

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

19

"FACULTAD DE INGENIERÍA"

ADQUISICIÓN Y PROCESO DE UN PERFIL SÍSMICO
VERTICAL AL SUR DEL ESTADO DE VERACRUZ

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO GEOFÍSICO
P R E S E N T A :
DANIEL OLVERA YÁÑEZ

DIRECTOR:
DR. JAIME URRUTIA FUCUGAUCHI



CIUDAD UNIVERSITARIA

2002.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-192

SR. DANIEL OLVERA YAÑEZ

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Jaime Urrutia Fucugauchi y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Geofísico:

ADQUISICION Y PROCESO DE UN PERFIL SISMICO VERTICAL AL SUR DEL ESTADO DE VERACRUZ

- I INTRODUCCION
 - I PRINCIPIOS BASICOS DEL PERFIL SISMICO VERTICAL E IMPLEMENTACION EN CAMPO
 - II PROCESAMIENTO DE DATOS DE UN PERFIL SISMICO VERTICAL
 - III APLICACIONES DEL PERFIL SISMICO VERTICAL A LA EXPLORACION PETROLERA
 - IV APLICACIÓN DE DATOS REALES
 - V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

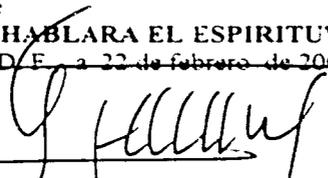
Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D. F. a 22 de febrero de 2002

EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

R

AGRADECIMIENTOS

Al Dr. Jaime Urrutia Fucugauchi y al M en C. Luis Cuauhtemoc Ramírez Cruz, por su incondicional apoyo para la realización de este trabajo.

A la UNAM y en particular a la Facultad de Ingeniería por mi formación académica.

Al Dr. Hector Sandoval, a la M en C. Tatiana Kerdan, al Ing. Enrique del Valle y al Ing. Ricardo Castrejon, por sus atinados comentarios para el enriquecimiento de éste trabajo.

A mis maestros y compañeros.

A la Compañía Mexicana de Exploraciones por las facilidades dadas para la elaboración de éste trabajo. Y en especial a los Ingenieros: Jesús Alvarez, Roberto Corante y Pedro Poblano

A la Compañía Mexicana de Geofísica y en particular a los Ingenieros Sylvain Navion y Gabriel Temprano por enseñarme a trabajar de una manera profesional.

DEDICATORIA

A mi Padre y a mi Madre Por todo lo que significan para mí.

A mis Hermanos: Javi, Anita, Fran, Magi, Neto y Juanis

A mis Sobrinos: Vale, Mauri, Rodris, Oli y Fabis

A mis Cuñados: Ingrid, Lizbeth, Ricardo y Raúl

A Laurita por toda su paciencia, gracias.

A mis amigos: Oscar, Joaquín y los dos Ricardos.

Resumen

La introducción del presente trabajo habla de los principios sobre los cuales están basados los trabajos de exploración por métodos sísmicos. En particular se comentan los objetivos del procesamiento de datos adquiridos en el tipo de estudios de sísmica de pozo y termina hablando del Perfil Sísmico Vertical desde un punto de vista puntual.

El Capítulo 1 habla de los principios básicos del perfil sísmico vertical y la manera como se adquieren los datos en el campo para dicho estudio, y se hace un análisis de los tipos de eventos que podemos identificar en un Perfil Sísmico Vertical.

En el Capítulo 2 se habla de la forma de procesar los datos de un Perfil Sísmico Vertical y las precauciones que debemos tomar en cuenta para dicho trabajo.

Las aplicaciones del Perfil Sísmico Vertical a la Exploración Petrolera son descritas en el Capítulo 3, haciendo énfasis en la mayor aplicación de esta técnica que es la de determinación de velocidades medias y de intervalo.

En el Capítulo 4 se muestra el ejemplo del Perfil Sísmico Vertical Adquirido en el Pozo Najucal 1, incluyendo los resultados del procesamiento de datos de dicho pozo, que aquí se volvieron a tratar para su discusión. Dicho pozo está ubicado en la cuenca de Salina del Istmo al sur del Estado de Veracruz.

Por último en el Capítulo 5 se escribieron las conclusiones y recomendaciones a las que se llegaron después de la realización del presente trabajo de Tesis.

