) **con alguna variable geológica, petrolera, minera, etc.** (espesor de reservorio, porosidad, producción del intervalo, relaciones litológicas u otras que sean de interés). Es muy **conveniente disponer de algunos datos completos de pozos que deliberadamente no se incluyan en el proceso geoestadístico, para luego poder utilizarlos como un control de calidad**.

La **visualización areal** de tales **magnitudes estimadas** puede ser de gran utilidad para estudios geocientíficos, localización de futuros sondeos u otras aplicaciones. El **error probable (E)** se calcula como: $E = S / \sqrt{n}$

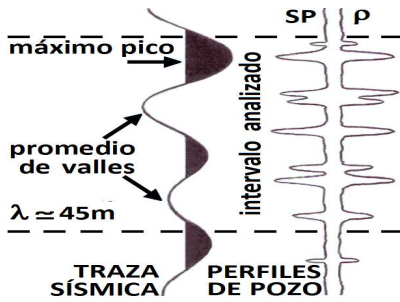
(donde *n* es la cantidad de muestras representativas y *S* la desviación estándar que mide el grado de dispersión)

Un ejemplo específico es el de **inversión geoestadística** de trazas, donde los datos de pozo permiten obtener trazas con el doble de resolución vertical que la que se cosecha de campo. En este caso los datos puntuales efectivamente registrados en pozos son acústicos ajustados por prueba de velocidad, o bien perfiles sísmicos verticales con alto registro de frecuencias. Y los datos disponibles en todas partes son las trazas, con menores frecuencias. Naturalmente, el producto final ha de verificarse para descartar posibles resultados ficticios.

Las siguientes figuras (del flanco Norte de la cuenca Golfo San Jorge) muestran la semejanza general que existe entre la distribución de arenas de una secuencia, resultante de la interpolación de datos de pozos (sin control sísmico) y el mapeo del atributo de amplitudes RMC que, dada la resolución sísmica, en verdad puede involucrar más de una secuencia. Estas semejanzas se verifican mediante distintos gráficos de interrelación entre variables geológicas (en abscisas) y sísmicas (en ordenadas), como los abajo ilustrados y muchos otros.



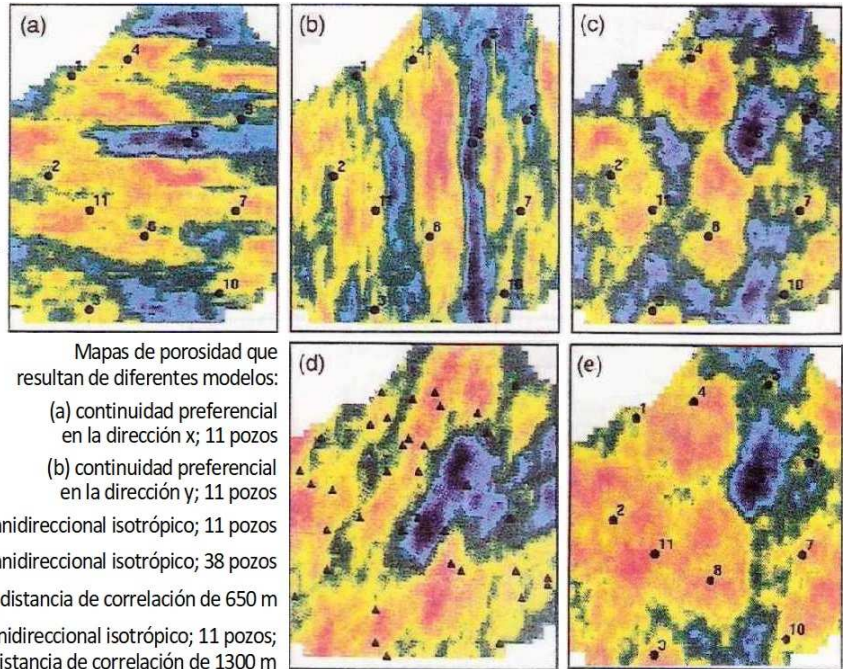
Vínculos geoestadísticos en el yacimiento El Tordillo, Chubut (figuras gentileza Tecpetrol)



Esquema de la relación entre los datos sísmicos y las arenas evidenciadas por los perfiles de pozo (de la cuales se promediaron porosidades y se sumaron espesores) para el intervalo antes considerado en los gráficos de interrelación del yacimiento El Tordillo, cuenca Golfo San Jorge.

Mapas de porosidades resultantes de un procesamiento geoestadístico; se

evidencia la variación significativa que ocurre en los resultados dependiendo de la orientación preferencial y la distancia de correlación impuesta al algoritmo, así como del número de datos –pozos– involucrados (modificado de Gorell, 1995)

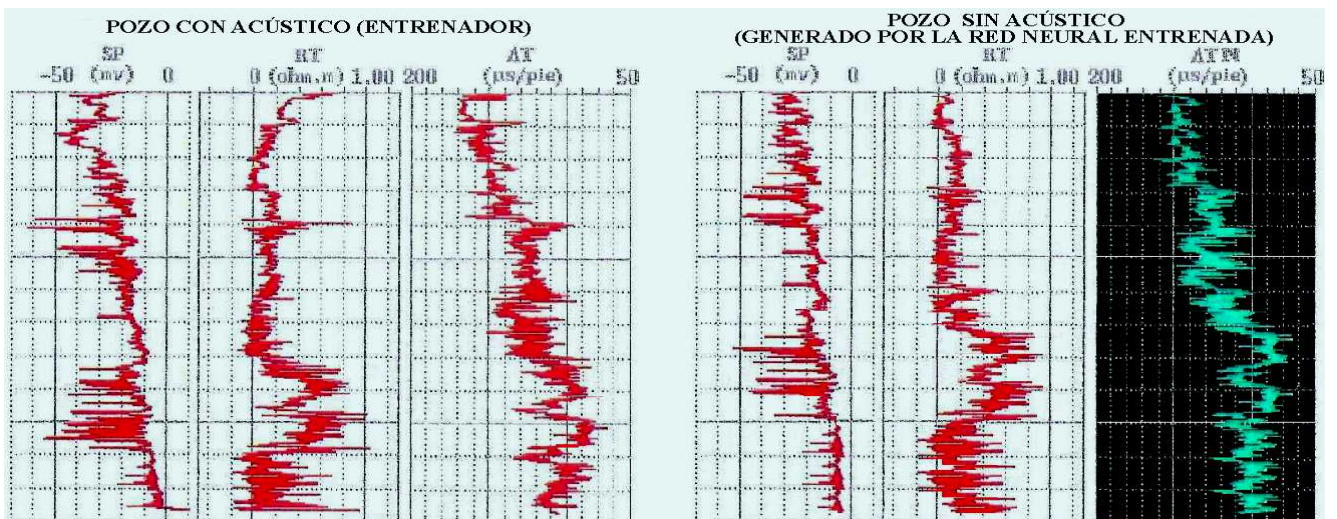


- Mapas de porosidad que resultan de diferentes modelos:
- (a) continuidad preferencial en la dirección x; 11 pozos
 - (b) continuidad preferencial en la dirección y; 11 pozos
 - (c) omnidireccional isotrópico; 11 pozos
 - (d) omnidireccional isotrópico; 38 pozos
 - (a) a (d) distancia de correlación de 650 m
 - (e) omnidireccional isotrópico; 11 pozos; distancia de correlación de 1300 m

Redes Neuronales

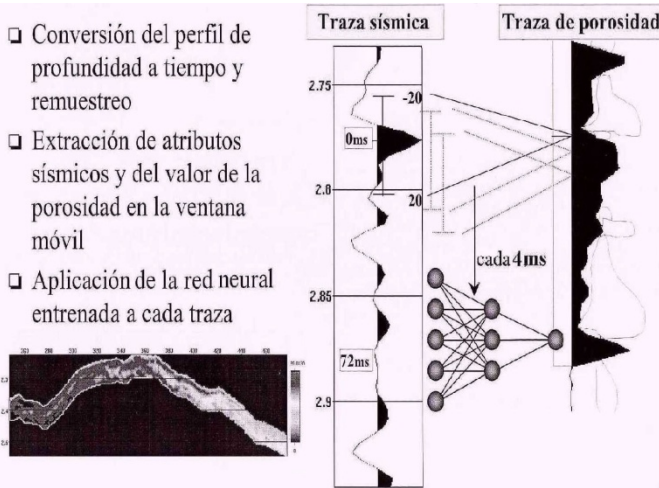
Se trata de programas que poseen una configuración tipo red de entrenamiento, empleados en variadísimos campos, surgidos en los Estados Unidos a partir del concepto original de **Walter Pitts** y **Warren McCulloch** (1943) y sus aplicaciones propuestas por **John Hopfield** (1982) y otros. La inteligencia artificial se basa en este concepto. La piedra basal la debemos al inglés **Alan Turing** (el que descifró el código nazi de la máquina *Enigma*). El test de Turing fue planteado en 1950 en su ensayo *Computing machinery and intelligence*, y en 1956 el estadounidense **John McCarthy** acuñó la definición de *Artificial Intelligence*. La inteligencia artificial generativa es el desarrollo concreto más actual y son conocidas sus variadísimas y crecientes aplicaciones.

En el caso de la sísmica de reflexión, se procede a vincular los datos sísmicos con otros datos geofísicos, geológicos o de pozos para generar sintéticamente una información X no registrada a partir de datos registrados A, B, C,... Para esto se genera un aprendizaje en algunos sitios donde realmente se dispone de la información X más los datos extra (A, B, C,...) cosa que se realiza mediante un algoritmo de aprendizaje de retropropagación concebido por **David Rumelhart** y colaboradores en California en 1985. Pueden, por caso, *generarse perfiles acústicos a partir de otros perfiles* (resistividad, potencial espontáneo, etc.) si en la zona existen otros pozos donde se dispone de los acústicos junto a los otros perfiles para efectuar en ellos el adiestramiento del programa, como se ilustra acá abajo. Aprender o entrenar una red es aproximar por iteraciones sucesivas un algoritmo de



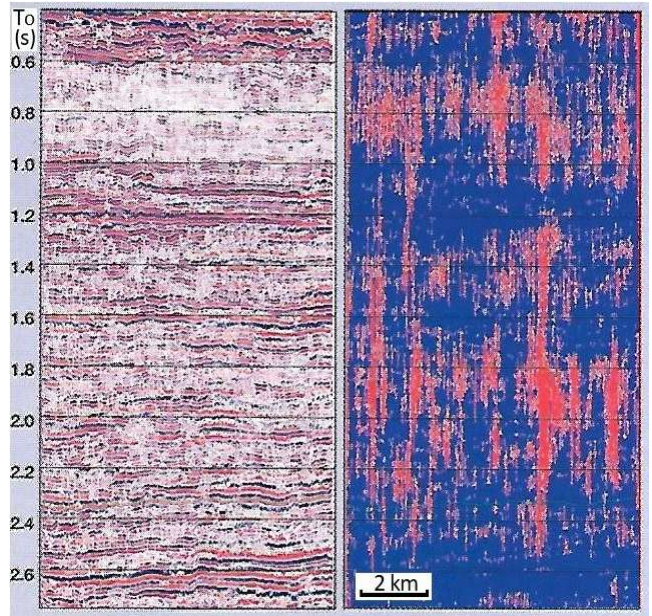
Caso de perfil acústico generado por una red neural previamente entrenada.

cálculo que produce como resultado, en este caso, un acústico a partir de datos de otros perfiles. El algoritmo cuantificará la variación de una magnitud respecto a las otras, que irá cambiando con la profundidad (z) y con la posición geográfica (x, y). Para controlar la calidad del proceso debe reservarse siempre al menos un pozo donde se cuente con todos los datos sin que participe del procesado neural, para así poder controlar el grado de certeza de tal aprendizaje una vez concluido.

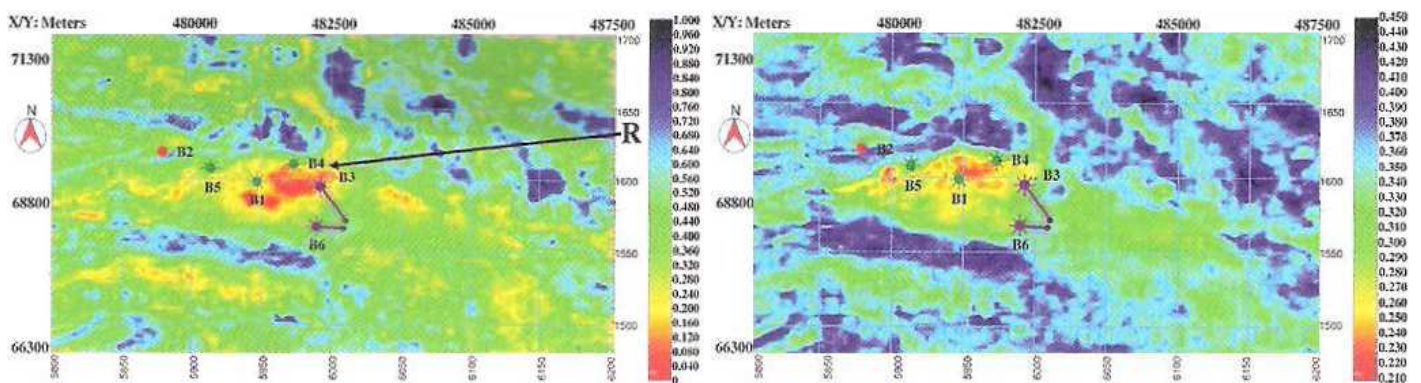


Pasaje de traza sísmica en amplitudes a perfil de porosidades (modificado de dGB Earth Sciences)

Otra opción es crear *secciones, mapas o cubos sísmicos de porosidad*, en este caso mediante la interacción de las trazas invertidas (pseudosónicos) con información de porosidad registrada en distintos pozos dentro del área en estudio, tal como se esquematiza acá arriba. La red neural hará entonces un aprendizaje en el que virtualmente se obtendrá un pozo con datos de porosidad en cada lugar donde exista una traza sísmica, siempre dentro del rango de resolución que ésta habilite.



Izquierda, sísmica de una 3D marina en el delta del río Orange, Sudáfrica occidental; derecha, la misma línea con proceso de probabilidad de chimeneas de gas mediante red neural (modificado de Aminzadeh *et al.*, 2001)



Nigeria: mapas de arcillosidad, a la izquierda, y de porosidad, a la derecha, predichos neuralmente para el reservorio petrolífero del yacimiento Okari, bajo el delta del Níger; se ve la impronta de paleocanales meandrosos y se indica la ubicación de algunos pozos—en la parte alta de la estructura— cuyos datos fueron utilizados para cotejar la información neural guiada mediante diversos atributos sísmicos (modificado de Aminu & Olorunniwo, 2011)

Con datos de sónicos u otros perfiles también puede estimarse *arcillosidad*. Y otra aplicación es la *creación de perfiles neutrónicos pulsantes neurales*, útiles para estimar tanto la porosidad como la arcillosidad.

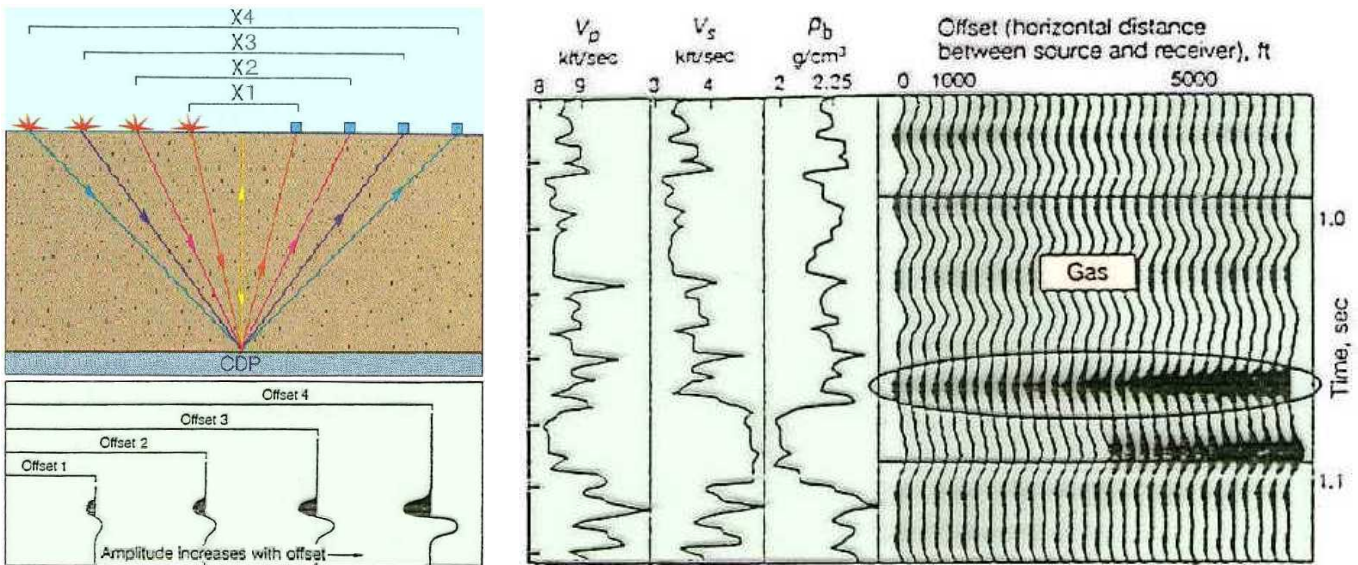
Más arriba a la derecha un caso de aplicación para las chimeneas de gas ya vistas en el Tema 17, pág.433.

También emplear red neural para inversión sísmica facilita interpretaciones más precisas (Vernengo *et al.*, 2023).

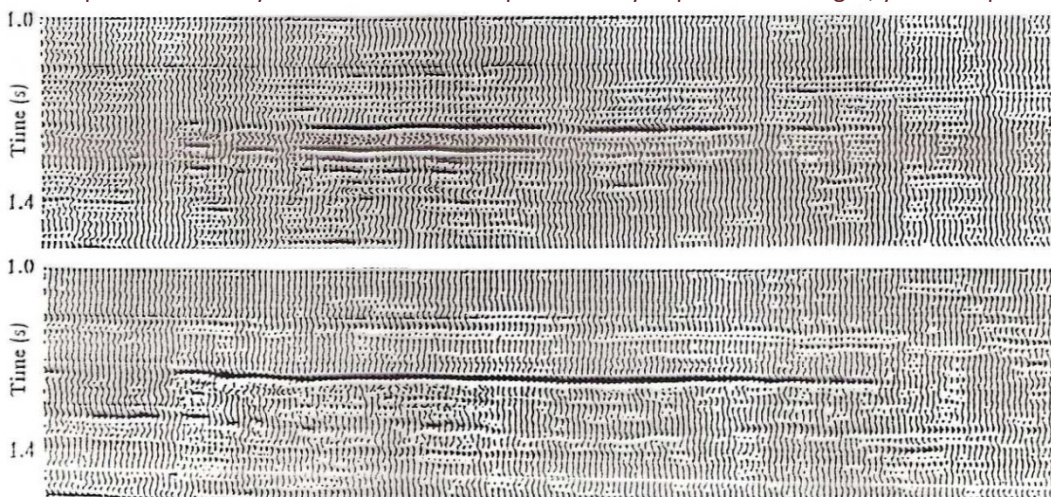
Método AVO (Amplitud Versus Oblicuidad, *Amplitude Versus Offset*)

Ideado por el estadounidense **Bill Ostrander** (1982) es un proceso especial que *requiere volver a las familias de trazas de PCP* antes del apilamiento allí *donde las anomalías de amplitud (brillantes u oscuras) sugieran la posible presencia de reservorios con hidrocarburos, sobre todo gas*; no otra cosa. A la profundidad del objetivo se visualiza la variación de amplitud con la oblicuidad de los rayos o, lo que es lo mismo, con el apartamiento

de la fuente al grupo receptor para cada sismograma. Esto es algo que en realidad sucede siempre, tal como hemos visto en el Tema 11: las fórmulas de Zoeppritz o la aproximación de Hiltermann proveen los verdaderos valores del coeficiente de reflexión para los distintos ángulos considerados que se apartan de la vertical. Pero en presencia de fluidos, sobre todo gas, a medida que el ángulo de incidencia va siendo menos perpendicular a la interfaz entre el reservorio y las rocas impermeables que le supra e infrayacen, el coeficiente de reflexión crece en una magnitud que en la práctica prospectiva es sólo visible para hidrocarburos ligeros dentro del rango de los ángulos de las reflexiones sísmicas cosechadas (usualmente hasta unos 30°). Existe en estos casos un efecto de amortiguamiento que se reduce con la oblicuidad del rebote y que es más notable en el caso de los fluidos de formación menos densos. Es decir, **la amplitud aumenta sensiblemente con la oblicuidad cuando hay gas** o, a veces también, con petróleos livianos tipo condensado, como se grafica seguidamente.



