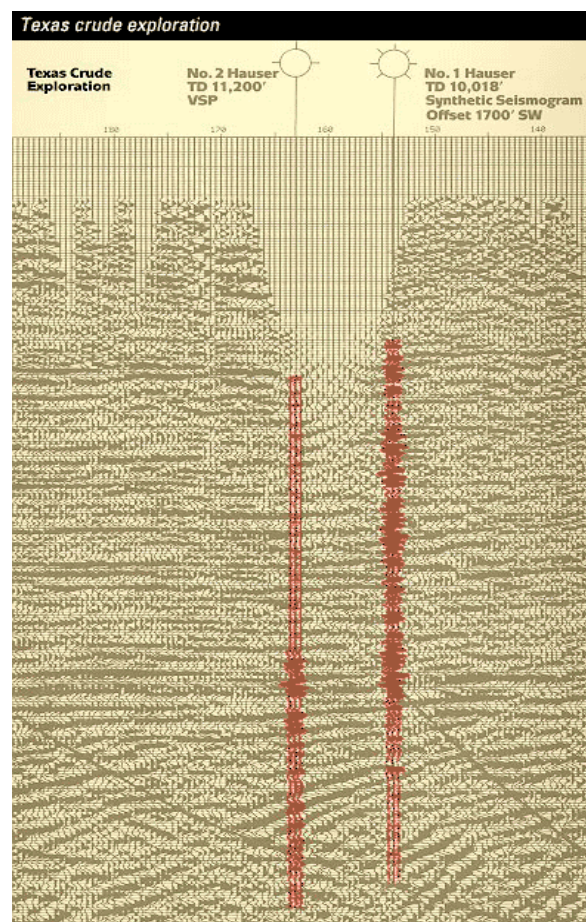


EXPLORACIÓN PETROLERA
Facultad de Ingeniería
UNCuyo

SÍSMICA DE POZO



Año 2018

Unidad 8: SÍSMICA DE POZO

9.1. INTRODUCCIÓN	1
9.2. PERFIL SÍSMICO VERTICAL (VSP)	2
9.2.1. Consideraciones Generales	2
9.2.2. Principales Aptitudes del VSP	3
9.2.3. Un Estudio de VSP	3
A). Ondas Up-Going	5
B). Ondas Down-Going	6
9.2.4. Otras Configuraciones de VSP	8
9.2.4.1. OSP (Offset Seismic Profile)	8
9.2.4.2. WSP (Walkaway Seismic Profile)	9
9.2.5. Aplicaciones de un VSP	9
9.3. CALIBRACIÓN DEL PERFIL SÓNICO	10
9.4. OBTENCIÓN DE UN SISMOGRAMA SINTÉTICO (SYN)	11
9.4.1 Identificación de Reflectores	13
9.5. VELOCIDADES INTERVÁLICAS	15
9.6. BIBLIOGRAFÍA RECOMENDADA	15

UNIDAD 9: SÍSMICA DE POZO

9.1. INTRODUCCIÓN

Hasta ahora hemos considerado la velocidad como constante en intervalos (Δz , ΔT), pero en la realidad esto no es cierto porque en un mismo estrato, al aumentar la profundidad, aumenta la compactación, densidad, etc. Consideremos ahora que $v = v_0 + a \cdot z = f(z)$, es decir que la velocidad cumple con una variación lineal con la profundidad, que se ajusta muy bien con la realidad.

v_0 : velocidad en el plano de referencia

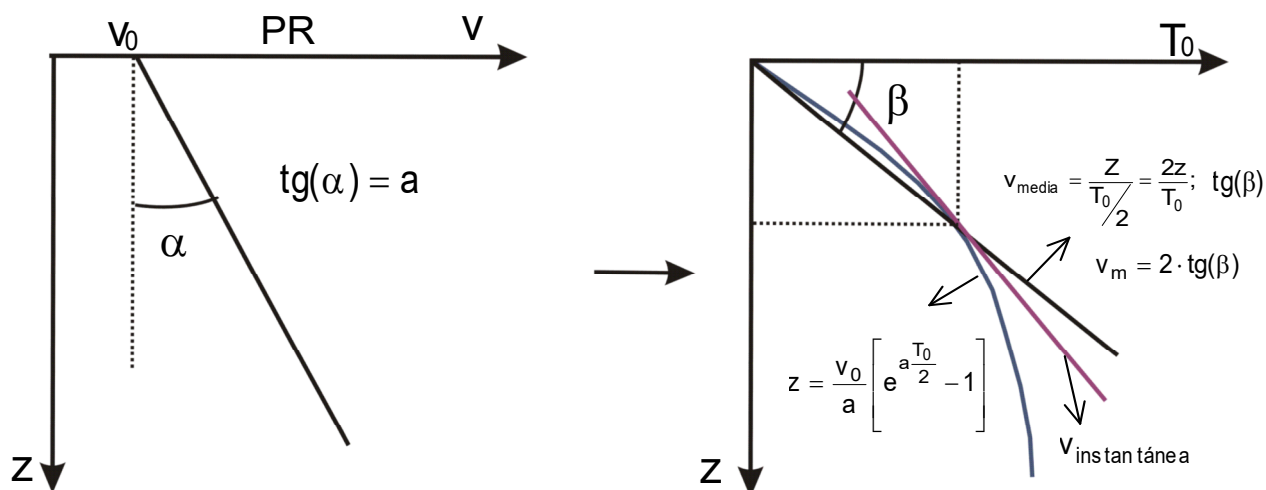
a : coeficiente que depende de la zona y que indica la variación de la velocidad por unidad de longitud z :

$$a = \frac{dv}{dz} = \left[\frac{\frac{m}{seg}}{[m]} \right]$$

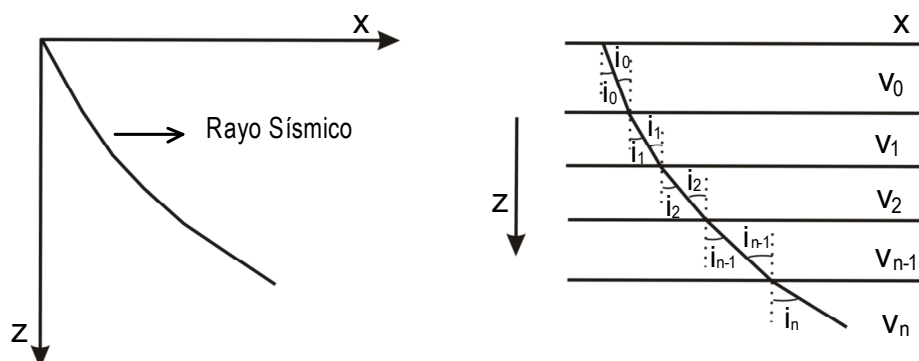
Los valores de v_0 y a , pueden ser por ejemplo: $v_0 = 2400$ m/seg

$a = 0.8$ m/seg.m

Si representamos la expresión $v = v_0 + a \cdot z$, tendremos una recta:



Si ahora consideramos las diferentes velocidades que puede tener un mismo estrato, el rayo sísmico será curvo.



