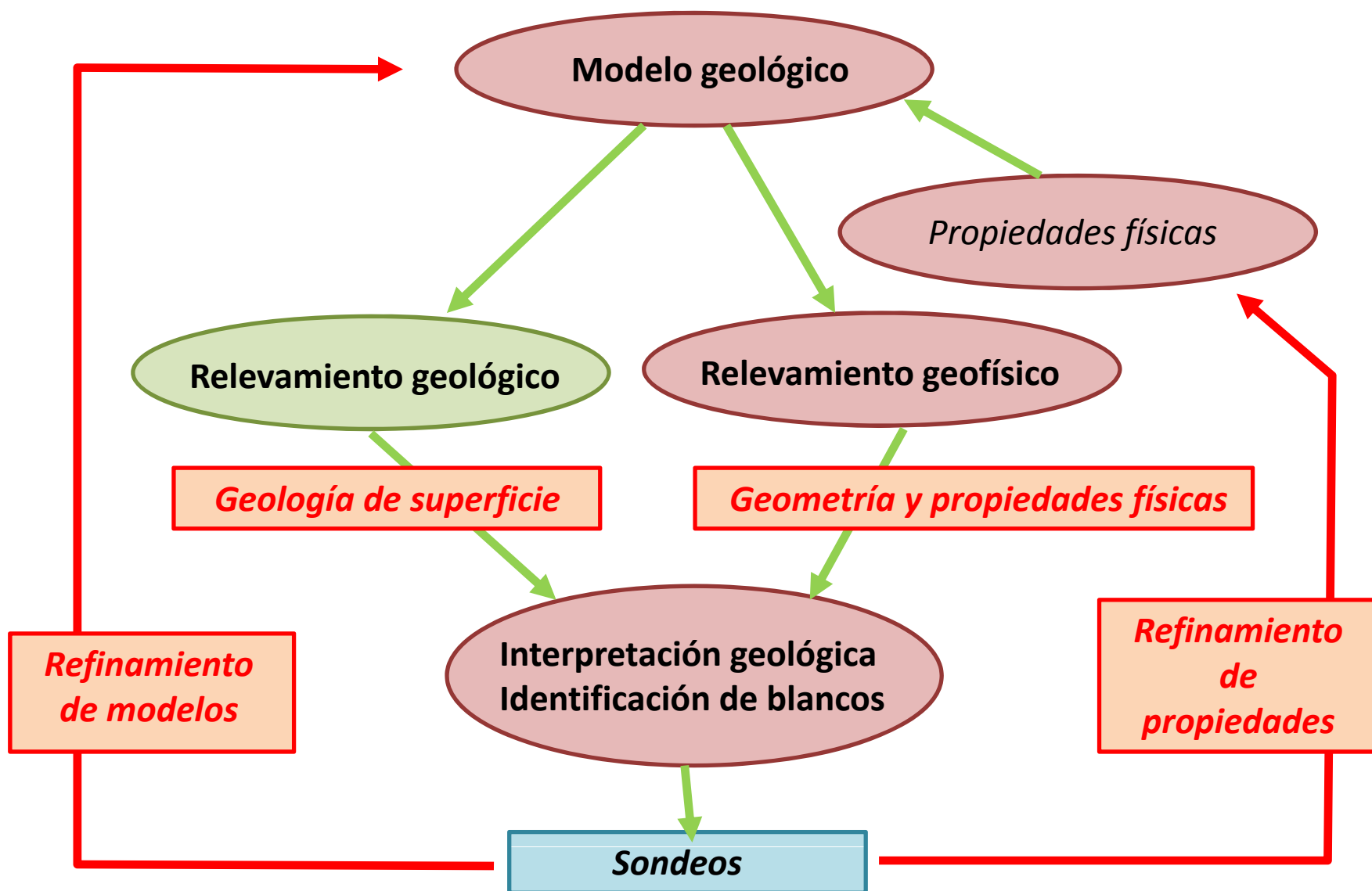


**Objetivo de la prospección geofísica:** encontrar mineralización económica

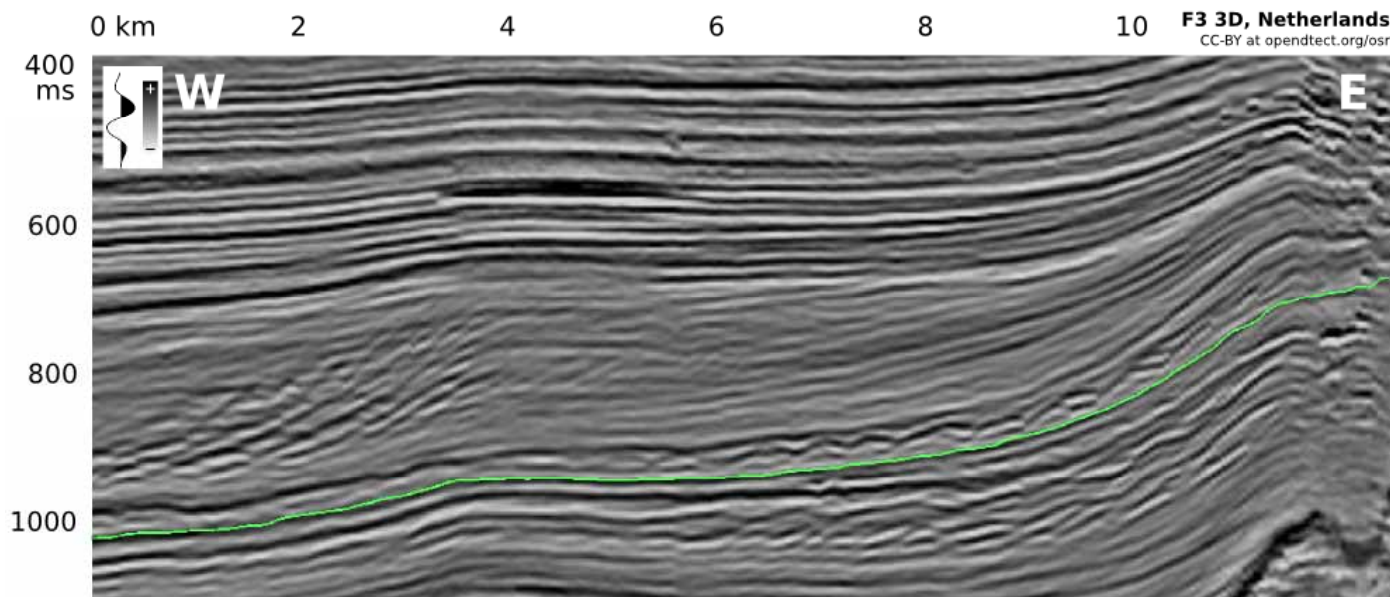


# Geofísica de reservorio

El procesamiento sísmico implica deconvolución, apilado y migración.

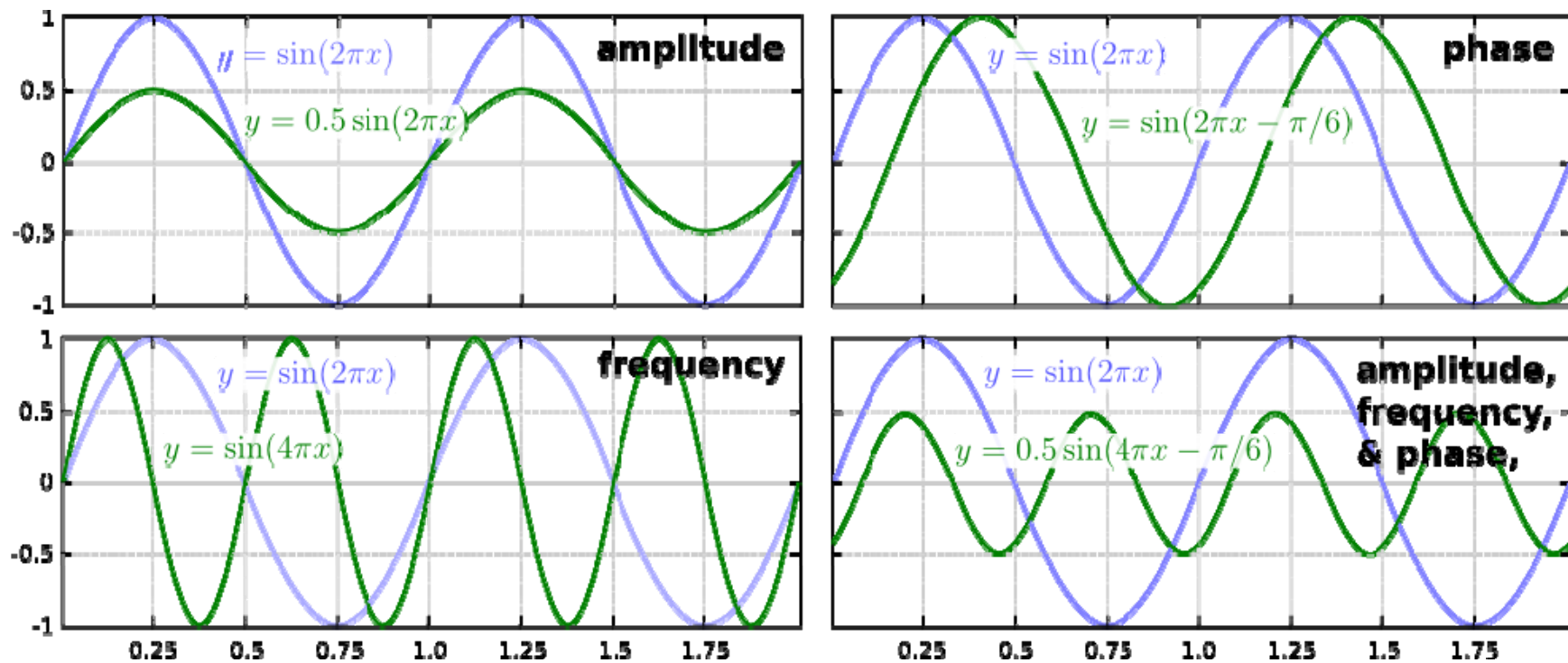
El resultado son **reflexiones** que atribuyo a reflectores, que estarán mejor o peor ubicados dependiendo de que se cumplan asunciones hechas durante el procesamiento (ej. deconvolución asume ondícula de fase mínima, apilado asume *move-out* hiperbólico).

*Los resultados del procesamiento y su interpretación, pueden ajustarse calibrando con datos de pozo.*



# Señal sísmica: la ondícula

Parámetros que caracterizan a una onda



## Señal sísmica: la ondícula

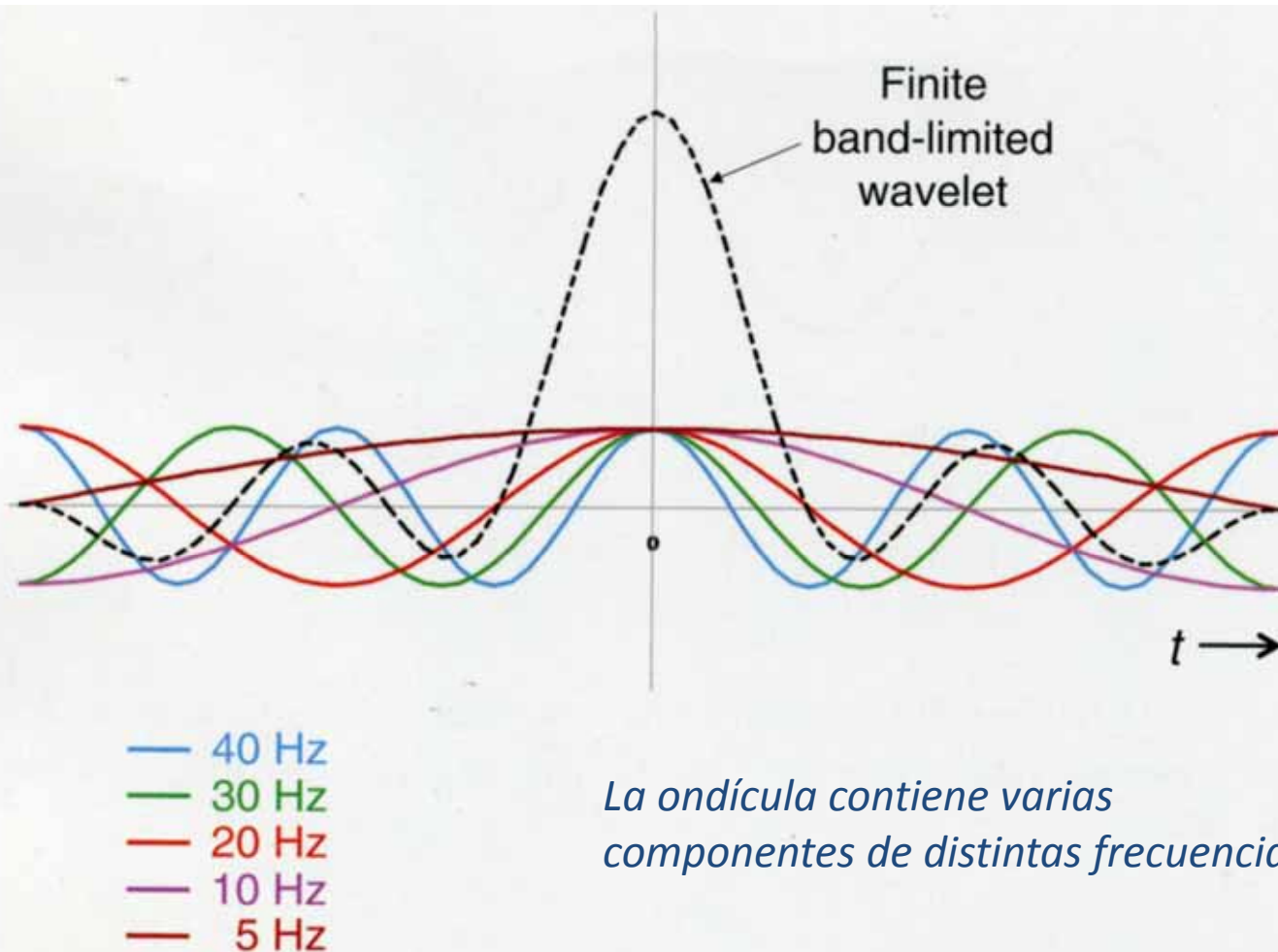
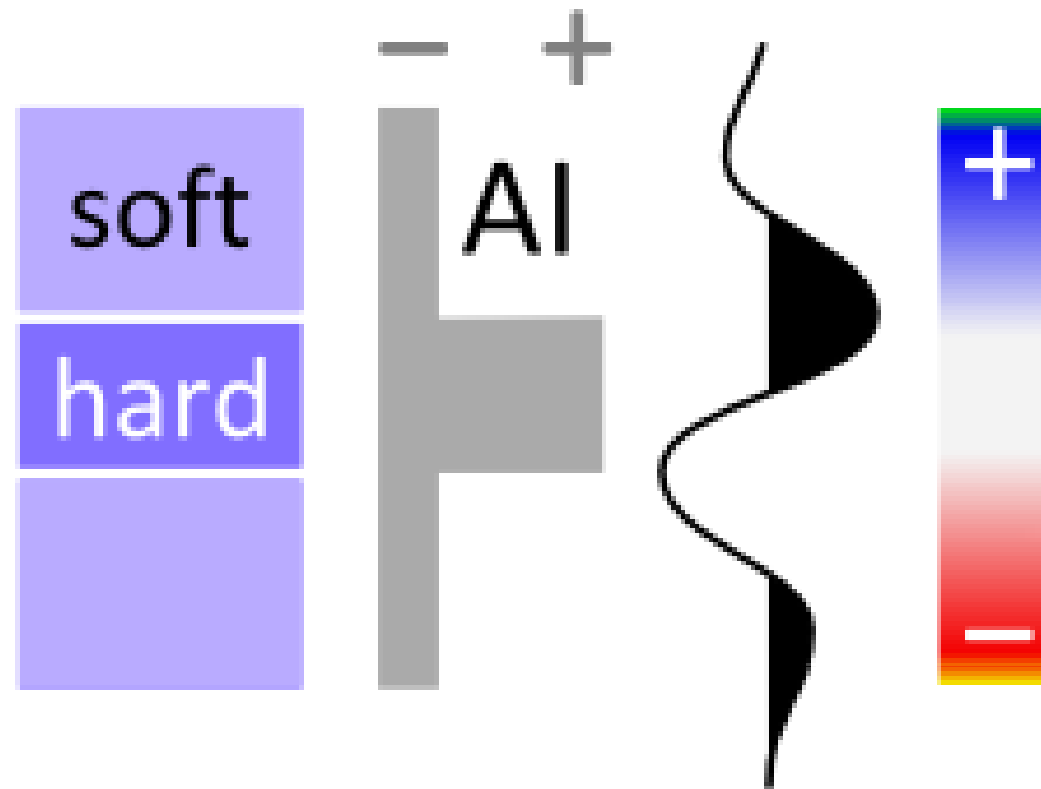


Figure 4. Illustration of a finite, band-limited wavelet as the summation of five component sinusoids. All of the components have the same amplitude and phase (phase = 0).

## Señal sísmica: la ondícula

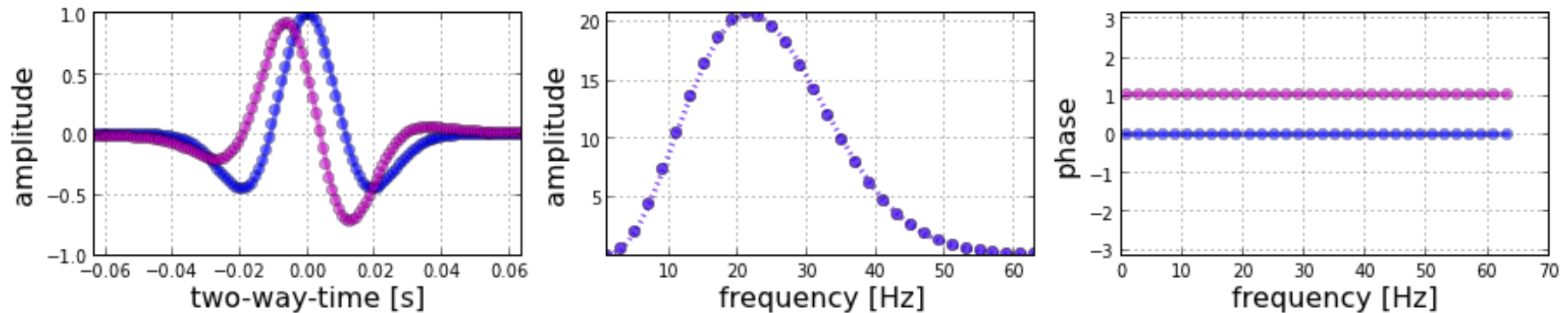


Convención de SEG

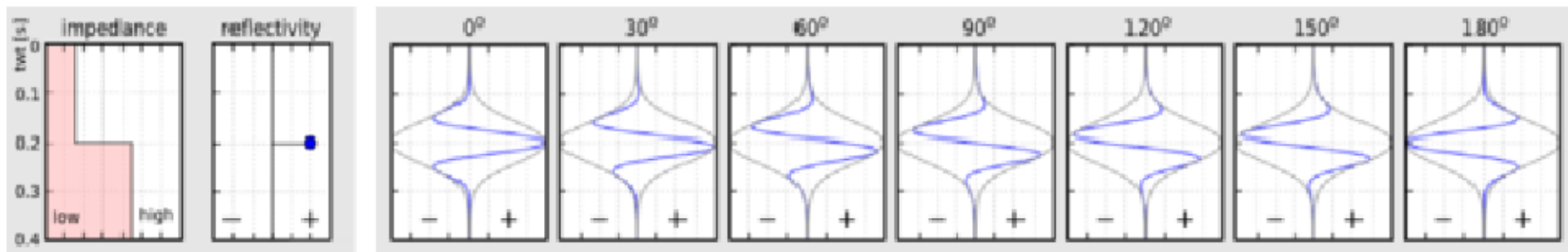
El contraste positivo de impedancia acústica no genera cambio de fase (la ondícula permanece en fase cero).

Nótese que es una «ondícula no causal»

## Señal sísmica: la ondícula



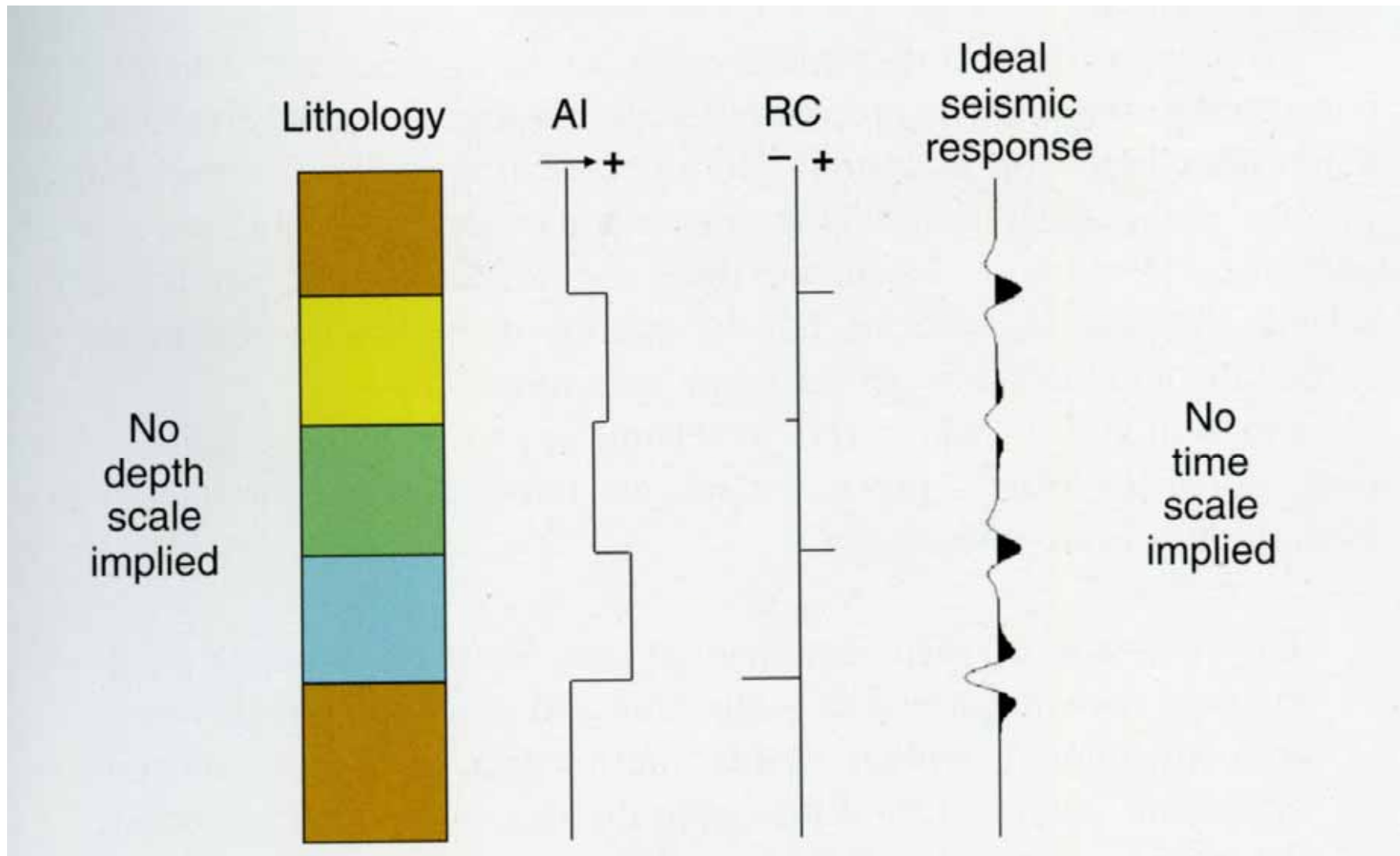
Al aplicar un desfase de  $\pi/3$  ( $60^\circ$ ) en todas las frecuencias, la ondícula cambia de forma



*Además, la atenuación reduce la amplitud, preferencialmente de las altas frecuencias.*

*Si estos cambios son inadvertidos, pueden generar interpretaciones erróneas.*

## Relación ideal entre geología y señal sísmica



Se observan reflexiones, se interpretan reflectores  
A esta respuesta ideal se le agregan múltiples fuentes de imprecisión y ruido durante la adquisición

Herron, 2011

# Geofísica de reservorio

Caracterizar un reservorio requiere calibrar los resultados de la sísmica de superficie con datos de pozo.