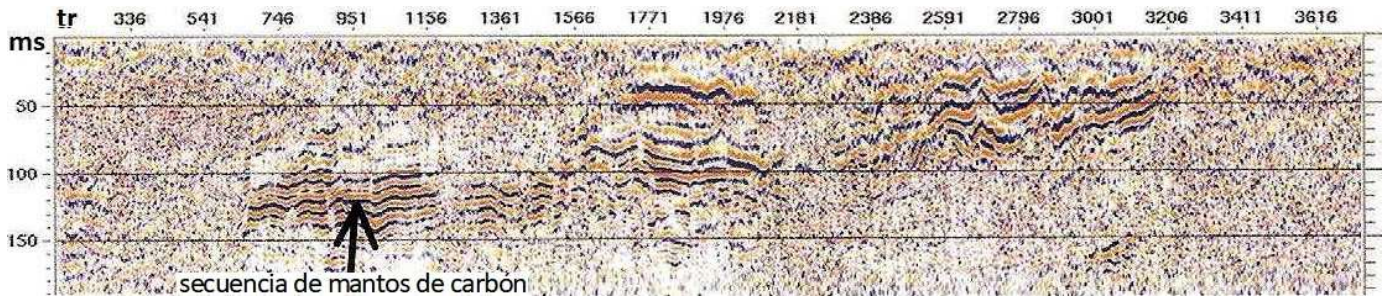
Arriba, esquema conceptual de la variación de amplitud con la oblicuidad e intervalo de una familia de trazas, corregida por retardo normal, en la que se aprecia la variación de amplitud en el tope de una capa gasífera corroborada con datos de pozo: densidad y velocidad de onda P que disminuyen por efecto del gas, y onda S que aumenta su velocidad porque sólo lee la matriz rocosa.



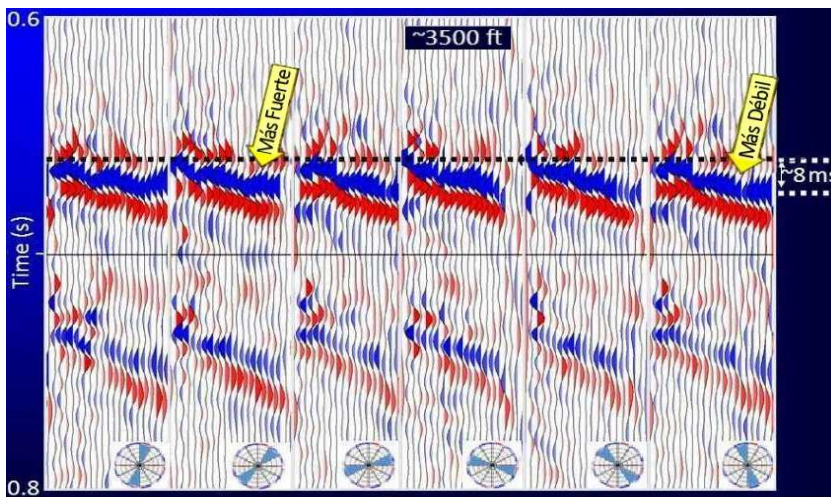
Izquierda, arriba tramo de una sección sísmica procesada convencionalmente, y abajo tomando para el apilamiento sólo las trazas de mayor oblicuidad, lo cual da como resultado que sólo un reflector se resalte marcadamente por su amplitud poniendo así en evidencia la capa gasífera (figuras modificadas de Chiburis et al., 1993)

Suelen hacerse procesamientos separados con apilamiento y migración sólo de las trazas cercanas (*near offset*) y por otro lado de las trazas lejanas (*far offset*) de mayor oblicuidad, para poder sacar conclusiones comparando ambas secciones o cubos sísmicos. Esto puede verse a continuación, donde, entre otras, se resalta una fuerte amplitud diferenciada en el sector inferior derecho de la sección sísmica de mayor oblicuidad.

Entre las diversas anomalías de amplitud, las debidas al emplazamiento de **mantos carboníferos** están entre las que más pueden confundirse con las producidas por la presencia de reservorios gasíferos. Pero el análisis AVO las distingue porque sus familias de trazas **no muestran variación de amplitud con la oblicuidad**. Al inicio de la siguiente página podernos ver un caso de sísmica en Sudáfrica registrada para prospección de carbón con una serie de mantos superpuestos que van siendo menos profundos hacia la parte derecha de la sección.



Anomalías de amplitud que no responden al método AVO (modificado de Aminu & Olorunniwo, 2011)

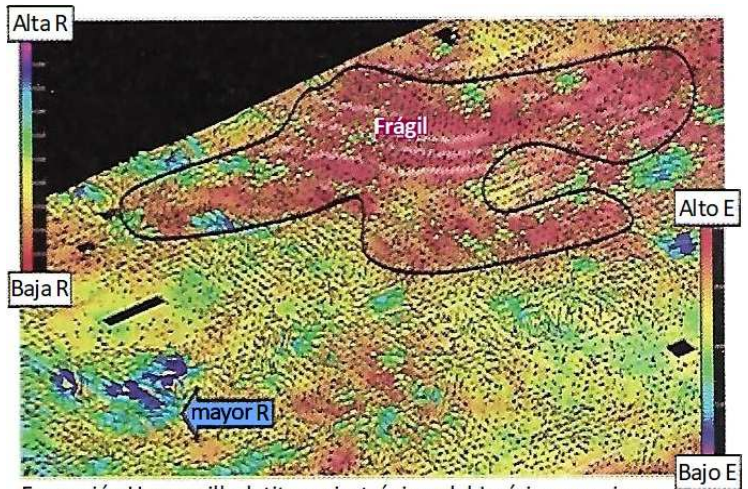


Caso de amplitud versus azimuth (modificado de Roende et al., 2008)

Una variante es el **método AVA** (Amplitud Versus Azimut) aplicable en el **análisis de medios anisótropos** (que pueden implicar tendencias de cambio petrofísico a causa de rasgos sedimentarios o fracturas en rumbos preferenciales) donde las amplitudes varían de modo sutil con el azimut de las familias de trazas, como se observa en la figura adyacente. Naturalmente es aplicable sólo a familias de sísmica 3D. Una de sus utilidades petroleras se vincula a la microsísmica (pág.483) que suele acompañar a la estimulación por hidrofracturación.

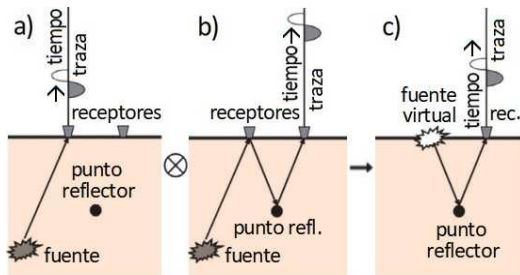
A la derecha se ilustra un caso de lutitas donde se evaluó su anisotropía, aun con relación a manchas dulces por sobrepresión de fluidos y a hidrofracturación en direcciones preferenciales a los fines productivos.

Últimamente surgió el **método FVA** (Frecuencia Vs Azimut) también útil en litología anisotrópica. Las fracturas, por ejemplo, afectan el gradiente de AVO, la amplitud, los tiempos de tránsito y también la absorción de las frecuencias, más absorbidas en aquellas trayectorias ortogonales a los planos de fractura. Se evalúa mediante el cálculo de la **absorción isotrópica**. Véase el caso de un estudio publicado para las formaciones Quintuco y Vaca Muerta en la cuenca Neuquina (Tavella et al., 2023), aplicable en la prevención de problemas durante la perforación y en la programación de hidrofracturaciones.



Formación Haynesville, lutitas anisotrópicas del Jurásico superior en la costa estadounidense del Golfo de México; se superpone la superficie que grafica el módulo de Young E (indicativo de fragilidad) a la superficie que indica la relación de esfuerzo horizontal diferencial R.

(modificado de Sena et al., 2011)

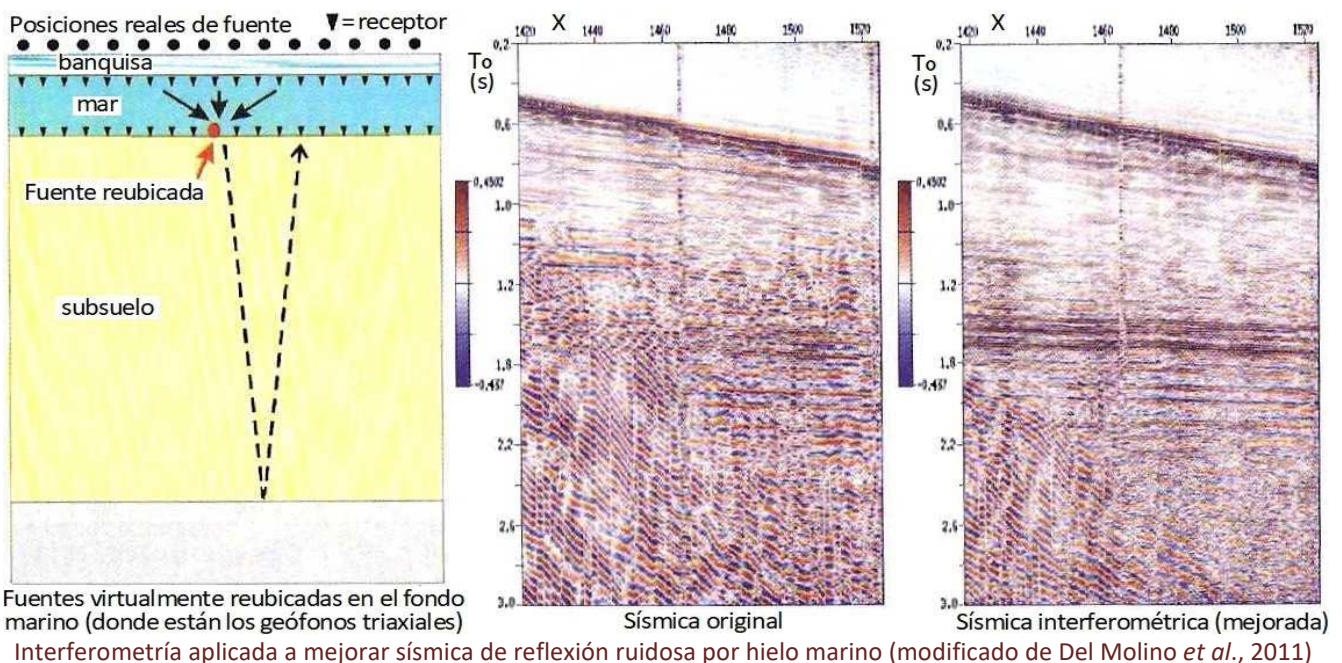


Concepto de interferometría reflectiva: c) resulta de la correlación cruzada entre a) y b) (modificado de Obermann & Hillers, 2019)

Interferometría (interferometry)

Concebida por **E. Baskir** y **C. Weller** en 1975 y desarrollada en lo que va de este siglo por el estadounidense **Gerard Schuster** y otros, tiene aplicaciones también en medicina, astronomía, etc. Esta técnica permite reconstruir la respuesta de una señal asumiendo el registro de una estación (sísmica o de otro tipo) como si fuese el patrón de emisión (fuente) y hacer su correlación cruzada con el registro de otra estación tomada realmente como receptora. Posibilita aprovechar frecuencias muy bajas (a partir de 0,1 Hz) normalmente consideradas ruido y así obtener imágenes

útiles para muy diversos fines, como las tomografías a partir del espectro inferior descartado de registros convencionales o de ruidos ambientales u ondas de Rayleigh que se adoptan como fuente, análogamente a lo citado en el Tema 12 pág.331. Pero ahora a través de un postproceso interferométrico, sea para refracción o para reflexión. Es importante la data sísmica que llega en la parte trasera, más demorada, de cada traza, la llamada *coda* (cola en latín vulgar; en latín formal es *cauda*). Con ondas P o S se consiguen buenas respuestas de profundidades petroleras o mayores y con ondas superficiales se visualizan como máximo los 100 metros más someros. **La interferometría es pasiva cuando la fuente son ruidos ambientales o microsismos naturales y se llama de fuente controlada cuando ésta se implementa especialmente para generar las señales sísmicas.** Es común procesar lo que se registró con otros fines, pero es mejor registrar con parámetros específicos para esto. Igualmente **la técnica puede usarse para suprimir ruidos de los registros convencionales**, sobre todo *ground roll* o también onda de Stonley, o la onda flexural producida por la banquisa (hielo flotante), como se ilustra en la figura siguiente. Además el resultado es mejor con los receptores del lecho (geófonos) en lugar de estar muy cerca bajo el hielo (hidrófonos). Véase a la derecha la mejora muy marcada en el procesado sísmico final.

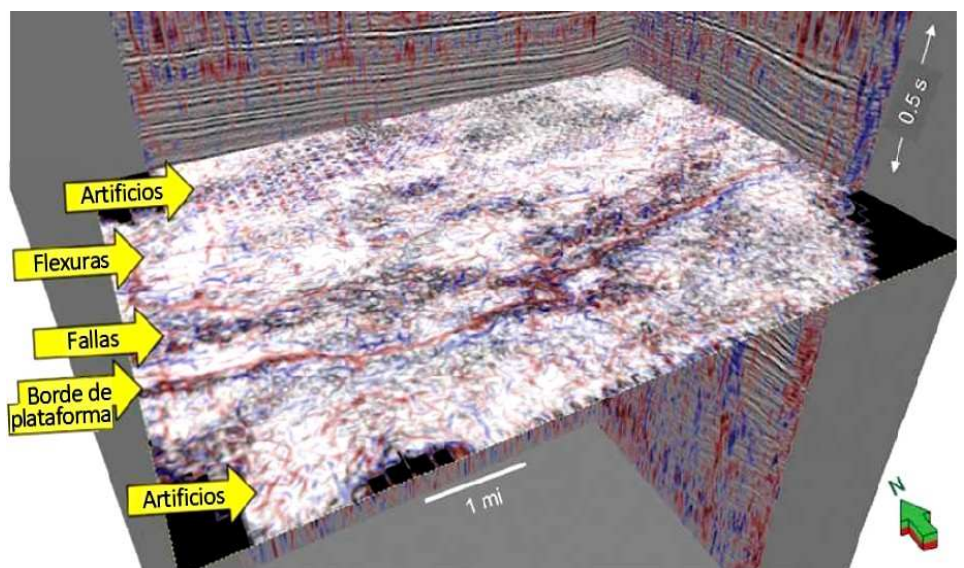


También aplicable en pozos, este método es apto, por ejemplo, para mejorar la visualización de las hidrofracturas cuando se registra microsísmica, ítem éste que se aborda como registro especial en la pág.483.

La interferometría se emplea asimismo con los registros electromagnéticos repetidos en el tiempo para visualizar reservorios de hidrocarburos (resistores). Y en el Tema 11 (pág.301) se presenta una aplicación de interferometría de radar (EM) para estudiar sismicidad natural.

ENGAÑOS, OTRA VEZ

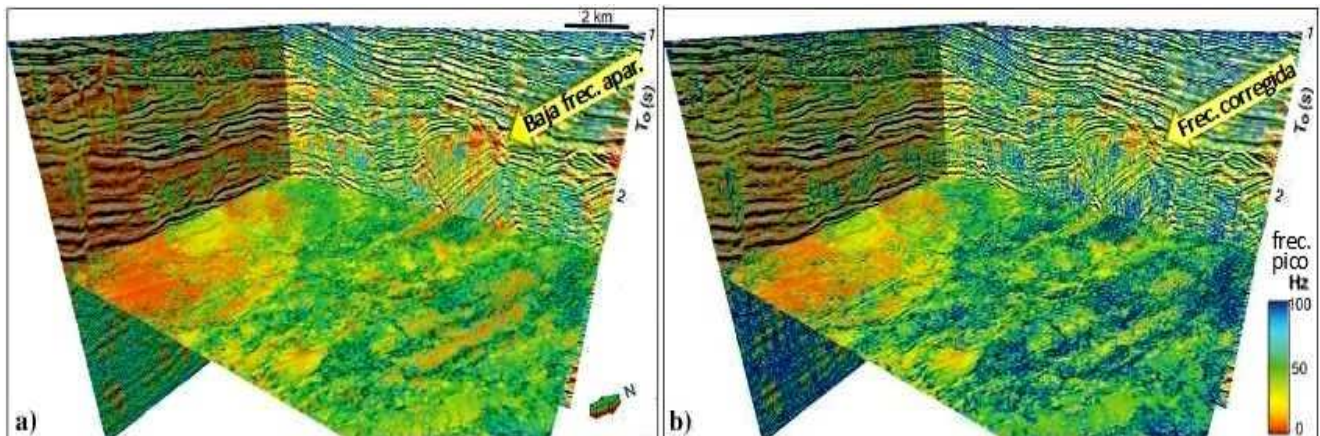
Hemos comentado acerca de las trampas que podría tender



Curvatura estructural verdadera versus falsa: las secciones verticales muestran amplitudes mientras la sección horizontal muestra coherencia combinada con atributo de curvatura (positiva en rojo, negativa en azul) lo cual evidencia una mezcla de rasgos geológicos y huella de adquisición y, dado que las fracturas naturales son objetivo primario del yacimiento Vacuum, esta huella deviene riesgo interpretativo (gentileza Marathon Oil, Nuevo México) (modificado de Marfurt & Alves, 2015)

al usuario incauto la sísmica de reflexión al momento de interpretarla. Muchas provienen ya de problemas de adquisición y/o procesamiento de rutina (evitables algunos, inevitables en su mayoría) como es el caso de la huella (*footprint*) que exhiben las secciones verticales y también la sección horizontal de coherencia del cubo ilustrado al final de la página precedente.

Pero igualmente los procesados especiales pueden propiciar metidas de pata como consecuencia de variados **arteficios** (*artifacts*): **distorsiones de la imagen por ruido del propio proceso**. Éstos suelen ser fuente de error interpretativo cuando se está predispuesto a creer que se ha encontrado aquello que tanto se buscaba, una propensión humana que no se restringe sólo al ámbito de la religión o las pseudociencias.



Golfo de México, tierra firme: frecuencia pico espectral combinada con amplitud sísmica en las secciones verticales y con coherencia en la sección horizontal a 2,4 s computada a) sin compensación de inclinación y b) corregida por inclinación escalando las frecuencias para una dada inclinación θ por $1/\cos \theta$; nótese la variación de colores en la imagen corregida.