Si tomamos infinitos estratos, la poligonal se transforma en una curva. Luego, aplicando la Ley de Snell a las distintas interfaces tenemos lo siguiente:

$$\left. \begin{array}{l} \frac{\sin(i_0)}{\sin(i_1)} = \frac{v_0}{v_1} \\ \frac{\sin(i_1)}{\sin(i_2)} = \frac{v_1}{v_2} \\ \vdots \\ \frac{\sin(i_{n-1})}{\sin(i_n)} = \frac{v_{n-1}}{v_n} \end{array} \right\} \begin{array}{l} \frac{\sin(i_0)}{v_0} = \frac{\sin(i_1)}{v_1} = \frac{\sin(i_2)}{v_2} = \dots = \frac{\sin(i_n)}{v_n} = p \\ \frac{\sin(i_0)}{v_0} = \frac{\sin(i_n)}{v_n} = p = \text{Parámetro de Onda} \end{array}$$

No nos interesa lo que ocurre en el medio

Estudio de Velocidades

Para una interpretación correcta de los datos sísmicos, se requiere conocer las velocidades con que las ondas elásticas originadas en el punto emisor (PE), recorren las distintas capas del subsuelo. Se ha visto anteriormente que los tiempos observados a diferentes distancias de PE nos dan una idea general del subsuelo, los tiempos cortos pueden producirse tanto por un levantamiento de capas o de estratos, como por un aumento en la velocidad.

Suponemos que la velocidad es una función lineal de la profundidad: $v_z = v_0 + a \cdot z$, esto hace evidente que el cambio en la velocidad v_z y por lo tanto los tiempos de observación pueden producirse por los cambios en los valores de v_0 y a , sin que haya cambios en la profundidad. Por lo tanto los tiempos por sí sólo no constituyen una interpretación y se requiere un control constante de la distribución de velocidades para convertir los tiempos observados en profundidades correctas.

Por consiguiente, el conocimiento de la distribución de velocidades es un requisito indispensable para la interpretación y el grado de exactitud con que conocemos las velocidades del subsuelo, determina la exactitud en la interpretación.

También es real que no siempre es posible obtener la distribución exacta de velocidades, pero los diferentes métodos para su medición brindan una idea muy aproximada de las condiciones existentes del subsuelo. Si bien las profundidades pueden ser afectadas por las deficiencias de nuestros conocimientos, la relación existente entre capas no sufrirán cambios esenciales, lo cual es muy importante.

Con observaciones posteriores y a medida que vamos adquiriendo mayor cantidad de datos, el conocimiento de la distribución de velocidades se vuelve mas exacto y se aprovecha para introducir las correcciones necesarias, a fin de presentar con mayor aproximación las condiciones subterráneas.

De todos los métodos para determinar la distribución de velocidades de las ondas elásticas, el más exacto, puesto que mide la velocidad real, es el de medición directa en pozo.

9.2. PERFIL SÍSMICO VERTICAL (VPS)

9.2.1. Consideraciones Generales

Entre otros, dos problemas importantes hacen al estudio de datos sísmicos:

- ☐ Con respecto al *Procesamiento*: la elección de un adecuado operador de deconvolución
- ☐ Con respecto a **la Interpretación**: las principales dificultades están asociadas con la complejidad del campo de ondas, esto es la ausencia de un criterio válido para su análisis y para la identificación de los eventos registrados en una sísmica de superficie.

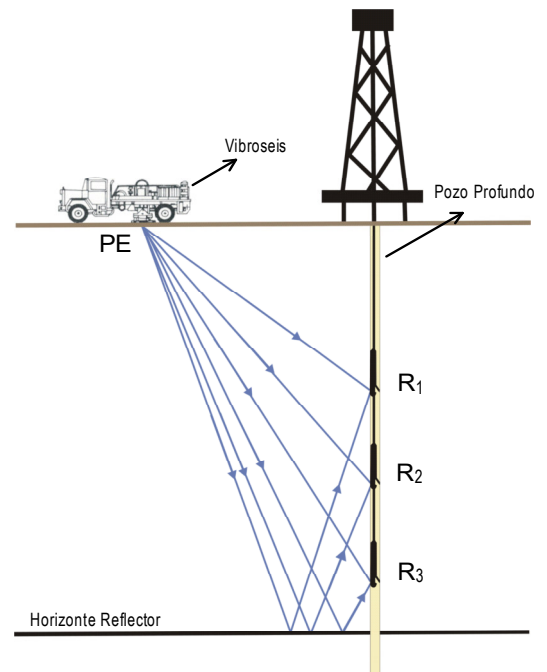
Es decir que el VSP tiene como función principal su utilización para correlacionarlo con la sísmica de superficie a fin de identificar cada horizonte reflector y lograr transformar tiempo a profundidad de los mismos. Por otra parte nos permite obtener una ley de velocidades para su aplicación en las correcciones dinámicas de los registros..

La separación en dos problemas sólo es a efectos formales, ya que es bien sabido que no puede admitirse una interpretación de datos sísmicos sin conocimiento de los procesos sobre ellos efectuados.

El uso adecuado de los datos registrados por un arreglo de geófonos ubicados a distintas profundidades en un pozo profundo, desde perturbaciones en superficie, es lo que se conoce por *Perfil Sísmico Vertical* (VSP: Vertical Seismic Profile) nos provee de una nueva herramienta para atacar eficazmente tales problemas mencionados.

Los VSP tienen la misma configuración de fuentes y receptores que los tiro de prueba de velocidad (donde solamente se registra el primer impulso), pero arrojan mejores resultados, incluyendo imágenes del subsuelo. La generación de imágenes requiere mayores posiciones de los receptores y las trazas se registran durante tiempos mayores, registrando así los datos de reflexiones tardíos.

La primera configuración utilizada en un Perfil Sísmico Vertical la de off-set cero (sin desplazamiento lateral de la fuente con respecto al pozo profundo), las imágenes resultantes se limitan a la zona que rodea al pozo, pero las imágenes obtenidas con VSP pueden tener mejor resolución que las imágenes sísmicas de superficie. Luego se desarrollaron otras configuraciones, las que se verán luego.



9.2.2. Principales Aptitudes del VSP

Por lo expuesto anteriormente debemos justificar el por qué? De una nueva herramienta y para ello la compararemos con lo ya conocido:

Con respecto a las observaciones en superficie:

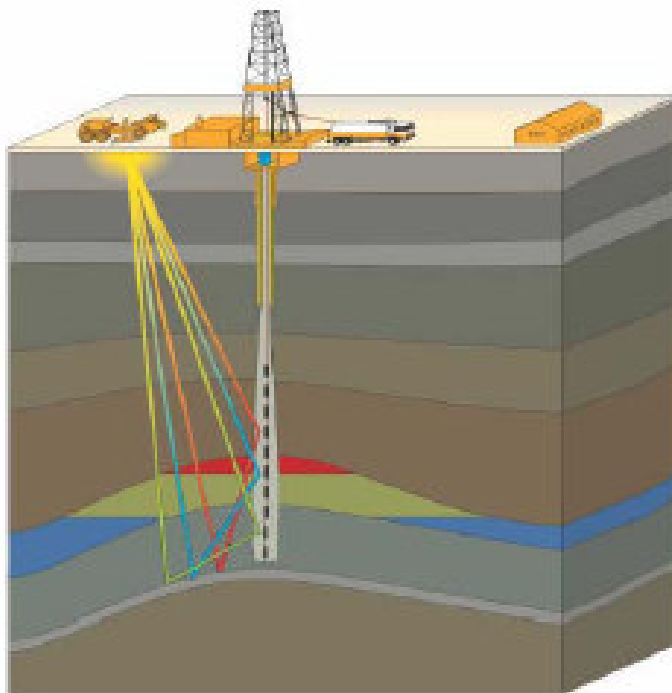
- Permite estudiar el proceso de generación y propagación de ondas.
- Un arreglo vertical de receptores atraviesa los ciclos sedimentarios.
- Cuando un dispositivo vertical es ubicado debajo de estratos heterogéneos, el campo de ruidos se reduce significativamente.
- La familia de soluciones posibles al problema inverso se reduce considerablemente.
-

Con respecto de un sismograma sintético.