**Clave:** los datos de una y otra fuente tienen distinta resolución (resolución vertical en sísmica está dada por la longitud de onda,  $v/f$ ; resolución horizontal, por el tamaño de la zona de Fresnel)

- Sísmica de pozo
- Petrofísica a partir de AVO
- Monitoreo, sísmica 4D
- Sísmica 4C, multicomponente, de ondas convertidas
- Anisotropía



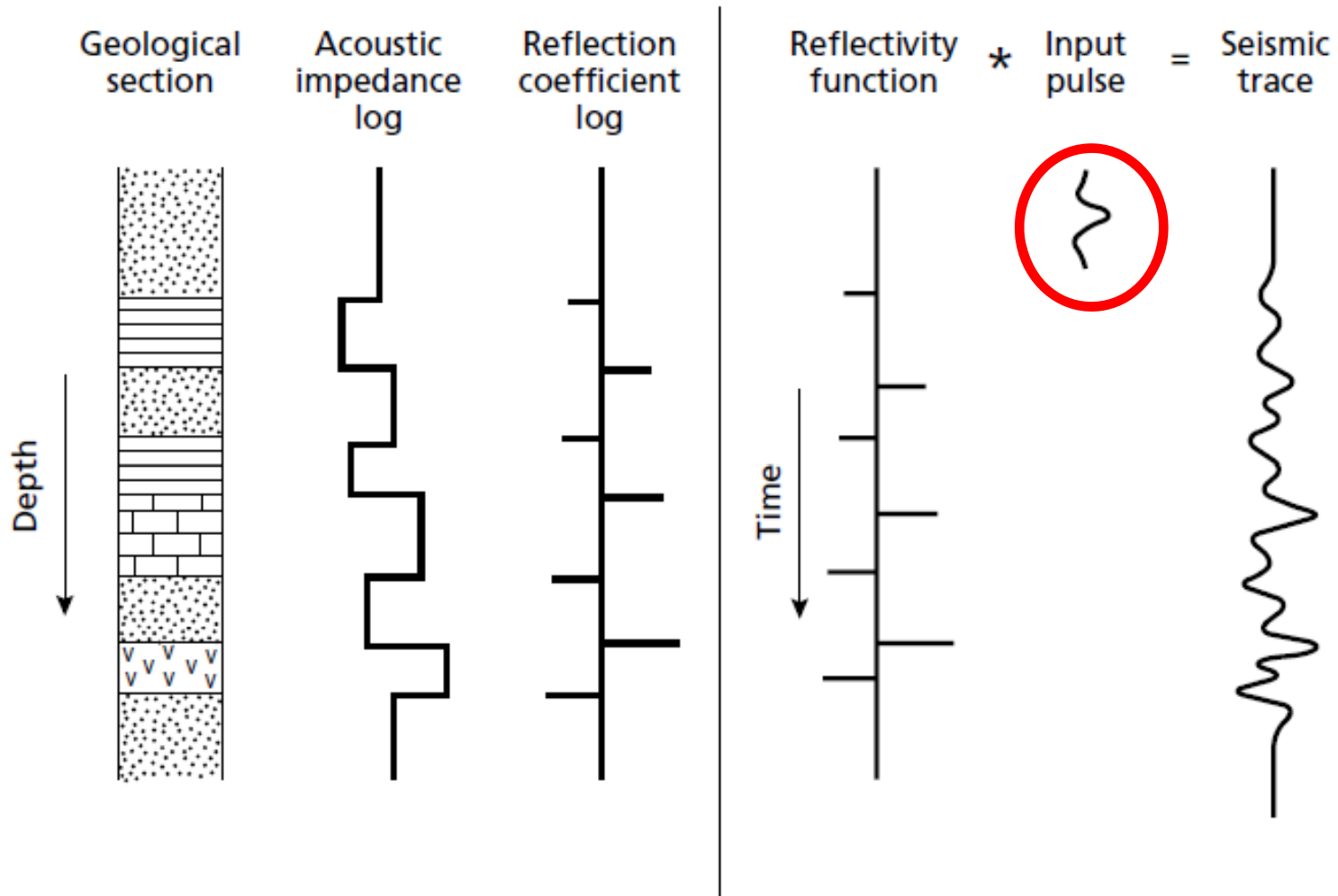
## **Amarre de pozos o «*Well-tie*»**

- Correlación de la sísmica de reflexión con información de pozo, de cualquier tipo.
- Establece el vínculo fundamental entre las mediciones geofísicas indirectas y la geología real.

## Determinación de velocidades en pozo

- Medimos velocidad con ***perfil sónico, disparo de verificación (check-shot)*** o ***VSP***. Operan a distintas escalas y con distintas configuraciones emisor-receptor
- Los tres son métodos directos (miden tiempo de viaje de la onda, y una distancia conocida). Usualmente no tienen en cuenta los efectos de la anisotropía.

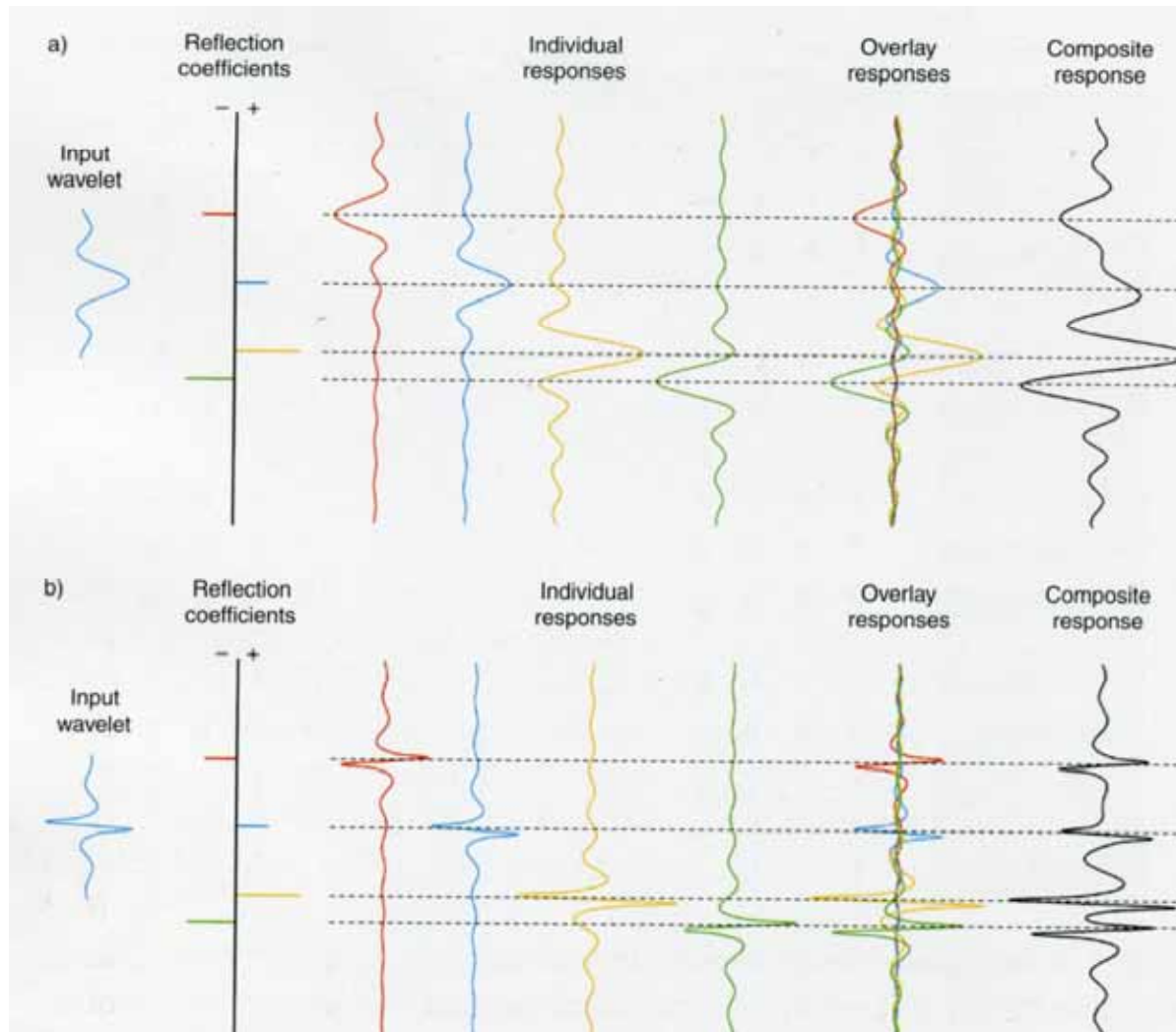
## Sismograma sintético



Se utiliza la información del perfil sónico/densidad para calcular la respuesta sísmica esperada

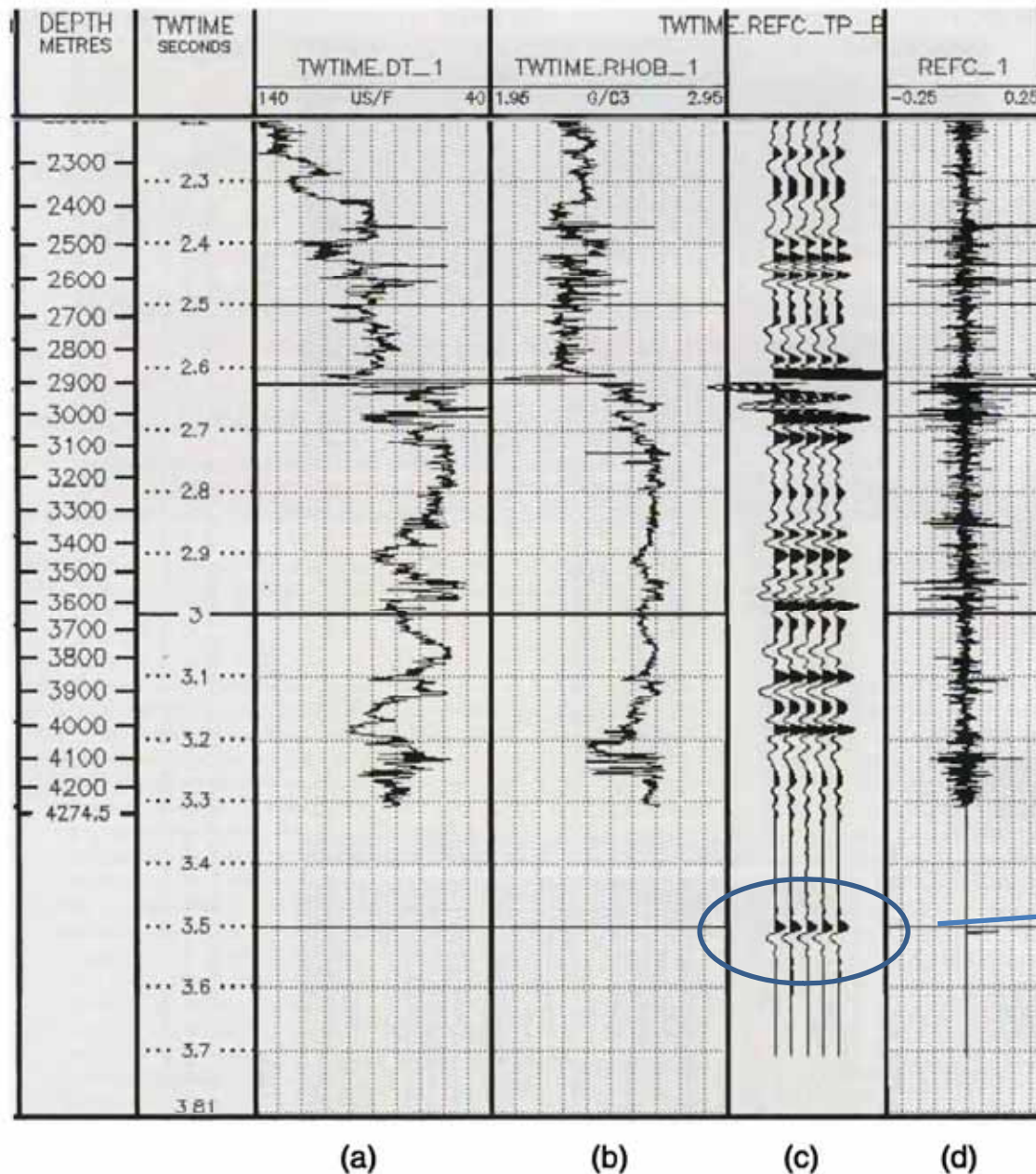
# Convolución

La respuesta individual de cada coeficiente de reflexión a la ondícula incidente, teniendo en cuenta su magnitud y signo, se suman para generar una respuesta sísmica compuesta. Se producen situaciones de interferencia constructiva y destructiva. El resultado depende fuertemente de la forma de la ondícula incidente.



## Sismograma sintético

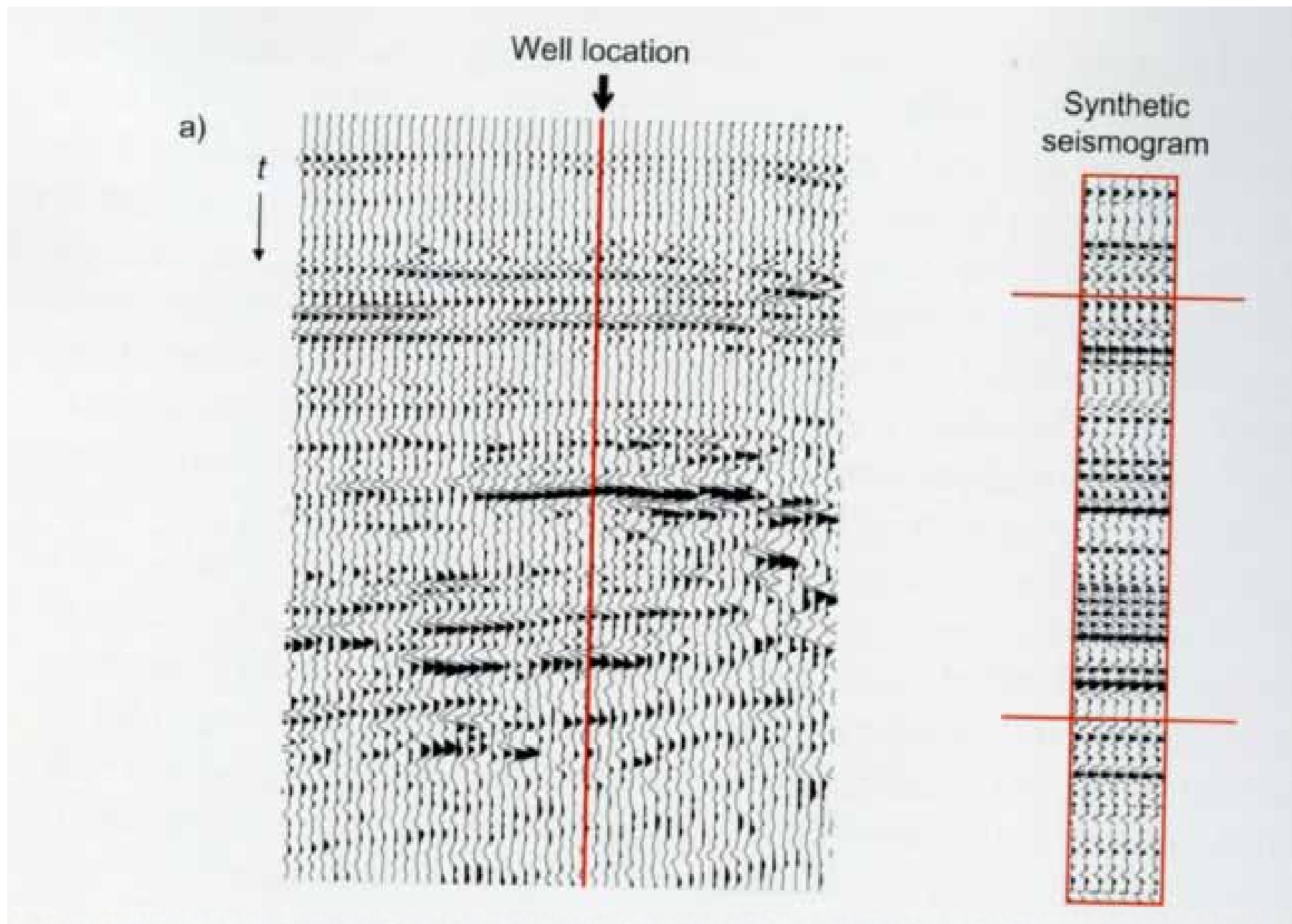
- Corregir por atenuación (que cambia la forma de la ondícula por cambios en la amplitud y fase)
- La ondícula no permanece constante a todas las profundidades
- La ondícula del sismograma sintético funcionará mejor en las profundidades en que más se parece a la real. Se extraen ondículas para sismogramas sintéticos por intervalo



La traza obtenida como sismograma sintético, se reproduce varias veces (c) para una mejor visualización

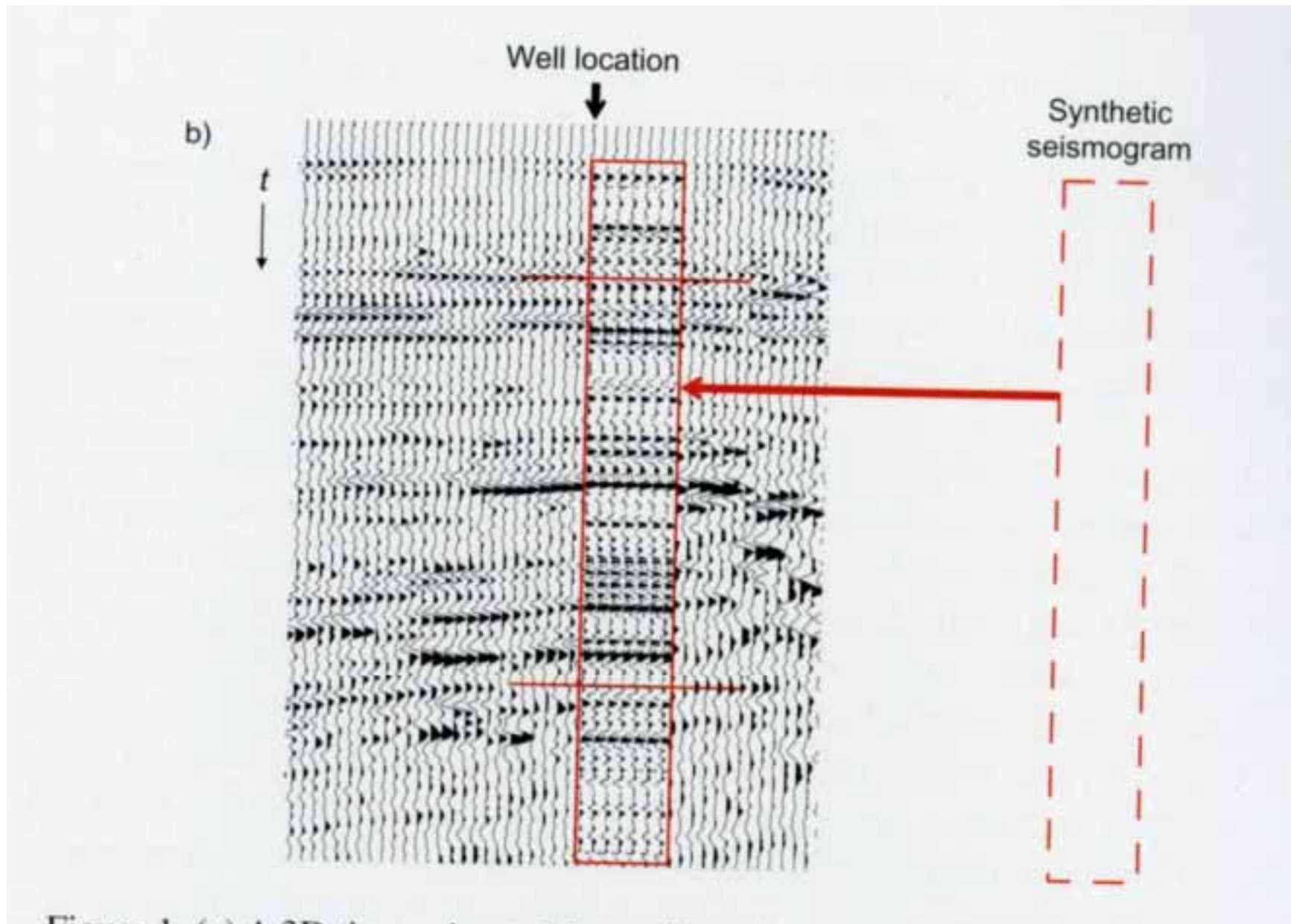
A tiempos altos se da información sobre la ondícula utilizada para la convolución

FIG. 11.2-36. Log data measured at well location CRP 1134: (a) the sonic log, (b) the density log, (c) synthetic seismogram using a  $-90$ -degree phase-rotated band-limited wavelet (plotted at time 3.5 s), and (d) the reflectivity series computed from (a) and (b) and used in creating (c).