(modificado de Marfurt & Alves, 2015)

Para evitar artefactos de interpolación **es recomendable que el tamaño de grilla sea similar al del casillero** (*bin*) de la 3D, **o que en 2D tenga relación con la magnitud de las configuraciones esperables** en función de la geología conocida. También es aconsejable **no forzar los parámetros de procesamiento** más allá de lo que razonablemente pueda esperarse de la específica resolución sísmica, y **no usar a ciegas los parámetros por defecto** (*default*) que ofrece el menú (que suelen minimizar el tiempo de proceso), sino analizar la selección para cada caso concreto. También **evitar filtrados con tendencias no corroboradas**, en particular buzamientos (es el caso de la figura anterior, que altera los valores de frecuencia). Aun así, a veces los propios programas informáticos tienen propensión a mandársela y **todo resultado debe ser corroborado con otros datos confiables** (de pozos, de otros procesamientos y de toda otra información geocientífica) antes que el usuario se emocione mal. Porque una cosa es interpretar pinturas de Pablo Picasso, Claude Monet o Antonio Berni, y otra bien distinta la de buscar significados en un pastiche azaroso que se mandó la compu.

CUESTIONARIO BÁSICO

- ¿Qué son los atributos sísmicos y cuál es el más básico?
- ¿Qué es la descomposición espectral?
- ¿Cómo y para qué se calculan los atributos de frecuencia?
- ¿Cómo se obtienen los atributos de traza compleja?
- ¿Para qué pueden servir la envolvente de amplitud, la polaridad aparente y la fase y frecuencia instantáneas?
- Explicar las manchas brillantes, las oscuras y los cambios de fase.
- ¿Qué aplicaciones tienen los atributos de velocidad y cuáles son los datos complementarios?
- Señalar las etapas en un procesamiento de inversión de trazas.
- ¿Qué es un modelado sísmico?
- ¿Qué aplicaciones tiene el cubo de varianza o semblanza?
- Definir mapas de buzamiento y azimut, así como residuales y regionales: ¿cuál es la utilidad de cada uno?

- Explicar en qué consiste la geoestadística mediante sísmica.
- ¿Para qué pueden emplearse las redes neurales en sísmica?
- ¿En qué se fundamenta el método AVO y qué aplicación principal tiene?, ¿y el AVA?
- ¿Qué aplicaciones geofísicas tiene la interferometría?
- ¿Cómo pueden causar engaños los programas de procesos especiales?

BIBLIOGRAFÍA DE REFERENCIA

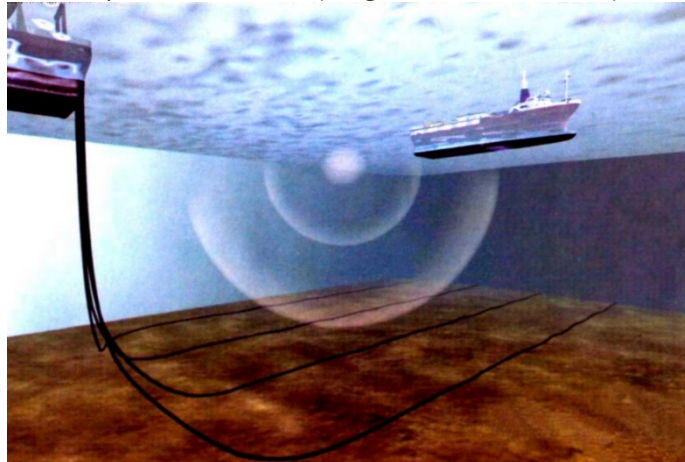
- Ablard, P., Lawton, L., Haines, G., Herkommer, M., McCarthy, A., Radakovic, M. & Umar, L., 2012. The expanding role of mud logging. *Oilfield Review* V.24 N°1 (p 31–32).
- Aminu, N. & Olorunniwo, M., 2011. Reservoir characterization and paleo-stratigraphic imaging over Okari Field, Niger Delta, using neural networks. *The Leading Edge*, V.30 N°6 (p 650-655).
- Aminzadeh, F., de Groot, P., Berge, T. & Valenti, G., 2001. Using gas chimneys as an exploration tool. *World Oil*, June (p 2-9).
- Baeten, G., De Maag, J., Plessix, R., Klaassen, R., Qureshi, T., Kleemeyer, M., Ten Kroode, F. & Rujie, Z., 2013. The use of low frequencies in a full-waveform inversion and impedance inversion land seismic case study. *Geophysical Prospecting*, V.61 N°4 (p 701-711).
- Barclay, F., Bruun, A., Bolding R., K., Cámara A., J., Cooke, A., Cooke, D., Salter, D., Godfried, R., Lawden, D., McHugo, S. et al., 2008. Seismic inversion: reading between the lines. *Oilfield Review* (p 44-66).
- Barnes, A., 2006. Too many attributes? *Landmark Graphics Co.*, V.31 N°3 (10 p).
- Baskir, E. & Weller, C., 1975. Sourceless reflection seismic exploration. *Geophysics*, V.40 N°1 (p 158–159).
- Brown, A., 1985. The role of horizontal seismic sections in stratigraphic interpretations. En *Seismic stratigraphy II* (p 37-47); Berg, O. & Woolverton, D. Eds. A. A. P. G., *Memoir* 39.
- Brown, A., 1991. Interpretation of three dimensional seismic data (p 21-90, 137-166, 179-208). A.A.P.G., *Memoir* 42.
- Chelotti, L., Czeplowodzki, R., Fortunato G., Cersósimo S. & Trincherro E., 1999. Tectónica del flanco Norte de la cuenca Golfo San Jorge, Argentina: el yacimiento El Tordillo desde la sísmica 3D. XIV Congreso Geológico Argentino, *Actas* 1 (p 235-238).
- Chelotti, L. & Trincherro, E., 1991. Cuerpos intrusivos en cuenca Austral: nuevos estudios. *Boletín de Informaciones Petroleras*, N°25 (p 39-51).
- Chiburis, E., Leaney, S., Skidmore, C., Franck, C. & McHugo, S., 1993. Hydrocarbon detection with AVO. *Oilfield Review*, V.5 N°1 (p 42-50).
- Chopra, S., 2002. Coherence cube and beyond. *First Break*, V.20 N°1 (p 27-33).
- Del Molino, G., Andreoletti, C., Sandroni, S., Poletto, F., Petronio, L., Farina B., Bellezza, C. & Lovo, M., 2011. Seismic interferometry application to improve seismic reflection signals affected by ice-plate flexural noise. *The Leading Edge*, V.30 N°5 (p 538-545).
- De Ridder, S., 2011. Ambient seismic noise eikonal tomography for near-surface imaging at Valhall. *The Leading Edge*, V.30 N°5 (p 506-512).
- Dobrin, M., 1976. *Introduction to geophysical prospecting* (p 339-356). McGraw-Hill.
- Doyen, P., 1988. Porosity from seismic data: a geostatistical approach. *Geophysics*, V.53 N°10 (p 1263-1275).
- Eaton, B., 1975. The equation for geopressure prediction from well logs. *Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME* (6 p).
- Edwards, S., 1988. Uses and abuses of seismic modeling. *The Leading Edge*, V.7 N°4 (p 42-46).
- Fagin, S., 1991. Seismic modeling of geologic structures – Applications to exploration problems. *Geophysical Development Series* N°2, Hoover, G. Ed. Society of Exploration Geophysicists (269 p).
- Foster, M. & Iovine, G., 2007. Development of deep thin reservoirs through meandering morphologies imaged in seismic data; a case study in San Jorge Basin, Argentina. *SPE* 110028 (6 p).
- Gibson, M., 2011. Application of seismic to mineral deposit exploration and evaluation. *The Leading Edge* V.30 N°6 (p 616-620).

- Gorell, S., 1995. Using geostatistics to aid in reservoir characterization. *The Leading Edge*, V.14 N°11 (p 967-974).
- Hohn, M., 1988. *Geostatistics and petroleum geology* (264 p). Computer Methods in the Geosciences, Merriam, D., Ed. Van Nostrand Reinhold.
- Jordan, J. & Shirley, O., 1966. Application of drilling performance data to overpressure detection. *Journal of Petroleum Technology* V.18 N°11 (p 1387-1394).
- Korembli, M., Trincher, E. & Chelotti, L., 1992. Modelado sísmico bidimensional, aplicación al estudio de cuerpos intrusivos. *Boletín de Informaciones Petroleras*, N°32 (p 9-21).
- Lindseth, R., 1979. Synthetic sonic logs – a process for stratigraphic interpretation. *Geophysics*, V.44 N°1 (p 3-26).
- Marfurt, K. & Alves, T., 2015. Pitfalls and limitations in seismic attribute interpretation of tectonic features. *Interpretation*, V.3 N°1 (p A5–A15).
- McQuillin, R., Bacon, M. & Barclay, W., 1985. *An introduction to seismic interpretation* (p 119-122). Gulf Publishing.
- Neidell, N. & Poggiagliolmi, E., 1977. Stratigraphic modelling and interpretation; geophysical principles and techniques. En *Seismic stratigraphy, applications to hydrocarbon exploration* (p 389-416); Payton, C. Ed. A.A.P.G., Memoir 26.
- Neidell, N., 1985. Use of seismic-derived velocities for stratigraphic exploration on land: seismic porosity and direct gas detection. En *Seismic stratigraphy II* (p 49-77); Berg, O. & Woolverton, D. Eds. A. A. P. G., Memoir 39.
- Nikravesh, M. & Aminzadeh, F., 2001. Mining and fusion of petroleum data with fuzzy logic and neural network agents. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, V.29 N°3-4 (p 221-238).
- Obermann, A. & Hillers, G., 2019. Seismic time-lapse interferometry across scales. En *Advances in Geophysics*, V.60 (p 65-143).
- Pan, X., Zhang, D. & Zhang, P., 2021. Fracture detection from azimuth-dependent seismic inversion in joint time–frequency domain. *Scientific Reports*, V.11 N°1269 (15 p).
- Rijks, E. & Jauffred, J., 1991. Attribute extraction: An important application in any detailed 3-D interpretation study. *The Leading Edge*, V.10 N°9 (p 11-19).
- Robertson, J. & Fisher, D., 1988. Complex seismic trace attributes. *The Leading Edge*, V.7 N°6 (p 22-26).
- Roende, H, Meeder, C., Allen, J., Peterson, S., Eubanks, D. & Ribeiro, C., 2008. Estimating subsurface stress direction and intensity from surface full azimuth land data. 78th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts 27 (p 217–221).
- Rumelhart, D., Hinton, G. & Williams, R., 1986. Learning representations by back-propagating errors. *Nature*, V.323 (p 533-536).
- Schulz, P., 1998. *The seismic velocity model as an interpretation asset* (234 p). Society of Exploration Geophysicists.
- Sheriff, R., 1991. *Encyclopedic dictionary of exploration geophysics* (376 p). Society of Exploration Geophysicists.
- Sheriff, R. & Geldart, L., 1995. *Exploration seismology* (p 390-392, 504-505). Cambridge University Press.
- Sena, A., Castillo, G., Chesser, K., Voisey, S., Estrada, J., Carcuz, J., Carmona, E. & Hodkins, P., 2011. Seismic reservoir characterization in resource shale plays: Stress analysis and sweet spot discrimination. *The Leading Edge*, V.30 N°7 (p 758-764).
- Taner, M. & Sheriff, R., 1977. Application of amplitude, frequency and other attributes to stratigraphic and hydrocarbon determination. En *Seismic stratigraphy, applications to hydrocarbon exploration* (p 301-328); Payton, C. Ed. A.A.P.G., Memoir 26.
- Taner, M., Koehler, F. & Sheriff, R., 1979. Complex trace analysis. *Geophysics*, V.44 (p 1041-1063).
- Tavella, J., Lazzari, V., Frydman, M. & Herrera, N., 2023. Frequency vs Azimuth (FVAZ): The younger member of the family of seismic driven fracture characterization methods. *SPE/AAPG/SEG Latin America Unconventional Resources Technology Conference*, V.1 (p 213-231).
- Torres-Verdín, C., Victoria, M., Merletti, G. & Pendrel, J., 1999. Trace-based and geostatistical inversion of 3-D seismic data for thin-sand delineation: An application in San Jorge Basin, Argentina. *The Leading Edge*, V.18 N°9 (p 1070-1077).

- Vernengo, L., Tavella, J. & Garcia Torrejon, M., 2023. Broader spectrum seismic after seismic inversion via neural network solutions: its contribution to Seismic Interpretation. SPE/AAPG/SEG Latin America Unconventional Resources Technology Conference, V.1 (p 172-180).

Los posibles errores y sesgos contenidos en estas Glosas de Geofísica son sólo atribuibles al primero de los autores.

Adquisición 4C marina (imagen Fairfield Industries)



“НЕВОЗМОЖНОЕ
СЕГОДНЯ СТАНЕТ
ВОЗМОЖНЫМ ЗАВТРА.”

[“Los imposibles de hoy serán
posibles mañana.”]

Konstantin Eduardovich
Tsiolkovski (1903)

REGISTROS SÍSMICOS ESPECIALES

Konstantin nació en Kaluga, 170 km al sur de Moscú, en 1857. Fue el quinto hijo de una rusa de origen tártaro y muy alto nivel educativo casada con un inmigrante polaco de familia noble empobrecida, técnico forestal. Tenía sólo diez años cuando una infección le hizo perder la audición. Trece cuando murió su mamá. Y, como no oía, no fue aceptado en el colegio secundario. Tampoco podía ya jugar en plenitud. Entonces logró transformar su tristeza en serena alegría con los libros que abordó por sí mismo. Principalmente los de física y matemática.

Después su papá le pudo bancar (con menos que lo mínimo) tres años en Moscú estudiando informalmente en la biblioteca del museo Rumyantsev. Hasta que Jules Verne le voló la cabeza. *De la Terre à la Lune* y otras lecturas lo llevaron a pensar en dirigibles, aeroplanos y, sobre todo, naves espaciales. Sobrevivía dando clases particulares. En 1902 acabó de dar forma al sueño del cohete a retropropulsión. También hizo estudios cinéticos sobre gases y teorizó sobre el funcionamiento del Sol, sostuvo contactos con su compatriota **Dmitri Mendeléyev** (veintitrés años mayor), construyó el primer túnel de viento ruso, planificó muchos aspectos de los viajes espaciales (incluso biológicos), escribió ¡unos 500 textos! –entre ellos su *Космич философия* (Kosmis filosofiya),

Filosofía cósmica, sobre el futuro de la humanidad–, también relatos de ficción y, pese a su discapacidad, se dio el gran gusto de ser maestro. Se casó, tuvo cuatro hijos, uno de los cuales se suicidó, y tras ese inmenso dolor tuvo otro bajón cuando una gran inundación le hizo perder escritos y dispositivos que había pergeñado. Logró reconocimiento académico recién algunos años después de la revolución bolchevique de 1917, que dignificó a los pobres y supo valorarlo como el zarismo no lo había hecho (aunque el sucesor de Lenin, Stalin, fue un monstruo contra todo comunista que se le opuso). Konstantin Tsiolkovski falleció de cáncer de estómago en 1935, a los setenta y ocho años, en su Kaluga natal.



Museo y biblioteca Rumyantsev, Moscú (antigua postal)

En 1926 el estadounidense Robert Goddard logró construir y probar el primer cohete de combustible líquido. En la Segunda Guerra Mundial el alemán Wernher von Braun materializaría el invento de Konstantin con los *Vergeltungswaffe* (arma de represalia) 2, o simplemente V2, para espanto de los ingleses; y unos años después él mismo (ahora vistiendo la camiseta de la NASA) perfeccionaría el cohete hasta llegar al *Saturn V* que en 1969 llevó a Armstrong, Aldrin y Collins a la Luna, algo que también haría la Unión Soviética con las *Lunik* a control

remoto, tras haber puesto al primer hombre en órbita (Yuri Gagarin en la *Vostok 3* en 1961, una hazaña sólo precedida por Laika en 1957 que, pobre perruna, murió allá arriba). En 1969 desde El Chamental (La Rioja) también haría su experiencia en órbita el mono Juan (un caí misionero) que retornó sano y salvo, como dos años antes lo había hecho el ratón Belisario –o como imaginó el capitán Beto del flaco Spinetta–. Sólo las dos grandes potencias y Francia aventajaban a la Argentina. Pero desde los bastones largos de Onganía, pasando por los grupos de tareas de Videla *et al.*, la ciencia argentina fue desmantelada (“exceso de pensamiento” según el ministro Bardi), trabajo práctico que terminaron Menem y su coautor Cavallo mandándolos a lavar platos –algo que, admitamos, fue mucho más considerado que apalearlos o matarlos–. Mientras por estos pagos el Estado y la ciencia son destruidos por la sumisión subdesarrollista de los empobrecedores ciclos neoliberales –felices los ricos–, China e India han alunizado naves y tienen satélites orbitando Marte.

En fin, fue gracias al bueno de Konstantin que hubo viajes a la Luna y cuatro sismómetros fueron llevados por las *Apollo* entre 1969 y 1972, se los calibró haciendo estrellar fases de cohete sobre la superficie y enviaron señales hasta 1977. Son los registros más especiales que se han obtenido en la historia de la sismología y permitieron conocer el interior de nuestro satélite natural, como sucintamente se refiere en el Tema 11, pág.306. Y en 2018 la *National Aeronautic and Space Administration* envió a Marte la misión robótica *Insight* (*Interior Exploration using Seismic Investigations, Geodesy and Heat Transport*), amartizada en Elysium Planitia, que incluye un sismógrafo fabricado en Francia y otros instrumentos de varias naciones, a fin de registrar la actividad sísmica de diverso origen (tectónica, volcánica, cascoteo espacial, etc.) para deducir el espesor y estructura de la corteza, así como las temperaturas interiores y la composición del núcleo marciano.

Pero, en concreto, todavía no hemos empezado a buscar recursos en la Luna o Marte (donde hay sismos, y minerales pero no petróleo). Aun así, la optimista cita de Tsiolkovski aplica a casi todo lo que hacemos en nuestro maltratadísimo planeta, ojalá para salvarnos del ambientalicidio que nos llevará puestos.

Dentro del tema de los métodos especiales, abordaremos ahora las adquisiciones especiales de la sísmica de reflexión con principal aplicación a la prospección de hidrocarburos, para luego transbordar a las aplicaciones de sísmica de reflexión somera y enseguida sumergirnos a las de sísmica de reflexión ultraprofunda.

ADQUISICIONES ESPECIALES

Se trata de métodos específicos de sísmica reflectiva que requieren de un nuevo trabajo de registro de datos de campo, más sus subsiguientes procesamiento e interpretación. Inicialmente no previstos, suelen resultar del avance prospectivo que nos lleva a una nueva fase del camino productivo. “Recalculando...”

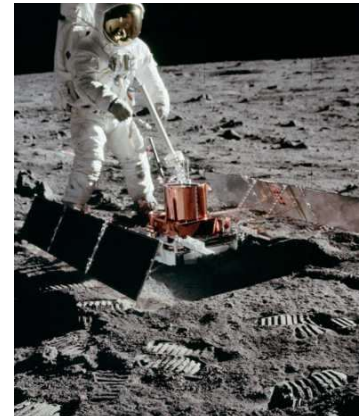
Sísmica de Pozo

Comprende una variedad de registros especiales ya expuestos en el Tema 16.