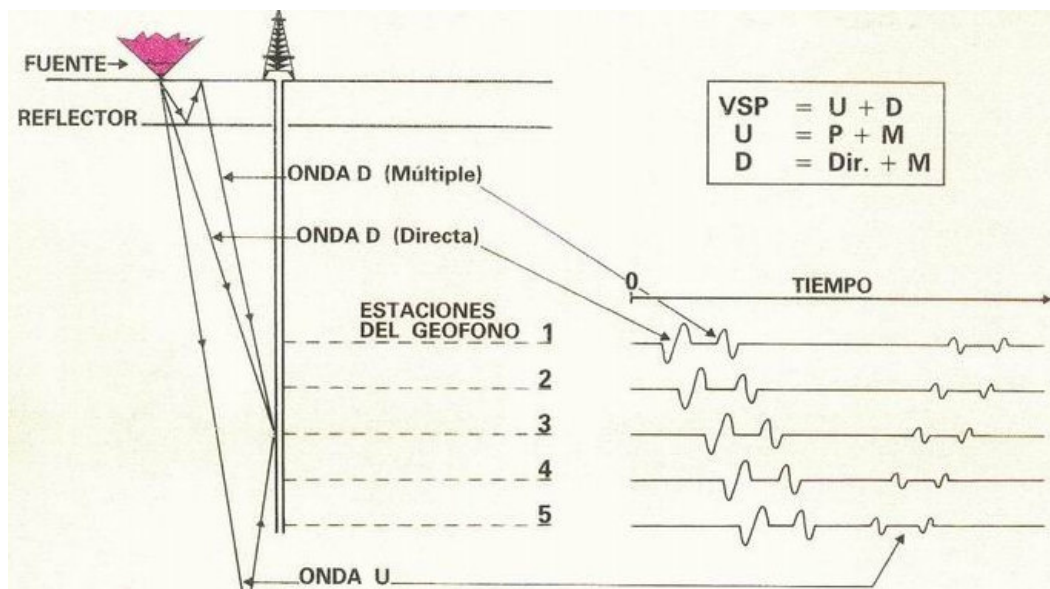
- Su origen sísmico
- Determinación de un operador de deconvolución para atenuar múltiples.
- Ubicación de horizontes reflectores por debajo del fondo de pozo.
- No son necesarias suposiciones sobre estratificación del medio, incidencia-emergencia vertical y/o tipo de ondícula.

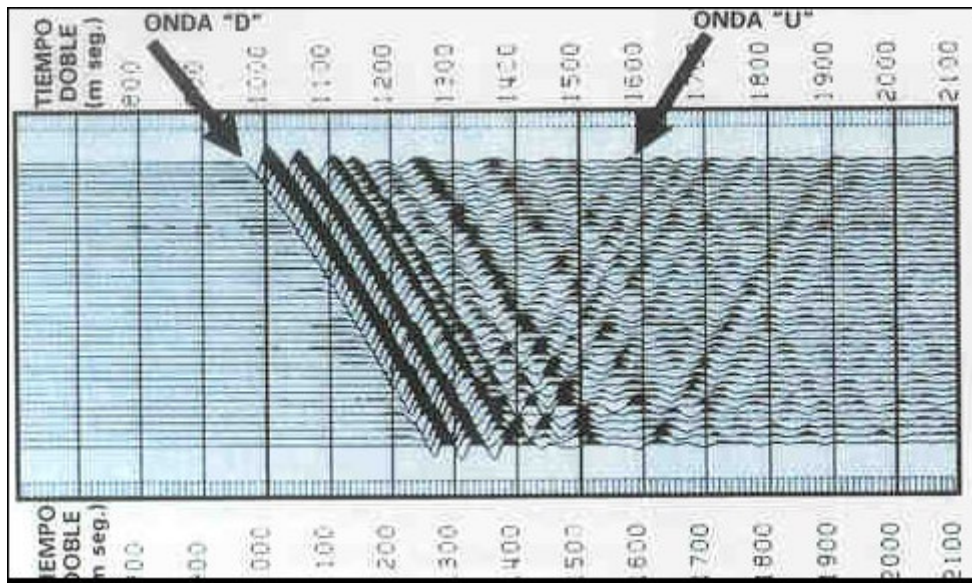
9.2.3. Un estudio VSP

VSP es una evolución de la prueba de velocidad, donde se analizan no sólo los arribos directos, sino las ondas completas, generalmente 3 ó 4 segundos de registro y donde la ubicación de los receptores están equiespaciadas en unas pocas decenas de metros o en el espesor correspondiente a unos pocos milisegundos de tiempo de tránsito integrado (TTI). Habitualmente para un registro de 3 segundos se colocan cada 30 metros ó 7 milisegundos de TTI.



El campo de ondas presentes en un VSP se dividen en dos grandes grupos: a) ondas Up-going ó también llamadas simplemente U y b) ondas Down-going ó también denominadas D.





A). Ondas Up-going

Son los rayos que llegan al receptor desde abajo hacia arriba. Este campo de ondas U, a su vez son comparables, en cuanto a estructura, a un registro sísmico de superficie, es decir los eventos de reflexiones registrados pueden separarse en reflexiones primarias y múltiples: $U = P + M$.

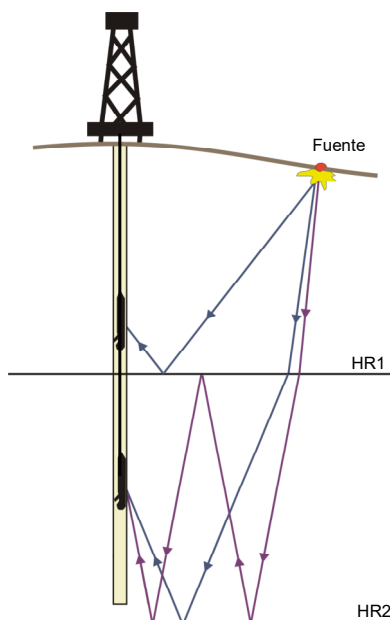


Figura 1a: Ondas ascendentes $U = P + M$, primarias más múltiples.

B). Ondas Down-going

Son los rayos que llegan al receptor desde arriba hacia abajo. Este campo de ondas D, pueden a su vez subdividirse en dos partes fundamentales, el arribo directo y reflexiones múltiples: $D = \text{Dir.} + M$.

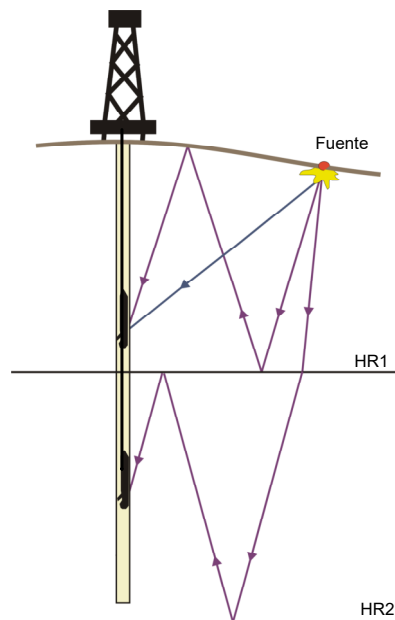


Figura 1b: Ondas descendentes $D = \text{Dir.} + M$, directas más múltiples.