INDICE	Pág.
Introducción	1
1- Reflexión sísmica	2
2- Objetivos del tratamiento de datos.	4
3- Perfil Sísmico Vertical y métodos relacionados a la sísmica de pozo.	7
1.- Principios básicos del Perfil Sísmico Vertical e implementación en campo.	10
1.1 Configuraciones de los Perfiles Sísmicos Verticales.	12
1.2 Ondas de cable y ondas de tubo.	17
1.3 Implementación y equipo.	20
1.4 Análisis de tiempos de trayectoria entre un punto fuente y diferentes posiciones del receptor.	25
2.-Procesamiento de datos de un Perfil Sísmico Vertical.	36
2.1 Procesamiento de datos de un Perfil Sísmico Vertical.	36
3.- Aplicaciones del Perfil Sísmico Vertical a la exploración petrolera.	47
3.1 Aplicaciones del Perfil Sísmico Vertical a la caracterización de yacimientos.	47
4.- Aplicaciones de datos reales.	54
4.1 Marco Geológico	54
4.2 Trabajo en campo del PSV en el Pozo Najucal 1.	58
4.3 Informe de resultados del procesamiento del PSV del Pozo Najucal 1.	60
5.- Conclusiones y recomendaciones.	70
Bibliografía.	72
ANEXO1 Imágenes de proceso y Tablas.	73

Introducción.

Las técnicas sísmicas de reflexión convencionales constituyen una parte esencial dentro de los métodos geofísicos para la exploración del aceite y del gas en el subsuelo, la mayoría de los yacimientos petroleros del mundo, han sido descubiertos en estructuras seleccionadas mediante los métodos sísmicos de exploración.

Dada la importancia decisiva que reviste el método sísmico en la exploración y explotación petrolera, se han dedicado numerosos esfuerzos en el campo de la investigación y desarrollo, con el fin de mejorar las técnicas de adquisición, procesamiento e interpretación de los datos sísmicos. Esto también se debe a que cada vez se dificulta más la exploración petrolera, ya que los yacimientos se descubren a mayor profundidad y en trampas de tipo estratigráfico, las cuales están tomando mayor importancia en la búsqueda de objetivos petroleros.

Los estudios de sísmica de reflexión convencional nos dan como resultado una imagen de los estratos del subsuelo en términos de el tiempo de viaje de las ondas sísmicas. Para obtener resultados mas precisos de las velocidades sísmicas en el subsuelo local, los geofísicos han desarrollado algunas técnicas como los registros geofísicos de pozos y el Perfil Sísmico Vertical (PSV) en sus diferentes modalidades.

El PSV consiste en la obtención de información sísmica colocando una fuente de energía sobre la superficie y una serie de detectores espaciados regularmente dentro de un pozo. La manera más común de representar los perfiles sísmicos verticales son registros de profundidad contra tiempo (Fig. 1).

El objetivo de este trabajo es mostrar y explicar la técnica del perfil sísmico vertical, tanto en adquisición, procesamiento y preparación de los datos para su posterior interpretación y sus aplicaciones prácticas; ya que debido a su actual desarrollo y elevado nivel de uso y aplicación en todas las áreas exploratorias del mundo, este requiere de un mayor y mejor entendimiento para una correcta aplicación en México.

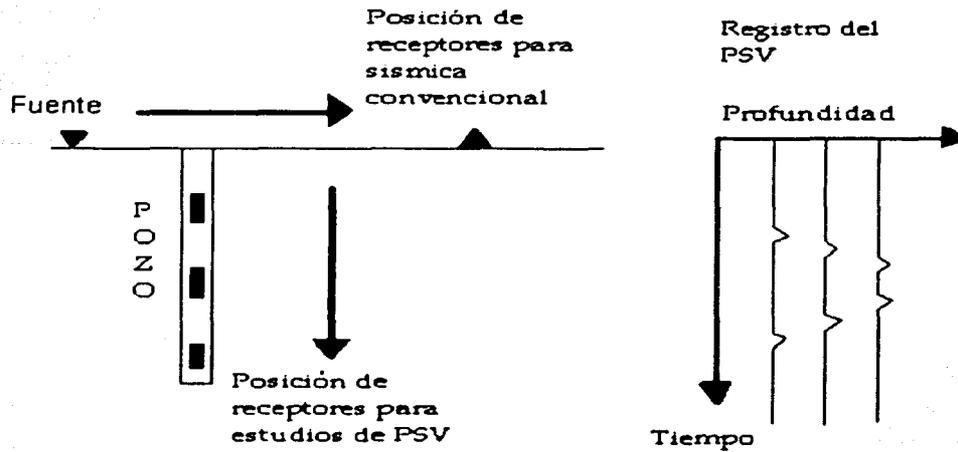


Fig1. Perfil Sísmico Vertical: pozo y registro.

1.- Reflexión sísmica

Los estudios de reflexión sísmica están basados en la propagación de las ondas sísmicas, estas son el reflejo de la perturbación elástica que genera la energía mecánica a través de la tierra (Fig. 2)

La propagación de las ondas sísmicas a través de un medio, origina una vibración de las partículas que se encuentran en él y con ello se produce la propagación de energía. Existen 2 tipos básicos de ondas elásticas de acuerdo a la dirección del movimiento de oscilación de las partículas y respecto a la dirección de la propagación de la onda: La onda longitudinal o compresional (onda P), en la cual la dirección del movimiento de las partículas es paralela a la dirección de propagación de la onda y la onda transversal o de cizallamiento (onda S), en la que la dirección del movimiento de las partículas es perpendicular a la dirección de la propagación de la onda.