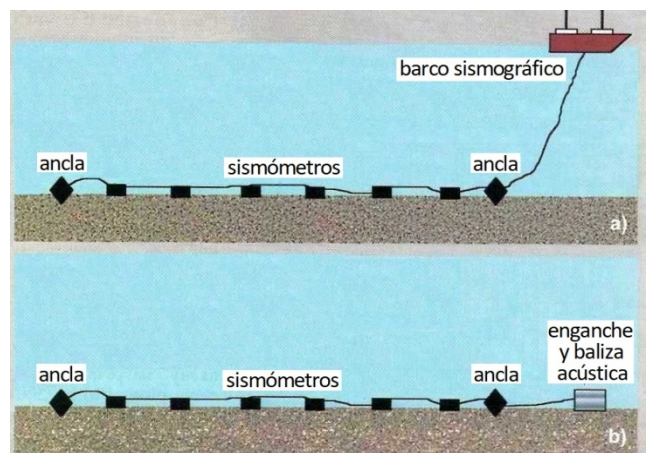
Adquisición de Ondas S

Como se apunta en el Tema 13, las ondas S (de corte o cizalla, transversales o secundarias) **requieren geófonos triaxiales y pueden ser registradas a partir de fuentes convencionales**, emisoras mayormente de ondas P (primarias, compresionales o longitudinales), que es lo que casi siempre ocurre. Porque debe recordarse que buena parte de la energía convierte en las interfaces reflectivas su modo de propagación de P a S (y viceversa). Pero también se ha indicado que **pueden emplearse fuentes especiales mayormente emisoras de ondas S** (explosiones rápidamente consecutivas en pozos alineados, vibradores de movimiento horizontal, y otras), aunque esto ocurre en rarísimas ocasiones. Las **razones principales que desalientan su uso son:**

- los **mayores costos** de invertir en una fuente adicional a la convencional que se disponga,
- la **practicidad** de manejarse con las fuentes habituales,
- la **mayor atenuación que el subsuelo le impone a las ondas de corte** respecto a las longitudinales **en el rango de las altas frecuencias**, por lo cual hacer el camino de



Instalación de sismómetro lunar (foto Nasa)

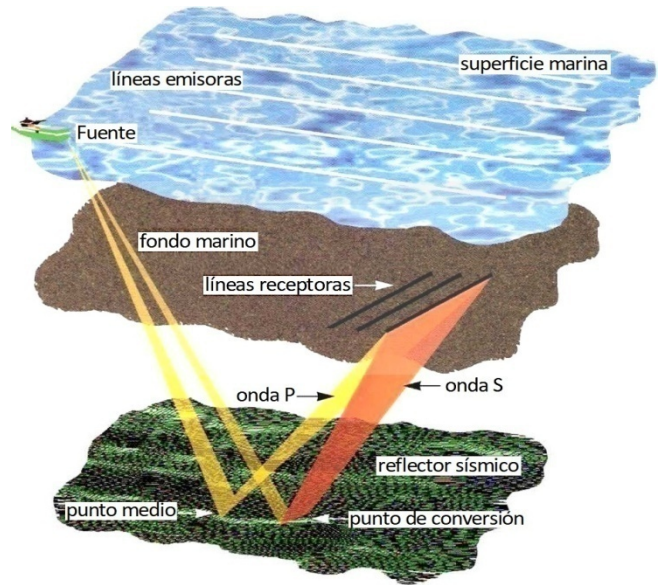


En a) adquisición de las componentes x, y, z con geófonos triaxiales en el fondo de mares o lagos; en b) el dispositivo queda inactivo para futuros registros, en general para hacer sísmica 4D (modificado de Ebron *et al.*, 1998)

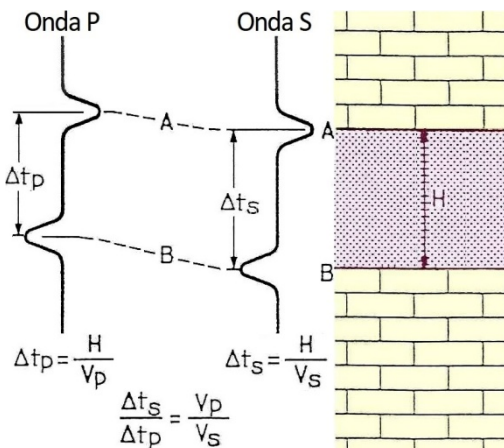
de ida ya de partida con ondas S no suele resultar en una ventaja sensible.

En mares y lagos *debe disponerse de los mismos geófonos triaxiales adaptados al medio subacuático del lecho* y existe la *posibilidad de dejarlos en hibernación* (figura al final de la página previa) cuando se quiere repetir el registro a intervalos temporales (en general varios meses o algunos años). Pero se utilizan adicionalmente los hidrófonos convencionales –pocos metros bajo el pelo de agua– que repiten el registro de las ondas P, por lo cual se los denomina **Registros 4C** (de cuatro componentes).

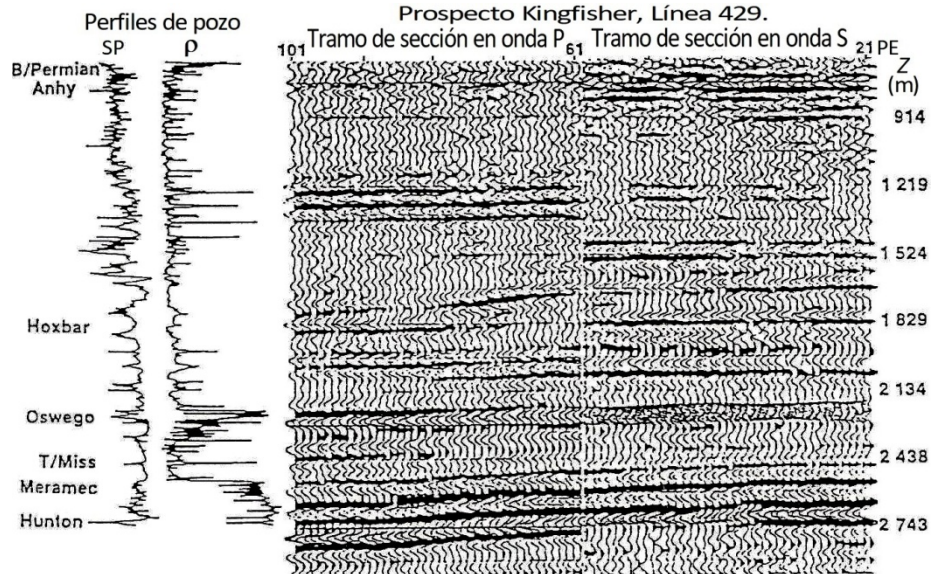
Ya sean registros 3 ó 4C, para cualquier profundidad de interés máximo, *naturalmente el tiempo de escucha ha de ser mayor* que cuando sólo se busca registrar las ondas longitudinales. Asimismo debe tenerse presente que, según la Ley de Snell, *el ángulo de reflexión se modifica al cambiar las velocidades*, tal como está esquematizado en la figura de la derecha.



Bosquejo de conversión de ondas P a S y su registro en el fondo marino (modificado de Gaiser & Jones, 1998)



Relaciones de velocidad y tiempo entre las ondas P y S en una capa en subsuelo. (figuras modificadas de Tatham & McCormack, 1991)



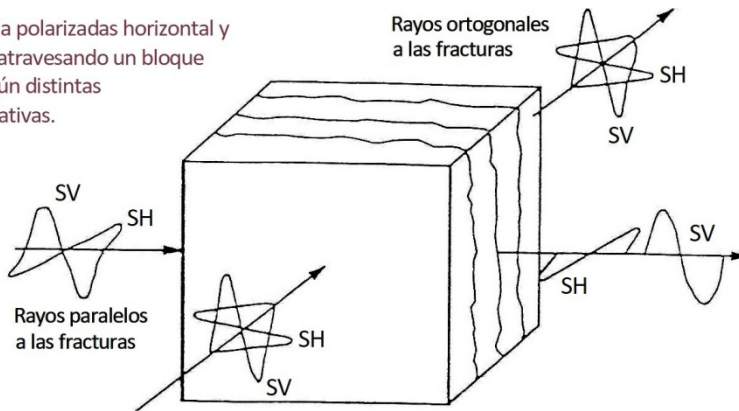
Comparación de una sección real en onda P con su correspondiente continuación en onda S desde el Punto de Emisión 61, más perfiles de pozo del lugar, todo en escala vertical de profundidades para que pueda verse sin desfases.

Las amplitudes pueden variar entre reflectores de ondas P y S provenientes de la misma interfaz, como ilustra la figura inmediata a la derecha. Esto obedece a la variación de los respectivos coeficientes de reflexión, a su vez debido a que los contrastes de impedancia difieren según se trate de ondas de corte o longitudinales, porque las velocidades relativas fluctúan tanto por la litología como por los fluidos contenidos en las distintas capas.

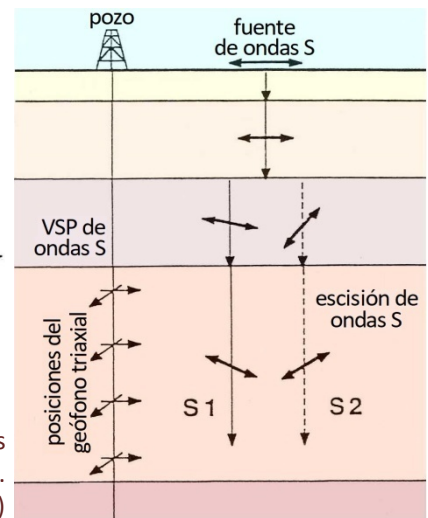
El procesamiento sísmico de secciones o volúmenes de ondas S en lo esencial es similar al aplicado a las ondas P, y para las correcciones estáticas las dromocronas también deben ser adquiridas con onda S, o bien desde un proceso especial de inversión de las ondas de Rayleigh adquiridas en principio como ruido (ver Haney & Douma, 2012) que genera un modelo muy ajustado a la topografía y composición subsuperficial.

Debe considerarse, además, que *las ondas secundarias tendrán una dada dirección inicial de oscilación, por ejemplo x, pero luego pueden escindirse en dos direcciones ortogonales a la primera y a su vez entre sí, digamos y, z* a las cuales podremos referir como Sv (dirección vertical, también llamada Sz) y Sh (dirección horizontal, en este caso Sy). Esta escisión *depende del carácter anisotrópico del subsuelo*, típicamente debido a estratificación o bien a fracturación paralela. También sucede que, una vez polarizada la onda transversal en dos componentes perpendiculares de vibración, éstas vuelven a modificarse según las direccionalidades de las anisotropías que vayan atravesando. Ver las figuras al inicio de la siguiente página. *La interpolación 5D* (Tema 15, pág.389) *es un moderno auxilio informático aplicable a la estimación de anisotropías horizontales.*

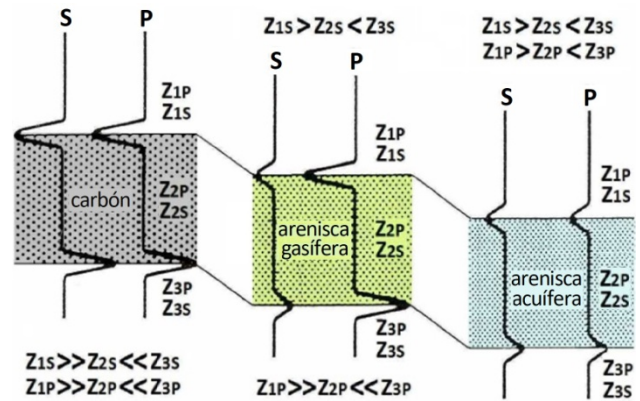
Ondas de cizalla polarizadas horizontal y verticalmente atravesando un bloque fracturado según distintas direcciones relativas.



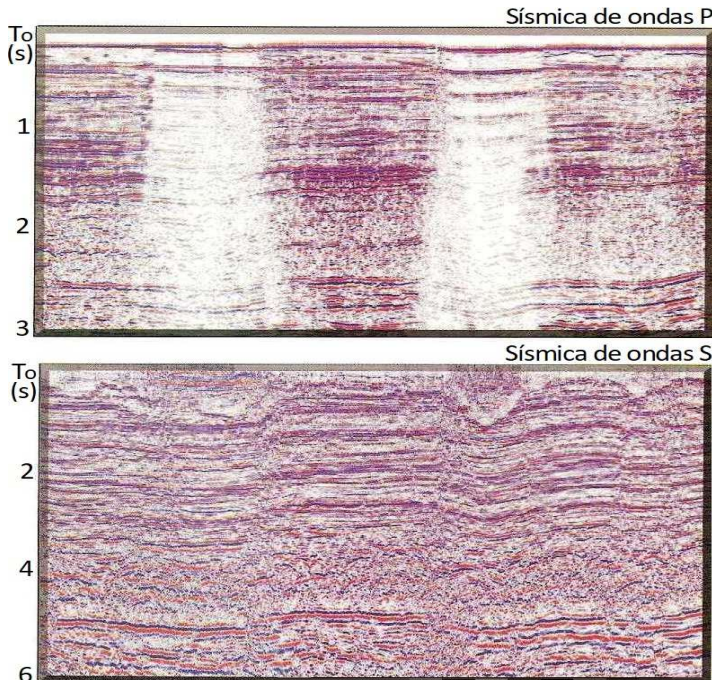
VSP con fuente de ondas S, indicándose la escisión de las ondas según dos direcciones de vibración ortogonales al atravesar un medio anisótropo. (figuras modificadas de Tatham & McCormack, 1991)



Las ondas S tienen variadas aplicaciones, de las cuales la más relevante es la **identificación de reservorios gasíferos** (técnica desarrollada por los estadounidenses **James Robertson y William Pritchett** en 1985). Éstos **resultan muy reflectivos con ondas longitudinales pero de amplitudes normales ante las ondas transversales**, porque estas últimas **ignoran cualquier fluido poral y por lo tanto el gas para ellas apenas modifica el coeficiente de reflexión** (sólo por el pequeño cambio en la densidad total de la roca). Ergo, el cambio de amplitud lo da la P, pero por comparación la S nos hace caer la ficha de que es por el cambio de fluido y no de roca.



Respuestas diferenciadas e impedancias acústicas relativas para carbón y reservorios gasífero y acuífero.



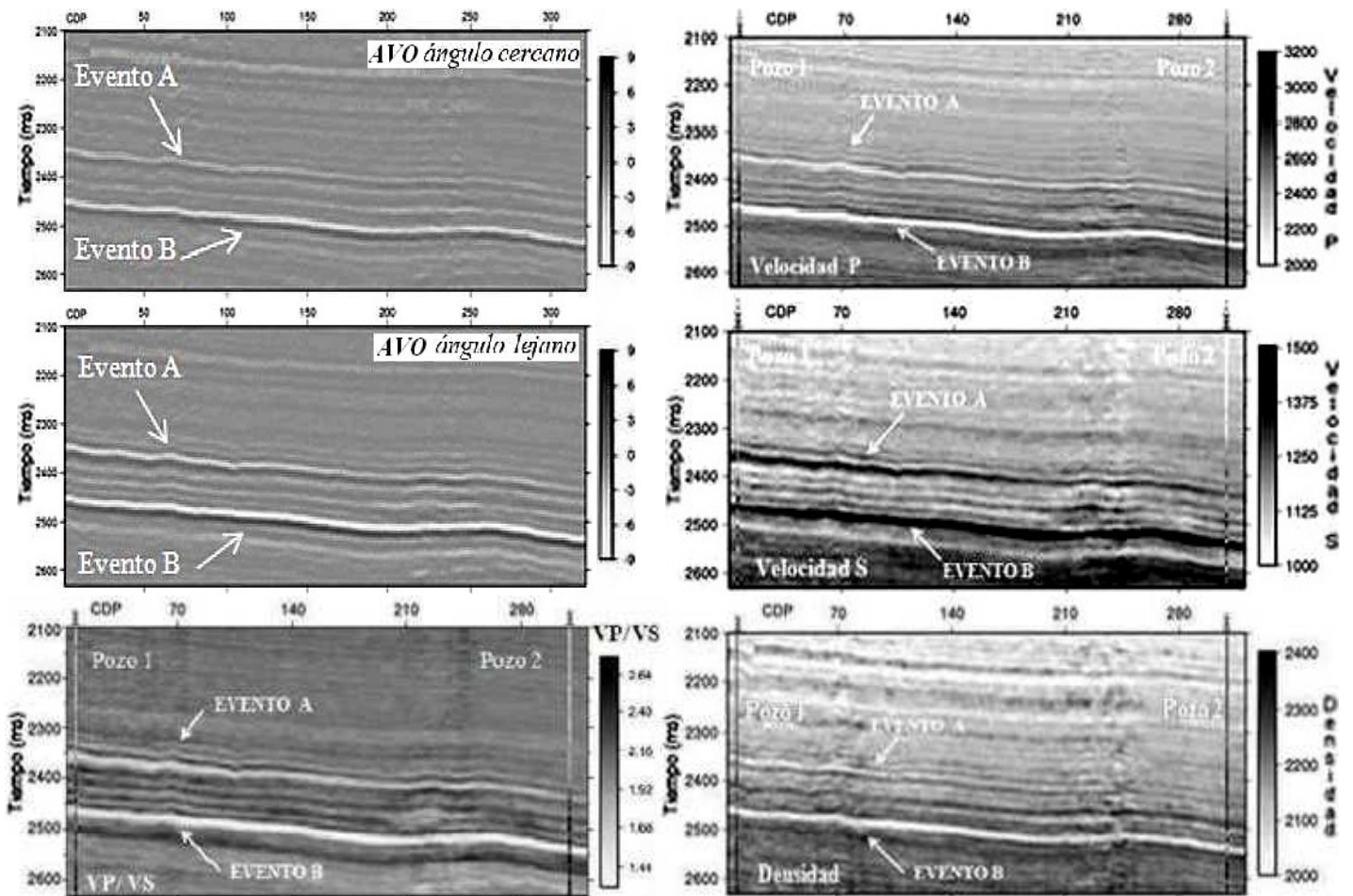
Una segunda aplicación a la que suele recurrirse es la **visualización de la geología por debajo de esos mismos reservorios gasíferos**, debido a que, en el caso de las ondas de cizalla, la energía continúa propagándose normalmente hacia la profundidad, con una mínima pérdida de amplitud. En cambio las ondas compresionales experimentan una marcada reducción en su intensidad por debajo de estos reservorios debido a la fuerte reflectividad antes comentada que se expresa como manchas brillantes.