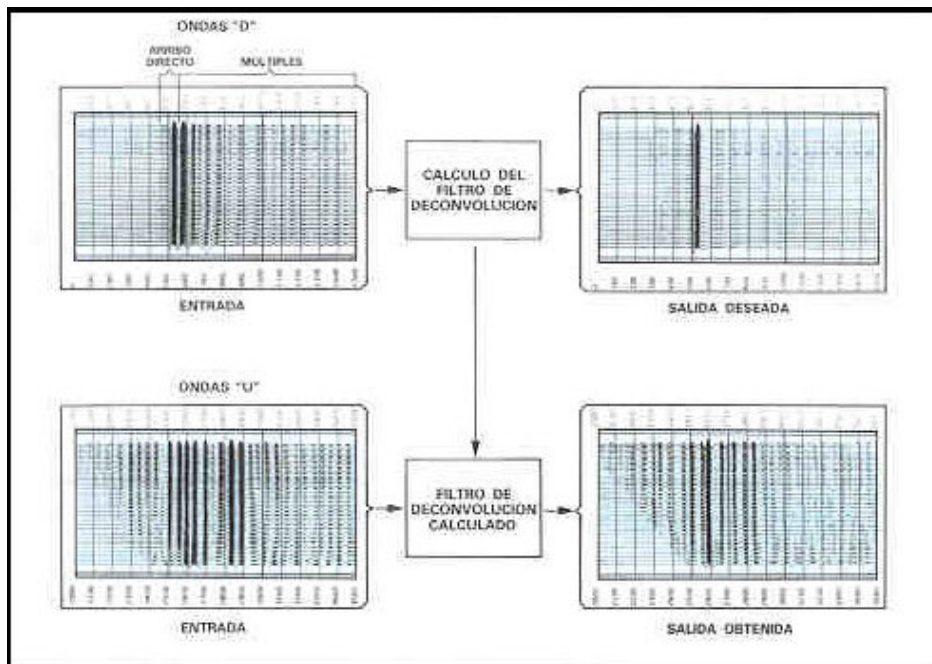
Por lo definido anteriormente observamos que en la estructura de las ondas D no existen las reflexiones primarias. Esta es tal vez, la característica cinemática más importante del VSP, pues para negar su validez se debe recurrir a situaciones estructurales exóticas.

Entonces si se separa en sus dos componentes el campo total de ondas registrado en un VSP, y se alinean los eventos que reflejados en la misma interfaz alcanzan el receptor ubicado a distintos niveles, se obtendrán dos registros complementarios. Uno el de las ondas U, al igual que la sísmica de superficie en escala de tiempo doble, compuesto de reflexiones primarias más múltiples generadas por encima y por debajo del nivel al que se encuentra el receptor y otro el de las ondas D compuesto del arribo directo más múltiples generadas por encima de la posición del receptor.

Luego, si para cada estación del receptor se diseña sobre el registro de ondas D, un filtro de deconvolución para atenuar múltiples, es decir un filtro al que entre la onda D completa y del que salga sólo el arribo directo, y se lo aplica al registro de las ondas U correspondiente, se obtiene como resultado, un registro compuesto casi exclusivamente de reflexiones primarias.

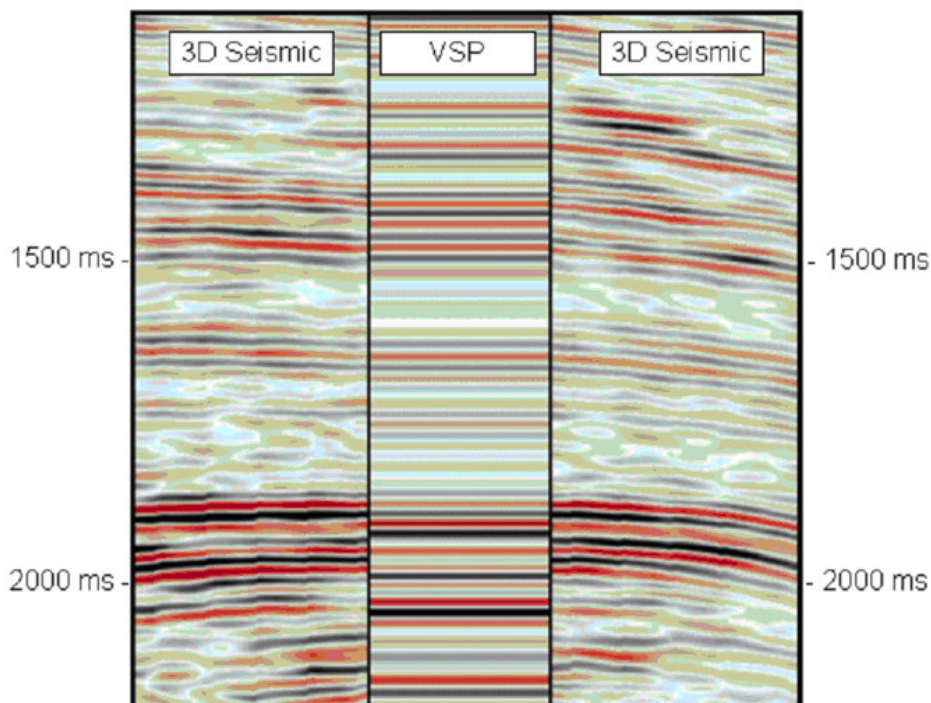
Las reflexiones múltiples generadas en interfaces cercanas a la superficie, son predominantes en todo registro sísmico de reflexión. Como puede apreciarse, el patrón de múltiples de las ondas D es constante para las diferentes estaciones del receptor.

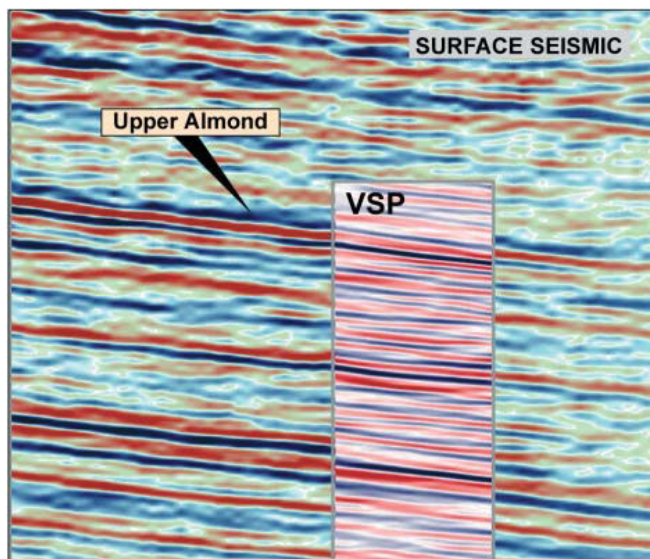
Si se tiene en cuenta que para cada nivel del receptor se dispone de un registro de reflexiones primarias y que, obviamente, un receptor será capaz de registrar como tales sólo las que provienen de horizontes reflectores ubicados debajo de él, se concluye que el resultado final de un VSP significa "ver, sísmicamente hablando, aproximadamente la misma zona desde profundidades diferentes". En consecuencia si se trata de localizar horizontes reflectores, se deberá buscar amplitud, carácter y esencialmente continuidad a lo largo de las trazas de un registro de onda U después de la deconvolución.