La traza obtenida como sismograma sintético, se reproduce varias veces y se correlaciona con la sección sísmica





La correlación se basa en el carácter de reflexiones individuales y de paquetes o intervalos distintivos



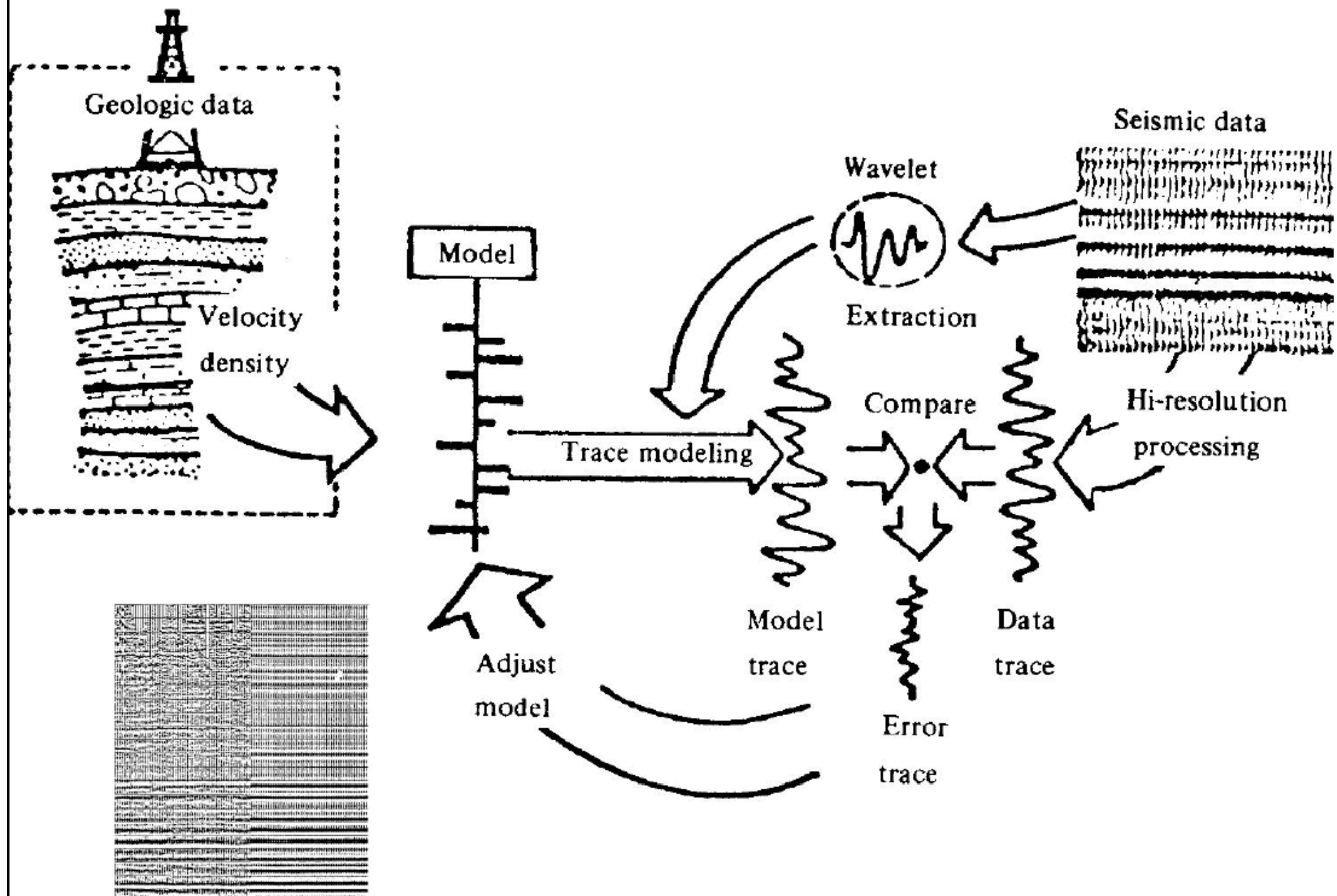
## **Fuentes de incerteza para la correlación:**

- Calidad del dato sísmico de reflexión
- Asunciones hechas al generar el sismograma sintético, por ejemplo:

## **Sismograma sintético, fuentes de error**

- Errores de posicionamiento en el dato sísmico o en el de pozo
- El dato sísmico no corresponde al lugar del pozo
- Procesamiento sísmico defectuoso (datos ruidosos, múltiples, etc.)
- Relación tiempo-profundidad es incorrecta
- Los registros de pozo no se editaron correctamente
- El sismograma sintético no usó la ondícula apropiada

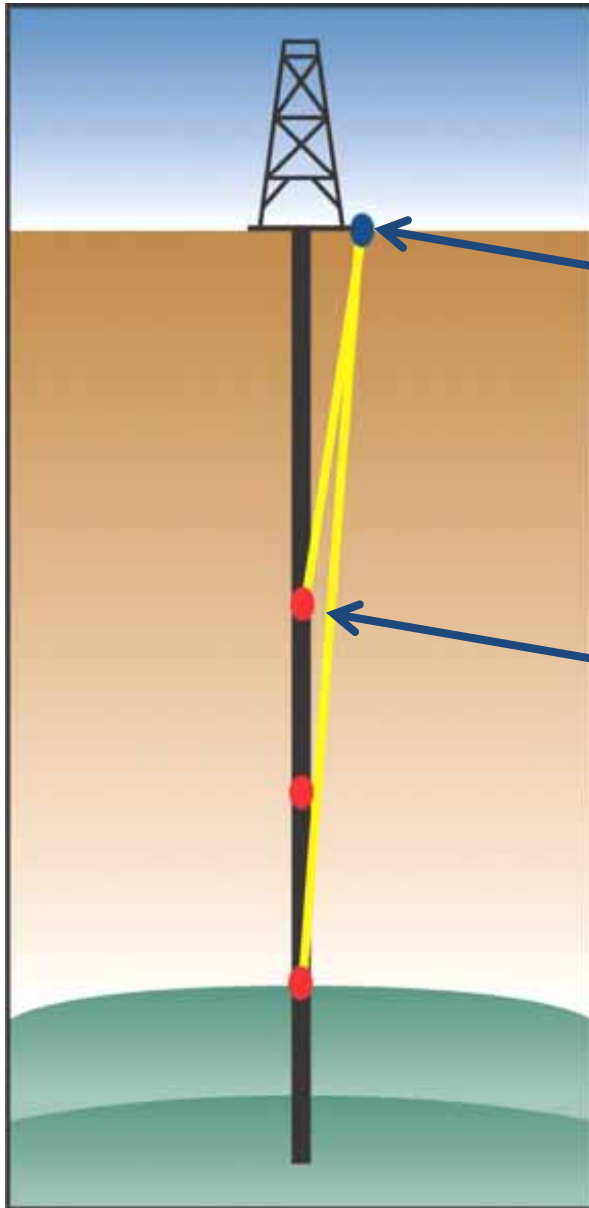
## Sismograma sintético



## Sísmica de pozo

- Medimos velocidad con ***perfil sísmico, disparo de verificación (check-shot)*** o ***VSP***. Operan a distintas escalas y con distintas configuraciones emisor-receptor
- Los tres son métodos directos (miden tiempo de viaje de la onda, y una distancia conocida). Usualmente no tienen en cuenta los efectos de la anisotropía.

## Disparo de verificación («*Checkshot survey*»)



**Objetivo:** mediciones directas de velocidad

*Disparo cercano a la boca de pozo. Un receptor cercano para usar como datum temporal.*

*Geófonos especiales a prueba de agua y que pueden ser anclados a las paredes del pozo. Varios a distancia constante, o un único geófono que se posiciona a intervalos constantes o en posiciones específicas de interés.*

*También acelerómetros multicomponentes.*

Se registra sólo el primer arribo de la onda directa

El intervalo de muestreo puede no ser regular, y no es tan denso como el del VSP

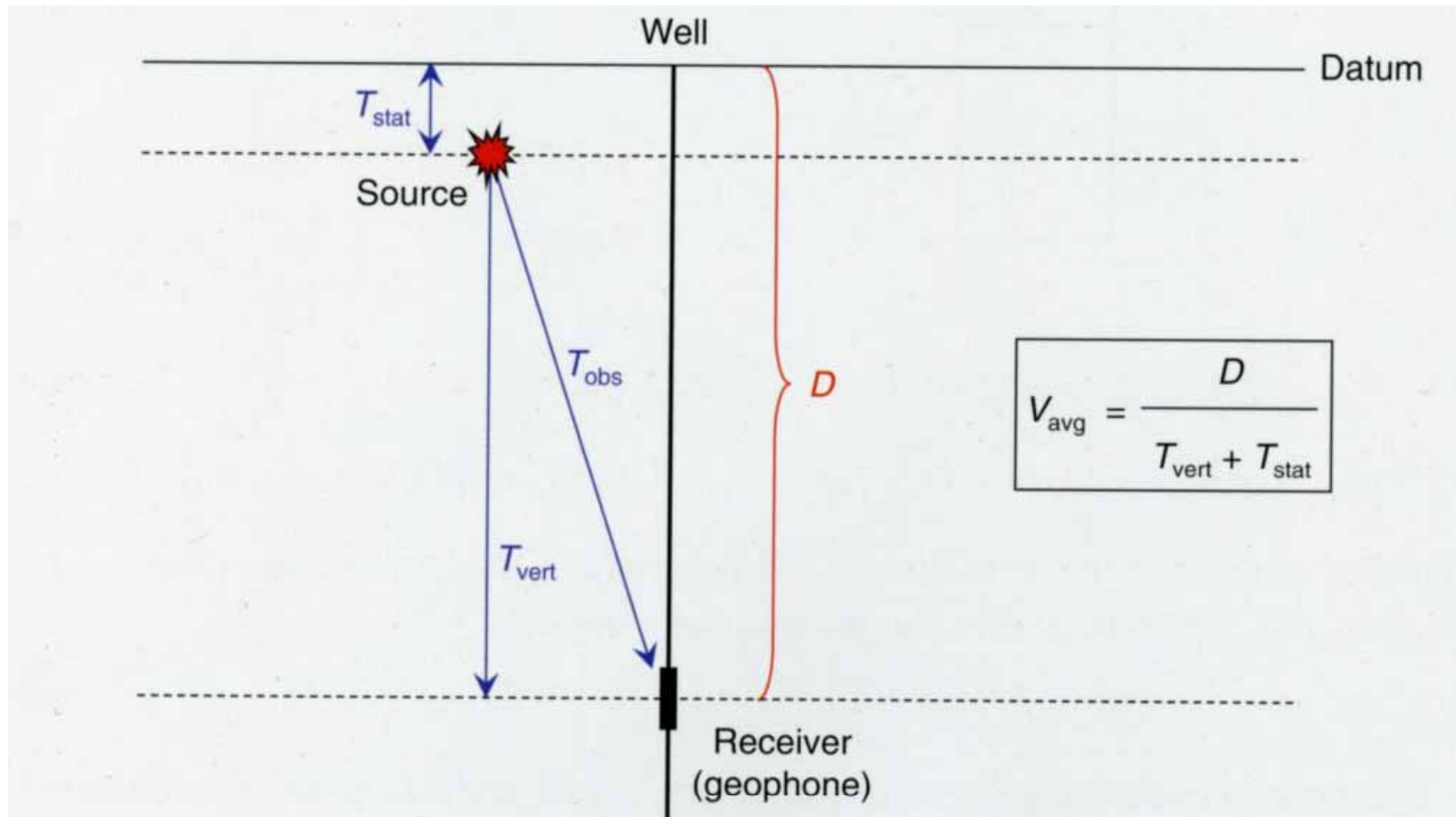
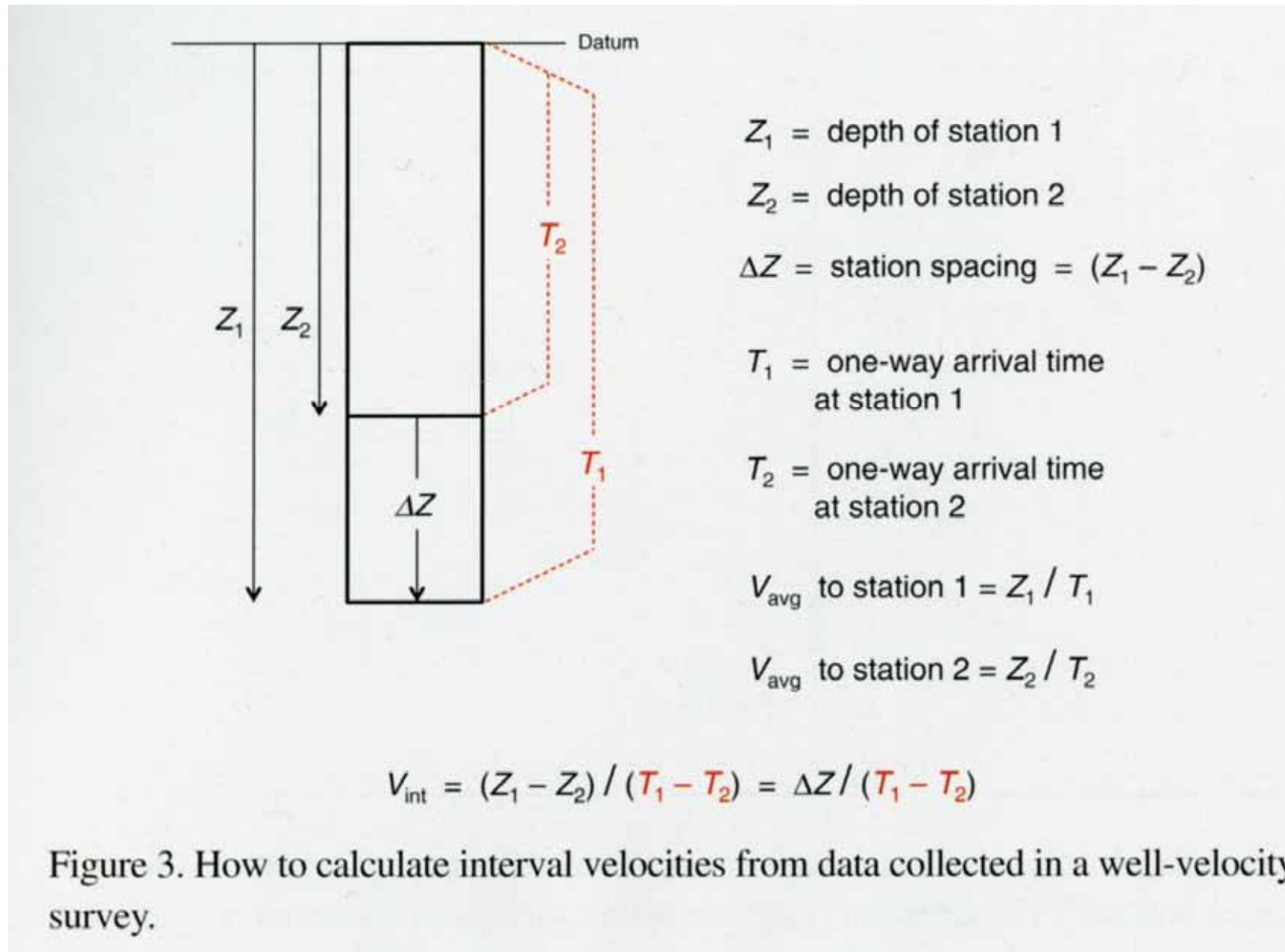


Figure 2. Schematic of the field setup for a conventional well-velocity or check-shot survey. In the figure,  $T_{obs}$  is recorded travelttime from source to receiver,  $T_{vert}$  is recorded travelttime converted to vertical travelttime,  $T_{stat}$  is vertical travelttime from datum to source depth, and  $D$  is depth from datum to receiver.

Se determina la velocidad promedio hasta cada receptor  
Se pueden calcular velocidades de intervalo

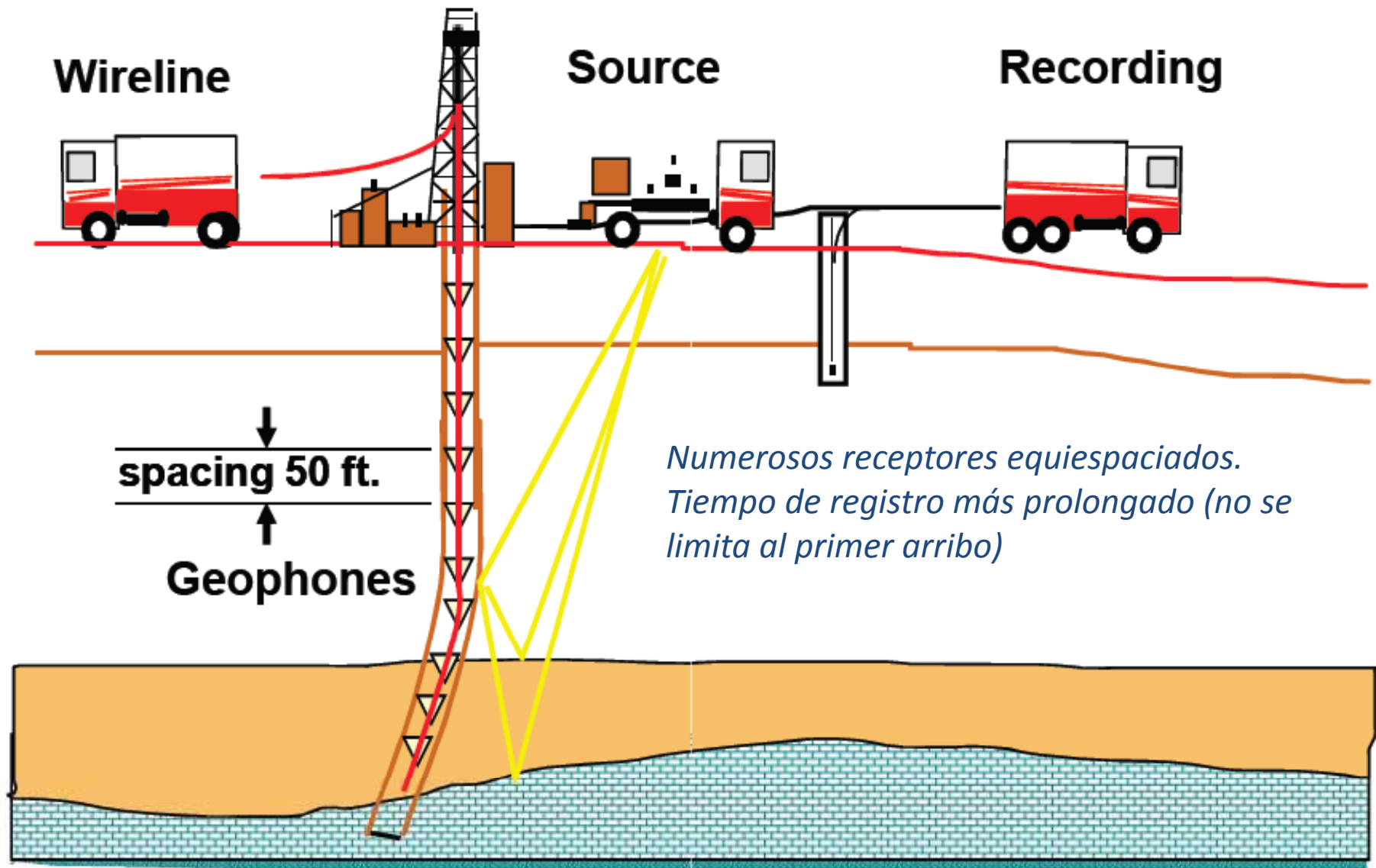


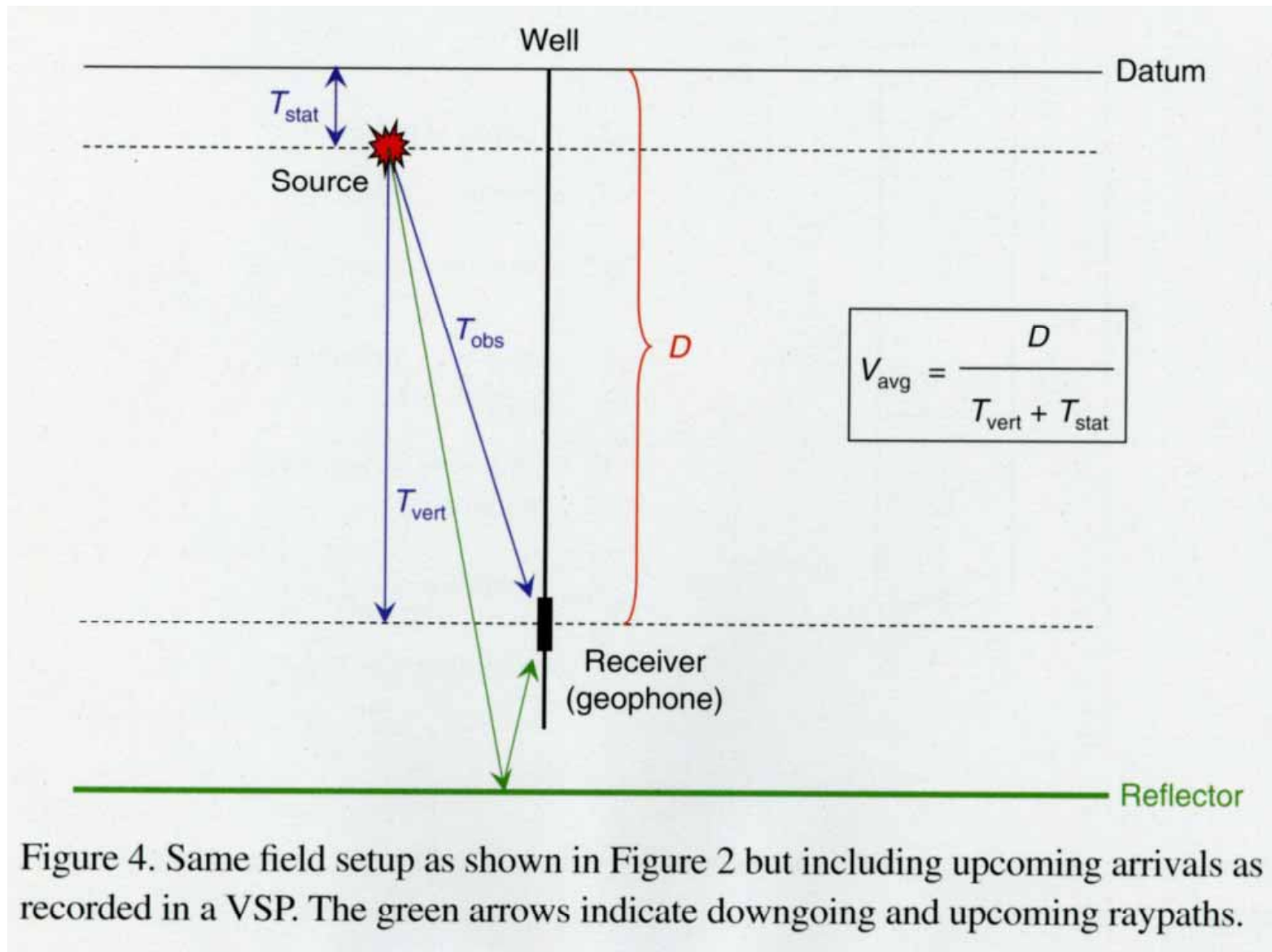
## Sísmica de pozo

- Medimos velocidad con ***perfil sísmico, disparo de verificación (check-shot)*** o ***VSP***. Operan a distintas escalas y con distintas configuraciones emisor-receptor
- Los tres son métodos directos (miden tiempo de viaje de la onda, y una distancia conocida). Usualmente no tienen en cuenta los efectos de la anisotropía.