Una misma sección sísmica registrada alternativamente con ondas longitudinales y transversales: arriba, con onda P, se evidencian dos reflexiones someras de gran amplitud, repetidas luego como múltiples, y una pérdida notable de información justo por debajo; la versión inferior, de onda S, en cambio da amplitudes normales en la subsuperficie y muy buena visualización en toda la línea sísmica (modificado de Gaiser & Jones, 1998)

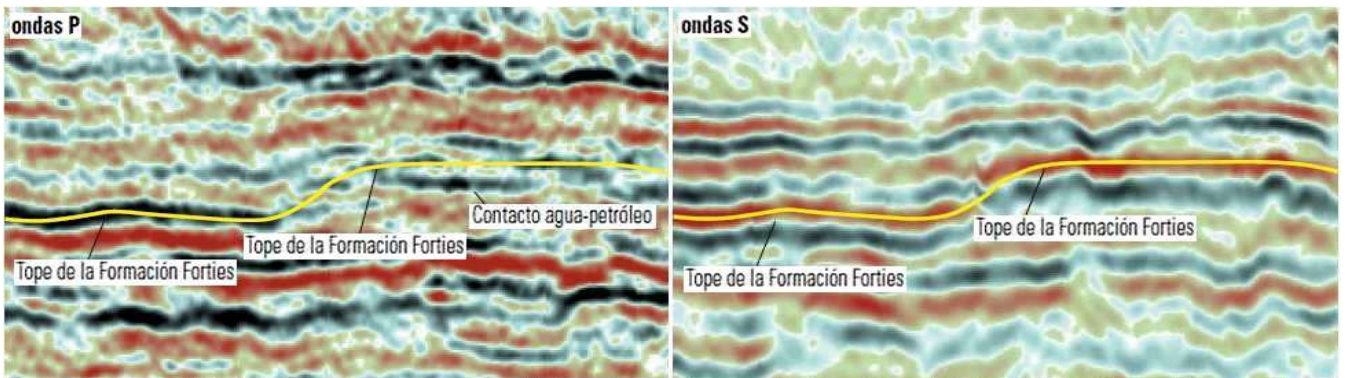
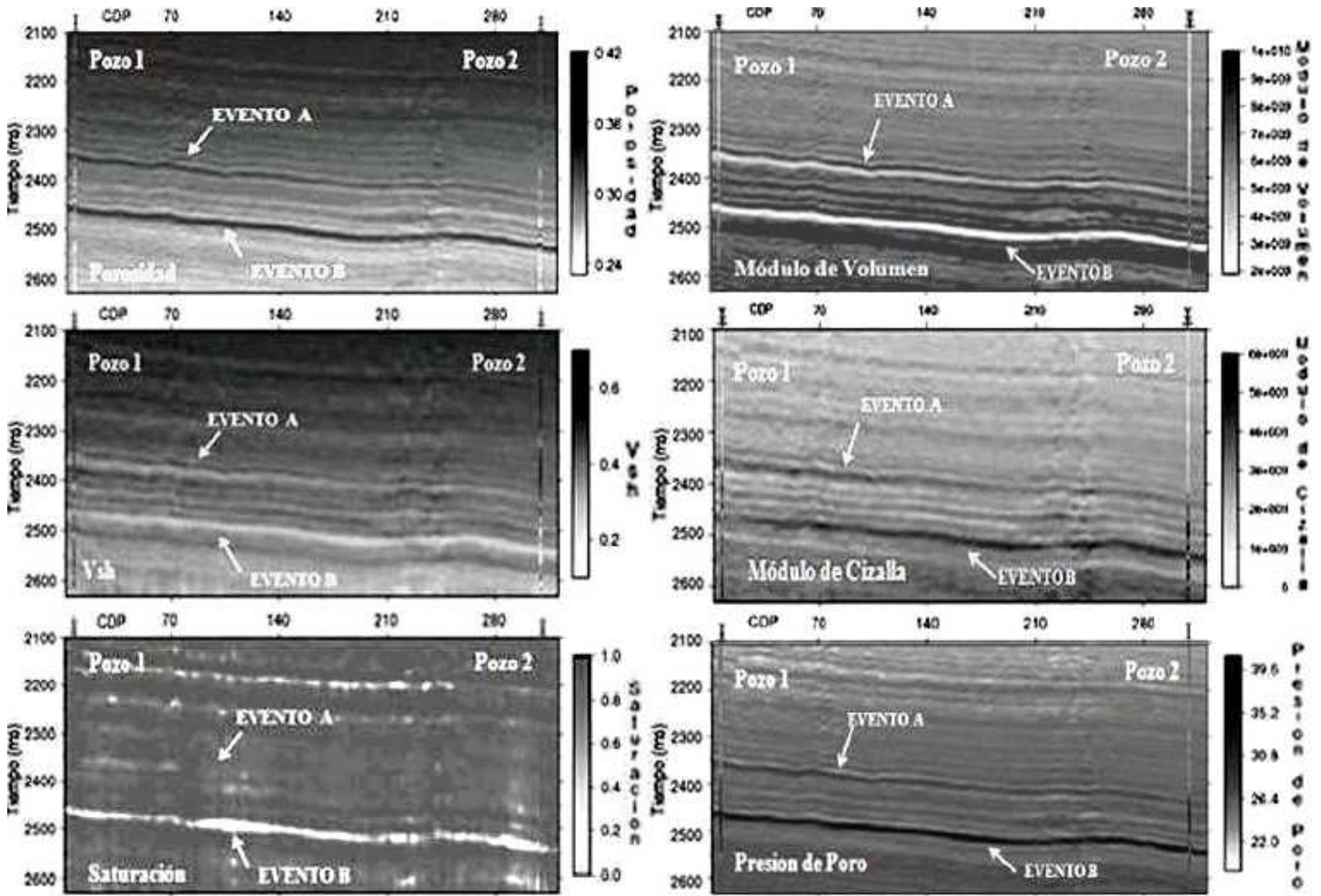
Las relaciones de velocidad entre ondas P y S suelen permitir la **identificación de fluidos**, siendo la relación de Poisson una magnitud significativa. Asimismo permiten en muchos casos la **discriminación de distintas litologías, por ejemplo variaciones mineralógicas de los estratos** a partir del cálculo de los módulos elásticos (puede consultarse la tabla del Tema 11, pág.296), como igualmente ocurre desde datos de acústica y de sísmica de pozo. Al inicio de la página sucesiva se presentan unas gráficas típicas de respuestas alternativas entre las ondas compresionales y de cizalla, y su cociente.

	Forma de los poros del reservorio	Prof. de soterramiento, consolidación y Δ Presión	Temperatura arenisca	Litología	Porosidad	Tipo de fluido poral en arenisca
Velocidad de onda P						
Velocidad de onda S						
Vp/Vs						

Velocidades registradas de onda P, S y su cociente según la variación de diversas características físicas de los reservorios y el tipo de fluido en ellos contenido (modificado de Tosaya *et al.*, 1984)

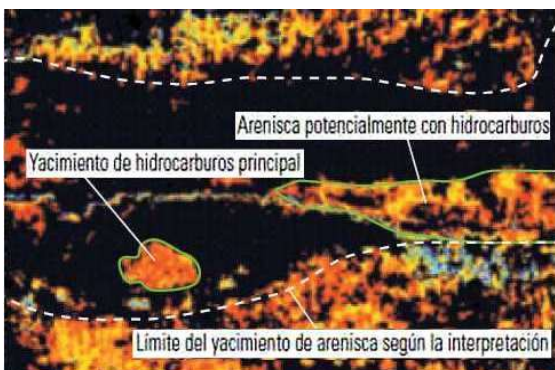


Caso aplicado en Venezuela sobre una sección donde se hicieron procesamientos de inversión sísmica y petrofísica utilizando un método de optimización; se resalta dos eventos destacados: A, por un cambio litológico; B, a causa de un reservorio gasífero subcompactado –sobrepresionado–; en cada imagen se indica el parámetro que se calculó para la sección a partir de los registros de ondas P y S desde la superficie más varios registros geofísicos en pozos; ver las restantes imágenes en la página siguiente (figuras modificadas de Ramírez Camargo y Bosch, 2013)



Resolución de ambigüedades de imágenes sísmicas con datos de componentes múltiples. Las señales de ondas S, al no estar afectadas por el fluido alojado en la formación, permitieron identificar claramente el contraste litológico en el tope del yacimiento Forties (amarillo), mientras que con los datos compresionales de componente Z sumados (ondas P), se detectó el contacto agua-petróleo debajo del tope del yacimiento.

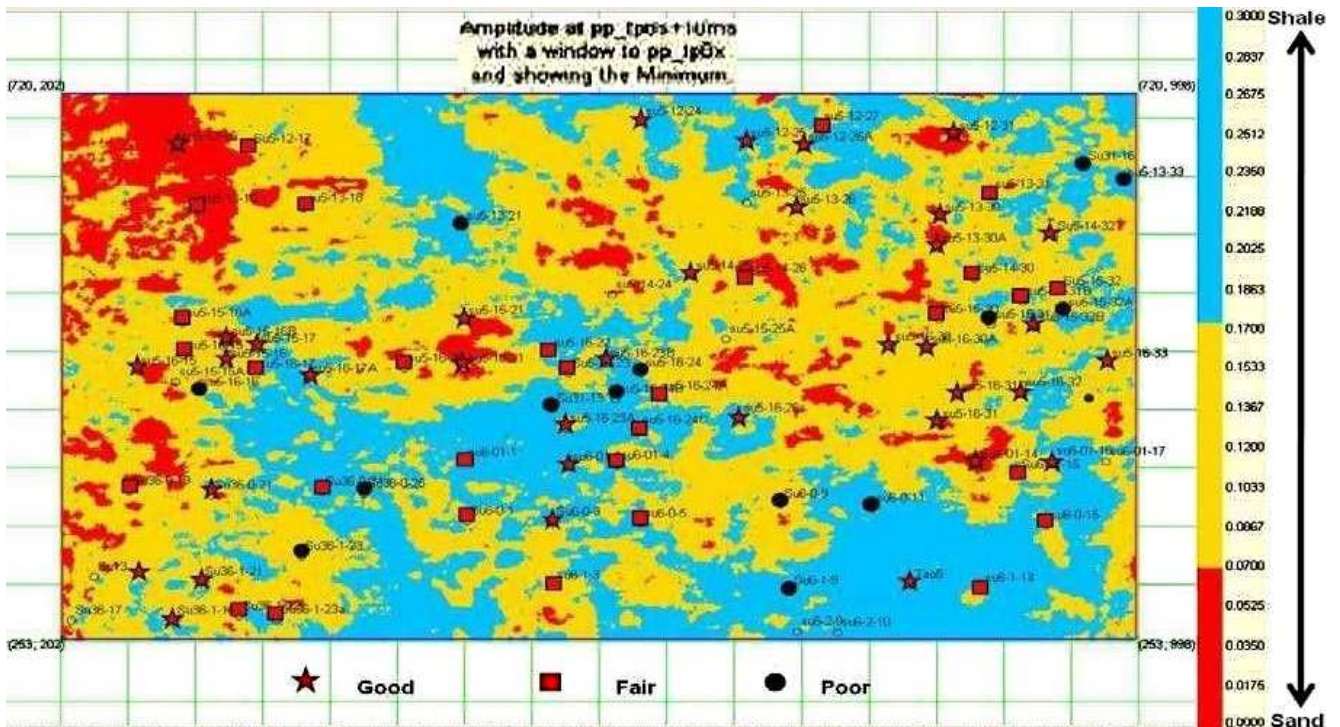
(figuras modificadas de Alsos *et al.*, 2002)



Mapa de la relación entre la amplitud de las ondas compresionales y de las ondas de corte reflejadas, R_{pp}/R_{ss} : muestra la litología y el fluido contenido en la formación. En este caso identifica el yacimiento de hidrocarburos dentro del área de sedimentación de arenisca (línea punteada).

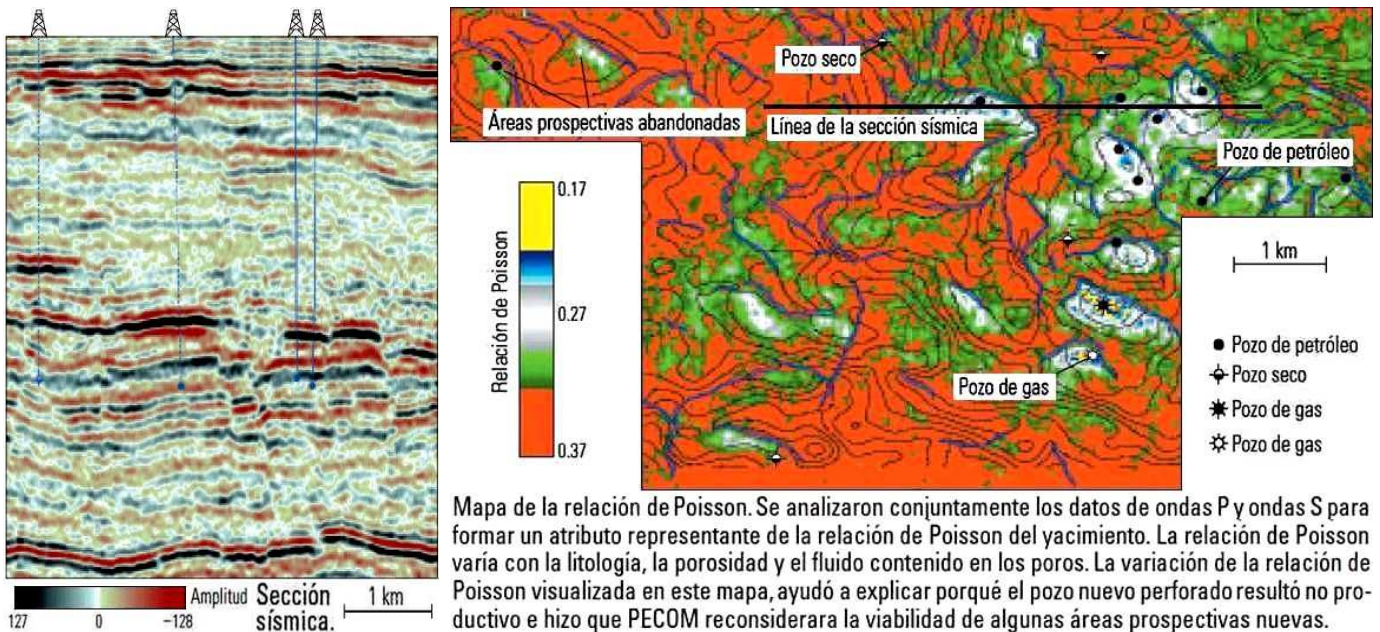
Estas otras imágenes provienen de un yacimiento del mar del Norte (sector británico) y evidencian la utilidad de los datos de ondas S (componentes x, y de los geófonos triaxiales), empleados en conjunto con la información de las ondas P (sumando el registro de hidrófonos y la componente z de los geófonos del fondo). La figura que sigue en la página siguiente es un mapeo de la relación de Poisson en

un yacimiento de la cuenca Erdos del centro-este de China, a partir de datos de ondas P y S allí registradas. Recuérdese que: $\sigma = -(\Delta W/W_0) / (\Delta L/L_0) = [(V_p/V_s)^2 - 2] / [2(V_p/V_s)^2 - 2]$



Mapa de relación de Poisson en un yacimiento del SE de China: obsérvese que para valores de σ bajos hay arenas (sand), en este caso de reservorios fluviales, y allí están los pozos buenos (good); en cambio los pozos son pobres (poor) donde los valores de σ son altos y sube la arcillosidad; mientras que fair es regular (modificado de Miao *et al.*, 2011)

El ejemplo que sigue es de la cuenca Austral argentina (yacimiento María Inés en Santa Cruz). Ahí se hizo un procesado especial de inversión de datos con el método AVO y se obtuvieron velocidades de ondas P y S, así como densidades, y se calculó el módulo de Poisson para identificar con bastante claridad los sectores donde existen acumulaciones de gas natural en las arenas marinas de la Fm. Springhill.



Mapa de la relación de Poisson. Se analizaron conjuntamente los datos de ondas P y ondas S para formar un atributo representante de la relación de Poisson del yacimiento. La relación de Poisson varía con la litología, la porosidad y el fluido contenido en los poros. La variación de la relación de Poisson visualizada en este mapa, ayudó a explicar porqué el pozo nuevo perforado resultó no productivo e hizo que PECOM reconsiderara la viabilidad de algunas áreas prospectivas nuevas.

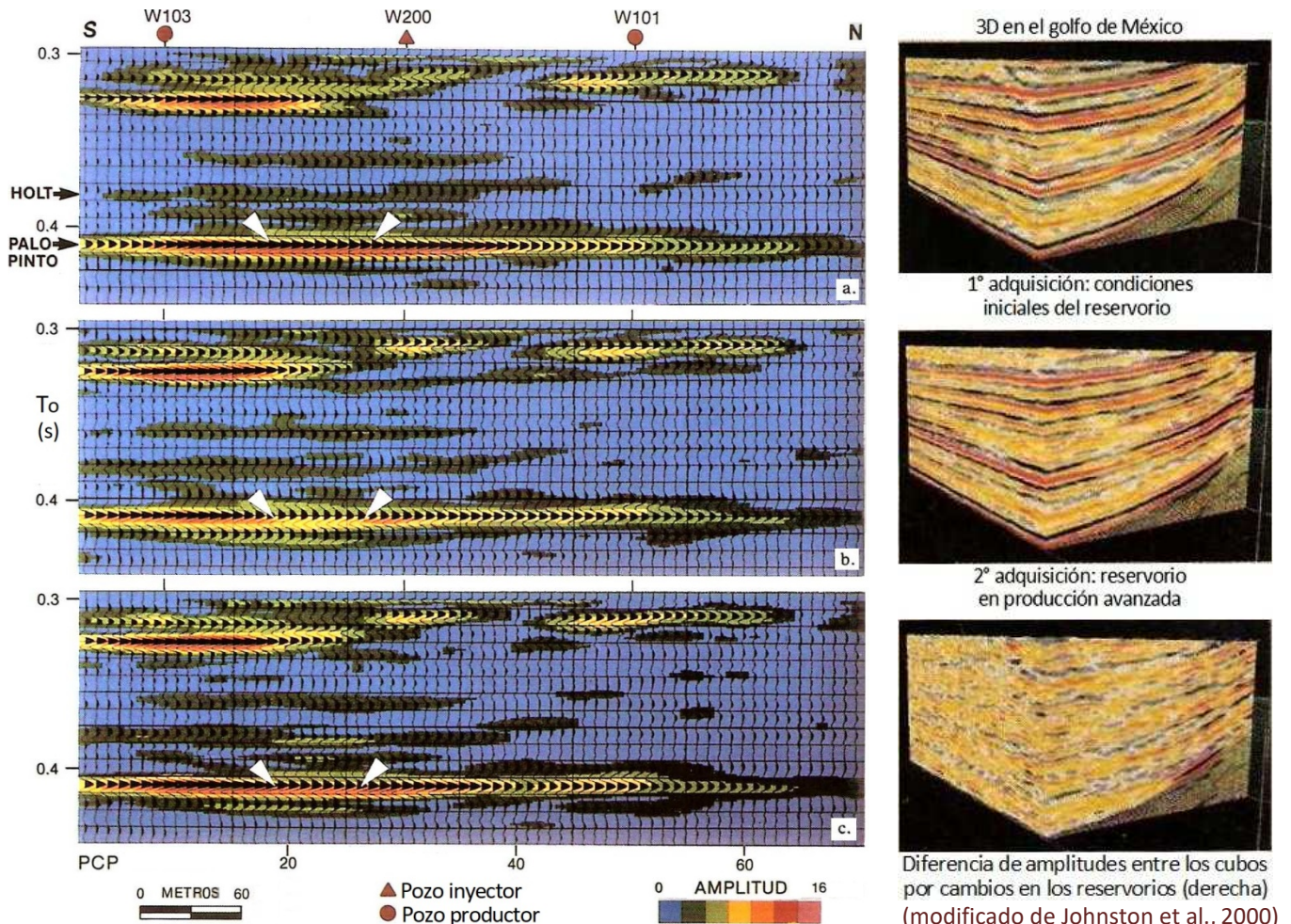
(modificado de Benabentos *et al.*, 2002)

Sísmica Repetida (4D o Time-lapse)

En grabaciones de vídeo *time-lapse* es cámara rápida (tomas a intervalos para apurar rebanoes de nubes, aperturas florales, etc.). Esta técnica fue desarrollada en sísmica por muchos investigadores, comenzando por el equipo liderado en Estados Unidos por el israelí Amós Nur hacia 1980, a la que dieron forma completa en 1987 los

estadounidenses Terry Fulp y Robert Greaves. *Consiste en repetir esa suerte de registro masivo de ondas que es una 3D, manteniendo los parámetros de adquisición originales y procesando luego también con la misma secuencia y parámetros utilizados antes.* La idea es tener dos (o más) juegos de datos comparables, adquiridos tras un cierto intervalo de tiempo: días, meses o años según sea el tipo de prospección.