La onda compresional P es la que normalmente se emplea en las prospecciones sísmicas de superficie y de pozo, dando como resultado una sección sísmica o un Perfil Sísmico Vertical, imágenes que representan características del subsuelo.

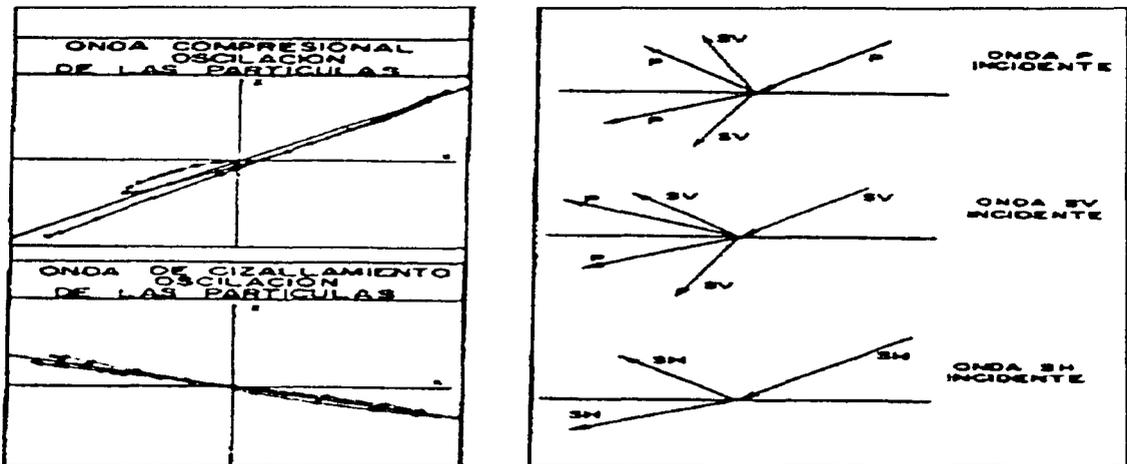


Fig.2 Descomposición de ondas y oscilación de partículas tanto para ondas P como S.

Una sección sísmica es un diagrama de tiempo doble de reflexión de las ondas elásticas llevando una relación con la distancia a lo largo de la superficie terrestre donde la información sísmica ha sido grabada en cinta e impresa en papel (Fig. 3)

El tiempo doble de reflexión es el tiempo de trayecto de una onda sísmica creada por la energía liberada en superficie (o cerca de ella) hasta un plano reflejante y a su regreso a la superficie.

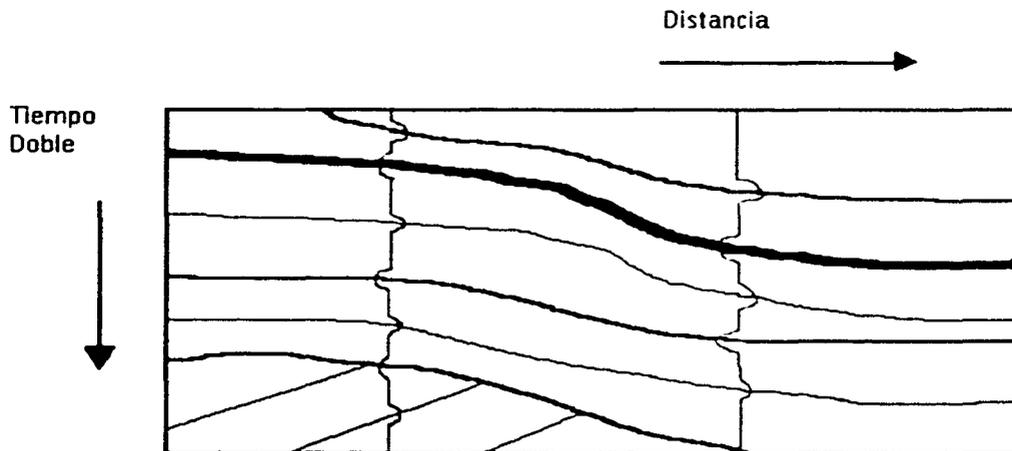


Fig. 3 Sección sísmica convencional compuesta de trazas que provienen de una serie de puntos de reflejo común.

2.- Objetivos del tratamiento de datos.

En esta parte del trabajo veremos cuales son los objetivos del tratamiento de los datos sísmicos.

Las grabaciones sísmicas contienen reflexiones de tiempo doble y una gran cantidad de información que puede considerarse como ruido indeseable ya que interfiere con las reflexiones que nos interesan y que las degradan, (Fig. 4).

Debido a lo comentado, los principales objetivos del tratamiento sísmico son:

a) Mejora de la relación señal a ruido

La señal se define como la energía útil adquirida durante el estudio sísmico y se trata habitualmente de una energía de ondas de compresión obtenidas a partir de la fuente.

El ruido se define como la energía indeseable registrada por el sistema de adquisición. Existen numerosos tipos de ruido en el medio ambiente sísmico, por ejemplo: los que se ilustran en la figura 4.