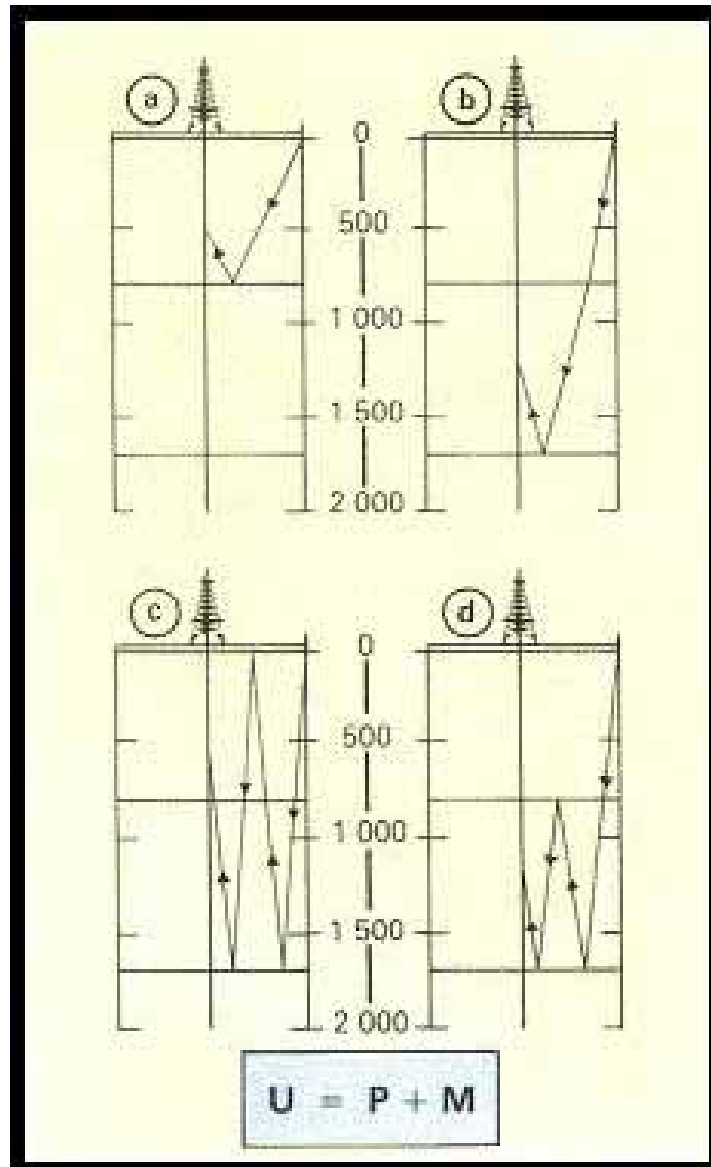


# Perfil sísmico vertical (VSP)

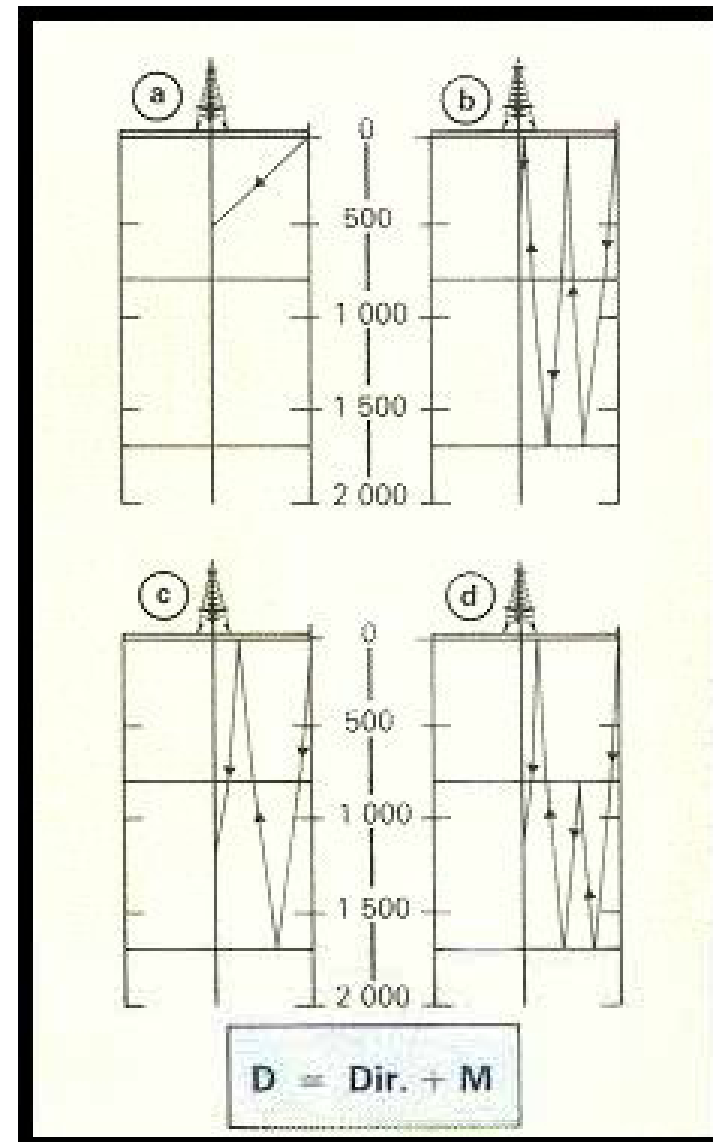




## Ondas ascendentes: U

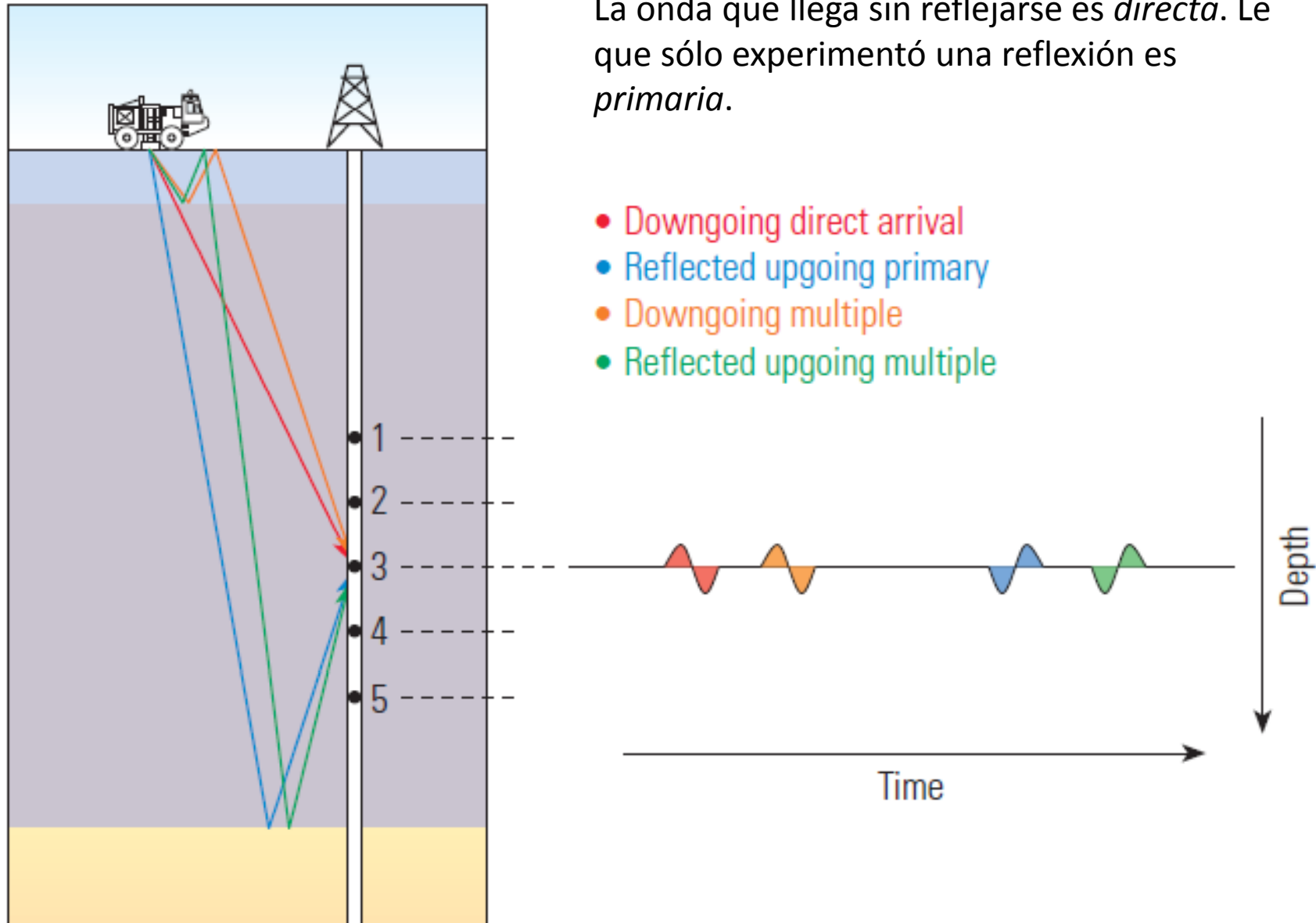


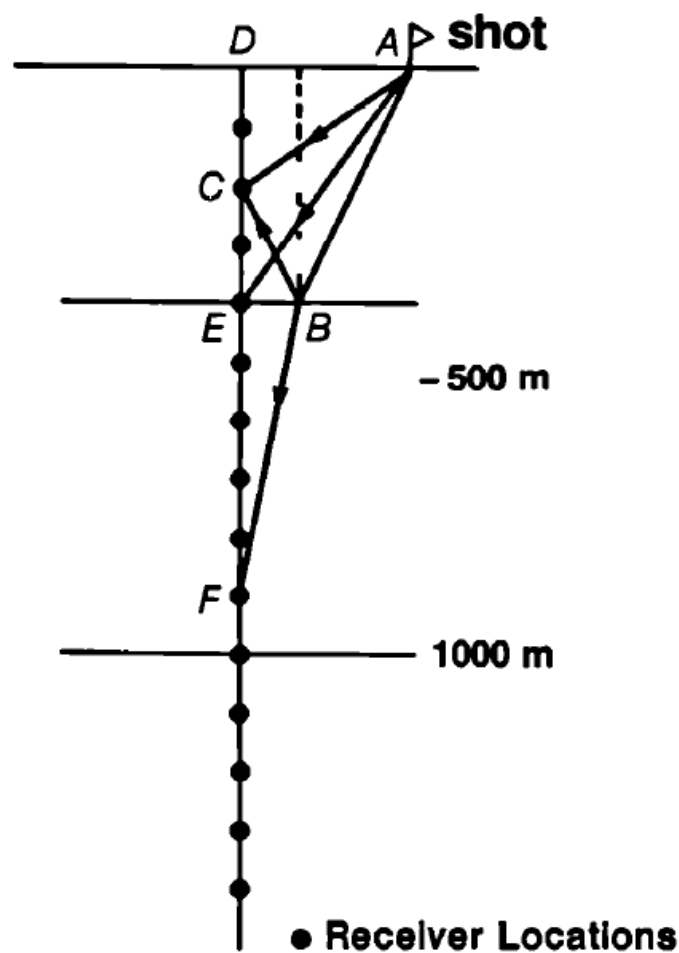
## Ondas descendentes: D



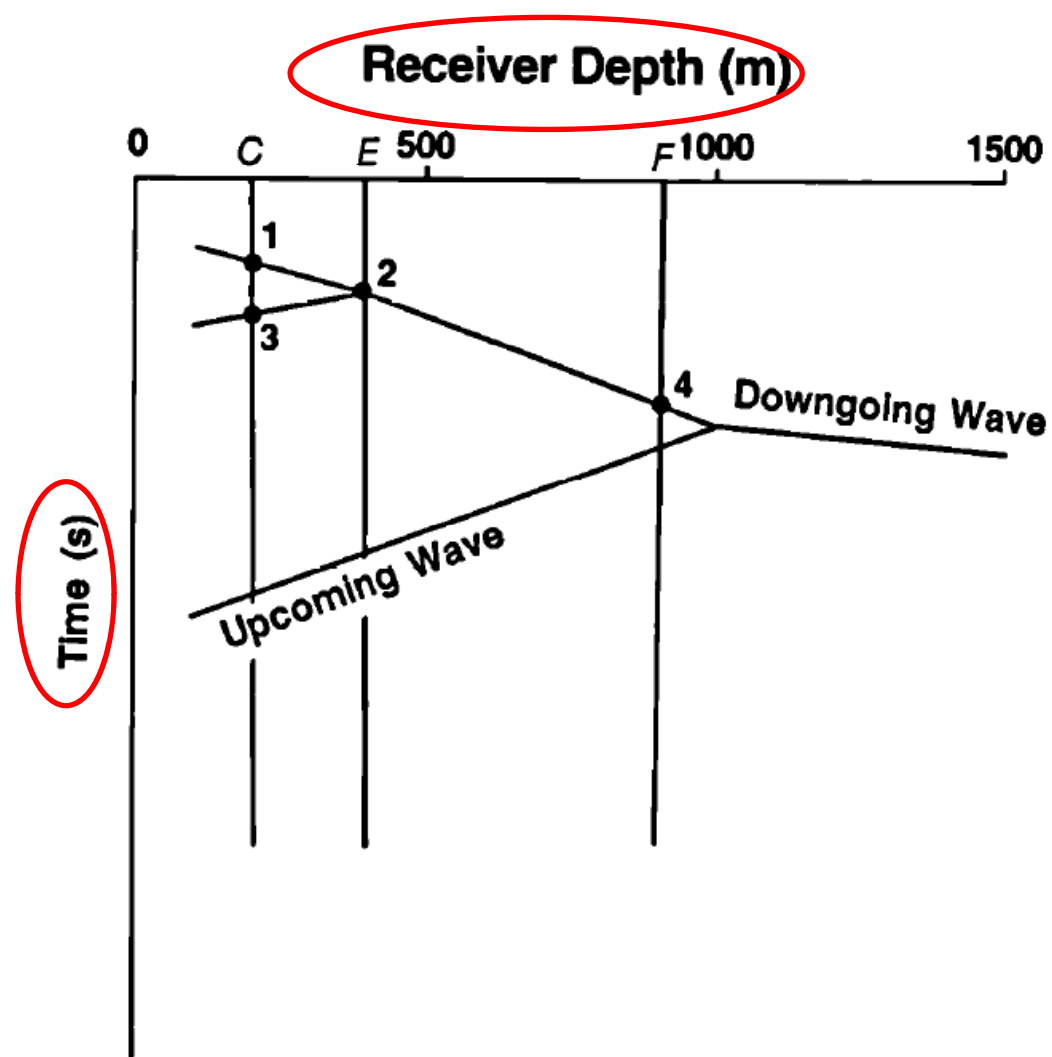
La dirección del último tramo de la trayectoria define si se trata de una onda U o D

Arribos sucesivos al receptor 3: ondas D llegan desde arriba, ondas U llegan desde abajo.



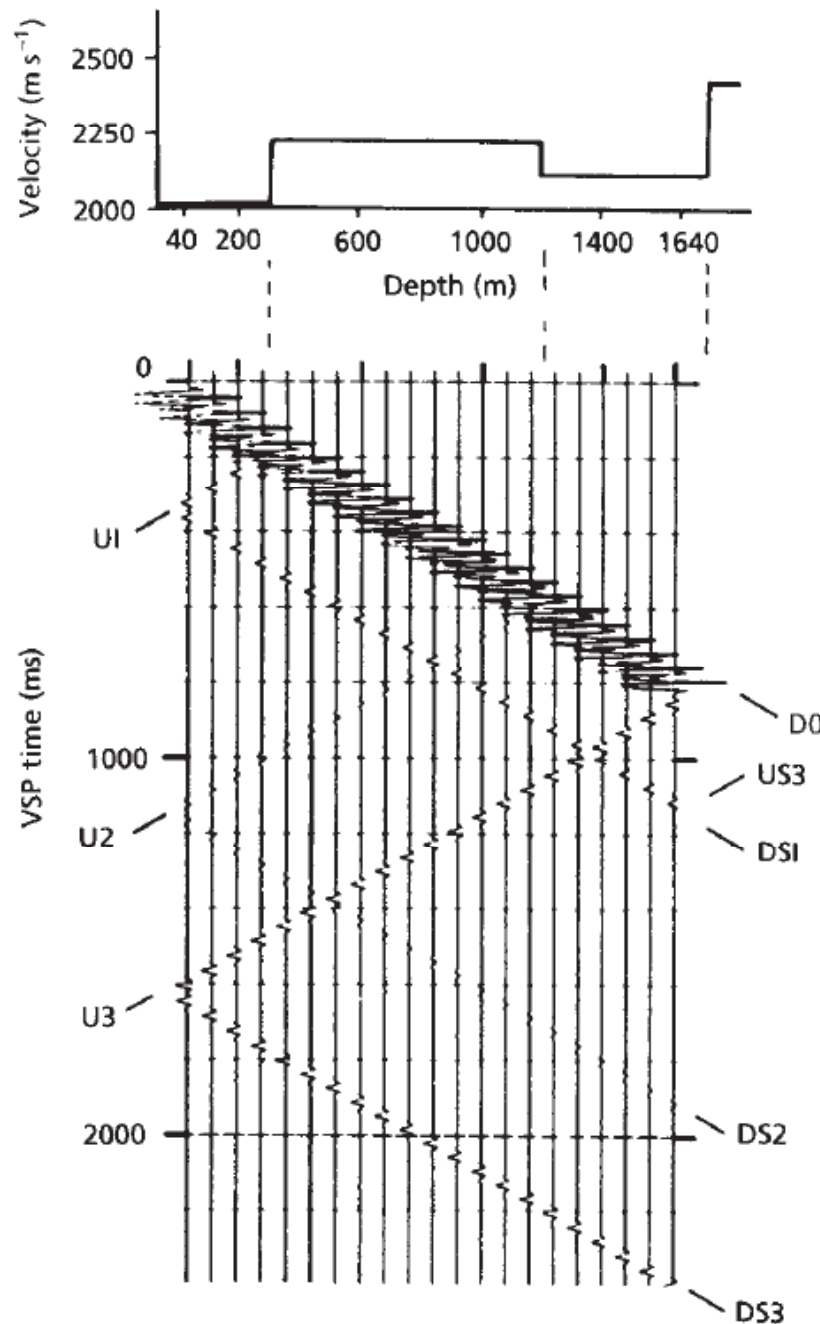


(a)



(b)

FIG. 11.4-1. Vertical seismic profiling geometry. (a) Raypaths and (b) associated traveltimes (see text for details). Static correction amounts to mapping traveltime associated with raypath  $ABC$  to traveltime associated with raypath  $ABC + CD$ ; the NMO correction amounts to mapping traveltime associated with raypath  $ABCD$  to traveltime associated with raypath  $2DE$ .