El objetivo es visualizar los cambios producidos en los reservorios como consecuencia de la explotación de petróleo, gas, vapor geotérmico o agua para consumo humano, aunque su empleo es en la gran mayoría de los casos para hidrocarburos debido a su alto costo. Es una metodología muy útil para monitorear la eficiencia del mallado de pozos productivos y eventualmente de los inyectores, si se tratara de un proyecto de recuperación secundaria. No sólo se observa un cubo en relación al otro utilizando distintos atributos sísmicos, sino que se calcula además la diferencia de esos atributos entre los dos cubos para obtener volúmenes representativos de tales diferencias (figura siguiente a la derecha), indicativas de las variaciones de fluidos que se intenta detectar, válidas ya que otros cambios no hubo. El método puede usarse también entre sísmicas 2D sucesivas, pero esto casi nunca se hace porque no se aprovecha la estrategia en toda su potencialidad, además de que un yacimiento que amerite un monitoreo sísmico en el tiempo también seguramente amerita sísmica tridimensional.



Sección sísmica (33) de una 3D registrada: (a) antes de la combustión; (b) durante la combustión con inyección de aire a presión para facilitar la producción de petróleo pesado mediante alta temperatura de oxidación, durante la cual se genera mayor saturación de gas creando una mancha oscura, o sea reducción de amplitud, (c) después de la combustión, volviendo a condiciones parecidas a las iniciales.

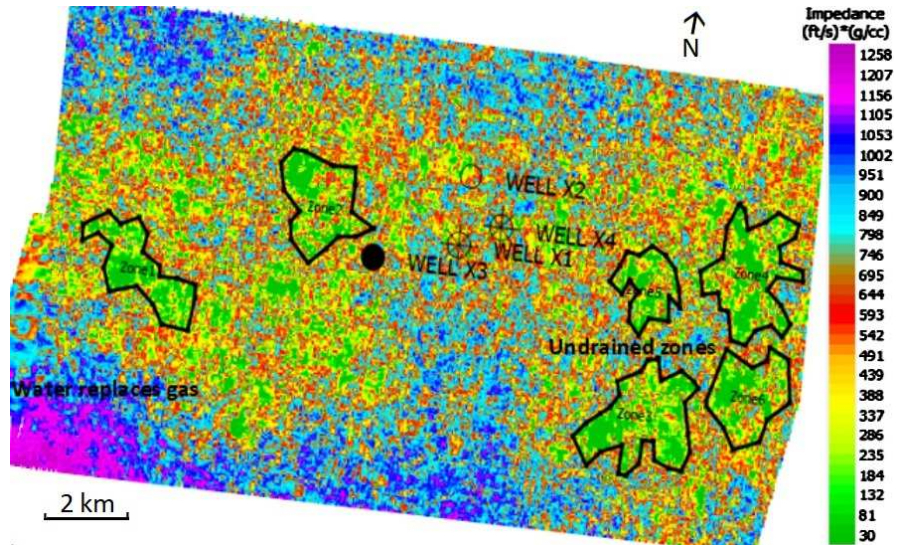
Monitoreo mediante 4D en un yacimiento del norte de Texas (modificado de Greaves & Fulp, 1991)

Arriba a la izquierda puede verse una sección sísmica (que es parte de una 3D) registrada y procesada en tres ocasiones, cada unos 6 meses, que va mostrando los cambios en el reservorio en forma previa, simultánea y posterior a un procedimiento de recuperación asistida de petróleo, en inglés *EOR (Enhanced Oil Recovery)*.

La figura siguiente, en la próxima página, corresponde a un área de yacimiento de Nigeria, sobre la zona sumergida del delta del río Níger, mar adentro. Allí la sísmica 3D fue inicialmente registrada en 2001 y fue repetida en 2016, tras quince años de explotación, con el mismo procesamiento básico. Luego fueron aplicados diversos postprocesos a ambos cubos, entre ellos el de inversión de trazas sísmicas, y se procedió a la resta entre

uno y otro, destacándose los sectores donde quedaron hidrocarburos sin explotar y también la zona donde avanzó el agua.

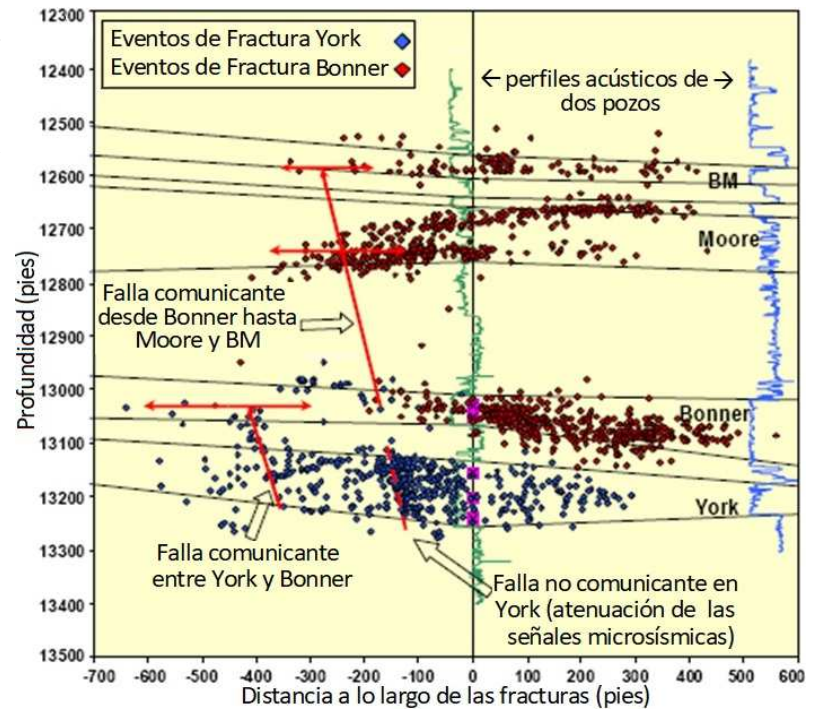
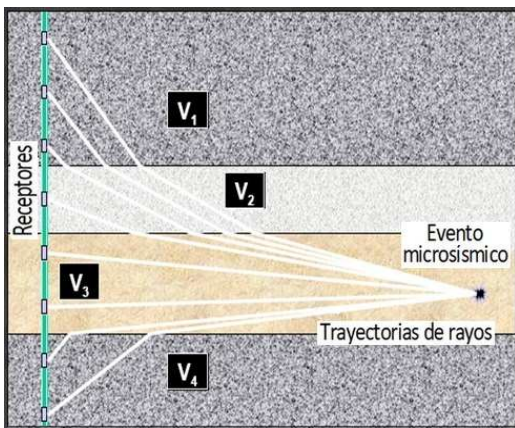
Mapa de diferencia de impedancias acústicas entre cubos a nivel de un reflector cercano a la base del reservorio; en verde resaltan los sectores no drenados y al sudoeste una zona de avance del agua que reemplazó al gas producido (modificado de Akpan *et al.*, 2020)



Microsísmica

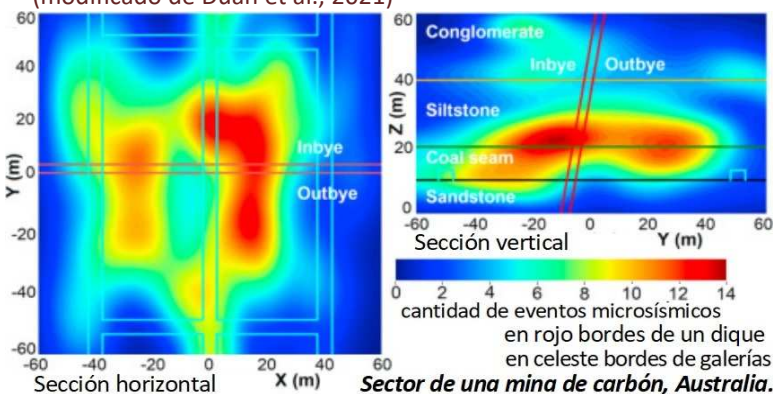
El monitoreo pasivo de la microsismicidad inducida en yacimientos petrolíferos es una técnica *aplicable en las operaciones de fracturación hidráulica* (inyectando granos de arena que mantendrán abiertas las fracturas). El registro de ondas (figura izquierda) desde otro pozo *permite ir mapeando* (incluso mediante interferometría) *las redes de fracturas activas* que afectan el rendimiento de los reservorios, su extensión, orientación e intercomunicación a través de fallas u otras vías de permeabilidad (figura derecha). Lo cual permite ajustar las estrategias de hidrofracturación durante la misma operación *–con debidos recaudos ambientales–*, además de efectuar las simulaciones numéricas relativas a la probable producción futura. Es lo que se está haciendo para los hidrocarburos de la Fm Palermo Aike en la cuenca Austral y para el gas de D-129 en el Golfo San Jorge, rocas madre ahora productivas. Y también desde hace años para producir de Vaca Muerta en

durante la misma operación *–con debidos recaudos ambientales–*, además de efectuar las simulaciones numéricas relativas a la probable producción futura. Es lo que se está haciendo para los hidrocarburos de la Fm Palermo Aike en la cuenca Austral y para el gas de D-129 en el Golfo San Jorge, rocas madre ahora productivas. Y también desde hace años para producir de Vaca Muerta en



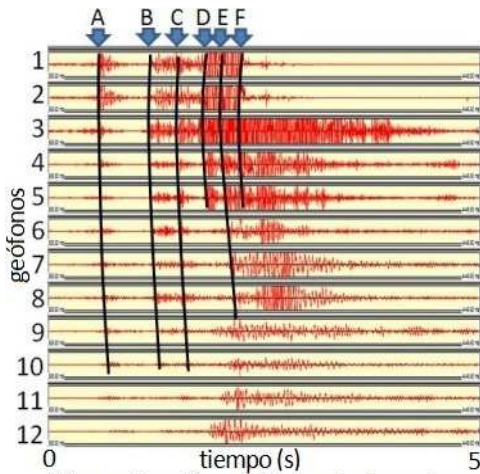
Microsísmica en un pozo en la cuenca Este de Texas con su perfil acústico en verde (modificado de Warpinski *et al.*, 2006)

(modificado de Duan *et al.*, 2021)



la cuenca Neuquina (véase Curia *et al.*, 2018). Estos registros también se *aplican en pozos de reservorios para el almacenamiento de gas y para explotación geotérmica*. Repetidas observaciones de la actividad microsísmica *permiten monitorear cambios en el campo de esfuerzos por variaciones de presión que resultan de la explotación de un campo*, sea por extracción o por reinyección de fluidos. La figura adyacente muestra que la microsísmica también *es útil para guiar piques y*

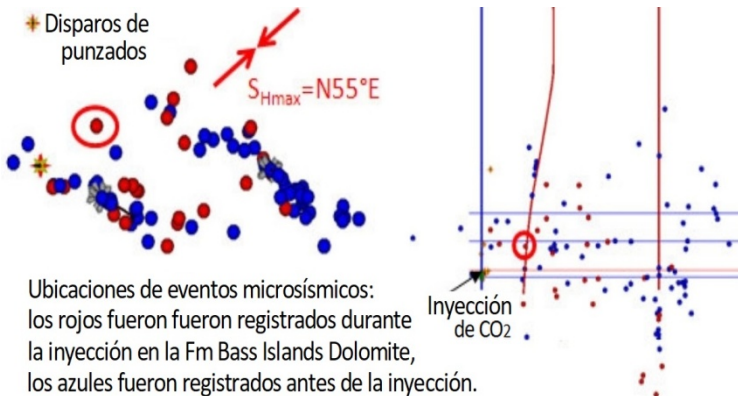
galerías para explotaciones mineras diversas, previniendo sectores peligrosos o monitoreando la seguridad de aquellos que ya se encuentran en uso. También se la utiliza a los fines del *monitoreo de excavaciones para repositorios* radiactivos, gaseosos, etc., así como en el *emplazamiento de ductos* o en la *construcción o vigilancia de la estabilidad de diques o grandes puentes*.



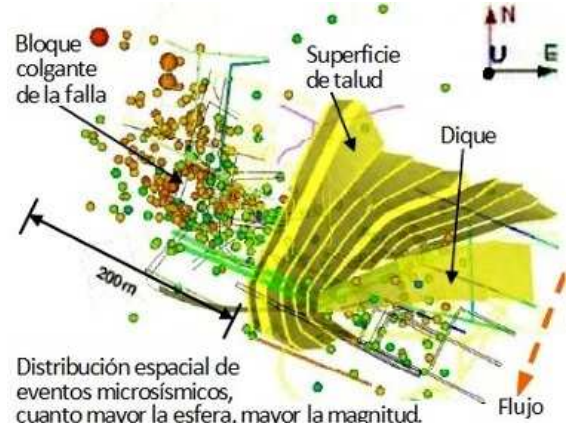
Los geófonos del arreglo 2 están en la zanja adyacente a las vías a la derecha y la caja electrónica a la izquierda. Microsísmica en seguridad ferroviaria (modificado de Collins *et al.*, 2014)



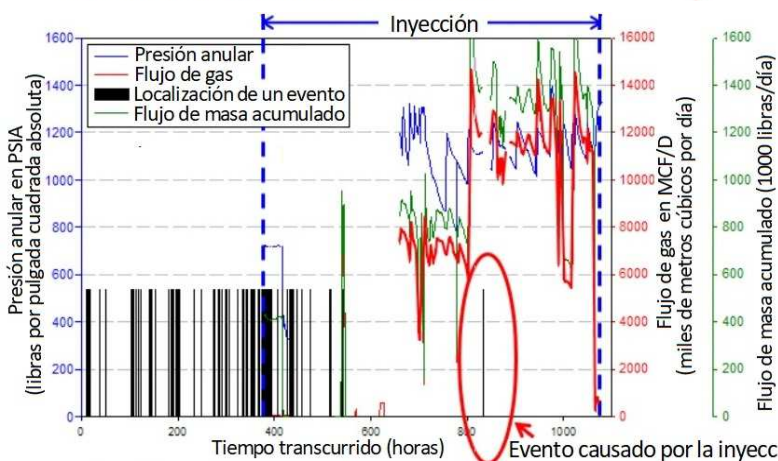
Arriba, represa de Dagangshan sobre el río Dadu, provincia de Sichuan, China; abajo se ve su monitoreo microsísmico (modificado de Xu *et al.*, 2012)



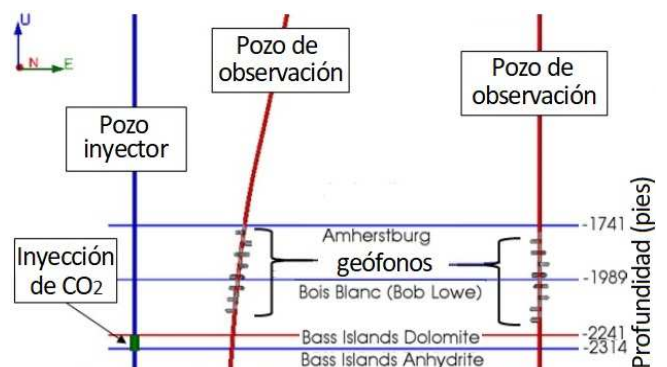
Ubicaciones de eventos microsísmicos: los rojos fueron registrados durante la inyección en la Fm Bass Islands Dolomite, los azules fueron registrados antes de la inyección.



Distribución espacial de eventos microsísmicos, cuanto mayor la esfera, mayor la magnitud.



Distribución de eventos microsísmicos y datos de inyección de CO₂.

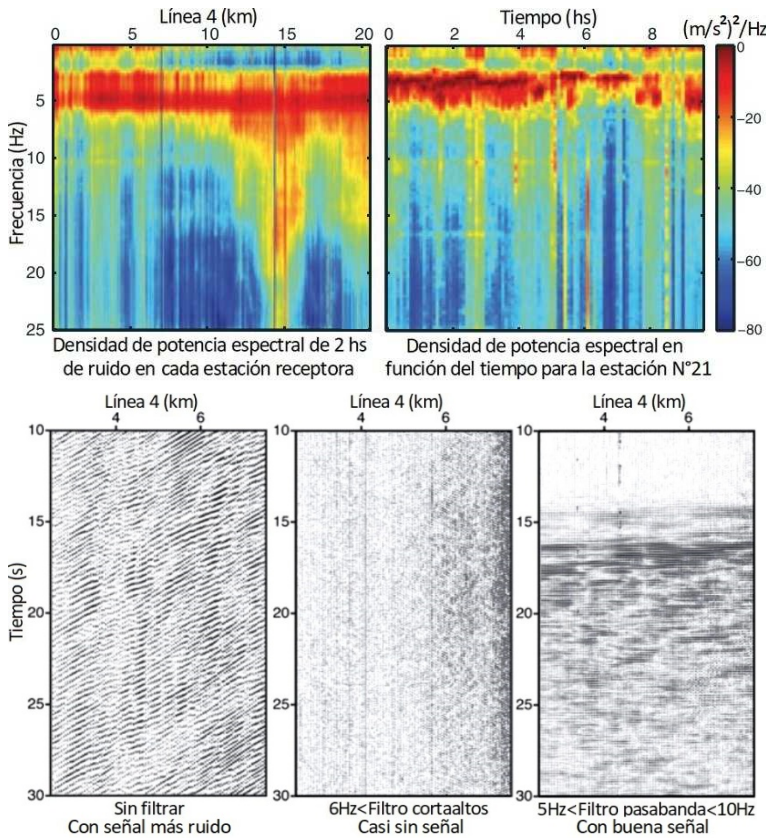


Emplazamiento de los receptores en los pozos

Las dos gráficas inmediatas superiores y la de la derecha corresponden a una prueba piloto de secuestro de CO₂ realizada en un condado del estado de Michigan (U.S.A.), 10.000 toneladas de gas en total a lo largo de 31 días en un pozo inyector a la profundidad de 705 metros bajo el nivel del mar, con el monitoreo microsísmico desde dos pozos situados a un máximo de 750 metros del inyector en el condado de Otsego, Michigan (modificado de Daugherty & Urbancic, 2009)

Adquisición para Interferometría

Hemos referido el proceso especial interferométrico en la pág.469 mencionando que *lo ideal es registrar a ese específico fin*. Si éste es el caso se está en presencia de un registro especial, y más todavía cuando se recurre a



Norte de Libia, adquisición de sísmica de ruido ambiental y luego proceso interferométrico (modificado de Draganov *et al.*, 2013)

una **fente controlada para generar las señales sísmicas**. Puede registrarse a lo largo de líneas individuales pero lo aconsejable es que se implementen varias paralelas entre sí. Los parámetros de la adquisición se ajustan mediante pruebas de campo para poder captar del modo más efectivo posible los ruidos ambientales, microsismos e incluso sismicidad más energética que pudiese provenir desde regiones lejanas.

Se ilustra un ejemplo de Ajdabya, norte de Libia, localidad no muy lejana de la Cirene en la que nació Eratóstenes. Es un área donde casi no existe sismicidad natural y el ruido ambiente es causado principalmente por el tránsito de vehículos y tormentas en el vecino mar Mediterráneo. En este caso no se utilizó una fuente controlada. Se emplearon 400 estaciones receptoras repartidas entre 8 líneas sísmicas paralelas a 500 metros una de otra. Cada estación consistió en un cuadrado de unos 50 m de lado y contó con 48 geófonos distanciados en promedio unos 7 m entre sí. En total se registró durante 11 horas en una sucesión de trazas de 47 segundos por estación receptora. En los gráficos colindantes pueden verse las amplitudes y frecuencias cosechadas.