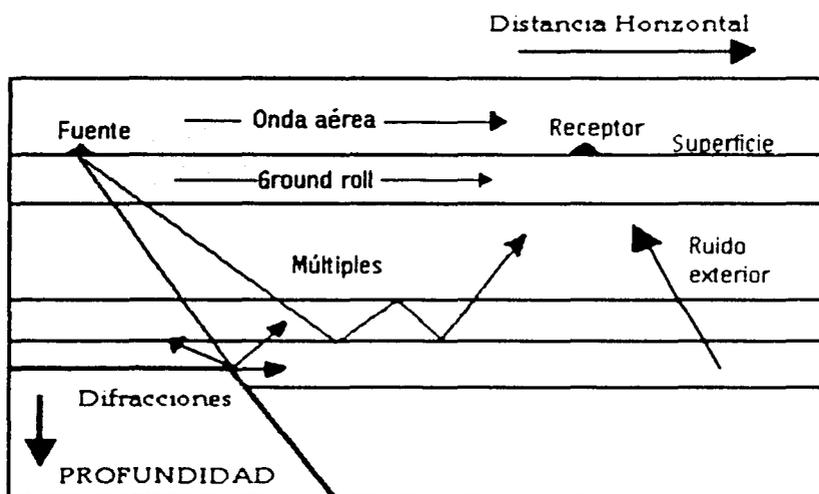


Fig. 4 Ruidos más comunes en la adquisición de datos sísmicos.

Uno de los principales objetivos de la adquisición y el proceso de los datos sísmicos es lograr la mejor relación señal a ruido posible.

b) Precisión del tiempo de reflexión y de la posición de eventos

La presentación final de los datos sísmicos debe ser una representación tan fiel como sea posible de la estructura geológica en profundidad. lo cual significa que el tiempo de reflexión y la posición en el espacio de cada punto reflejado deben ser lo más precisos que se pueda.

c) La mas alta resolución posible

Las medidas directas y continuas hechas en las exploraciones permiten obtener una alta resolución vertical que permite la identificación de horizontes de poca dimensión de espesor. Sin embargo la resolución horizontal es muy pobre.

El método sísmico convencional permite una resolución horizontal mucho mejor, puesto que las reflexiones son grabadas a distancias regulares y cortas. Sin embargo la resolución vertical del método sísmico convencional no es tan elevada como la alcanzada por las medidas en los pozos.

La resolución vertical depende del período de la ondícula sísmica reflejada. Cuanto más pequeño es el período de la ondícula como respuesta, más corta será la distancia entre dos horizontes que se podrán discernir en la sección.

Para poder obtener períodos cortos durante el tratamiento, el contenido en frecuencia de la ondícula debe ser el más ancho posible. Los procesos como la deconvolución son utilizados para optimizar la forma de la ondícula y en consecuencia la resolución.

d) Obtener mayor y mejor preservación de amplitudes

Es posible observar el detalle de las diferencias de amplitud de las reflexiones y producir una sección sísmica que suministra indicaciones sobre la presencia de hidrocarburos (Fig. 5). Actualmente esto se logra con estudios especiales tales como el AVO (amplitud contra offset) y otros. En este caso se necesita previamente que las amplitudes relativas originales de los datos que alcanzan un receptor sean reconstruidos (utilizando técnicas de

reconstrucción de amplitudes verdaderas) y luego que un estudio de amplitudes controladas sea utilizado.

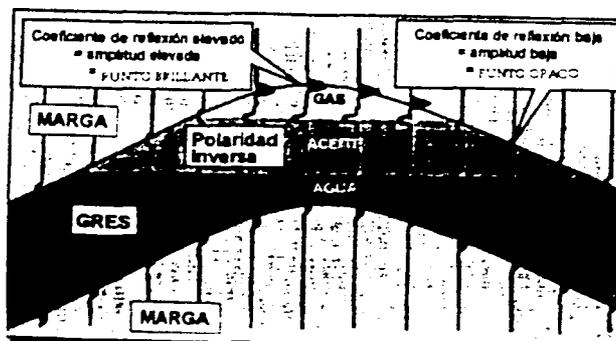


Fig. 5 Este es un ejemplo en el cual se muestra como es posible identificar zonas de interés en una sección sísmica con solo analizar el comportamiento de las amplitudes.

e) Conocer y analizar el contenido de frecuencias

El contenido de frecuencias es una de las características importantes de la señal sísmica, y se puede analizar el cambio de esta propiedad en la señal sísmica durante su trayecto en el subsuelo. Se sabe que entre mas viaje una onda sísmica en el subsuelo está pierde altas frecuencias a través del tiempo, ver Fig. 6.