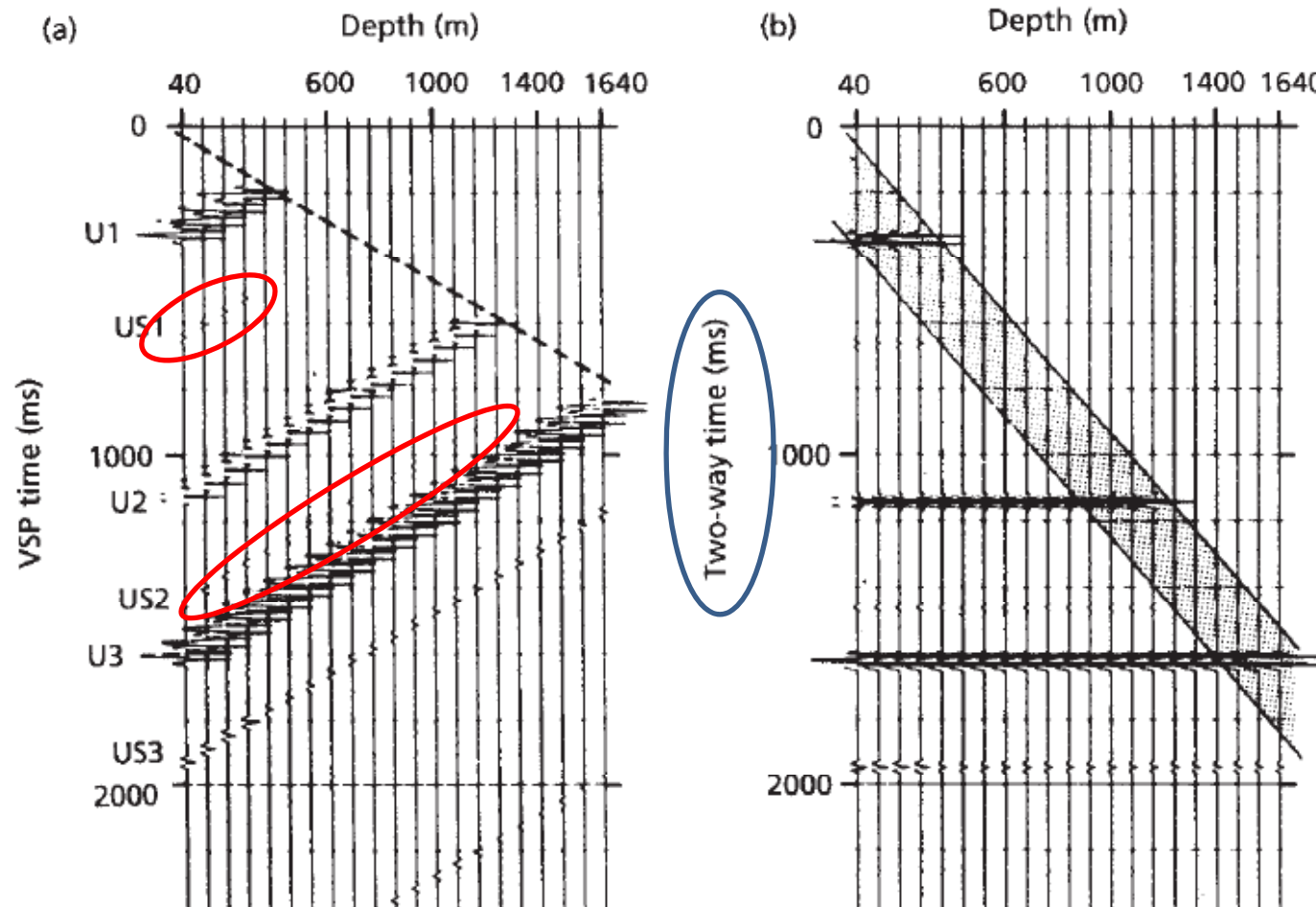


### ***Campos de ondas descendentes (D) y ascendentes (U)***

- Ondas D y U inclinan en direcciones opuestas
- Se intersectan a la profundidad del reflector
- Se pueden reconocer múltiples

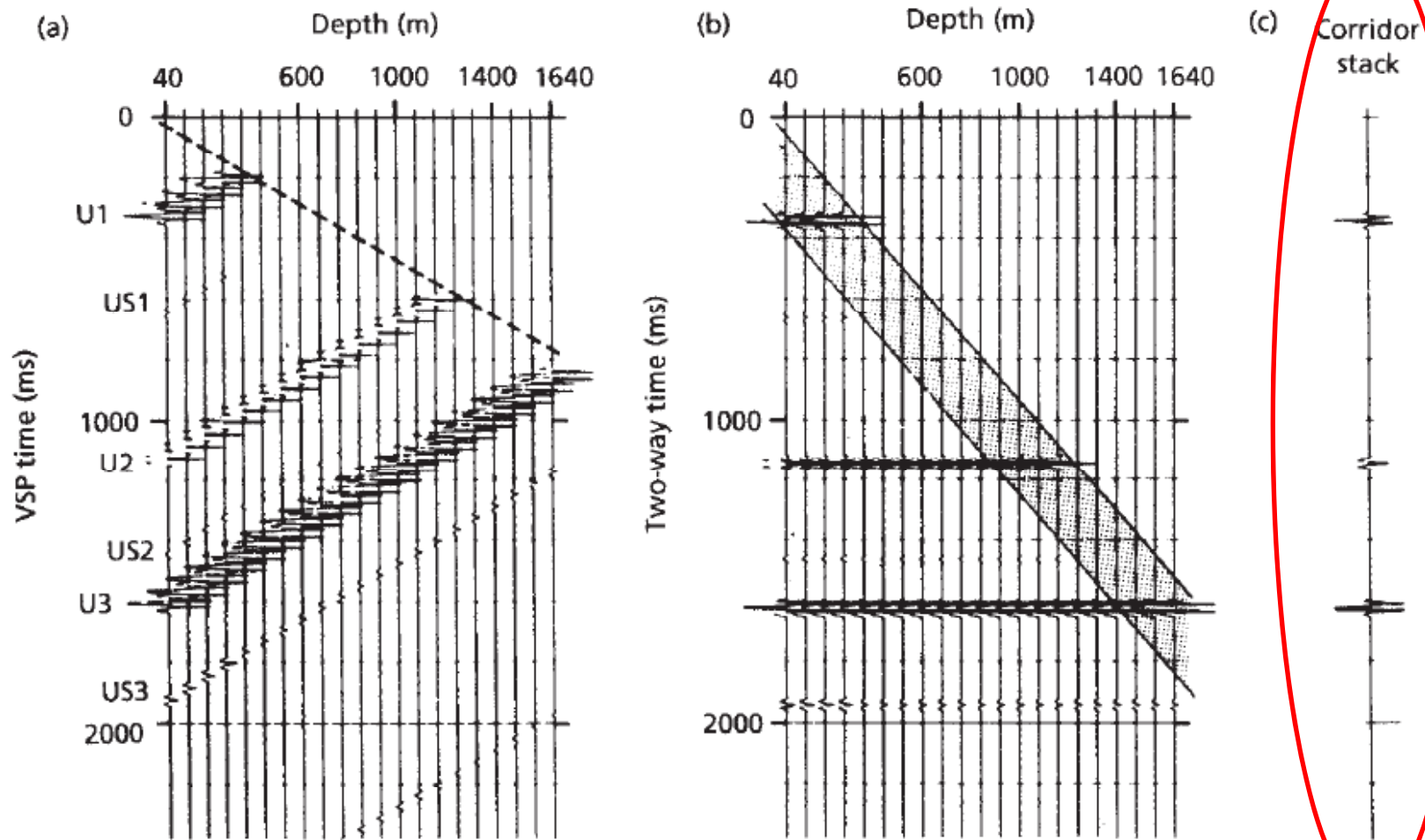
*Pasos:* Remoción del campo descendente por filtrado

- 1) Remoción del campo descendente por filtrado.
- 2) Corrección estática para simular un registro en la superficie. Esto horizontaliza las reflexiones y permite apilarlas.



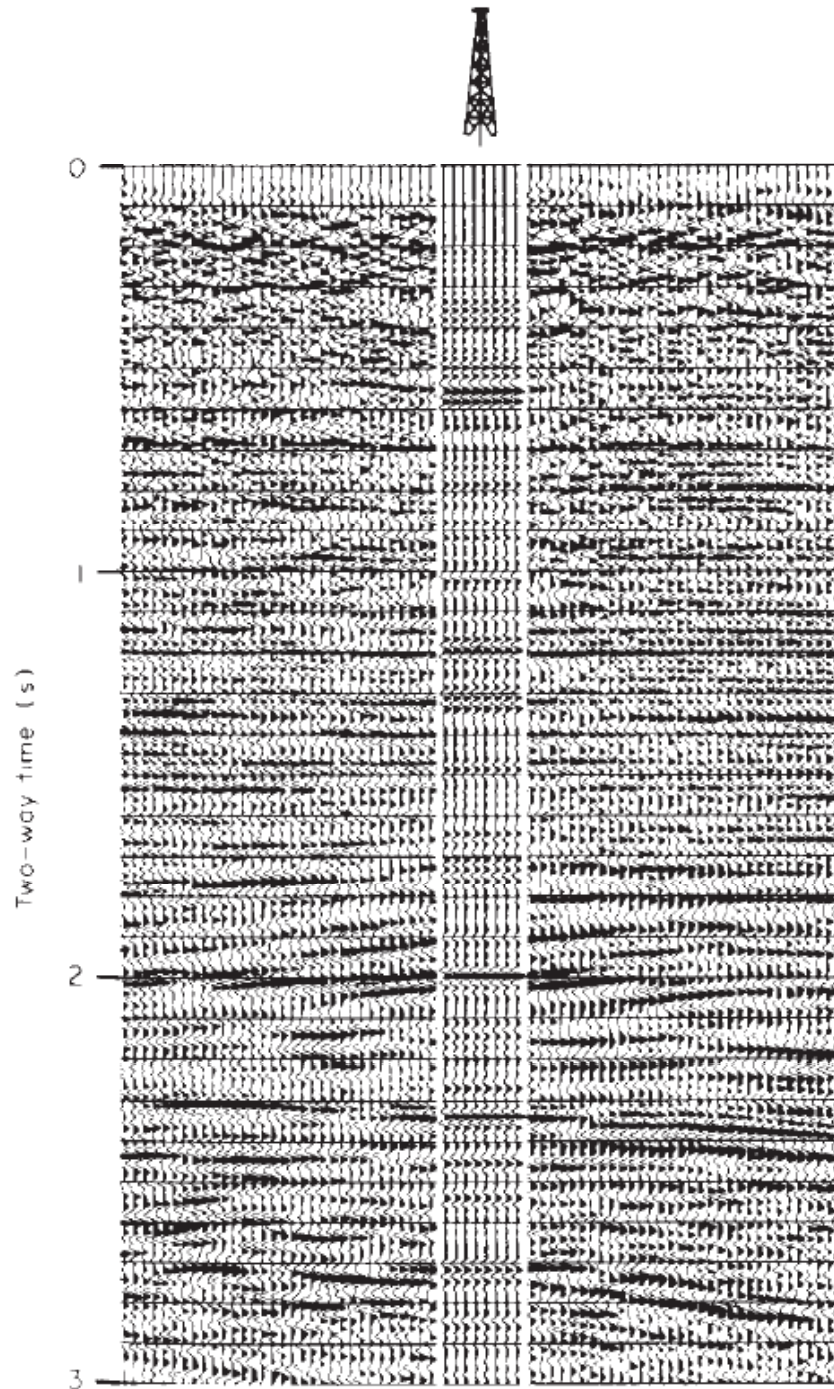
*Las múltiples no llegan hasta la banda de intersección U-D  
(no son registradas por los receptores que se encuentran por debajo del  
reflector que las origina)*

3) Apilado de la banda cercana a la intersección de ondas D y U (“corredor de apilamiento”): *alternativa al sismograma sintético*



**Fig. 4.45** (a) Synthetic VSP section of Fig. 4.44 with downgoing waves removed by filtering. (b) Each trace has been time shifted by the relevant uphole time to simulate a surface recording. (c) Stacked seismogram produced by stacking in the shaded corridor zone of part (b) to avoid multiple events. (From Cassell 1984.)





La traza obtenida por apilado del corredor más cercano a la onda directa, se puede correlacionar con la sísmica de superficie

VSP tienen ancho de banda de la señal, más parecido al de la sección sísmica, que los perfiles sónicos

VSP son menos sensibles a las condiciones de pozo





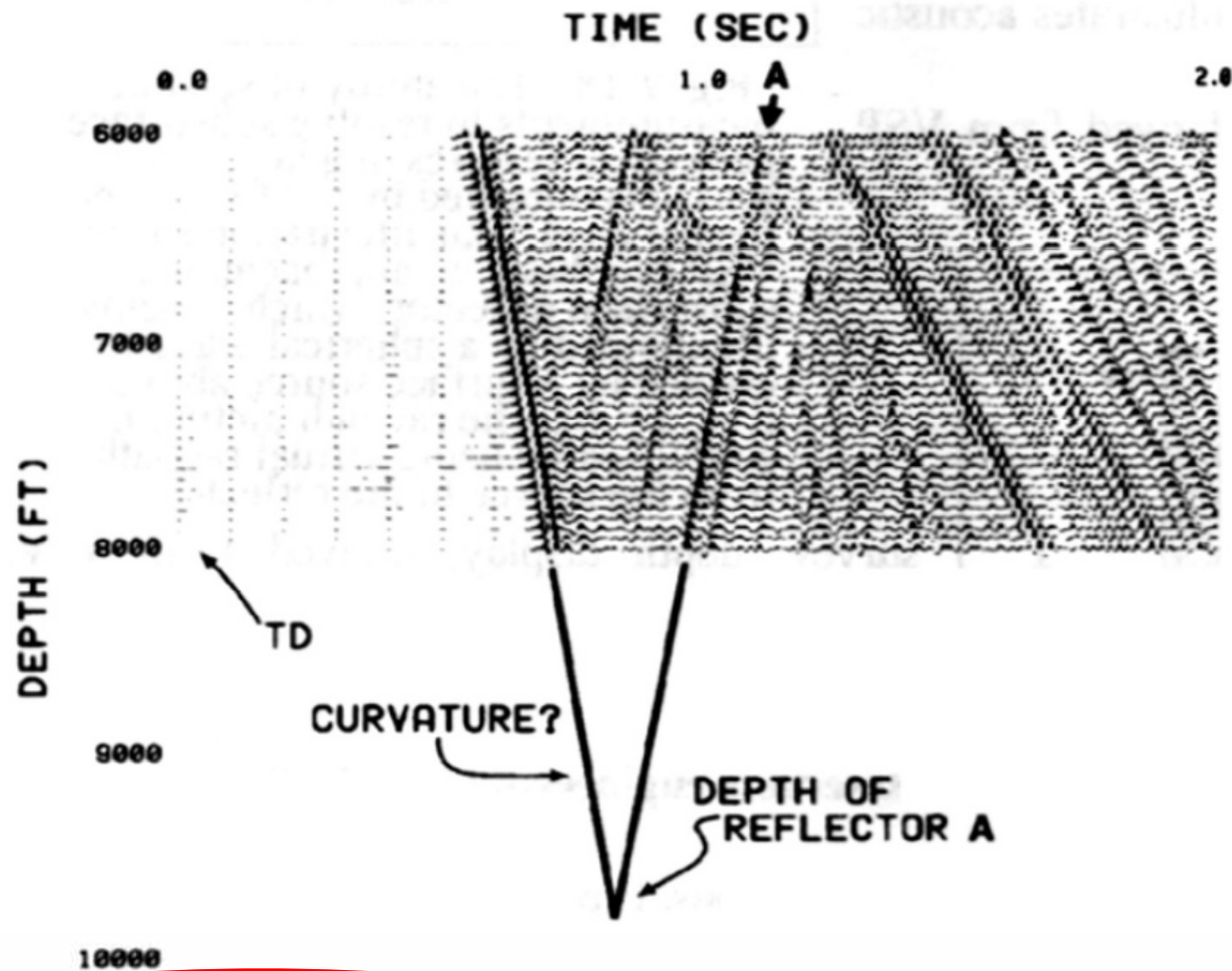
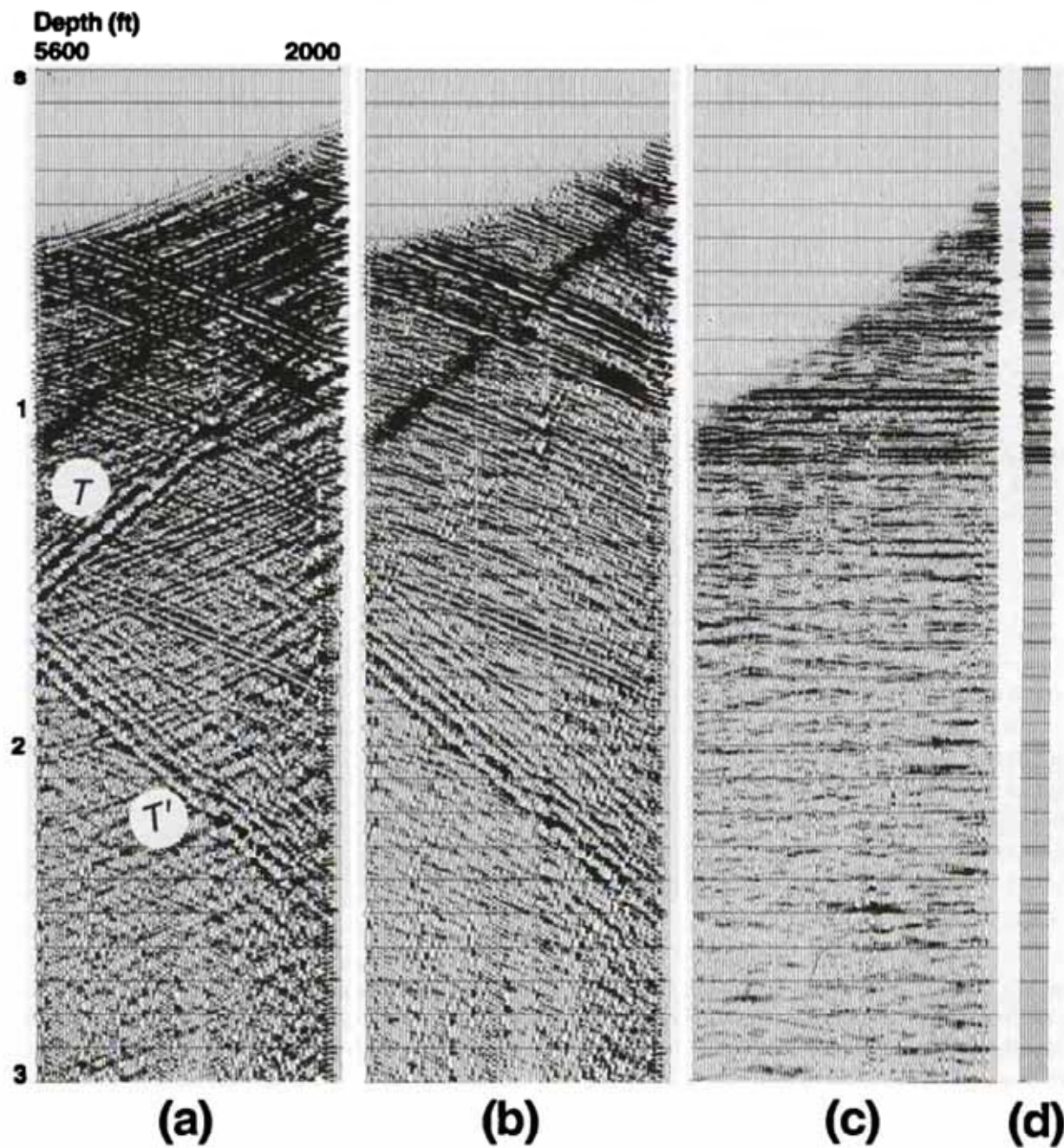


Fig. 6.65 Looking ahead of the bit

Es posible predecir la profundidad de reflectores profundos, aunque el pozo no haya llegado hasta ellos



*Ondas de tubo ( $T$ ,  $T'$ ):* Múltiples de ondas que viajan hacia arriba y hacia abajo por el fluido del pozo.

Hace falta removerlas con filtrado



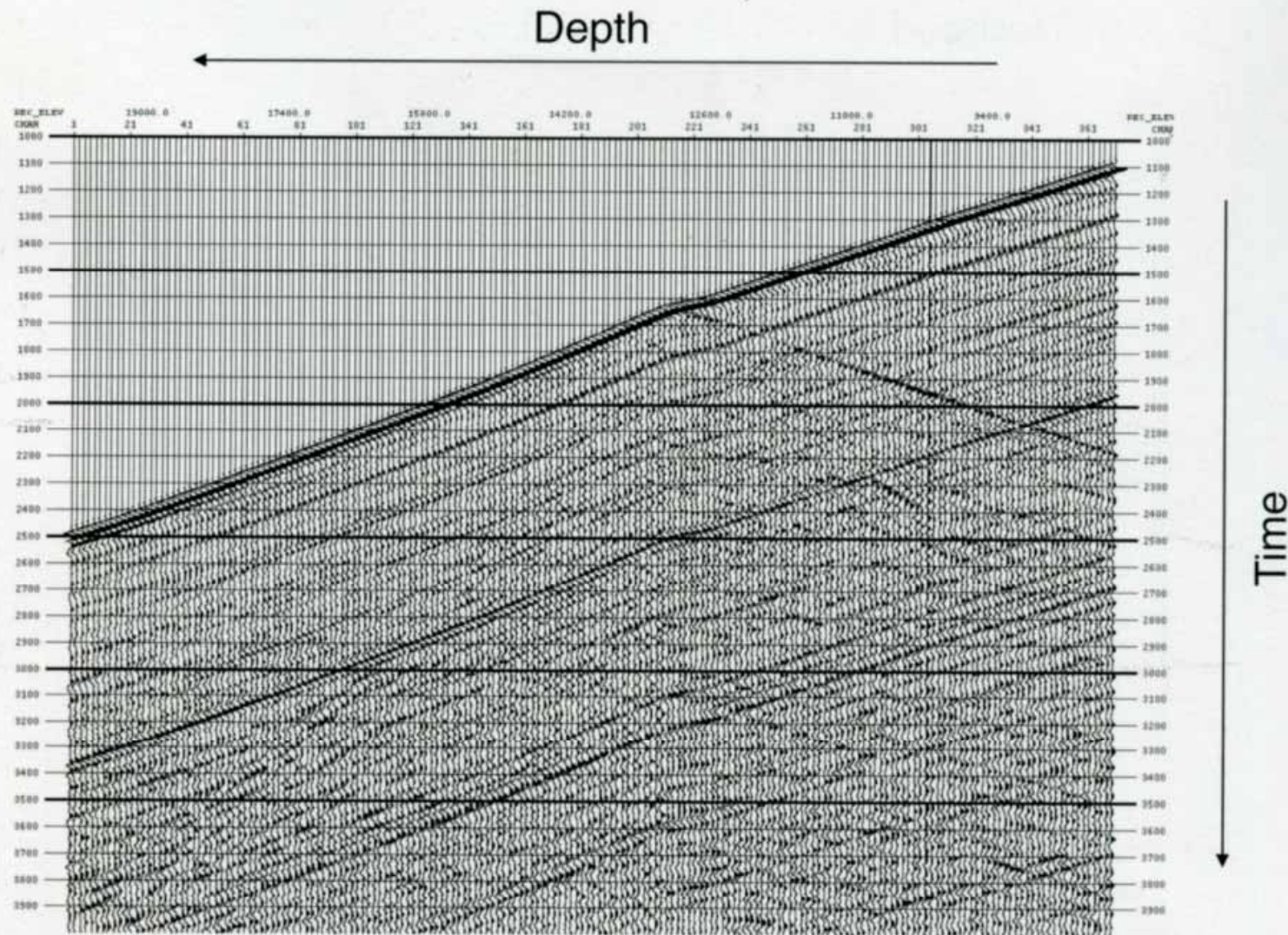


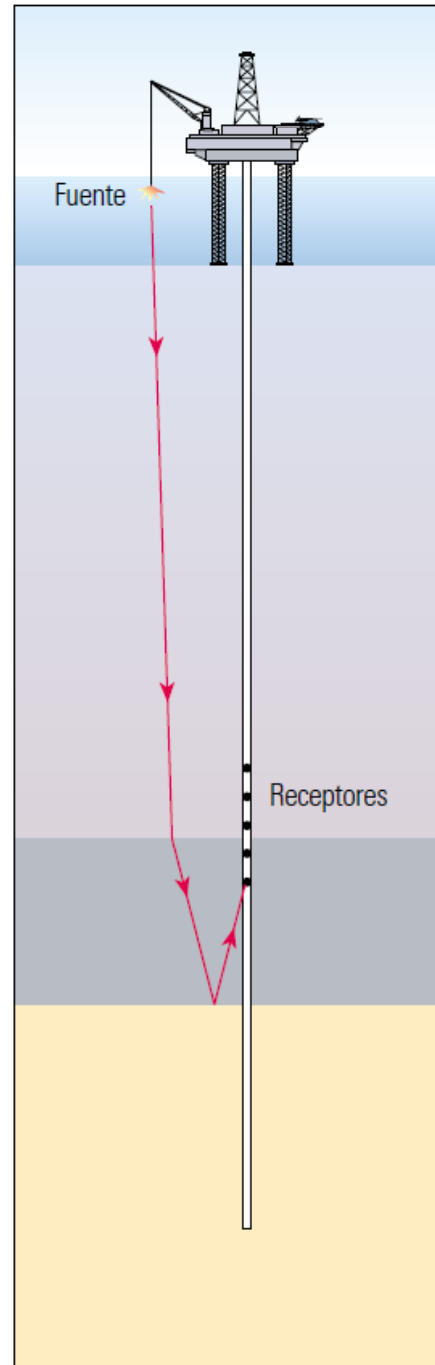
Figure 7. A raw VSP record (depth of receiver on the  $x$ -axis, traveltimes to receiver on the  $y$ -axis). Downgoing arrivals dip from right to left; upcoming arrivals dip from left to right (courtesy BP).