A continuación se presentan algunos ejemplos en los que se muestra la correlación entre los resultados del VSP y la sísmica de superficie:

VSP / 3D Seismic Correlation 383-36S





9.2.4. Otras Configuraciones de VSP

El desarrollo de otras configuraciones para el VSP incrementó notablemente sus aplicaciones. De esta manera, pueden ser estudiados en detalle: estratos fallados, truncamientos, capas inclinadas, etc, siempre que los datos sean registrados mediante un dispositivo de emisión – recepción adecuado. El trazado de rayos juega un papel importantísimo para el diseño de la geometría del sistema de adquisición de datos. Este diseño es quizás el eslabón más sensible de la cadena que va desde el objetivo buscado al resultado obtenido y probablemente la mayor fuente de abusos en el uso de la Sísmica de Pozo.

9.2.4.1. OSP (Offset Seismic Profile)

Una de las configuraciones desarrolladas, posteriormente a la convencional de off-set cero y con el objetivo de estudiar la continuidad lateral de los reflectores más allá del entorno del pozo, es la de VSP con off-set $\neq$ cero, desplazamiento lateral de la fuente, también denominado OSP.

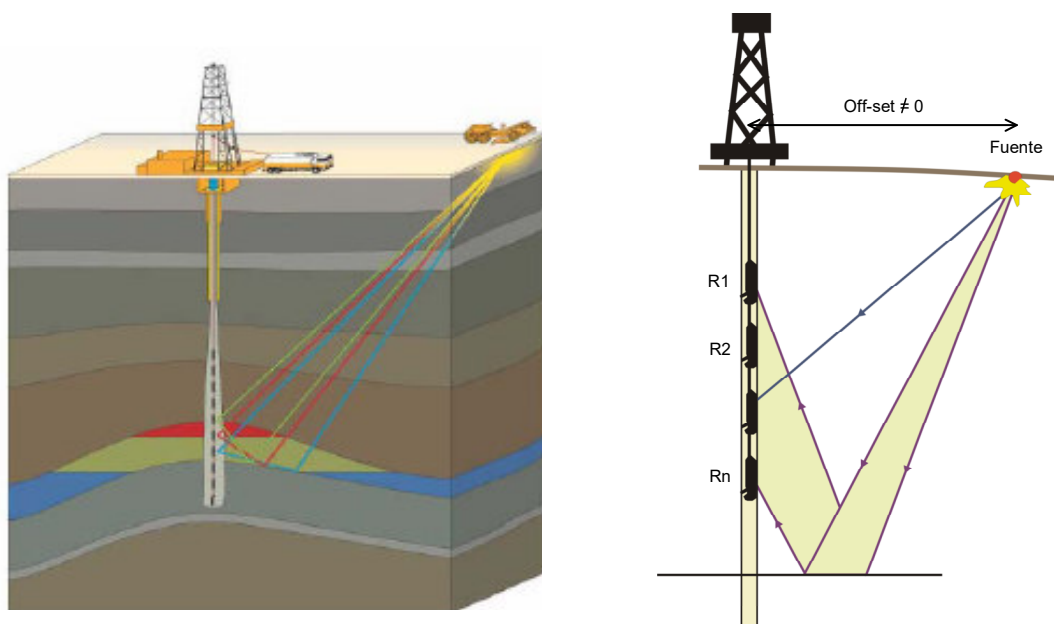


Figura 2: OSP: VSP con desplazamiento lateral.

Se registra desplazando la posición de la fuente una cierta distancia de la boca del pozo, obteniéndose así la imagen de un mayor volumen del subsuelo y una cobertura lateral de alta resolución. Usualmente el off-set varía entre 300 a 3000 m y la zona lateral iluminada es del orden de $3/10$ de la profundidad del reflector de interés.

9.2.4.2. WSP (Walkaway Seismic Profile)

Otra tipo de configuración es el VSP con desplazamientos múltiples de fuente (desplazamientos sucesivos de fuente) y también el VSP con desplazamientos múltiples de fuentes y receptores. Estos VSP con desplazamiento múltiples de fuentes, también denominado WSP (Walkaway Seismic Profile) utilizan un arreglo de receptores que contienen una serie de receptores ubicados a diferentes profundidades, pero fijas, mientras que la posición de la fuente se desplaza a lo largo de una línea, alejándose del pozo.

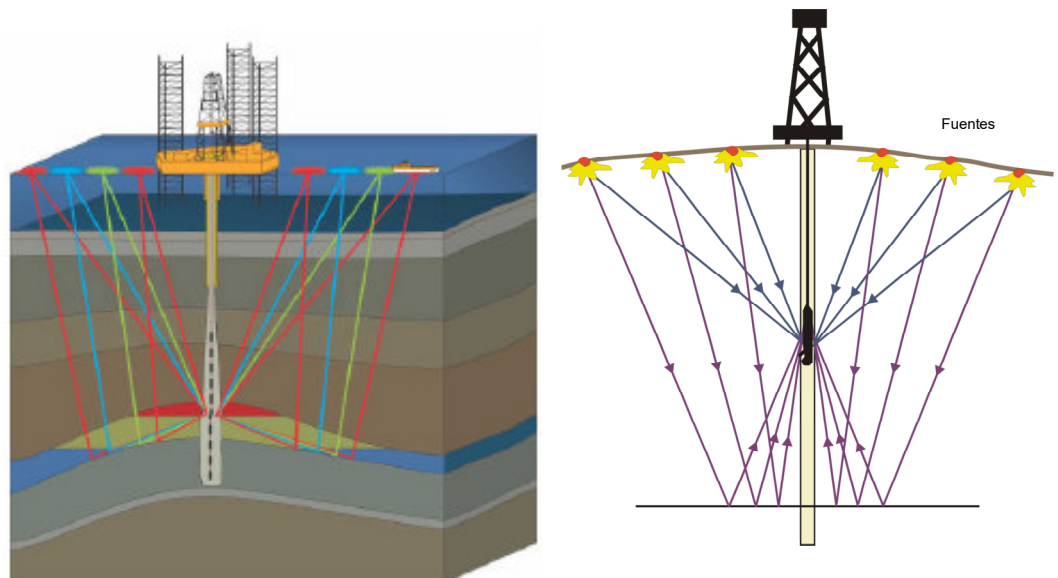


Figura 3: WSP: VSP con desplazamientos laterales múltiples.

Esta técnica generalmente produce imágenes sísmicas con una cobertura lateral de aproximadamente un 25% a un 50% de la profundidad del pozo. La combinación de los resultados de VSP con desplazamientos múltiples conducen a imágenes sísmicas 3D de alta resolución. En consecuencia el WSP es un conjunto de mini-OSP.

El tratamiento adecuado de estos datos, apoyándose fundamentalmente en el modelado por trazado de rayos, permite determinar el modelo para delinear la continuidad lateral de una estructura en la vecindad del pozo; este modelo transforma al perfil registrado en una mini – sección sísmica de alta resolución en la dirección pozo – fuente. A esta sección se la conoce como VSPCDP. La obtención de información geológica a partir de esta sección sísmica puede hacerse aplicando las mismas técnicas de interpretación empleadas en sísmica de superficie.

9.2.5. Aplicaciones de un VSP

Entre algunas de las aplicaciones más importantes del VSP, podemos mencionar las siguientes:

En Exploración y Desarrollo:

- ❑ Calibración de sísmica de superficie: identificación de horizontes reflectores, dentro y por debajo del pozo.
- ❑ Determinación de parámetros de procesamiento de líneas sísmicas: velocidades, recuperación de amplitud y deconvolución.
- ❑ Identificación de reflexiones múltiples.
- ❑ Conversión tiempo – profundidad de alta precisión.

- ❑ Determinación de propiedades de las rocas mediante análisis de amplitud, contenido de frecuencias y determinaciones de anisotropías de velocidad.
- ❑ Estimación de un perfil de impedancia acústica por debajo del fondo del pozo.