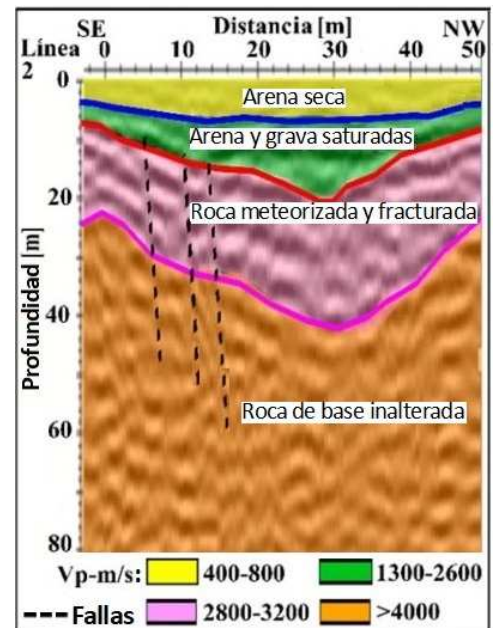
SÍSMICA DE REFLEXIÓN SOMERA

Hemos visto en el Tema 16 (pág.394) secciones acústicas análogas a las de sísmica en adquisición, procesado e interpretación, pero con varios órdenes de frecuencia más alta y objetivos de muy poca profundidad.

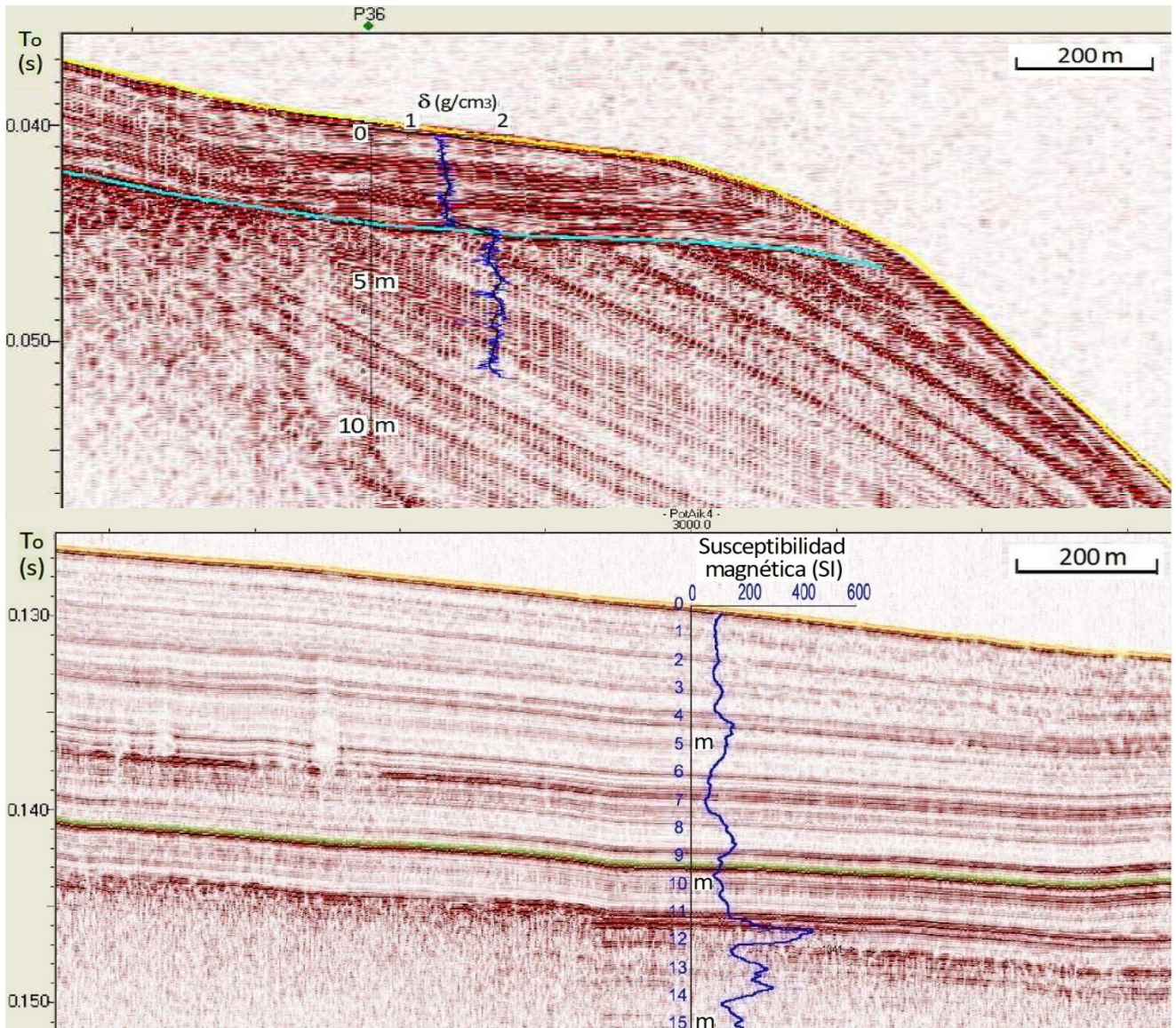
Existen además variadísimas aplicaciones de la sísmica de reflexión a diferentes profundidades, además de la modalidad profunda, a nivel de cuencas, sobre la que hemos hecho énfasis y que se ha empleado sobre todo en la prospección de petróleo y gas. Cabe recordar que más del 90% de la sísmica en todo el mundo persigue fines hidrocarburíferos. En ese ámbito se han concretado las mayores inversiones y progresos técnicos impulsados por las empresas petroleras y de servicios. Pero estos avances son luego en gran parte aplicables a otros fines.

Los dispositivos de investigación de sísmica somera, de corto espaciamiento superficial y con escaso número de receptores, poseen menores requerimientos de potencia de la fuente y la mayoría de las veces son realizados con sismógrafos portátiles. Por lo demás, la metodología, aunque algo más simple, en esencia es la misma que hemos visto para la sísmica de reflexión profunda convencional. **La resolución puede ser menor a 1 m y mayor a 200 Hz**, dependiendo de la profundidad, dado que a niveles someros disminuye mucho el efecto de filtrado corta-alto que ejerce el terreno. Esto permite, de ser conveniente, la utilización de barridos de muy altas frecuencias cuando se emplean fuentes vibratorias, debido a que el gasto extra en este caso sí que vale la pena.

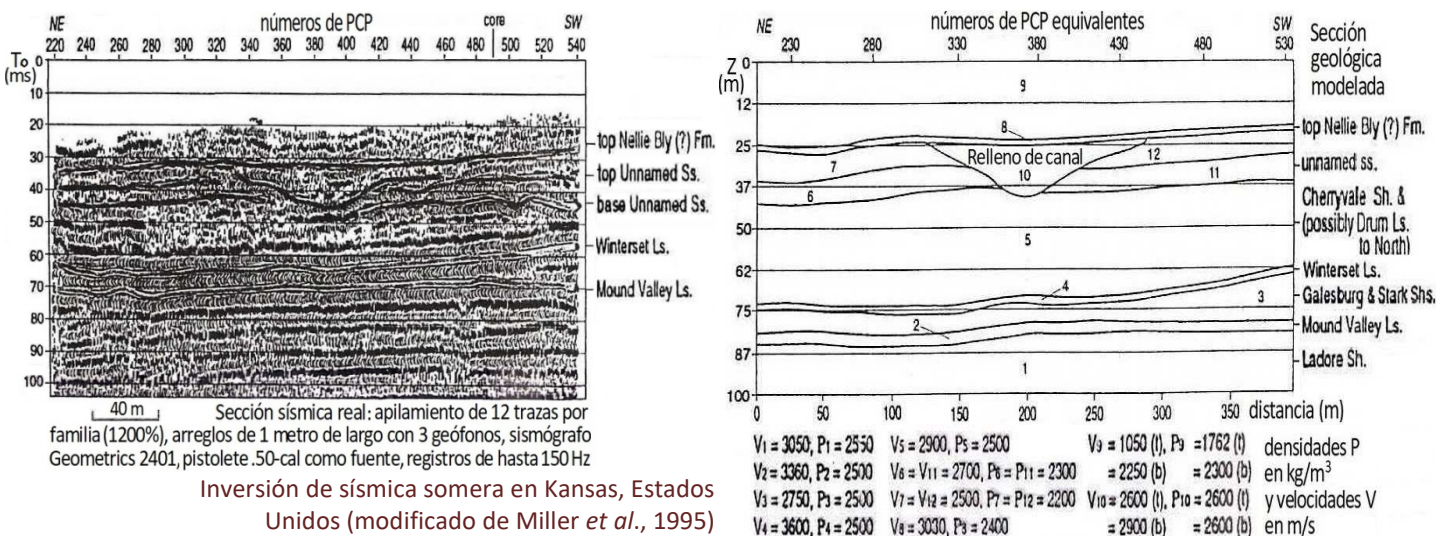
También son muy empleadas las electrocánulas (*sparkers*) por su fácil portabilidad y muy alto rango de frecuencia emitida, pudiendo alcanzarse resolución de 3 m hasta a 500 m de profundidad.



Ejemplo de sísmica somera en la reserva natural Nylsley, noreste de Sudáfrica, que muestra una secuencia de rocas falladas y sedimentos que rellenan un pequeño depocentro (modific. de Onyebueke *et al.*, 2018)



Secciones sísmicas someras en la cuenca Austral, sobre la laguna Potrok Aike, cráter freatomagmático (*maar*) en el sur de Santa Cruz, con electrocánula emisora; se indican perfiles de densidad y susceptibilidad magnética registrados en pozos de entre 15 y 20 metros de profundidad para el estudio estratigráfico detallado; se observan secuencias sedimentarias pleistocenas vinculadas al freatomagmatismo que cesó hace algunos milenios (gentileza Hugo Corbella, CONICET)



Sección sintética generada a partir del modelo que se construyó en base a la sísmica real interpretada (modificado de Miller *et al.*, 1995)

SÍSMICA DE REFLEXIÓN ULTRAPROFUNDA

Los dispositivos para la investigación sísmica ultraprofunda (muchos kilómetros), si bien análogos a aquellos de profundidades medias o someras, se caracterizan por exigir un muy largo espaciamiento superficial, tanto de emisión como de recepción, requieren de fuentes de energía relativamente potentes y también de un procesamiento muy cuidadoso para extremar la minimización de los ruidos y maximizar la visualización de las reflexiones provenientes de tiempos de ida y vuelta muy largos y con frecuencias siempre de bajas a muy bajas.

Estos registros suelen tener *objetivos netamente científicos*, como la investigación de la corteza profunda y el manto superior, aunque no pocas veces *con implicancias indirectas relativas a la prospección*, en términos de conocer la evolución tectónica profunda para poder entonces comprender mejor los emplazamientos más someros, desarrollo tectosedimentario de cuencas, fajas plegadas, etc. hacia donde se dirigen determinados estudios geocientíficos aplicados.

Acá al pie se reproduce una sección ultraprofunda de muy alta calidad, procesada a partir de una adquisición marina en Canadá, sobre la continuación septentrional de la faja plegada de los Apalaches. En ella, además de las amplitudes, se indica el grado de correlación y de buzamiento en tonalidades variables.

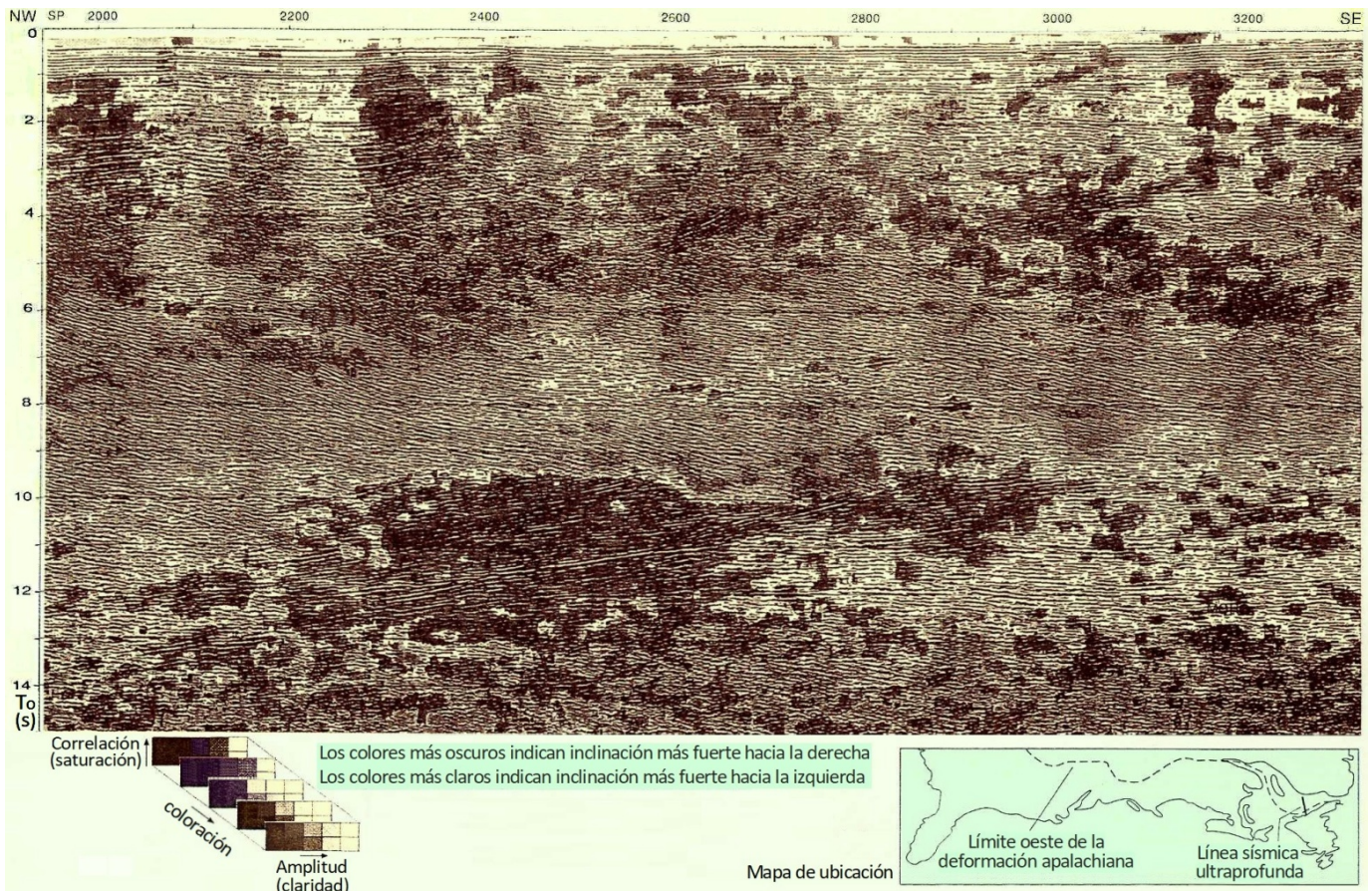
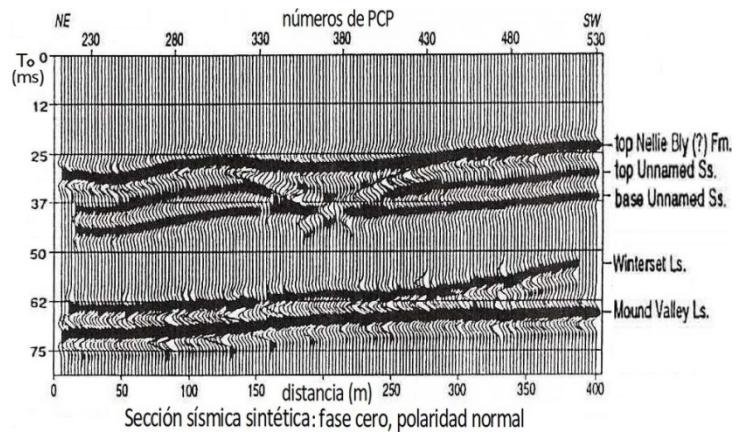
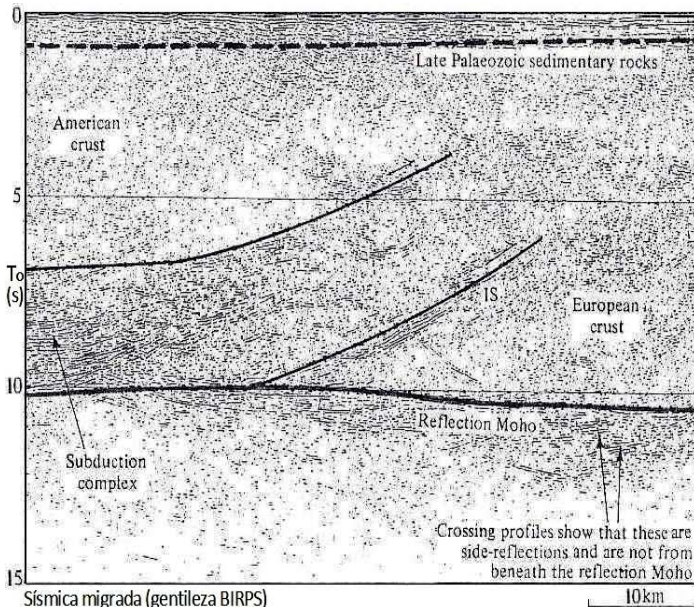


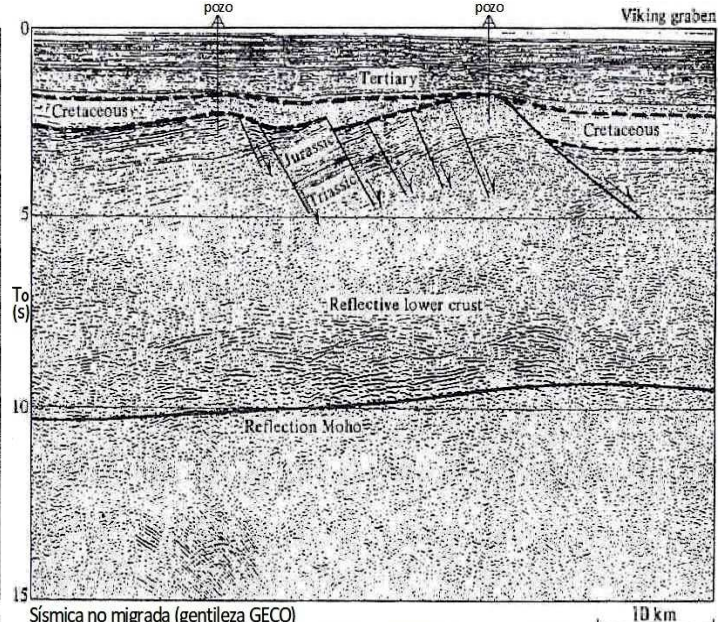
Imagen sísmica de la corteza y el manto cuspidal en el golfo de San Lorenzo, Canadá (modificado de Marillier *et al.*, 1990)

Arriba de la página siguiente se ilustran otras dos secciones para visualización de la corteza inferior, señalándose la reflexión producida por la **discontinuidad de Mohorovičić**. En el caso de la izquierda se identifica la enorme cuña del complejo subducido entre las cortezas norteamericana (Laurentia) y sureuropea (Avalonia) cuando estos

continentes hace 390 m.a. colisionaron durante la orogenia Caledónica del Devónico en la hoy frontera anglo-escocesa, allí donde el emperador Adriano entre los años 122 y 132 hizo construir la muralla norte del Imperio romano. (La actual separación continental inició más al noroeste, hace 200 m.a.). El caso de la derecha, bajo el mar del Norte, sobre corteza inferior reflectiva, muestra el *graben* Vikingo y pozos sobre estructuras en dominó.