## Perfil sísmico vertical (VSP)

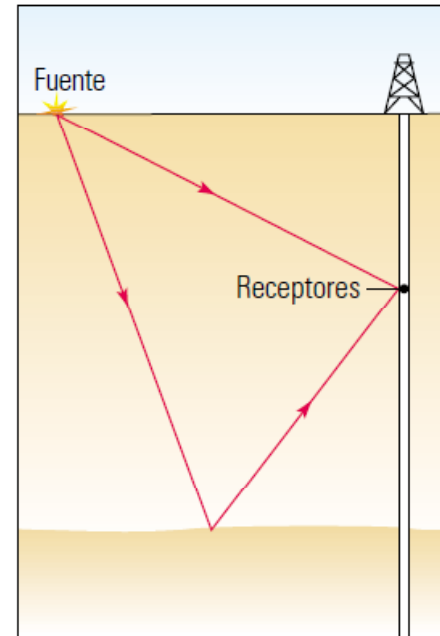
- Se puede utilizar para reconocer múltiples
- Se puede evaluar si la sísmica tendrá resolución suficiente para ciertos estratos en particular
- Recorrido de la onda más corto (se minimizan efectos de atenuación, ruido, etc.)
- Se registra la ondícula de la onda descendente (importante para modelos de convolución)

## Variantes de configuración emisor-receptor

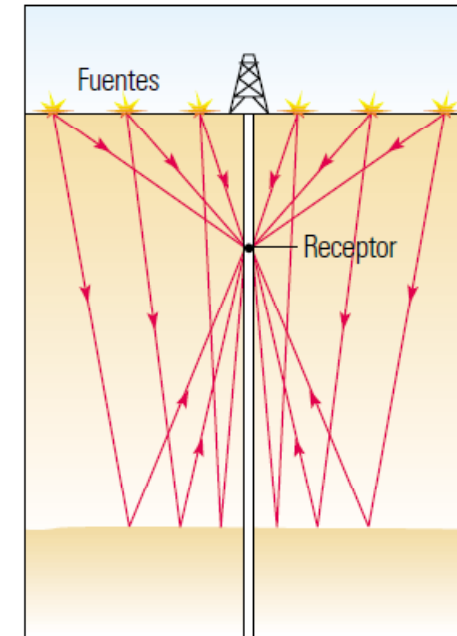
VSP con desplazamiento cero



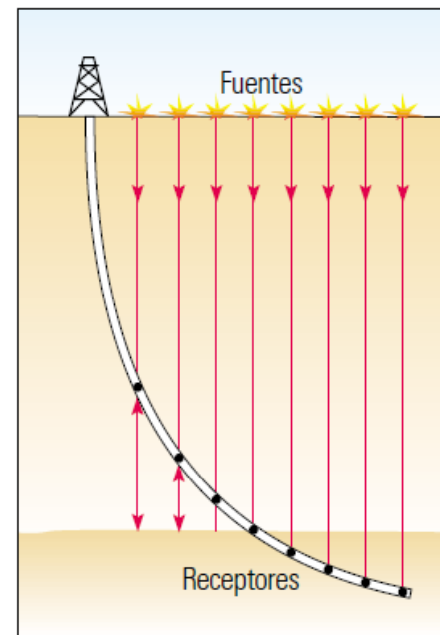
VSP con desplazamiento



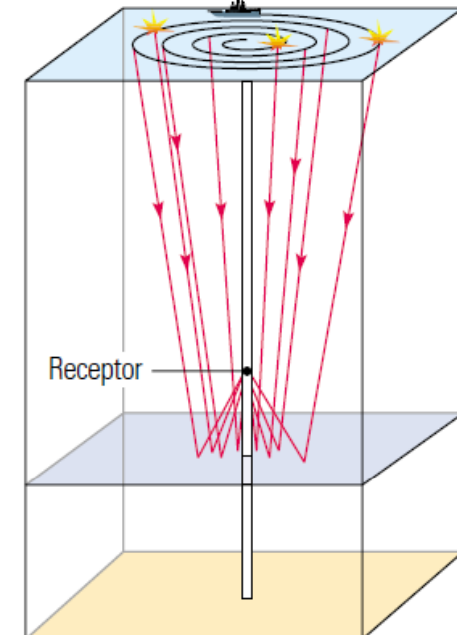
VSP con desplazamiento lineal



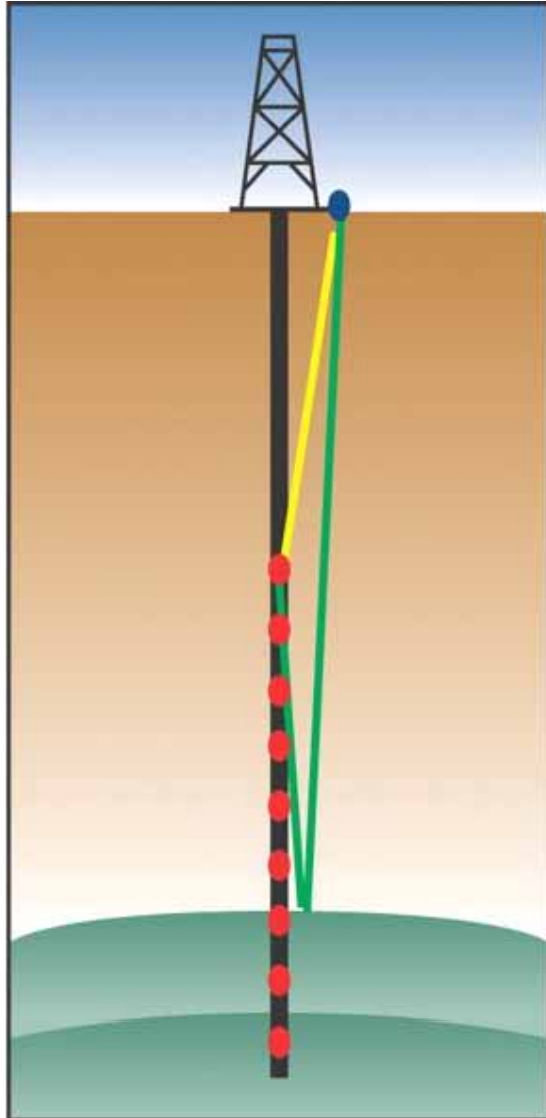
VSP de incidencia vertical



VSP 3D



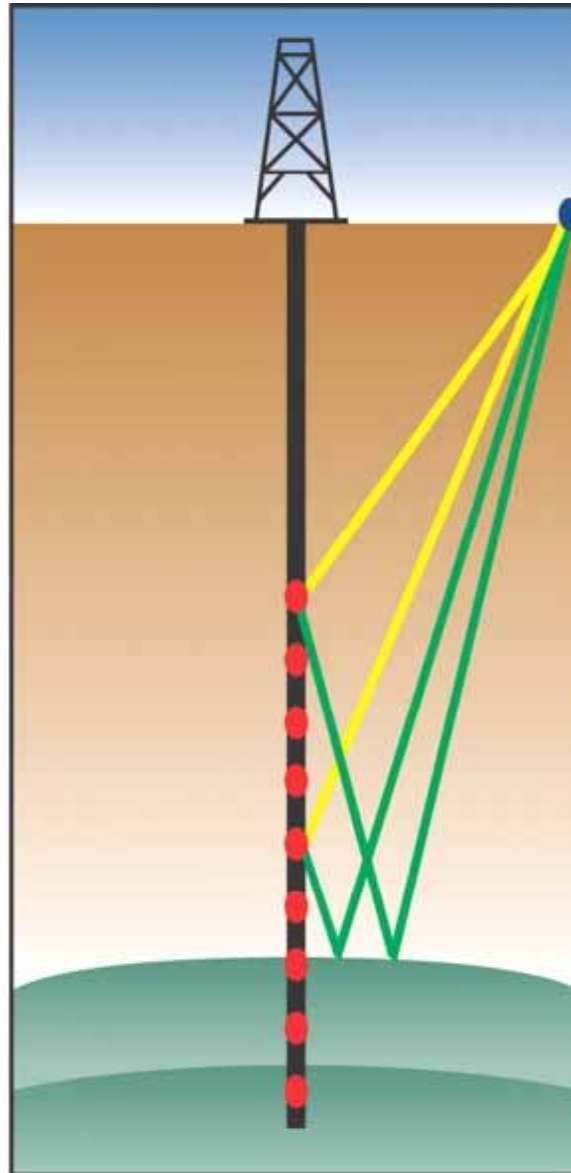
## VSP con desplazamiento cero (*Zero- offset, ZVSP*)



Fuente lo más cercana posible a la boca del pozo.  
Esto asegura trayectorias de rayos verticales, incidencia normal.

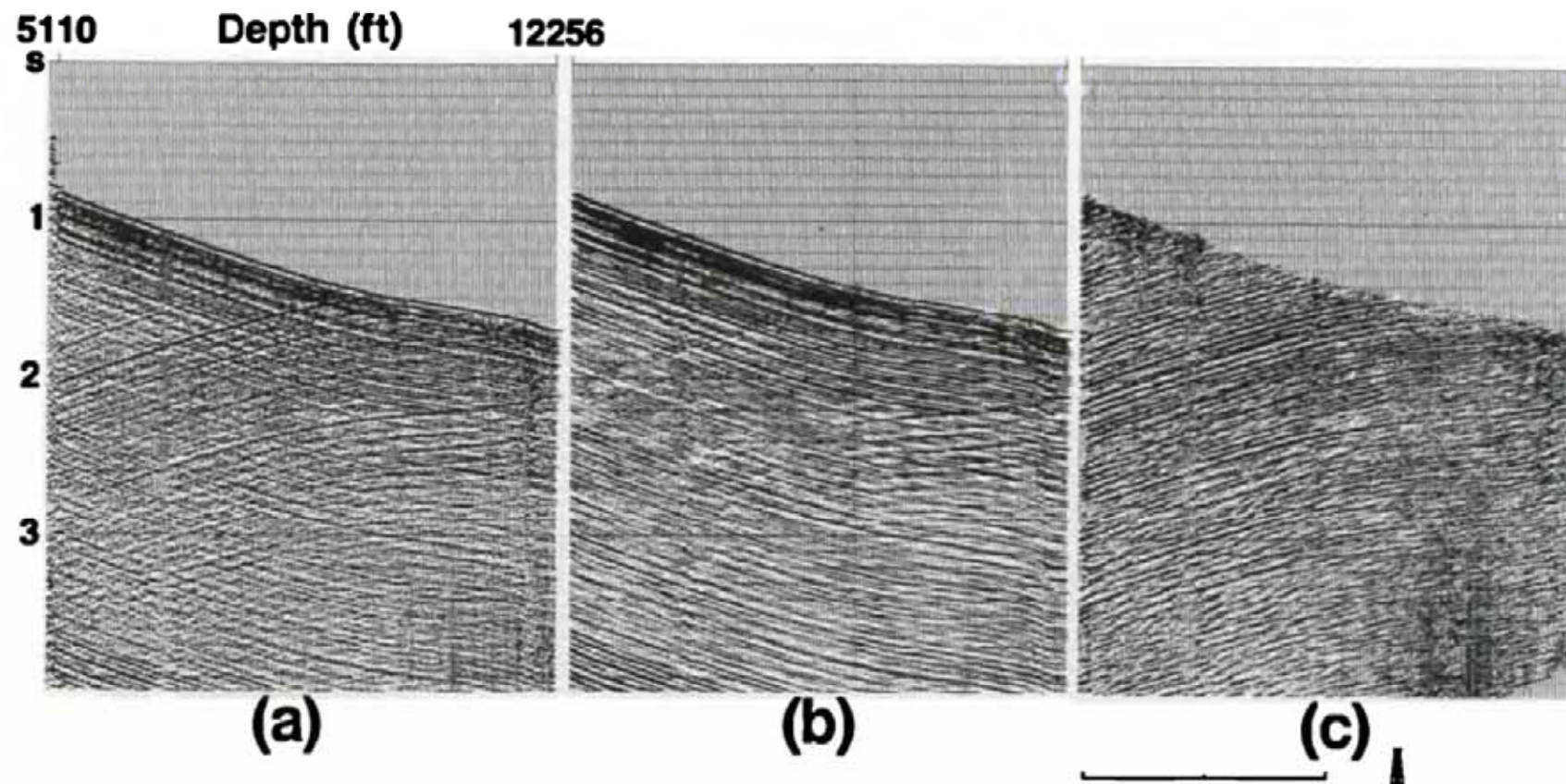


## VSP con desplazamiento (*offset VSP*)



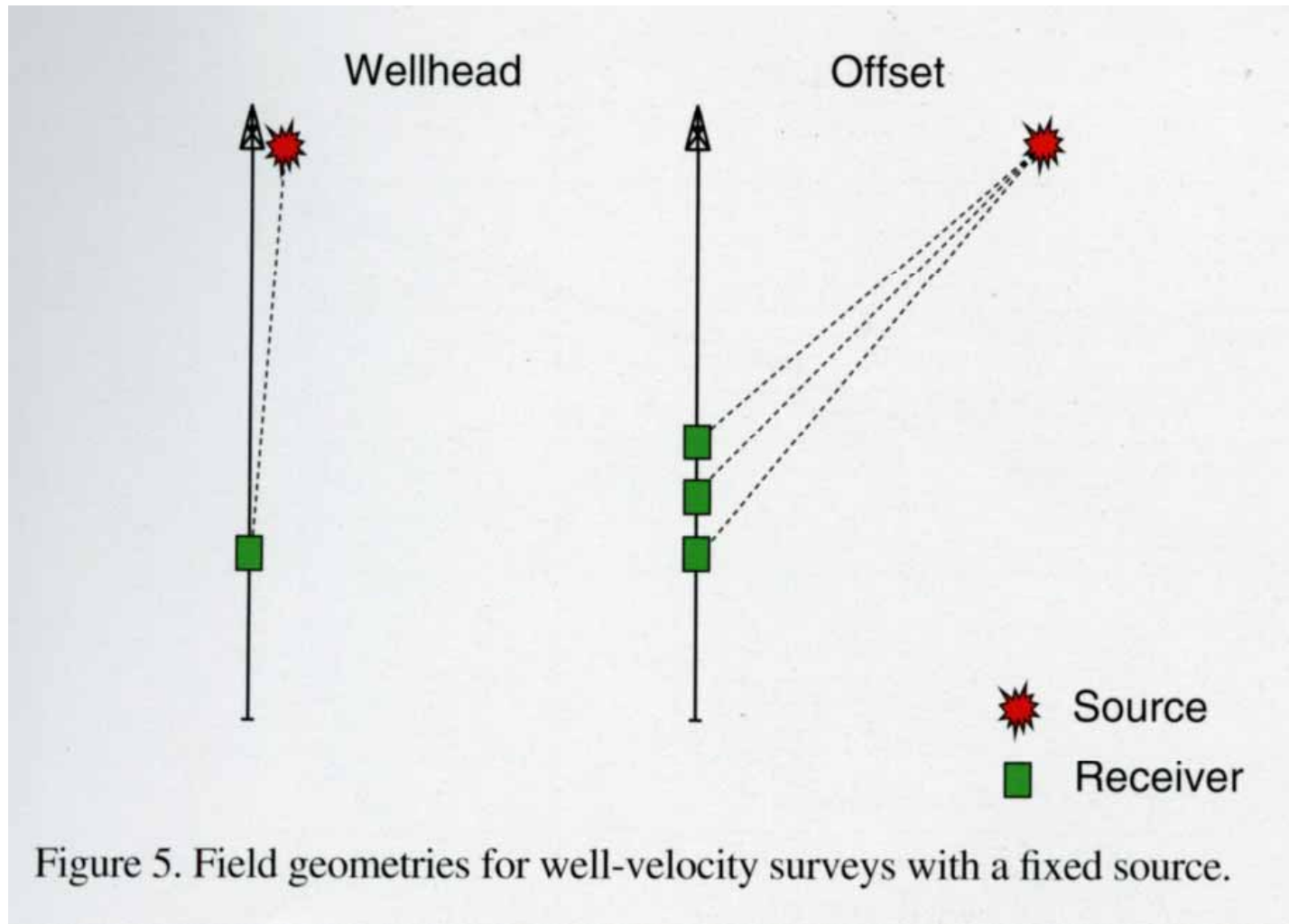
Fuente colocada a distancia del pozo.  
Esto amplía la zona iluminada, y por lo tanto proporciona información sobre los reflectores que no se limita al pozo en sí.

La trayectoria de los rayos es inclinada, se incorpora efecto de *move-out*

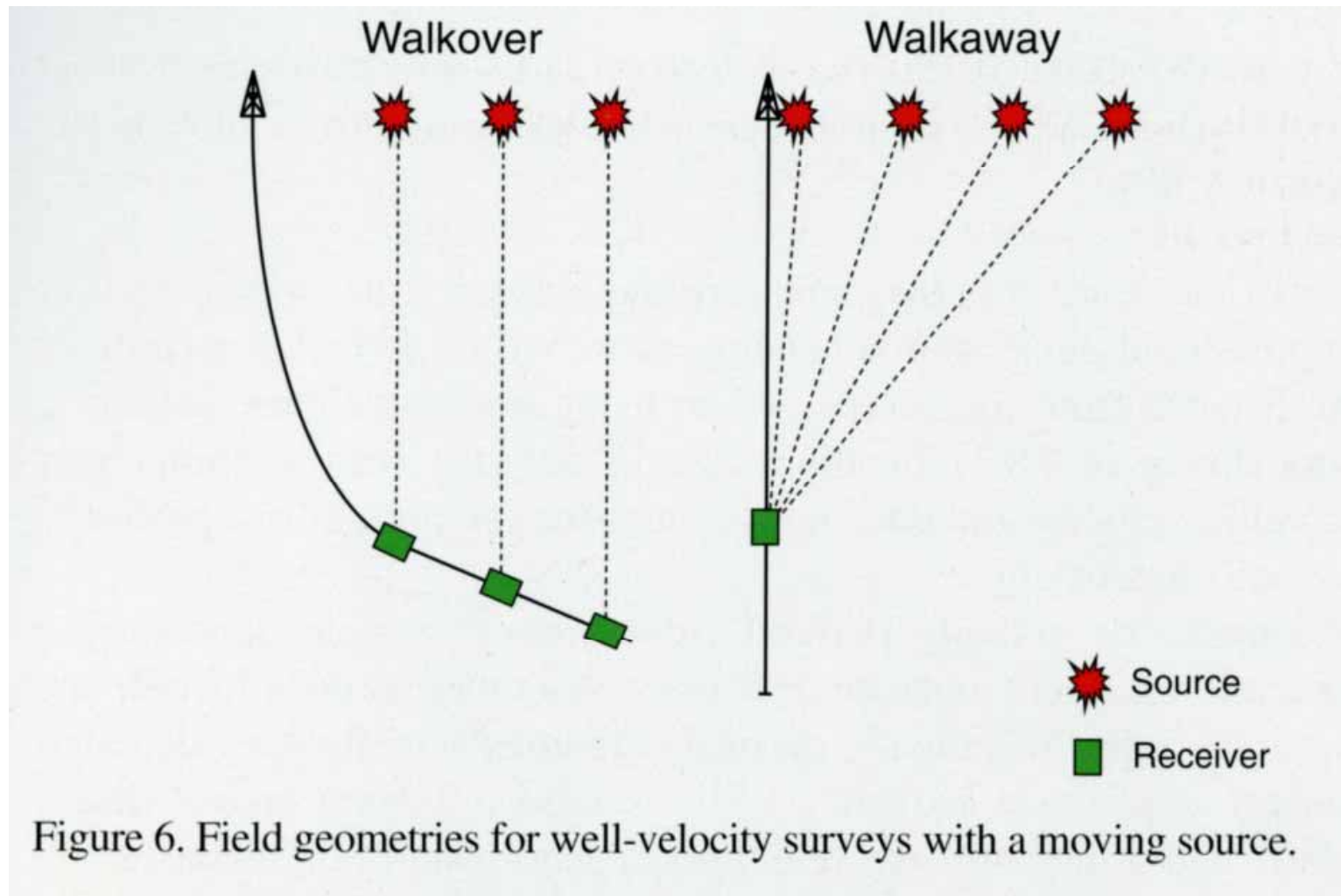


La curvatura de las reflexiones se debe al *move-out*, debido a la distancia entre la fuente y la boca del pozo

En ambos casos (ZVSP y offset VSP), la fuente se sitúa en una posición fija.