En Perforación:

- ❑ Predicción de profundidades de horizontes reflectores.
- ❑ Predicción de condiciones geológicas adversas a la perforación.

9.3. CALIBRACIÓN DEL PERFIL SÓNICO

El uso de leyes de velocidades de distintos orígenes (refracción, velocidades de staking, perfil sónico, sísmica de pozo, etc.) produce ambigüedades en la correspondencia entre los eventos geológicos y sísmicos.

Si se pretende inferir la geología del subsuelo a partir de la sísmica de superficie, tomando como punto de partida el trasladar la información de pozo sobre dicha sección sísmica, la búsqueda de una ley de velocidad aceptable deberá necesariamente complementarse con otros elementos de trabajo que permitan identificar las reflexiones primarias entre todos los eventos sísmicos que componen una traza sísmica. Este es precisamente uno de los objetivos fundamentales de la sísmica de pozo.

Para disminuir la ambigüedad en la relación tiempo – profundidad se debe obtener una ley de velocidad única, esto se logra calibrando o ajustando el perfil sónico con el registro del tiempo de arribo de la ondas Dir (directas) a distintas profundidades, elegidas de forma tal que permitan dividir al sónico en zonas donde el carácter del perfil es más o menos constante.

Calibrar el perfil sónico, puede definirse como un proceso capaz de conferirle un carácter “sísmico”, es decir el de un registro en zona virgen de una señal sísmica cuyo contenido de frecuencias está habitualmente en la banda de 10 a 100 Hz, sin quitarle las ventajas de su alta resolución. Esto permite, en definitiva, contar con una ley de velocidad prácticamente continua, una muestra cada dos milisegundos de tiempo doble, y por ende con una transformación tiempo – profundidad de alta resolución.

En la figura 4, sobre los perfiles de un pozo de la Cuenca del Golfo San Jorge pueden verse las posiciones elegidas para este registro de sísmica de pozo conocido como “Prueba de velocidad” (WSS), como así también la magnitud del ajuste del perfil sónico al aplicar el proceso de calibración

El método clásico de calibración pasa por aplicar al perfil sónico las correcciones indicadas por una curva de

Drift obtenida a partir del análisis de las diferencias entre los tiempos registrados mediante la prueba de velocidad y los correspondientes obtenidos del tiempo de tránsito integrado (TTI) del perfil sónico.

$$Drift = T_{\text{sónico}} - T_{\text{sónico}} = T_{\text{WSS}} - T_{\text{TI}}$$

Por ejemplo, en la figura a continuación, estos “puntos de *Drift*” aparecen graficados para su análisis con círculos pequeños, conjuntamente con el perfil de velocidades interválicas obtenido de la prueba de velocidad y el sónico correspondiente, registrados en un pozo de la Cuenca Noroeste

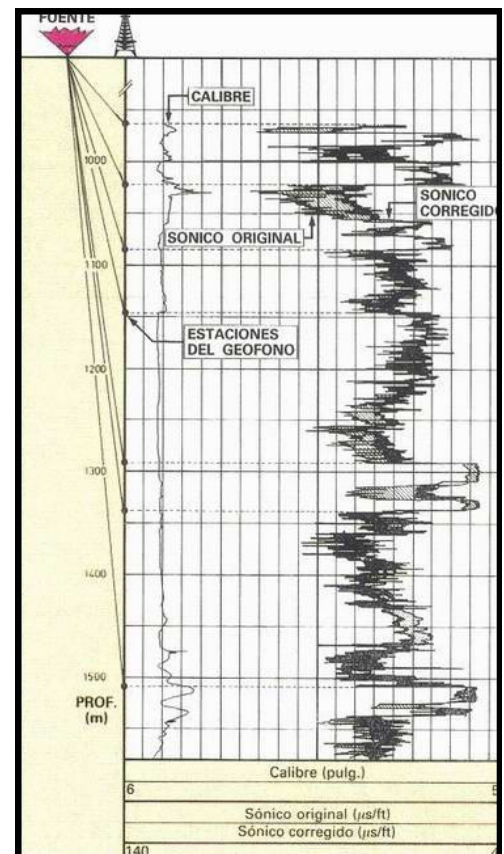


Figura 4 Prueba de velocidad (WSS para calibrar el sónico).

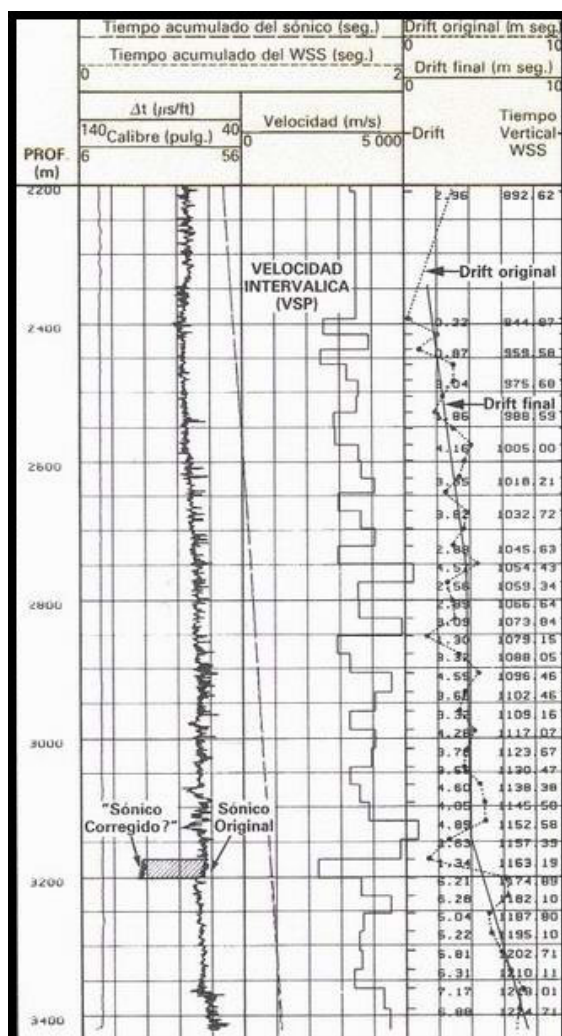


Figura 5: Calibración del perfil sónico, construcción de la curva *drift*.

el perfil en zonas donde sus lecturas varían suavemente. En el caso del perfil sónico, estas zonas, también llamadas bloques, pueden verse como estratos de velocidad constante.

9.4. OBTENCIÓN DE UN SISMOGRAMA SINTÉTICO (SYN)

Una buena ley de velocidad sólo satisface la relación "formal" entre el tiempo y la profundidad. En realidad la posición en tiempo, e inclusive la existencia "sísmica" de un evento geológico dependen además del sistema de emisión – recepción empleado y de la respuesta del terreno a la ondícula que lo excita.