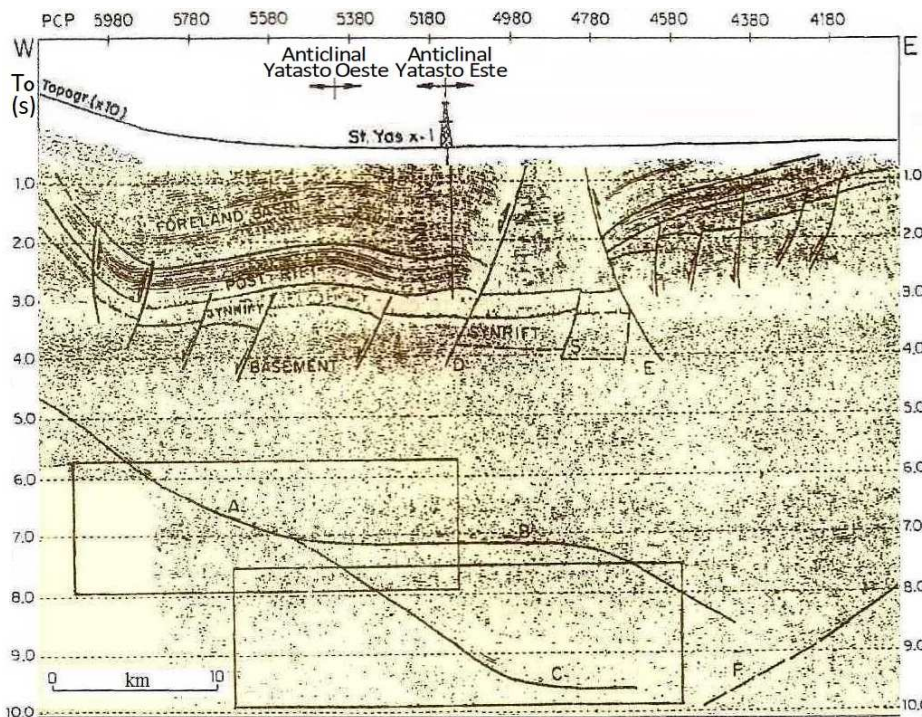
Sísmica migrada (gentileza BIRPS)
Sección a través de la sutura lapetus en la zona de frontera entre Escocia e Inglaterra



Sísmica no migrada (gentileza GECCO)
Sección a través de la parte septentrional del mar del Norte mostrando fallamiento en dominó

(figuras modificadas de Klempner & Peddy, 1992)

Una opción de sísmica ultraprofunda de bajo presupuesto –desarrollada en los Estados Unidos por **Okaya y Jarchow** en 1989 y utilizada en Argentina por **Alberto Comínguez** desde 1990– es la de **reutilizar los registros de vibros de prospección petrolera rutinaria para hacer un reproceso distinto del convencional**. Recordemos que la estrategia habitual es la de grabar durante muchos segundos hasta dar tiempo a que las últimas altas frecuencias del barrido partan del vibro, bajen y retornen de la profundidad cuencal establecida. Entretanto las primeras bajas frecuencias, que salieron al comenzar el barrido, tuvieron tiempo para llegar hasta profundidades



Sísmica ultraprofunda en el rift cretácico de Salta; ver texto
(modificado de Comínguez & Ramos, 1995)

mucho mayores, rebotar y llegar a las estaciones receptoras, data que rutinariamente se descarta, pero que, apropiadamente reprocesada, provee reflexiones que, pese a su calidad muy pobre, pueden dar indicios importantes de la geología a gran profundidad. Esto, con datos complementarios de otros métodos geofísicos, conduce a modelos de aceptable confiabilidad sobre la geodinámica cortical.

La sección sísmica ya interpretada que acá vemos es un ejemplo de esta técnica especial de correlación cruzada, en este caso obtenida en la cuenca Noroeste de Argentina. Registrada sobre los campos de la posta Yatasto que hace dos siglos propiciaron el encuentro entre el más relevante y el más íntegro de los grandes próceres argentinos: San Martín y Belgrano.

CUESTIONARIO BÁSICO

- Puntualizar los requerimientos para registrar las ondas S y sus características en el subsuelo.
- Comentar las variadas aplicaciones de las ondas transversales y su vinculación a módulos elásticos.
- ¿Cómo se obtiene y qué beneficios puede ofrecer la sísmica 4D?
- ¿Cómo se aplica la microsísmica vinculada con el hidrofracturamiento en pozos?
- ¿Qué otras diversas aplicaciones tiene la microsísmica?
- ¿Cómo se registra para interferometría?
- ¿Qué diferencias operativas tiene la adquisición de sísmica somera respecto de la profunda?
- Ejemplificar aplicaciones de sísmica de reflexión somera.
- ¿Qué objetivos puede tener la sísmica ultraprofunda?
- ¿A qué estrategias puede recurrirse para obtener datos sísmicos a muy grandes profundidades?

BIBLIOGRAFÍA DE REFERENCIA

- Alsos, T., Eide, A., Astratti, D., Pickering, S., Benabentos, M., Dutta, N., Den Boer, N., Livingstone, M., Nickel, M., Senneland, L. *et al.*, 2002. Aplicaciones sísmicas a lo largo de la vida productiva del yacimiento. *Oilfield Review*, Otoño (p 54-74).
- Akpan, S., Okeke, F. & Obiora D., 2020. Assessment of updated low frequency model in delineating bypassed hydrocarbon reservoir: A 4D seismic study of 'X'-field, offshore, Niger Delta, Nigeria. *Indian Journal of Science and Technology* V.13 N°36 (p 3738-3753).
- Anderson, R., Boulanger, A., He, W., Xu, L. & Hart, B., 1996. 4-D seismic monitoring of reservoir production in the Eugene Island 330 Field, Gulf of Mexico. En *Applications of 3-D seismic data to exploration and production*; Weimer P. & Davies, T. Eds (p 9-19). A.A.P.G. Studies in Geology N°42; S.E.G. Geophysical Development Series N°5.
- Banerdt, B., Smrekar, S., Banfield, D., Giardini, D., Golombek, M., Johnson, C., Lognonné, P., Spiga, A., Spohn, T., Perrin, C. *et al.*, 2020. Initial results from the InSight mission on Mars. *Nature Geoscience* 02/20 (14 p). Springer.
- Benabentos, M., Mallick, S., Sigismondi, M. & Soldo, J., 2002. Seismic reservoir description using hybrid seismic inversion: a 3D case study from the María Inés Oeste Field, Argentina. *The Leading Edge*, V.21 N°10 (p 1002-1008).
- Bittgenbach, T. & Schieisiek, K., 2002. 4-C system goes ultradeep. *Hart's E&P*, January (p 67-69).
- Caldwell, J., Christie, P., Engelmark, F., McHugo, S., Özdemir, H., Kristiansen, P. & McLeod, M., 1999. Shear waves shine brightly. *Oilfield Review*, V.11 N°1 (p 2-15).
- Collins, D., Toya, Y., Hosseini, Z. & Trifu, C., 2014. Real time detection of rock fall events using a microseismic railway monitoring system. *Geohazards* V.6 (6 p).
- Curia, E., Duncan, P., Greal, M., McKenna, J. & Hill, A., 2018. Microseismic monitoring of Vaca Muerta completions in the Neuquén Basin, Argentina. *The Leading Edge*, V.37 N°4 (p 262-269).
- Cominguez, A. & Ramos, V., 1991. La estructura profunda entre Precordillera y Sierras Pampeanas de la Argentina: evidencias de la sísmica de reflexión profunda: *Revista Geológica de Chile*, V.18 N°1 (p 3-14).
- Duan, Y., Shen, Y., Canbulat, I., Luo, X. & Si, G., 2021. Classification of clustered microseismic events in a coal mine using machine learning. *Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering*, V.13 N°6 (p 1256-1273).
- Ebron, D., Krail, P., Ridyard, D. & Scott, L., 1998. 4-C/4-D at Teal South. *The Leading Edge* V.17 N° (p 1450-1453).
- 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. 09/14 (p 1-5).
- Daugherty, J. & Urbancic, T., 2009. Microseismic monitoring of a carbon sequestration field test. CSPG, CSEG, CWLS Convention, abstracts (3 p), *Frontiers + Innovation*.
- Draganov, D., Campman, X., Thorbecke, J., Verdel, A. & Wapenaar, K., 2013. Seismic exploration-scale velocities and structure from ambient seismic noise (>1Hz). *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, V. N°118 (p 4345-4360).

- Fowler, C., 1990. The solid Earth (p 400-405). Cambridge University Press.
- Honey, M. & Douma, H., 2012. Rayleigh-wave tomography at Coronation Field, Canada: The topography effect. The Leading Edge V.31 N°1 (p 54-61).
- Gaiser, J. & Jones, N., 1998. Multicomponent – OBC surveys capture shear-wave rock properties. In Depth V.4 N°2 (p 50-56).
- Greaves, R. & Fulp, T., 1991. Three-dimensional seismic monitoring of an enhanced oil recovery process. En Interpretation of three dimensional seismic data (p 224-237). A.A.P.G., Memoir 42.
- Jack, I., 1997. Time-lapse seismic in reservoir management (291 p). Distinguished Instructor Series N°1, Society of Exploration Geophysicists.
- Johnston, D., Shyeh, J., Eastwood, J., Khan, M. & Stanley, L., 2000. Interpretation and modeling of time-lapse seismic data: Lena Field, Gulf of Mexico. May Offshore Technology Conference (4 p).
- Klemperer, S. & Peddy, C., 1992. Seismic reflection profiling and the structure of the continental lithosphere. En Understanding the Earth (p 251-274); Brown, G., Hawkesworth, C. & Wilson, C. Eds. Cambridge University Press.
- Marillier, F., Hull, P., Roest, W. & Durling, P., 1990. New color display techniques help to interpret deep seismic reflections. Eos, Transactions American Geophysical Union, V.71 N°42 (p 1147-1150).
- McQuillin, R., Bacon, M. & Barclay, W., 1985. An introduction to seismic interpretation (p 91-94). Gulf Publishing.
- Miao, X., Wang, P. & Liu, Y., 2011. Enhancing gas field discovery by multicomponent imaging and joint inversion. SEG Annual Conference, abstracts (4 p).
- Miller, R., Anderson, N., Feldman, H. & Franseen, E., 1995. Vertical resolution of a seismic survey in stratigraphic sequences less than 100 m deep in southeastern Kansas. Geophysics, V.60 N°2 (p 423-430).
- Onyebueke, E., Manzi, M. & Durrheim, R., 2018. High-resolution shallow reflection seismic integrated with other geophysical methods for hydrogeological prospecting in the Nylsvley Nature Reserve, South Africa. Journal of Geophysics and Engineering, V.15 (p 2658-2673).
- Pertuz, T. & Malehmir, A., 2023. Ultrahigh-resolution 9C seismic survey in a landslide prone area in southwest of Sweden. Geophysical Journal International N°235 (p 2094-2106).
- Ramírez Camargo, A. & Bosch, M., 2013. Inversión sísmica y petrofísica utilizando el método de optimización. Revista Fac.Ingeniería U.C.V., V.28 N°2 (p 37-54).
- Reyes-Montes, J., Pettitt, W. & Young, R., 2007. Validation of a synthetic rock mass model using excavation induced microseismicity. 1st Canada-U.S. Rock Mechanics Symposium (5 p), ARMA.
- Sieck, H. & Self, G., 1977. Analysis of high resolution seismic data. En Seismic stratigraphy - applications to hydrocarbon exploration (p 353-386); Payton, C. Ed. A.A.P.G., Memoir 26.
- Shapiro, S., 2015. Fluid-induced seismicity (289 p). Cambridge University Press.
- Sheriff, R., 1991. Encyclopedic dictionary of exploration geophysics (376 p). Society of Exploration Geophysicists.
- Sheriff, R. & Geldart, L., 1995. Exploration seismology (p 471-486, 505-516). Cambridge University Press.
- Tatham, R. & McCormack, M., 1991. Multicomponent seismology in petroleum exploration (259 p). Neitzel, E. & Winterstein, D. Eds. Society of Exploration Geophysicists.
- Tosaya, C., DaPrat, G. & Nur, A., 1984. Monitoring of thermal EOR fronts by seismic methods. Conference N°495 (10 p). Petrophysical Services Inc.
- Villanova Silveiro, L., Yokoyama, E. & França, G., 2019. Study of the periodicity of moonquakes and their causalities. 16° International Congress of the Brazilian Geophysical Society (3 p).
- Warpinski, N., Griffin, L., Davis, E. & Grant, T., 2006. Improving hydraulic frac diagnostics by joint inversion of downhole microseismic and tiltmeter data. SPE Annual Technical Conference, abstracts (5 p).
- Xu, N., Tang, C., Li, H. & Liang, Z., 2012. Application of microseismic monitoring technique in hydroelectric projects. En Hydropower, practice and application, cap.7 (166 p). Dalian University of Technology.

Coda: REFLEXIONES DEL INFRAMUNDO

Bien o mal, hasta acá llegamos con nuestro programa de geofísica, siempre escaso de audiencia.

“¡Por fin!” dirán aliviados quienes no sean masoquistas de la ciencia como los autores de estos dislates.

Seguramente no habrá sido simple soportar los efectos producidos por todo un combo de campos de gravedad anómala, magnetización concentrada, resonancia nuclear, inyecciones electródicas, corrientes inducidas aéreas, radiación ionizante, espectros gamma, gradientes advectivos, temblores terrestres, acústica de alta frecuencia, emisión masiva de ondas u operaciones en pozos profundos.

Pero toda esta temática, aunque variada y no fácil, está lejísimos de agotar las vertientes de esta geociencia. Tanto por su proliferación como por el gran caudal que cada una aporta, siempre renovado, creciente por el pertinaz progreso científico y tecnológico, donde todos meten y nadie se guarda nada.

De modo que lo experimentado en el tránsito de estas páginas –largos meses para los infortunados estudiantes– puede considerarse sólo un primer bautismo –acaso helado– en estos manantiales de la geofísica. Porque naturalmente seguirán surgiendo datos de las entrañas del subsuelo mientras se persista en su búsqueda, ya sea por mera curiosidad intelectual o por perentorias necesidades aplicadas.

Deviene entonces oportuno recordar al Perito Francisco Pascacio. Pero no por sus importantes estudios como naturalista. Ni por su reprochable ética con los aborígenes (tuvo al cacique Inakayal y a otros estudiados como especímenes en el Museo de La Plata, tristes actitudes por entonces usuales). Ni por su enorme contribución a la cuestión de límites con Chile. Como tampoco por su avivada de desviar el curso del río Fénix que desaguaba en el lago Buenos Aires (idea del galés ap Iwan) para reempalmarlo con el Deseado como en la prehistoria, allí donde se fundó luego la localidad santacruceña que lleva su nombre –un episodio que los chilenos recuerdan con no mucho humor, aunque hayan tenido una historia de apropiación de vastos territorios de Bolivia y Perú–. No. Recordamos aquí al Perito porque en esta porción de la Patagonia, en la sequedad del golfo San Jorge, supo vislumbrar hace más de un siglo un particular escenario. Éste, de cigüeñas todavía incansables pese al imperativo de reducir drásticamente las emisiones de CO₂. Éste, que continúa empleando la geofísica, entre otros múltiples requerimientos, en pos de seguir hurgando –se pretende en forma ambientalmente responsable– para extraer los recursos no renovables de la madre tierra.

*“Agua para beber no van a encontrar (...)
pero es fácil que encuentren otra cosa de tanto más valor...”*

Francisco Pascacio Moreno (1896)



Cigüeñas de bombeo de petróleo en pozos de Comodoro Rivadavia (foto Diario El Patagónico)

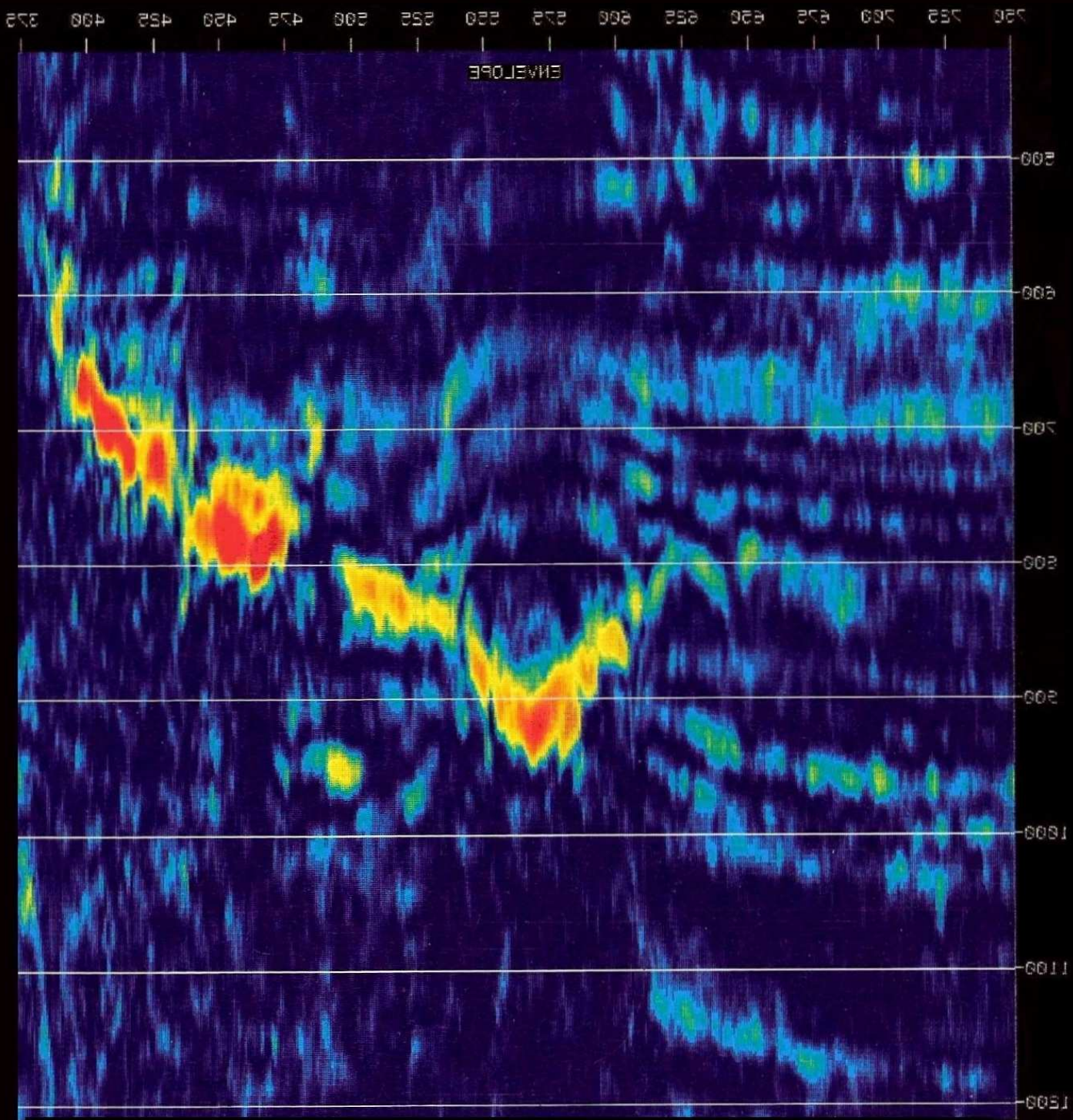


Cangurito calcinado vivo al interponerse un alambrado en su fuga desesperada durante los devastadores incendios del verano 2019-20 en Australia, eventos cada vez más frecuentes y graves a causa de nuestra irresponsabilidad medioambiental (foto Brad Fleet)



Glaciar Perito Moreno, Santa Cruz, en proceso de ruptura tras un endicamiento: pero desde 2019 el cambio climático está provocando el descalce del anclaje basal y una progresiva merma de masa, resultando un retroceso de la posición del frente de hielo de unos 150 metros anuales, poniendo fin a los periódicos endicamientos (foto Luis Chelotti)

Chelotti Luis *et alii*.
Glosas de geofísica (492 p)
Editado en mayo de 2025.



ISBN 978-631-01-0105-7



9 786310 101057