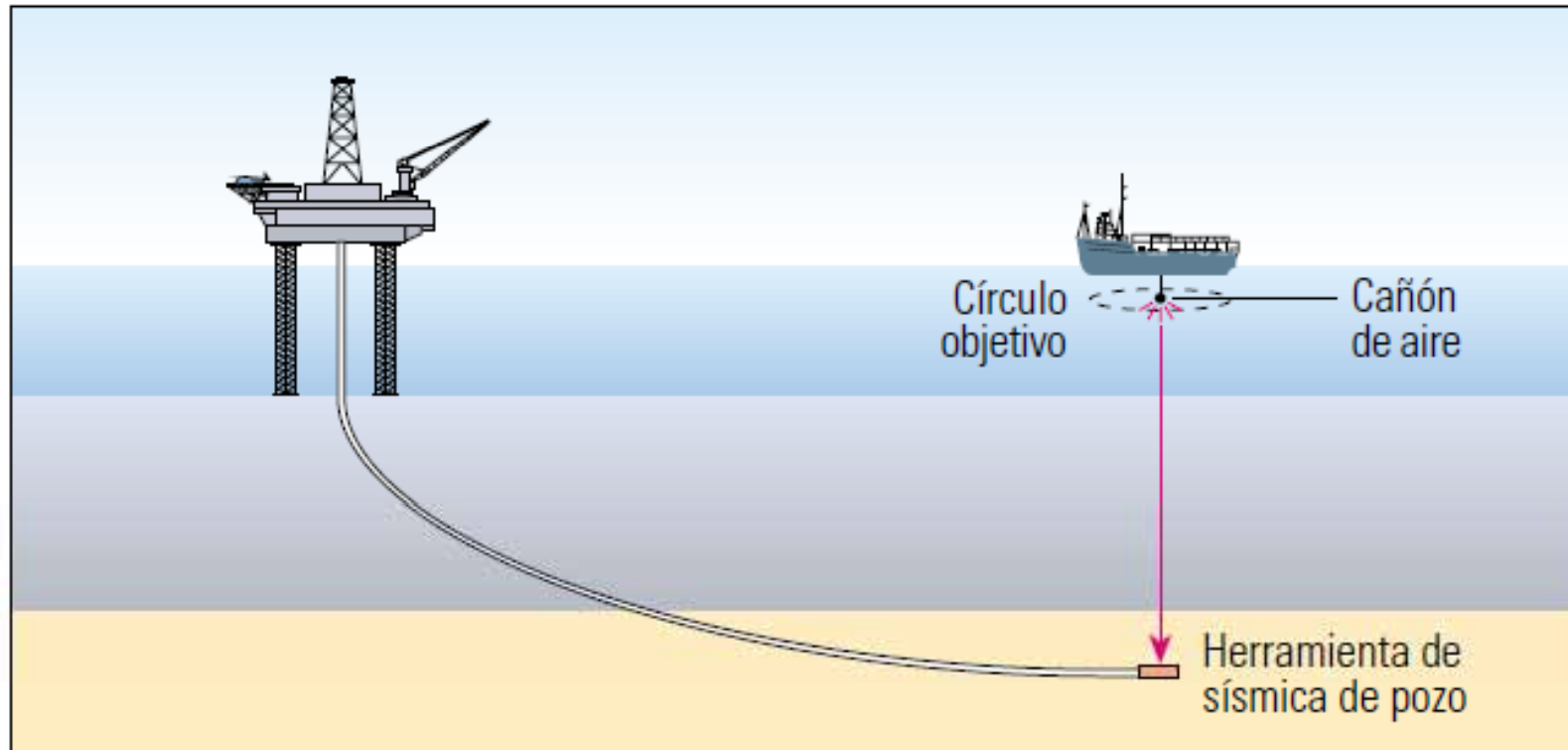
## VSP con fuentes móviles



**Walkover:** receptor y fuente se mueven juntos, de modo de conservar la incidencia vertical (en pozos inclinados).

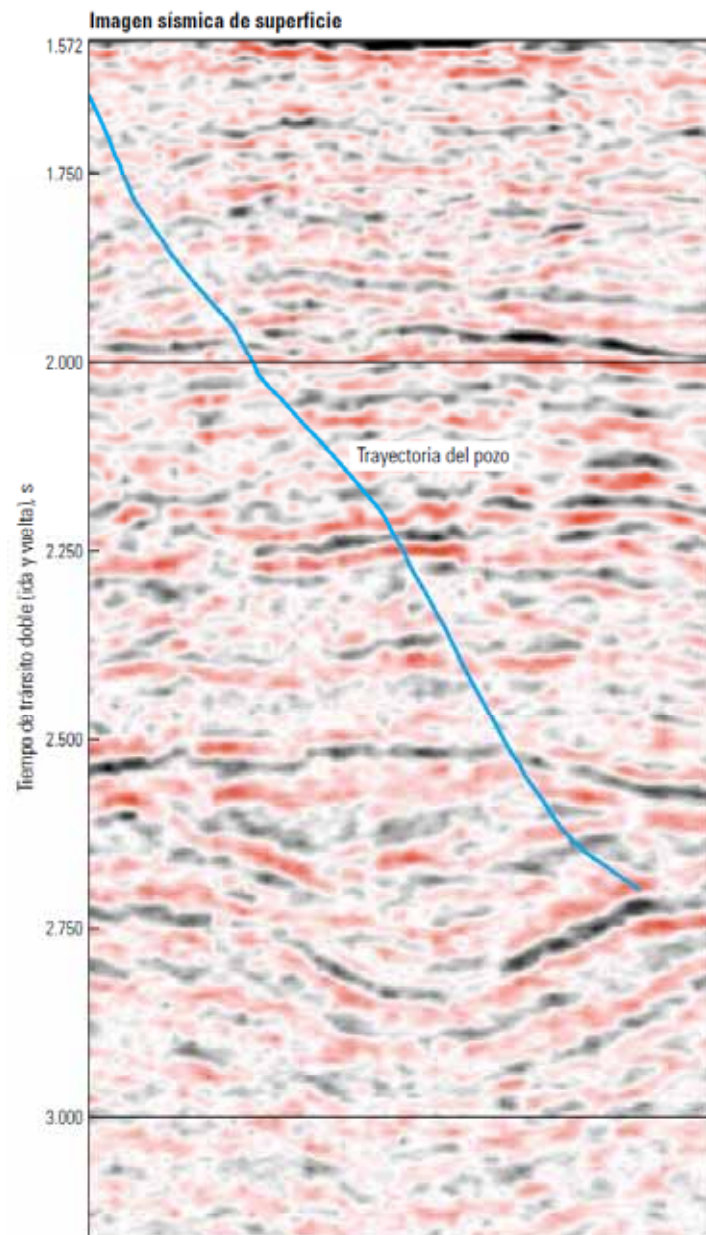
**Walkaway:** receptor fijo, fuente móvil (clásico en sismica marina). Receptor único, o varios.

## VSP de incidencia vertical (*Walk-above, walkover VSP*)

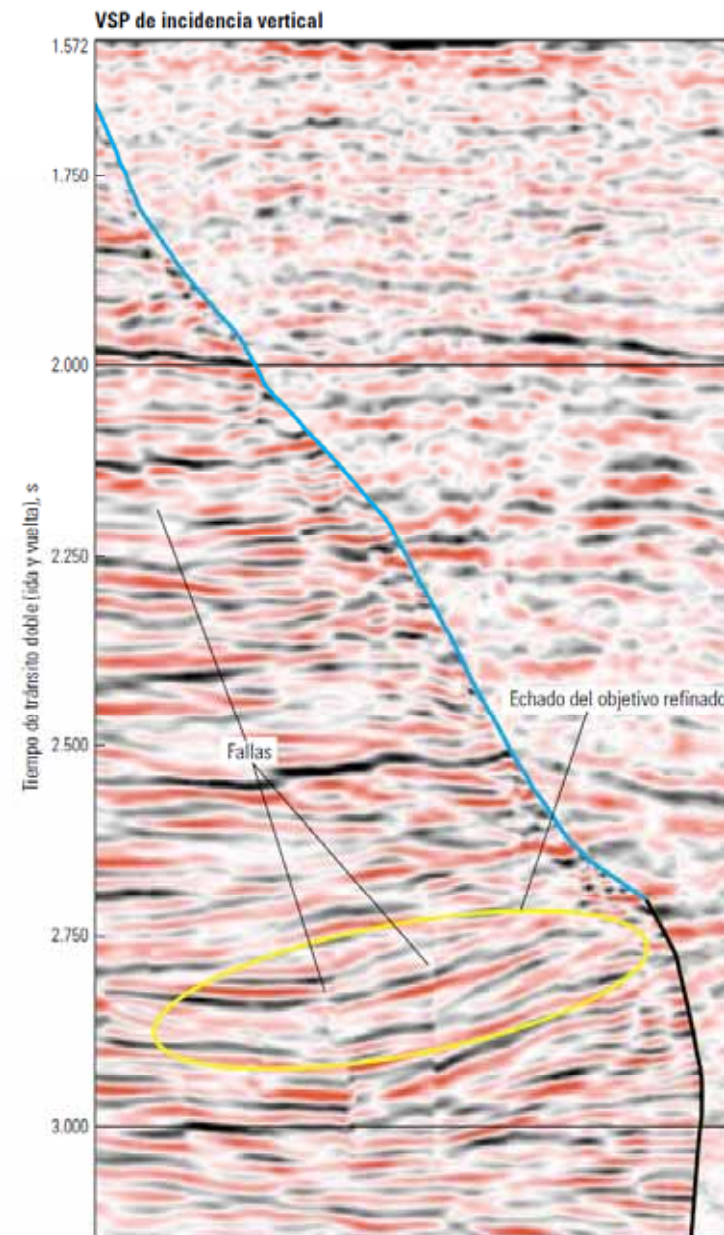


^ Ubicación de la embarcación fuente sobre una herramienta de sísmica de pozo para un VSP de incidencia vertical. La embarcación debe navegar y posicionarse exactamente sobre el receptor, para todas las posiciones que el arreglo de receptores tome en el pozo.



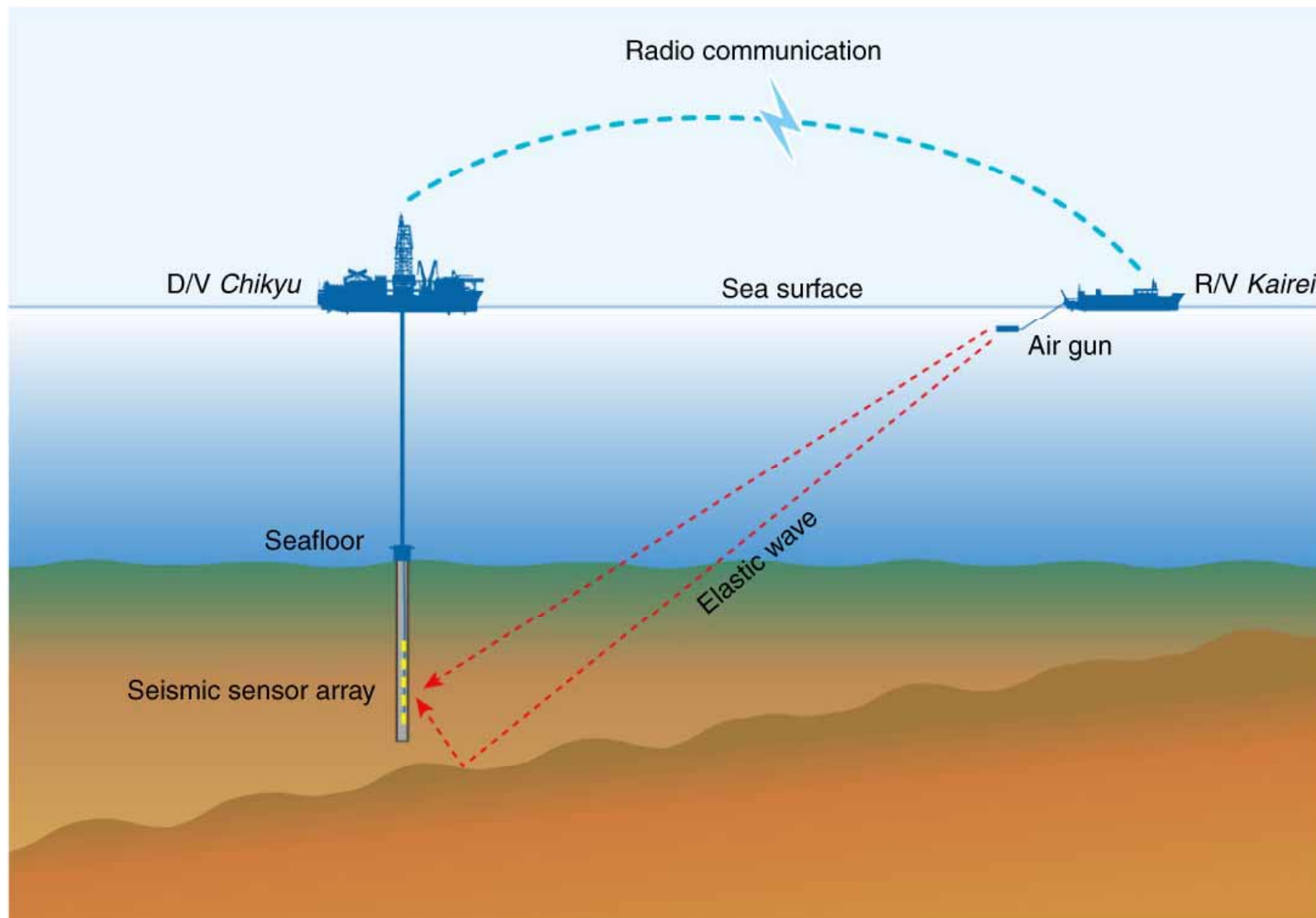


^ Trayectoria de un pozo de desarrollo direccional en el Mar del Norte. El pozo altamente desviado (línea azul) estaba programado para penetrar un objetivo inclinado, identificado en la sísmica de superficie.



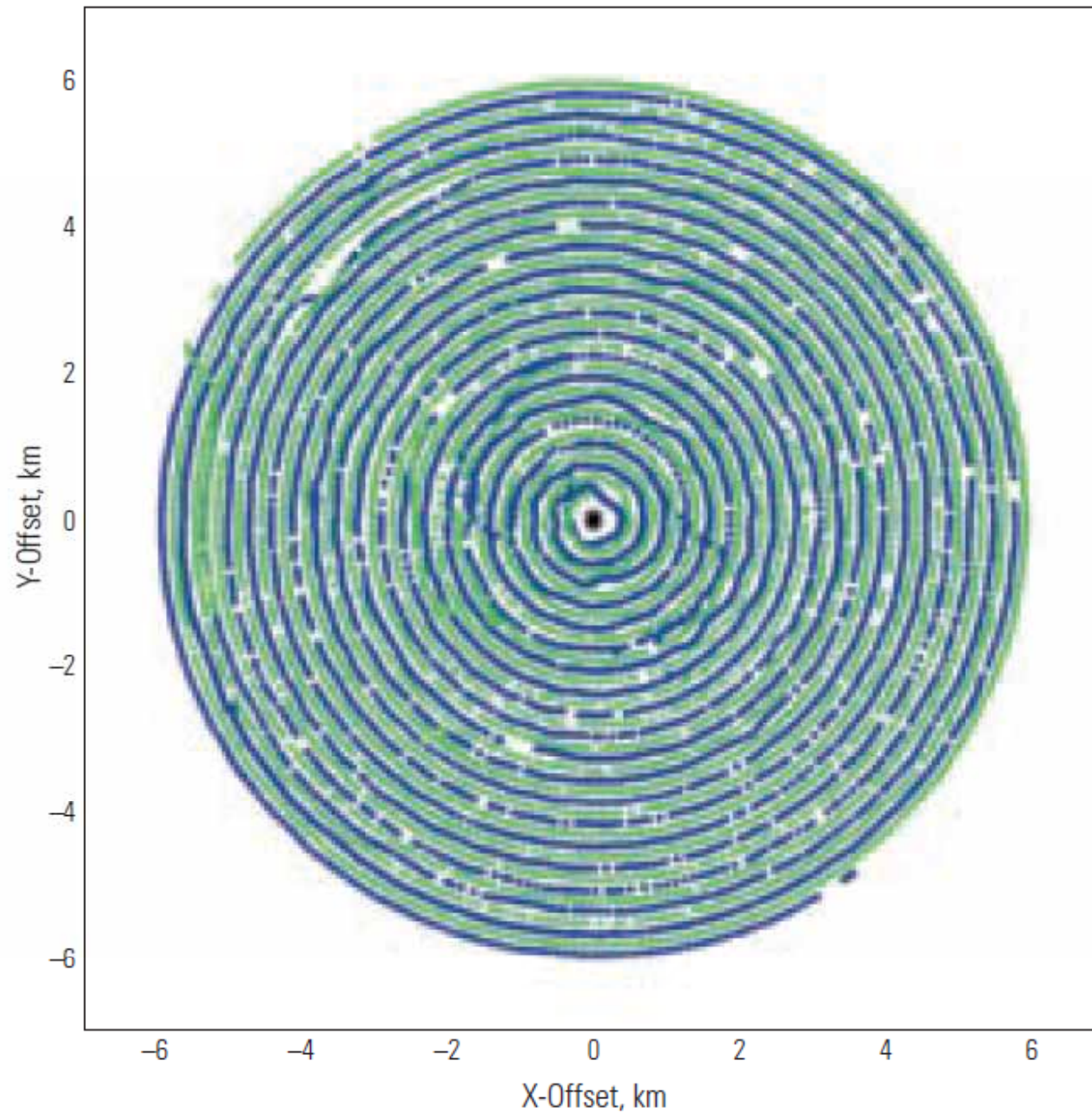
^ Imagen de alta resolución de sísmica de pozo que ilumina un objetivo ubicado debajo de la trayectoria del pozo y que revela fallas pobremente identificadas en la sección sísmica de superficie. En la imagen del VSP, el horizonte de interés aparece menos continuo, con una posición de la cresta y echados diferentes a los observados en la sección sísmica de superficie.

## VSP con desplazamiento sucesivo (*Walkaway VSP*)



El receptor puede ser único, o varios  
El desplazamiento puede ser lineal...

...o siguiendo un patrón más complejo. Es este caso, vista en planta de un patrón en espiral.



**VSP 3D**



Sección sísmica de superficie en África Occidental

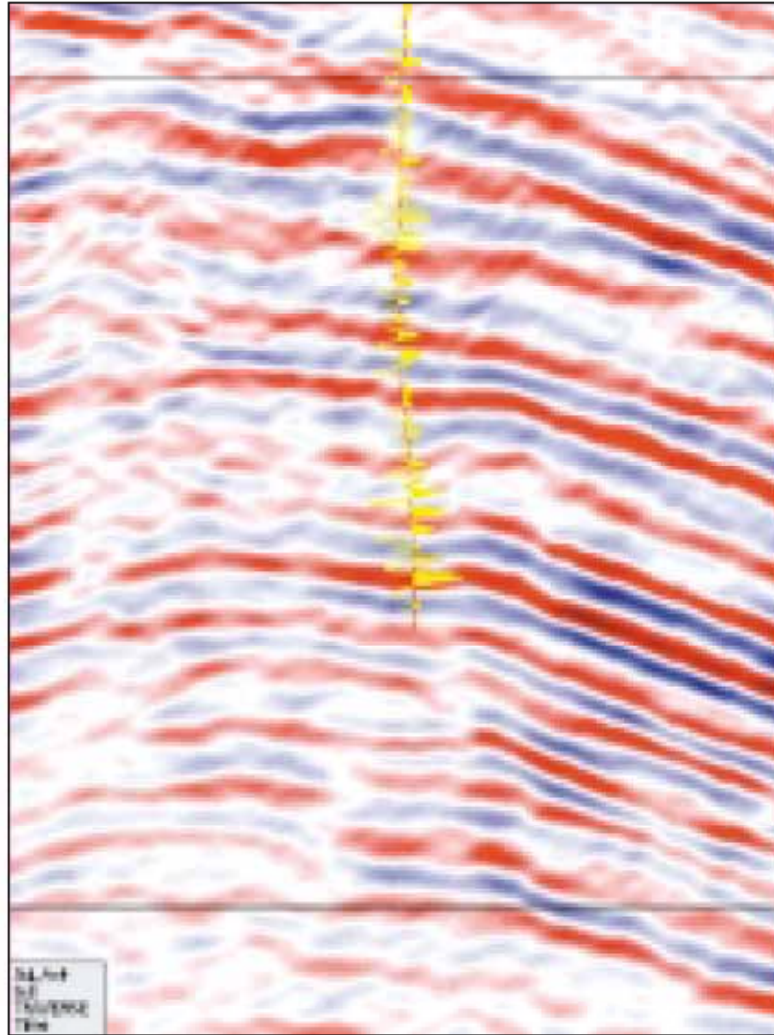
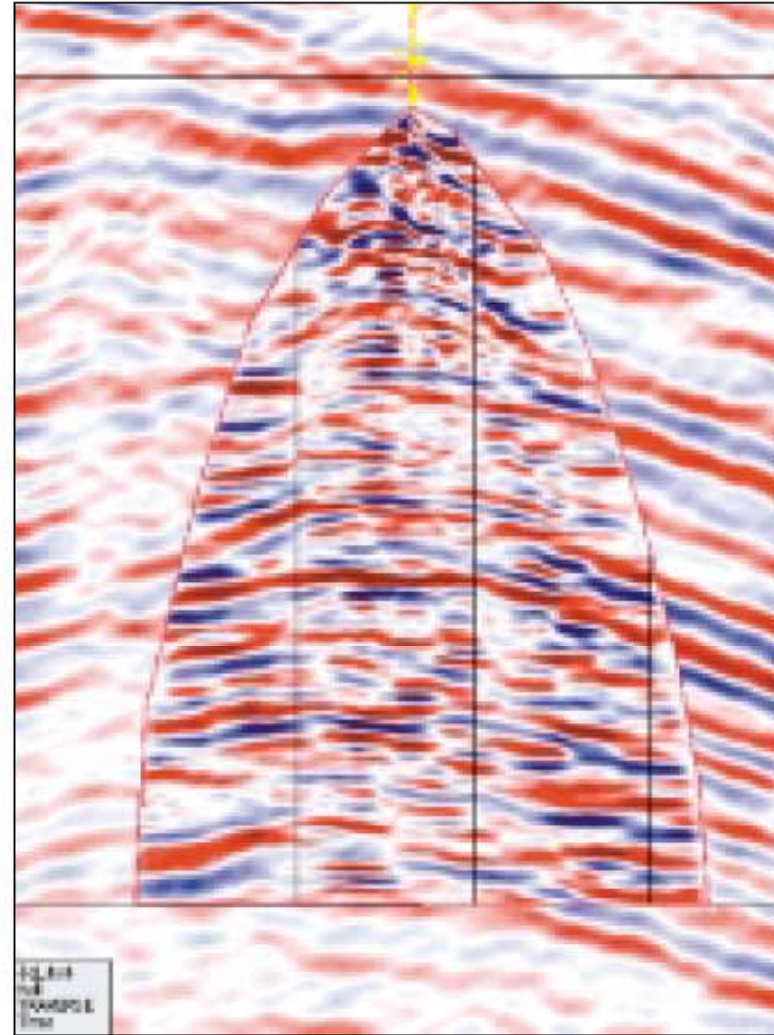
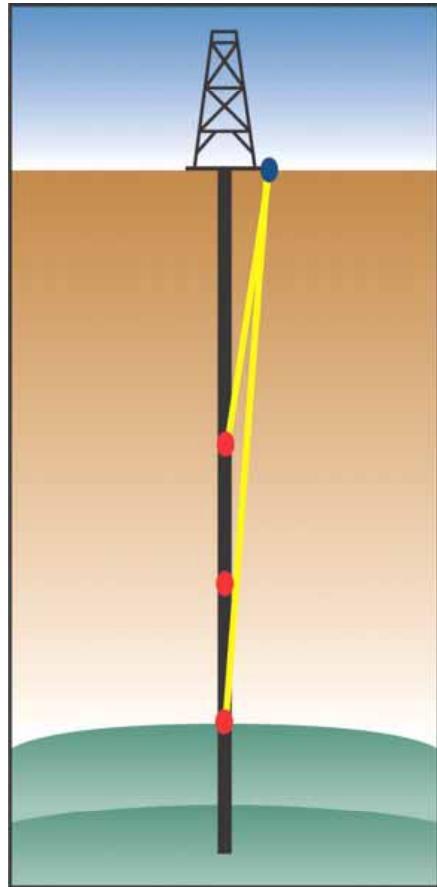


Imagen de un VSP con desplazamiento lineal

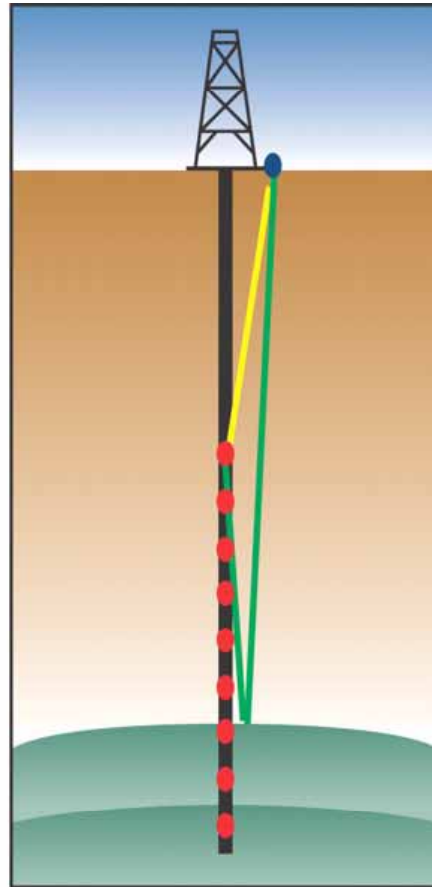


^ Sección sísmica de superficie de un volumen sísmico marino 3D de África Occidental y una imagen de alta resolución de un VSP con desplazamiento lineal a lo largo de la línea correspondiente. Una traza del corredor de apilamiento (en amarillo) marca la trayectoria del pozo a lo largo de la imagen sísmica de superficie (*izquierda*). Los datos del VSP con desplazamiento lineal (*derecha*), migrados utilizando un modelo de velocidad anisotrópico, parecen iluminar fallas y otras discontinuidades de la capa que no se observan en la sección sísmica de superficie.