El procesamiento del Syn hace intervenir todos estos elementos y basado en los coeficientes de reflexión generados a partir del perfil sónico y de densidad, obtiene un sismograma sintético que ayuda a la identificación correcta de la posición en tiempo de un determinado evento del que se conoce su posición en profundidad. Los pasos de este procesamiento son:

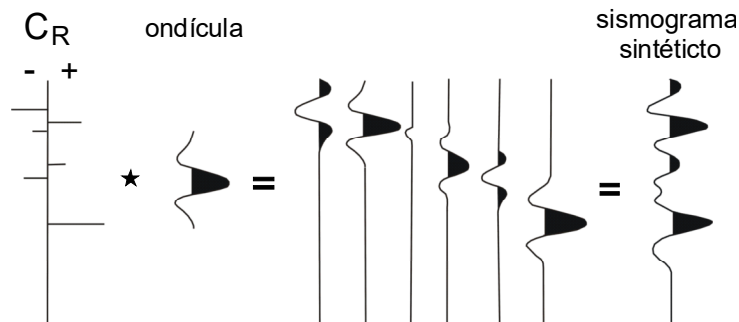
- ✓ Conversión de profundidad a tiempo
- ✓ Generación de los coeficientes de reflexión
- ✓ Cálculo de los coeficientes de atenuación
- ✓ Convolución → salida sismograma sintético

El análisis cuidadoso de éstos datos permite concluir que, estrictamente hablando, la prueba de velocidad no calibra al sónico, pues en realidad se trata de un proceso interactivo. Si se aplicara sin dudar el *drift* positivo que se observa entre 3175 y 3202 metros, debería efectuarse una corrección en bloque de 55 us/ft resultando el "sónico corregido" que se indica en el gráfico. La simple aplicación del sentido común indica que éste no es un resultado aceptable pues resulta más razonable admitir un error de +/- 2 ms en los tiempos de la prueba de velocidad que un error por exceso de 55 us/ft en las lecturas del sónico, de no existir una falla de la herramienta. Si por el contrario, se decidiera aceptarlo, se habrían literalmente "inventado" dos reflectores sísmicos.

Este ejemplo muestra claramente que la calibración del sónico dista mucho de ser un proceso mecánico e implica un riguroso trabajo de análisis e interpretación. Este consiste básicamente en "suavizar" el *drift* original mediante una curva "promedio" con un concepto sinérgico de interpretación, es decir, elegida de forma tal que satisfaga toda la información disponible, produciendo cambios que se ubiquen dentro del margen de error aceptable para cada curva.

De haber un error en la curva de *drift* el sónico corregido estaría afectado en la misma proporción. Por esta razón la investigación en este campo se ha propuesto minimizar la probabilidad de error desarrollando técnicas menos subjetivas: por ejemplo el método de calibración de sónico por modelado 2D iterativo llamado "Calife".

Este nuevo método hace uso de las técnicas de partición en bloques ("squaring" o "zoning") utilizadas para identificación de litofacies. Estas permiten dividir



Los registros del pozo han sido registrados desde la base a la boca del pozo en función de la profundidad, estos datos son convertidos a función de tiempo doble y movidos para ser leídos desde la boca a la base del pozo para ser comparados con la sección sísmica.

Se promedian los datos de los perfiles del sónico y densidad en intervalos de tiempo y se calculan los coeficientes de reflexión a través de:

$$R = \frac{\rho_2 \cdot v_2 - \rho_1 \cdot v_1}{\rho_2 \cdot v_2 + \rho_1 \cdot v_1}$$

donde:

- ρ_1 = densidad del estrato de arriba de la interfase de reflexión
- ρ_2 = densidad del estrato de abajo de la interfase de reflexión
- v_1 = velocidad del estrato de arriba de la interfase de reflexión
- v_2 = velocidad del estrato de abajo de la interfase de reflexión

Este cálculo se hace para cada intervalo de tiempo generando un set de coeficientes de reflexión primarias sin pérdidas de transmisión.

Posteriormente se calculan los coeficientes de atenuación por las pérdidas de transmisión en el camino de tiempo doble:

$$A_n = (1 - R_1^2) \cdot (1 - R_2^2) \cdot (1 - R_3^2) \cdots (1 - R_n^2)$$

Se genera un set de coeficientes de reflexión primario con pérdidas por transmisión en función de la profundidad.

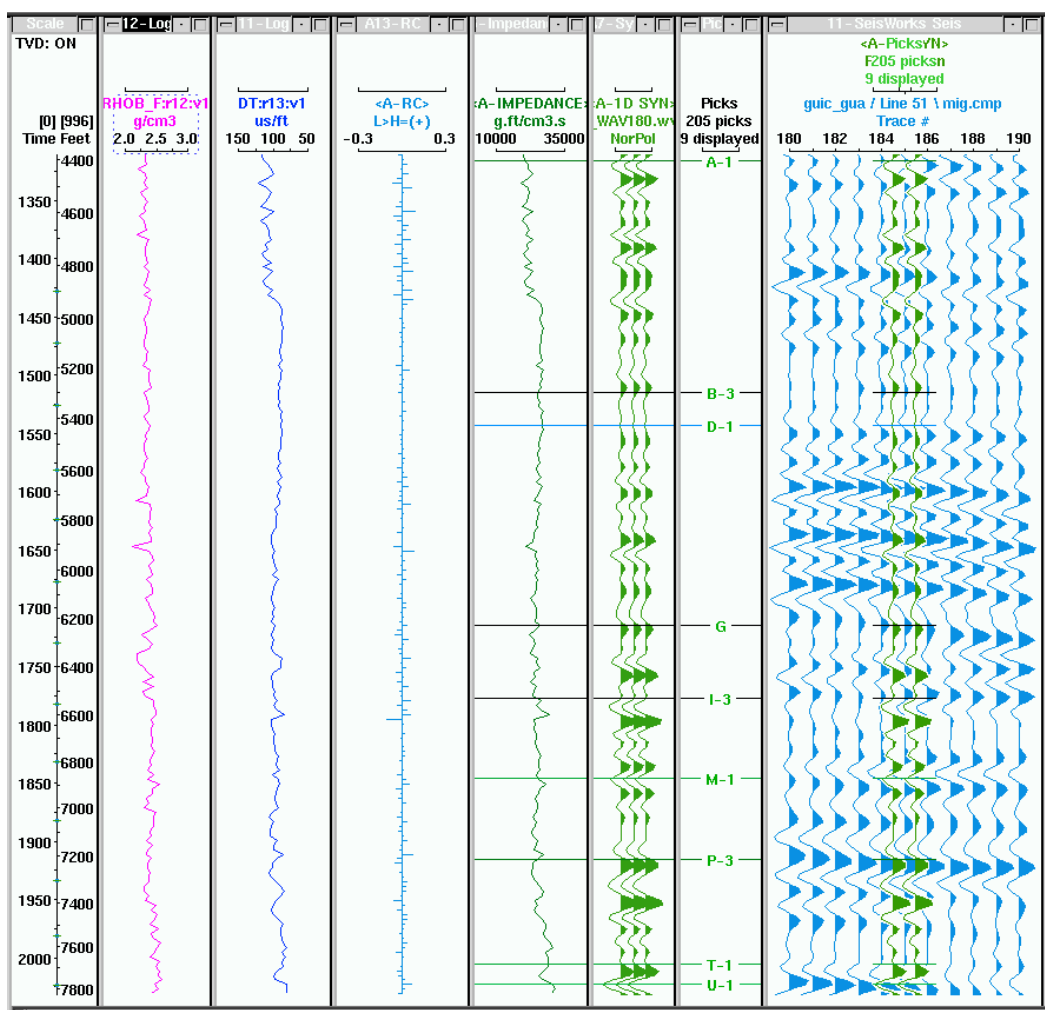
$$P_n = R_n \cdot A_{n-1}$$

Se selecciona una ondícula teórica para convolucionarla con los coeficientes de reflexión previamente calculados. Por ejemplo la elección de esta ondícula puede ser una de las siguientes:

- Ondícula de Klauder
- Ondícula de Ricker fase cero
- Ondícula de Ricker fase mínima
- Ondícula de Butterworth
- Ondícula definida por el usuario

Finalmente se realiza la convolución matemática de la ondícula teórica seleccionada con los coeficientes de reflexión, obteniéndose finalmente las trazas del sismograma sintético (Syn).