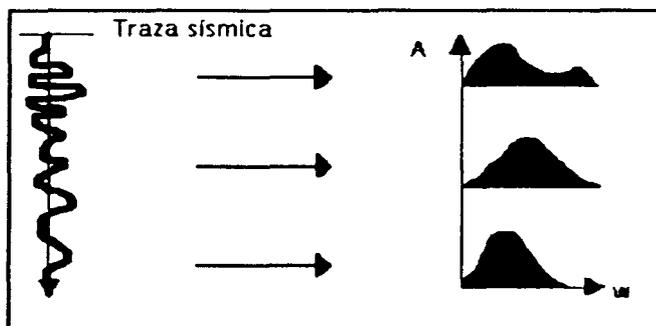


Fig. 6 Comportamiento del contenido de frecuencias de una traza sísmica y sus pérdidas con la profundidad y el tiempo de viaje.

3.- Perfil Sísmico Vertical y métodos relacionados a la sísmica de pozos.

El Perfil Sísmico Vertical es una metodología que hace uso de los pozos profundos para obtener información sísmica del subsuelo. Dicha metodología parte del sismograma que se obtiene cuando la señal generada en puntos cercanos a la superficie es registrada durante un cierto tiempo en puntos espaciados regularmente dentro del subsuelo haciendo uso del pozo. Dependiendo de los objetivos del Perfil Sísmico Vertical, éste se diseña para conocer la columna estratigráfica completa o una porción de ella en la vecindad del pozo.

El método del Perfil Sísmico Vertical (PSV) puede ser aplicado con cuatro técnicas de campo, que son: El PSV con fuente fija y offset cero, el PSV con fuente fija y offset, el PSV con fuente móvil, y PSV con fuente móvil en varias direcciones o PSV 3D, actualmente se esta desarrollando una nueva técnica que es el PSV inverso que consiste en colocar la fuente en el pozo y los detectores en superficie.

En este trabajo manejaré el perfil sísmico vertical de offset cero debido a que son los datos a los que tuve acceso para la realización de este trabajo; esta técnica proporciona un amplio conocimiento sobre los eventos de reflexión incluso debajo de la profundidad total del pozo.

Fuentes en superficie

El rayo con el numero 1 en la figura 7 muestra las trayectorias en las cuales esta fundamentada la adquisición sísmica de trabajos en superficie para sísmica convencional. La trayectoria de rayo 2 de la figura 7 ilustra el principio de estudios sísmicos de pozo. El perfil sísmico vertical PSV es la implementación más común de esta metodología. Este consiste de una fuente sísmica en la superficie y un geófono situado a varias profundidades en el pozo en el que se va a registrar la señal sísmica. La fuente permanece en la misma posición en la vertical sobre el geófono a cualquier profundidad que este en el pozo.

El Perfil Sísmico Vertical debería ser considerado como un registro de pozo elástico de frecuencias sísmicas; la resolución lateral esta limitada por el diámetro de la primera zona

de Fresnel. La resolución lateral depende de la inclinación de los estratos o de que tan perpendicular es el pozo a estos. Una forma de incrementar la resolución lateral es registrar un grupo de PSVs usando diferentes posiciones para la fuente. Este particular tipo de implementación, independientemente de la geometría de el pozo (esto es vertical o desviado) es llamada Perfil Sísmico Vertical con Offset.

La investigación lateral por medio de series de perfiles sísmicos verticales offset es, sin embargo, un muestreo limitado comparado con los estudios clásicos de sísmica de reflexión.

Disparos en pozos

La trayectoria de rayo 3 de la figura 7 es la forma inversa de la situación descrita anteriormente, esto es, la señal sísmica es emitida en el pozo y el registro se realiza en la superficie. Este tipo de implementación requiere una fuente en el interior del pozo. El receptor está compuesto por un grupo de geófonos arreglados linealmente o en una malla. Este procedimiento permite la adquisición de series de perfiles sísmicos con offset con una mínima ocupación del pozo, con el propósito de que este sufra el menor daño posible. Los PSVs con offset en dos o tres dimensiones son cruciales en el apoyo para determinar la geometría de los yacimientos.

Los diferentes tipos de fuentes usados son determinados principalmente bajo la característica de que no dañen el pozo, los cuales son principalmente pistolas de aire y pistolas de agua de diámetro pequeño. Las fuentes no se sujetan a la pared del pozo como es el caso de los detectores, sino que agitan la columna de lodo del pozo generando una gran energía sobre la tubería que es propagada a través del pozo. Estas ondas de tubo generan un gran volumen de ondas en zonas de contrastes de impedancia acústica, las cuales son observadas en la superficie y en la boca del pozo. Sujetar fuentes de tipo implosivo debería transmitir la energía sísmica mas eficientemente en la formación, por que con esto, el efecto de las ondas de tubo es atenuado. La presencia de las ondas de tubo y el volumen de las ondas secundarias impiden el proceso y la interpretación de los datos sísmicos registrados en estudios de PSV, esto debido a que en ocasiones enmascaran la

señal. Finalmente la resolución vertical es limitada por el acoplamiento de la fuente en las paredes del pozo y el efecto de la capa alterada en la superficie.