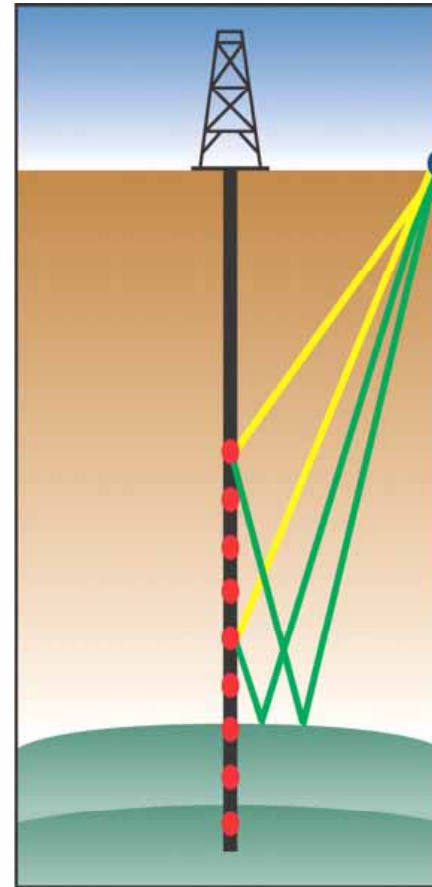
Checkshot survey



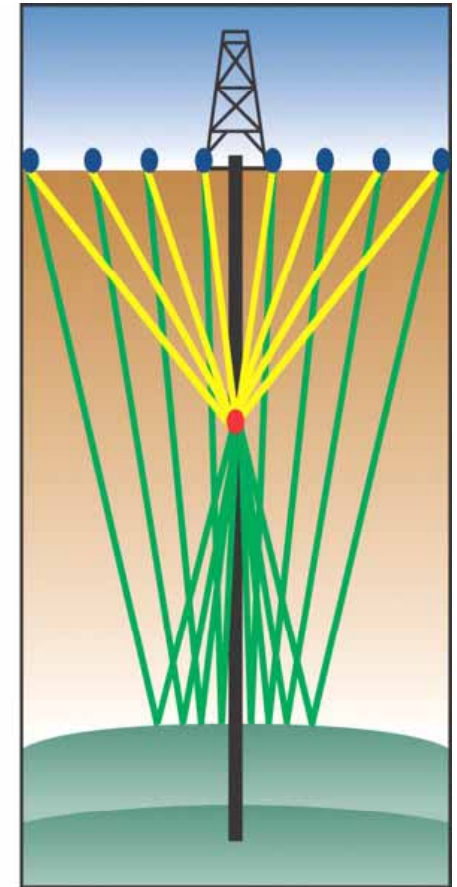
ZVSP



Offset VSP



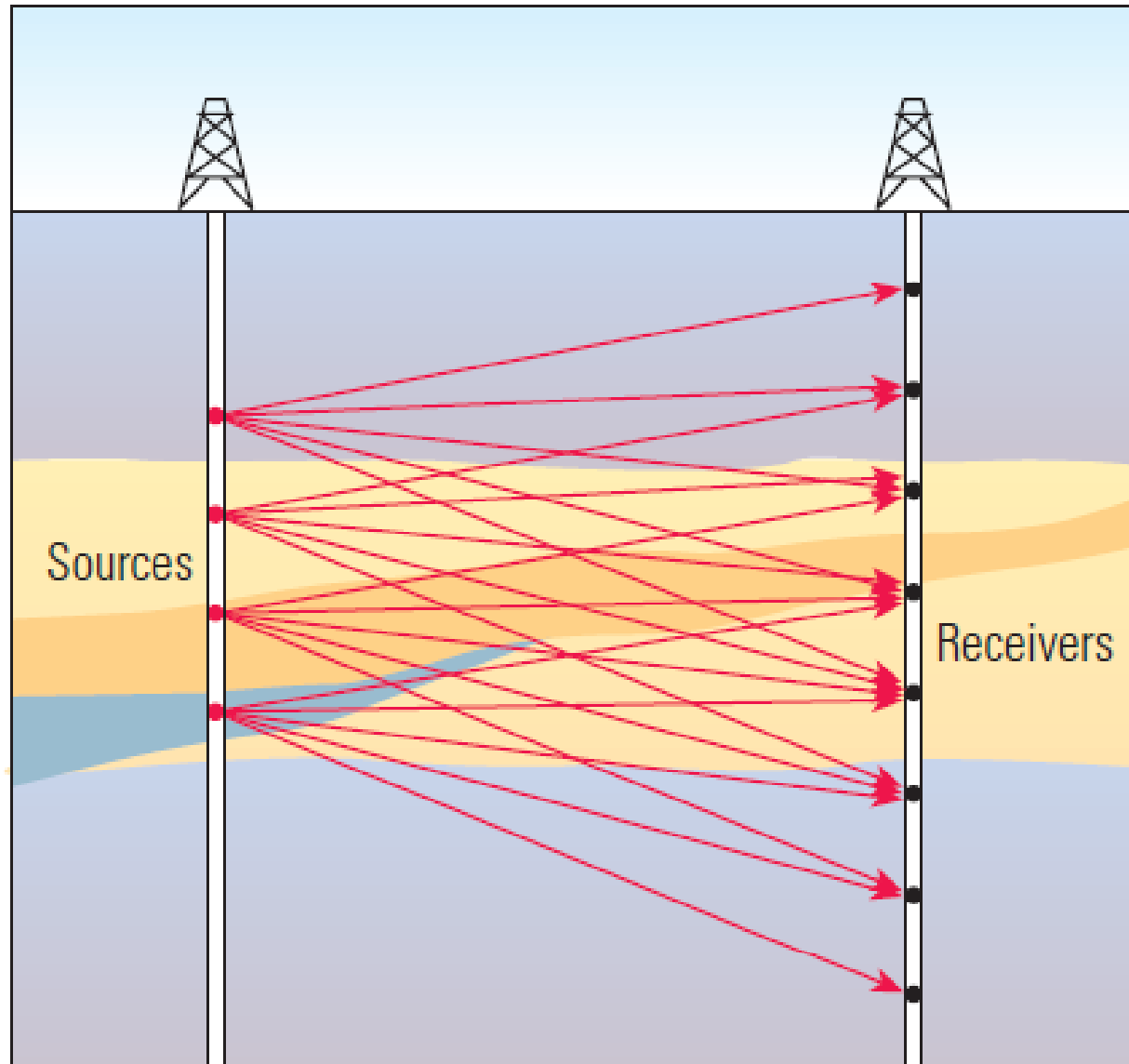
Walkaway VSP



● Source position    ● Geophone position    — Downgoing raypath    — Upgoing raypath

## VSP transversal (*cross-hole o crosswell*)

### Crosswell VSP



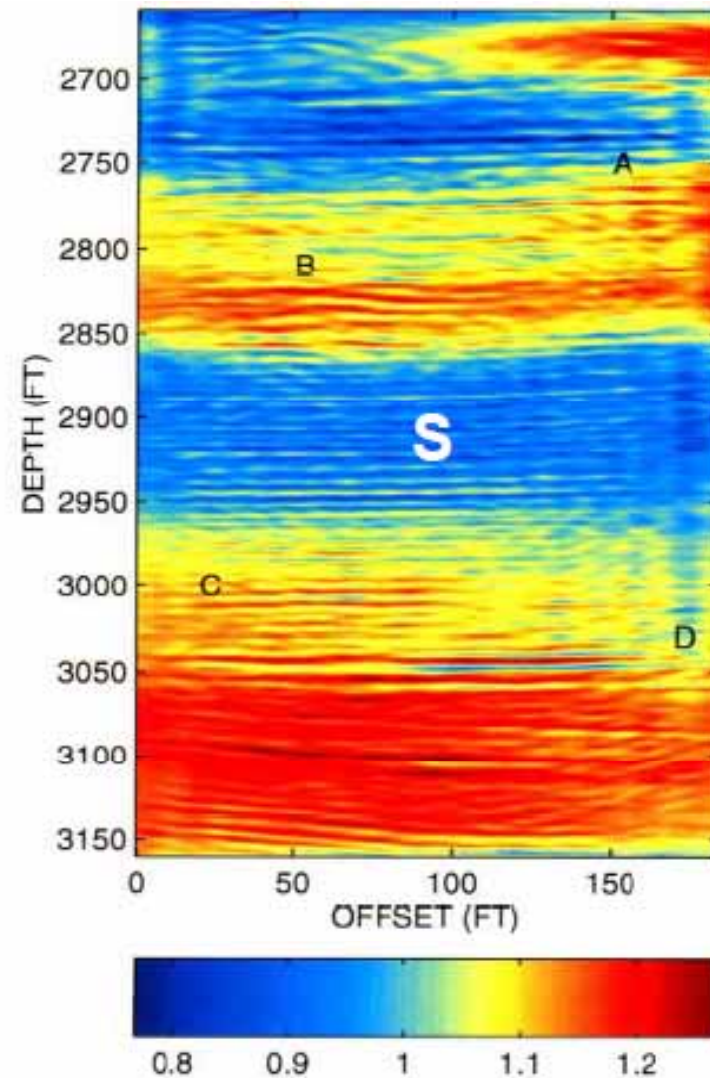
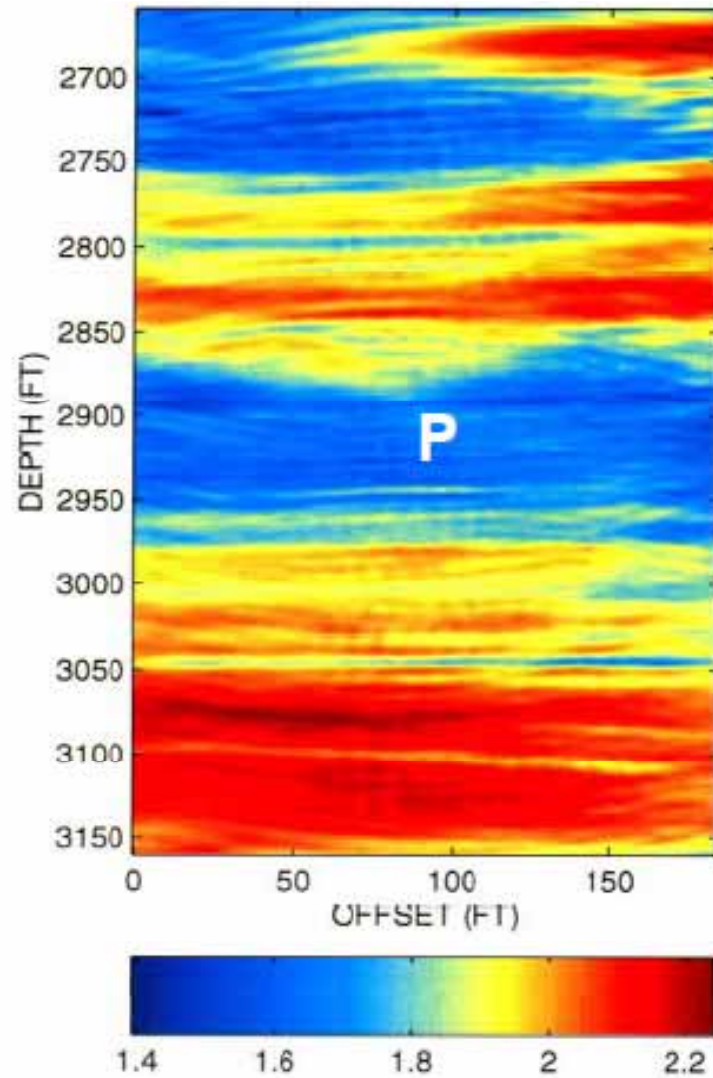
Pocas reflexiones, la mayor parte de los arribos son directos.

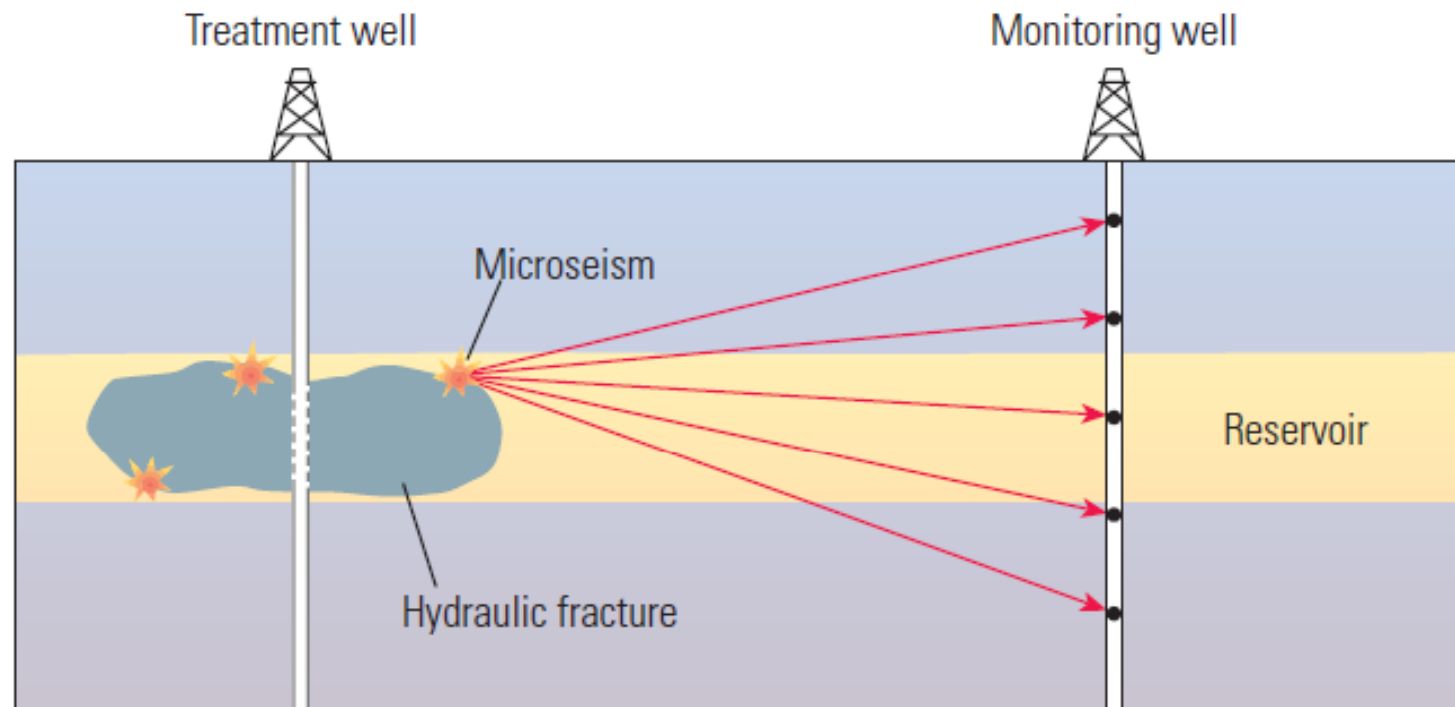
Permite determinar velocidades en el espacio inter-pozo (tomografía sísmica).

Muy utilizado para monitorear cambios a lo largo del tiempo en yacimientos en producción, pero requiere disponer de dos pozos inactivos simultáneamente.



## Tomograma de velocidad de ondas P y ondas S ( $\times 10^4$ pies/s)



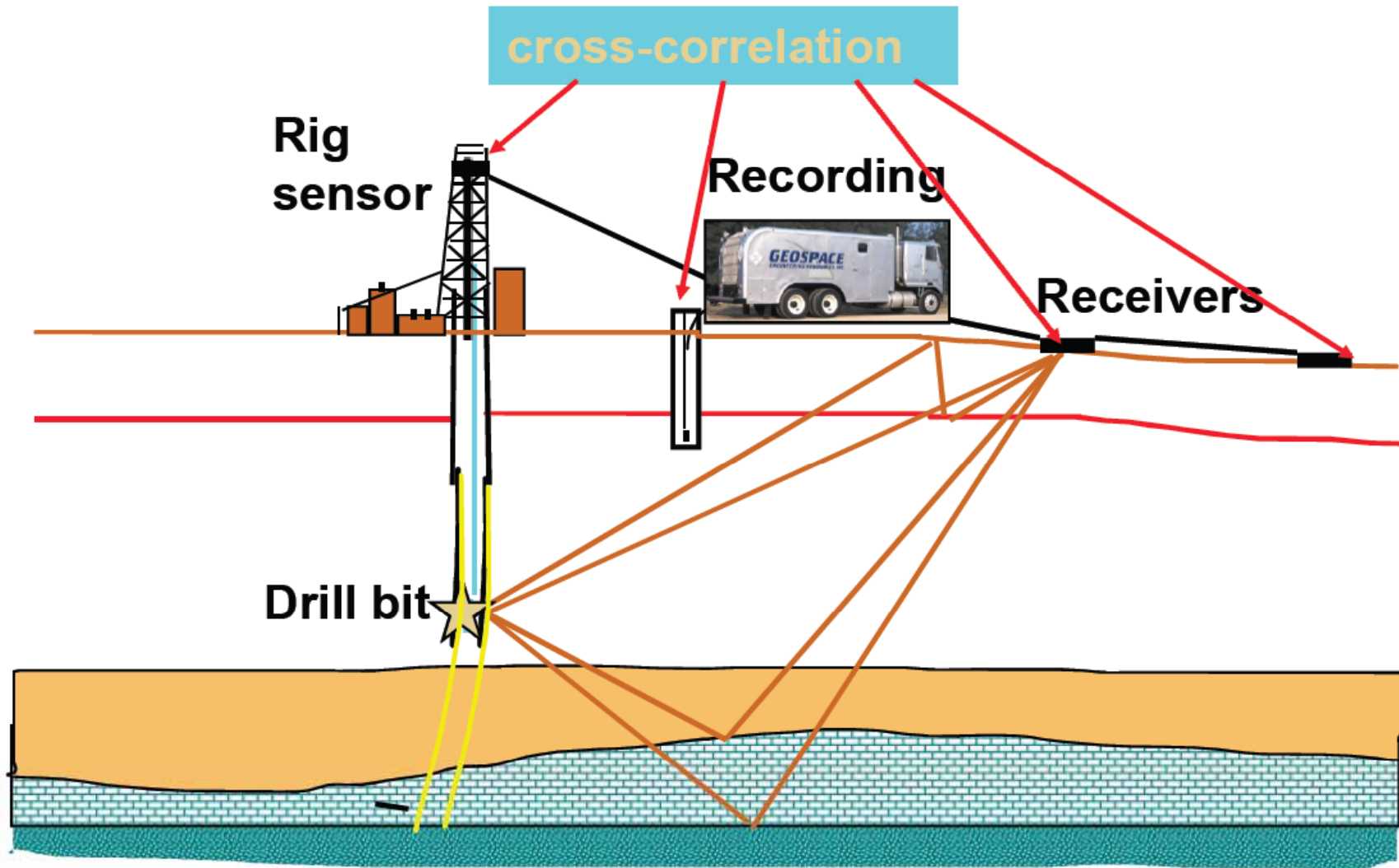


^ Microseismic method of hydraulic fracture monitoring. Sensitive multicomponent sensors in a monitoring borehole record microseismic events, or acoustic emissions, caused by hydraulic fracturing. Data processing determines event location, and visualization allows engineers to monitor the progress of stimulation operations.

## Perfil sísmico vertical (VSP)

- Se puede utilizar para reconocer múltiples
- Se puede evaluar si la sísmica tendrá resolución suficiente para ciertos estratos en particular
- Recorrido de la onda más corto (se minimizan efectos de atenuación, ruido, etc.)
- Se registra la ondícula de la onda descendente (importante para modelos de convolución)
- *Tiene más resolución que la sísmica de superficie*
- *Permite obtener información de reflectores situados por debajo del final de pozo*

# Sísmica durante la perforación (*Seismic while drilling, SWD*)



## Geofísica de reservorio

- Sísmica de pozo
- Petrofísica a partir de AVO
- Monitoreo, sísmica 4D
- Sísmica 4C, multicomponente, de ondas convertidas
- Anisotropía