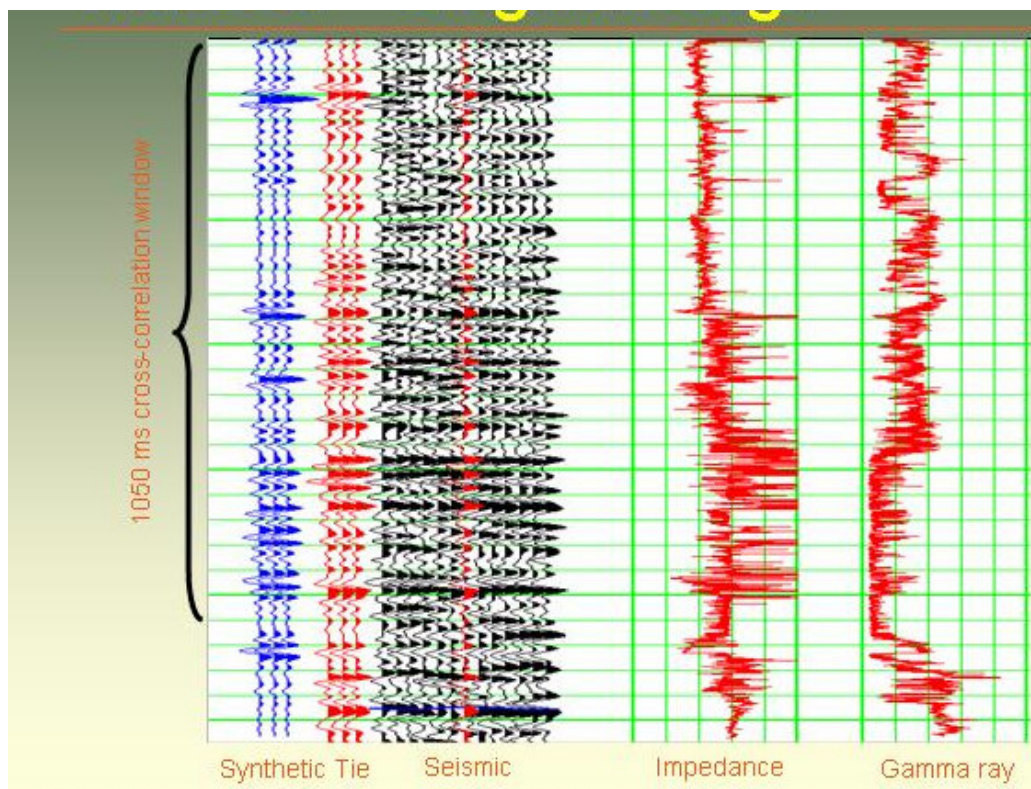
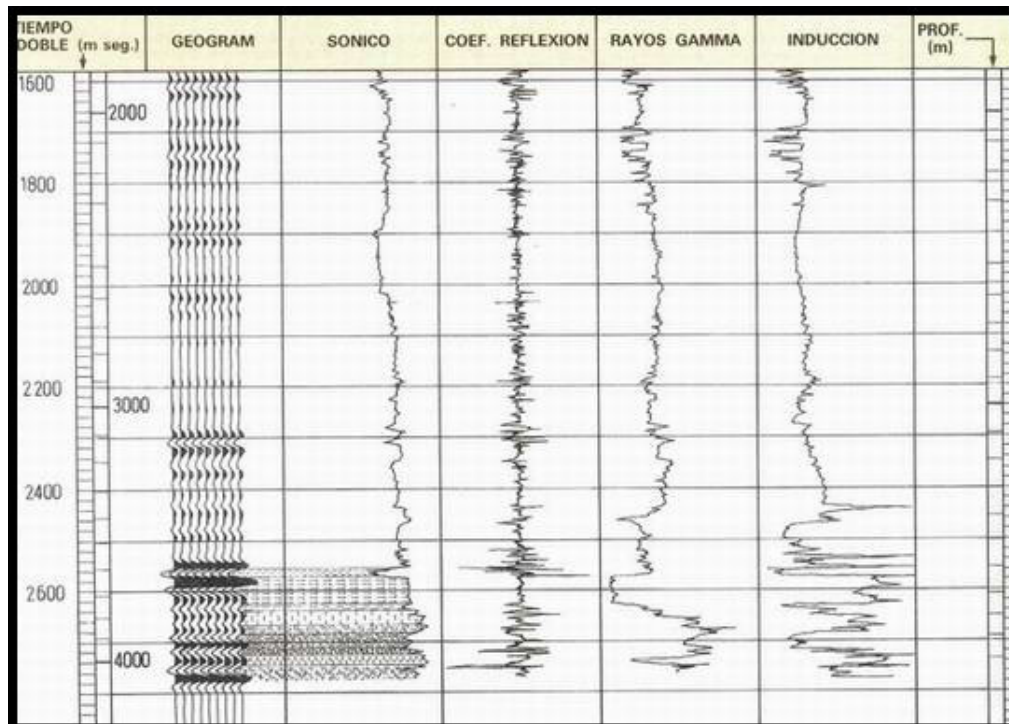
A continuación se presenta un ejemplo de un Syn generado:



9.4.1 Identificación de Reflectores

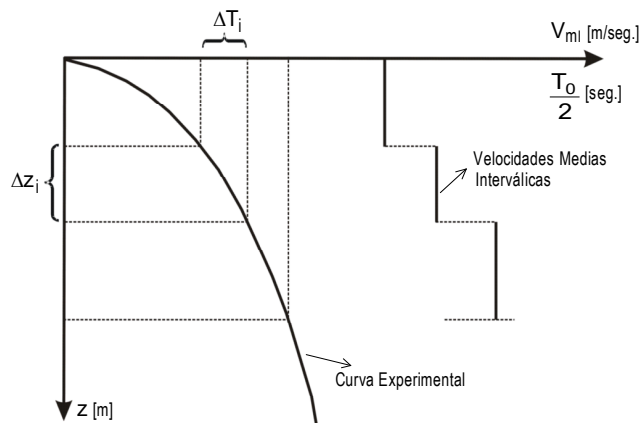
Un buen ajuste entre el Syn y la sección sísmica posibilita, con cierto grado de confianza, la transferencia de la información de pozo (pases de formación, litología, perfiles, etc) a la sección sísmica correspondiente. Para lograr este ajuste, además de contar con los perfiles sónicos y densidad correctamente ajustados, es imprescindible efectuar una cuidadosa elección de la ondícula de acuerdo con los parámetros de registración y procesamiento utilizados para obtener la sección sísmica.

Vemos, en el ejemplo de la figura a continuación, que el Syn, obtenido con los datos del mismo pozo de la Cuenca Noroeste permite, mediante una correcta identificación de las reflexiones sísmicas primarias, transferir la información del perfil de control geológico a la sección sísmica correspondiente



9.5. VELOCIDADES INTERVÁLICAS

A partir del VSP se puede obtener distintas gráficas de velocidad de los diferentes estratos del subsuelo, en función de la profundidad y del tiempo.



Si se grafica el tiempo registrado de las ondas en función de la posición del buzo se obtiene la curva experimental que se observa a la izquierda, mientras que si graficamos la velocidad media entre dos intervalos de profundidad, de lectura obtenemos lo que se denomina "velocidad interválica"

9.6. BIBLIOGRAFÍA RECOMENDADA

1. Autores Varios; 1994. "Introducción al Perfilaje de Pozos". Editado por Western Atlas.
2. Autores Varios; 1996. "Sísmica de Pozo". Editado por Schlumberger.