Estudios sísmicos pozo a pozo.

La trayectoria del rayo 4 de la figura 7 ilustra el principio de estudios sísmicos pozo a pozo. Este método se emplea principalmente en ingeniería civil o minería, aunque ya se están haciendo algunos estudios con objetivos petroleros. Esto requiere de pozos cuya distancia sea pequeña. Estos estudios son llamados tomografías sísmicas.

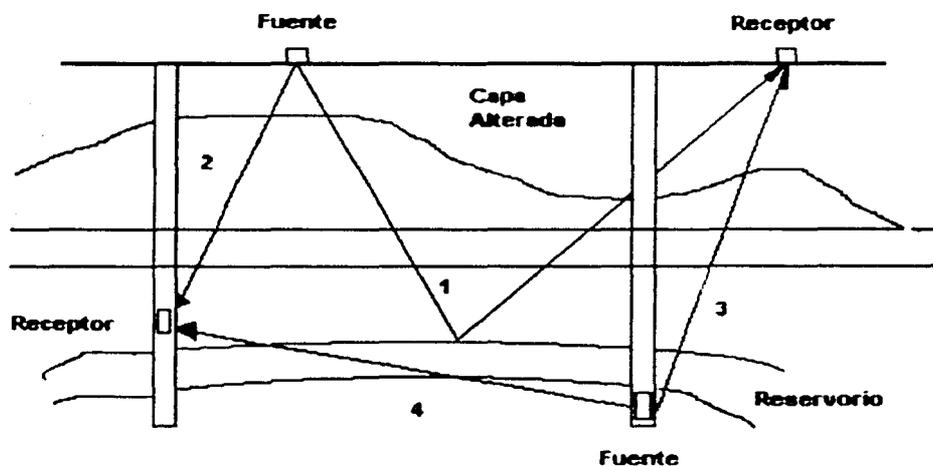


Fig. 7 Trayectorias de señales en estudios sísmicos tanto de pozos como de superficie.

1.- Principios básicos del Perfil Sísmico Vertical e implementación en campo.

El Perfil Sísmico Vertical es un estudio técnico el cual es comúnmente poco valorado y aprovechado para las grandes aplicaciones que tiene. La principal idea del presente trabajo es mostrar de una manera sencilla los principios básicos del PSV, las diferentes aplicaciones a la exploración petrolera y a la investigación por medio de ondas sísmicas en las rocas saturadas de los depósitos naturales de hidrocarburos.

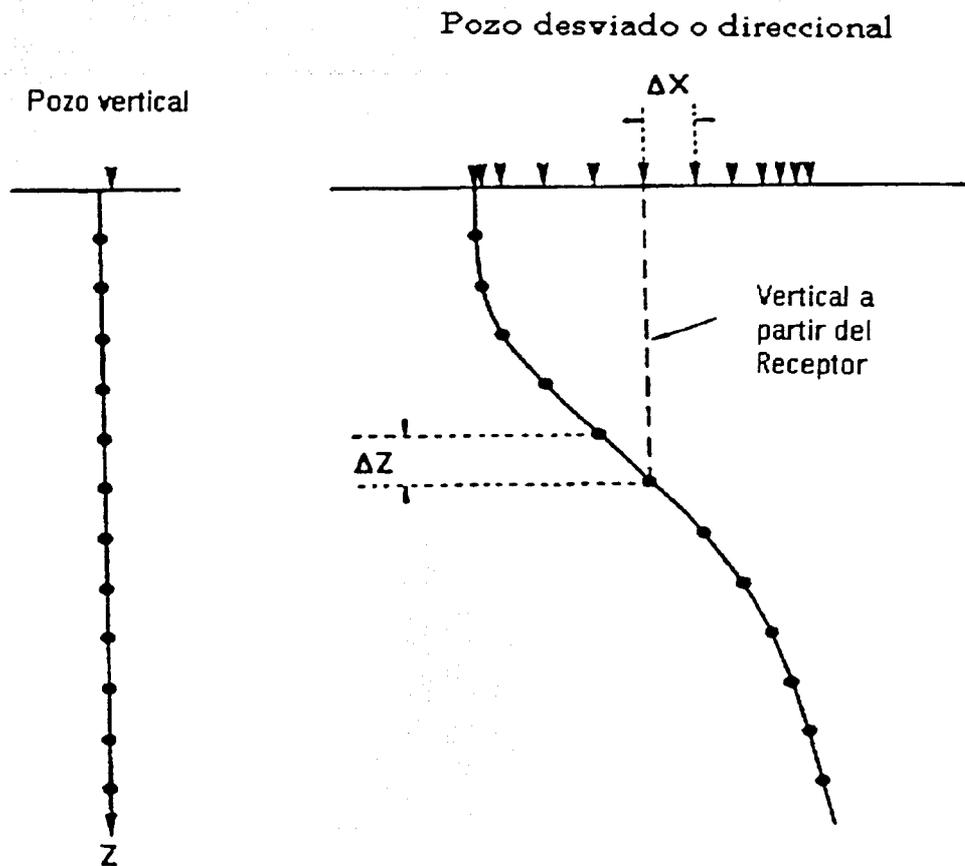
El PSV es un estudio de pozo en el cual una señal sísmica es emitida por medio de una fuente en la superficie o muy cercano a ésta y se registra por medio de un geófono situado en una sucesión de diferentes profundidades en el pozo. La fuente está colocada (para el caso de offset cero) muy cerca de la boca del pozo prácticamente en la misma vertical que el receptor, para cualquier profundidad de éste.

Si el pozo está perforado verticalmente, la fuente tiene una posición fija cerca de la boca del pozo, pero si el pozo está desviado de la vertical, la fuente es movida horizontalmente hasta tener una posición sobre la vertical a partir del receptor (Fig. 8).

Los estudios de PSVs difieren de otros estudios de pozos y otros métodos sísmicos en que en esta técnica se registran tanto ondas ascendentes como ondas descendentes, y en el caso de los estudios sísmicos superficiales solo se registran las ondas ascendentes.

El uso de los sensores en pozo reduce la distorsión de la señal provocada por las capas poco profundas de baja velocidad, ya que la señal pasa solo una vez por las capas superficiales.

El campo total de onda registrado en el detector dentro del agujero consiste en señales que llegan desde arriba de la herramienta y señales que llegan por debajo de ella. Las señales descendentes son llegadas directas y los múltiples descendentes. Las señales ascendentes consisten en reflexiones directas y múltiples ascendentes.



- Posiciones del geófono en el pozo
- ▼ Posiciones de la fuente

Fig. 8 Configuraciones del PSV en función de la geometría del pozo.

1.1 Configuraciones de Perfiles Sísmicos Verticales

En esta sección del trabajo describiré las formas en que se puede adquirir un Perfil Sísmico Vertical tomando en cuenta las posiciones relativas entre fuente y receptor.

PSV con offset

En esta técnica de campo la información es obtenida colocando la fuente sísmica a una distancia del pozo tal que no produzca trayectorias de viaje verticales de las ondas propagadas en el subsuelo. Dependiendo del desplazamiento de la fuente a partir de la boca del pozo, el campo de ondas presente en el sismograma estará formado por eventos de reflexión y de refracción (Fig. 9).

En este tipo de adquisición la distancia entre la fuente y el pozo es el factor dominante que hay que tomar en cuenta para obtener el grupo de ondas requerido de acuerdo a los objetivos del trabajo.

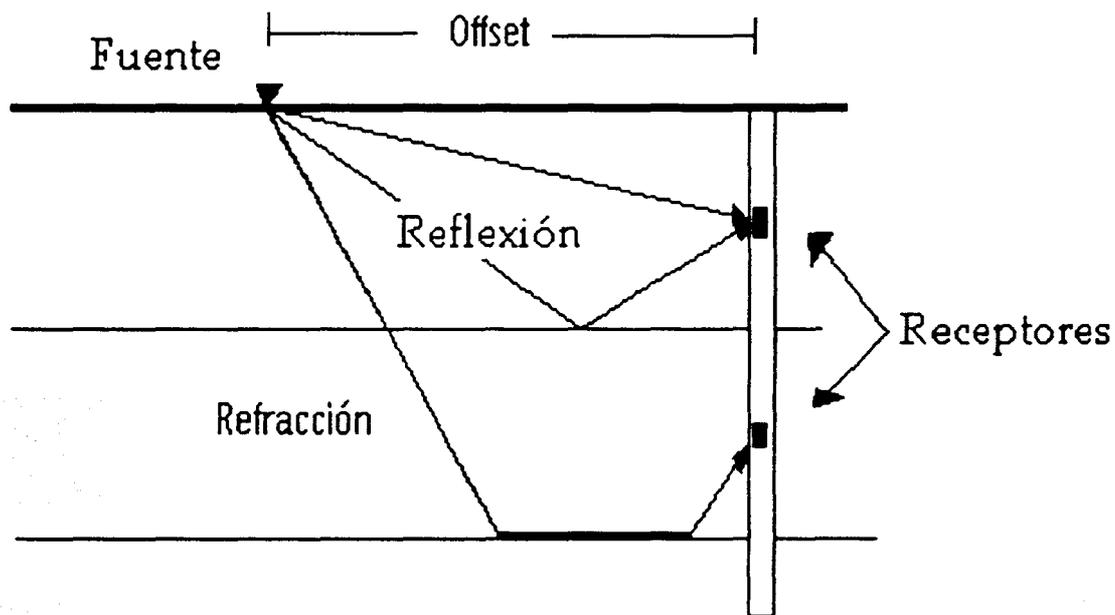


Fig. 9 Adquisición del Perfil Sísmico Vertical con offset.

El Perfil Sísmico Vertical con fuente móvil.

Esta técnica de campo se utiliza para recabar información hacia los lados del pozo de uno o varios horizontes específicos de la columna estratigráfica. Entre mayor es el número de horizontes mayor será el trabajo de campo. Por lo cual en ocasiones, esta técnica no es muy favorable para realizar un estudio de la columna estratigráfica completa, en cambio se podría optar por alguna de las otras configuraciones.

La técnica de campo se lleva a cabo colocando el receptor a una profundidad fija determinada para el horizonte específico y la fuente de energía colocada superficialmente a diferentes distancias del pozo a lo largo de una línea (Fig. 10). La operación se puede llevar a cabo en varias líneas con diferente azimut para obtener un conocimiento espacial del horizonte objetivo.

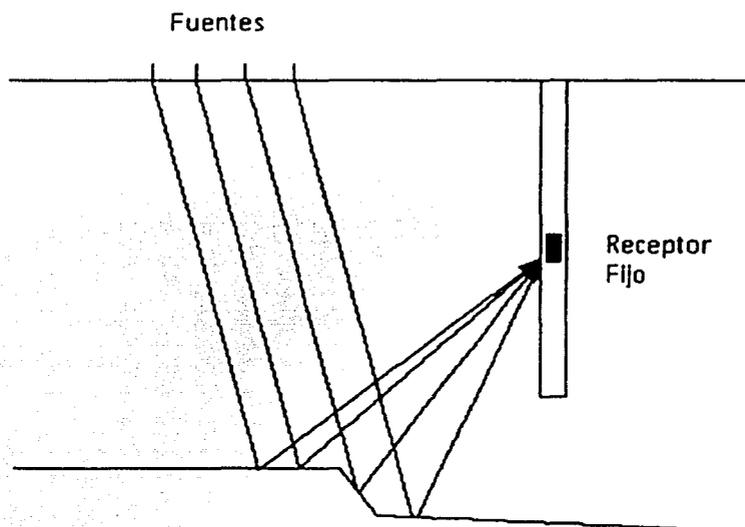


Fig. 10 Perfil Sísmico Vertical con receptor fijo y fuente en posición variable.

El PSV con fuente y receptor móviles

Esta técnica consiste en registrar datos en diferentes posiciones de la fuente para cada una de las profundidades en las cuales es colocado el receptor, ésta es una de las técnicas más

completas, ya que prácticamente están incluidas las anteriores en ella. Si esta técnica es aplicada para varias líneas con diferente azimut se convierte esta técnica en un PSV 3D (Fig. 11).

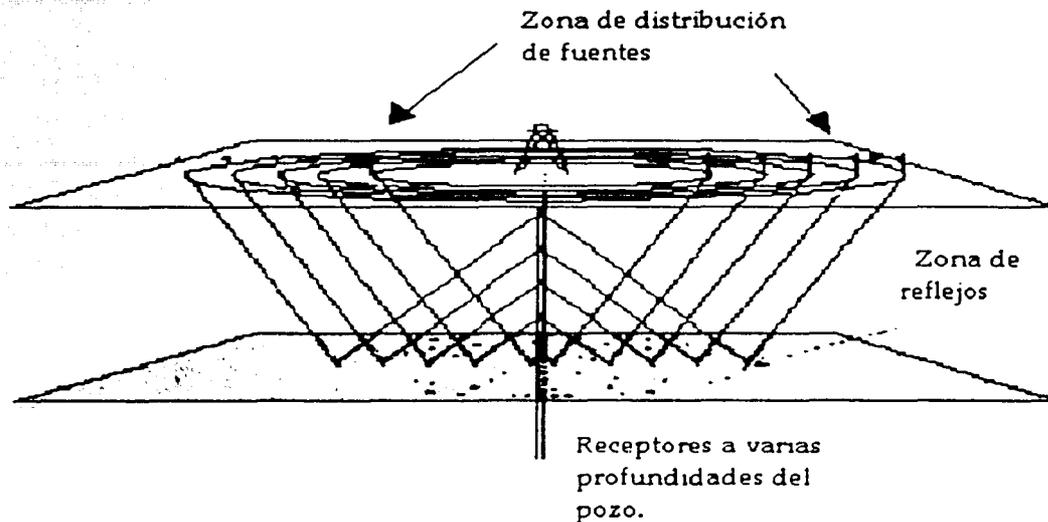


Fig. 11 Perfil Sismico Vertical en tres dimensiones (PSV 3D)

El PSV con fuente fija y offset cero.

La técnica con fuente fija y offset cero proporciona un amplio conocimiento sobre los eventos de reflexión y es sumamente útil para el proceso de los levantamientos sísmicos superficiales de reflexión continua, generalmente usados en México y de los cuales existe una cantidad muy grande en los archivos de Petróleos Mexicanos.

Es la técnica más simple y fácil de operar en campo para ser llevada a cabo en un lapso de tiempo relativamente corto.

La técnica se lleva a cabo normalmente en pozos verticales con la fuente de energía fija y colocada en la superficie cerca del pozo o a una distancia corta de tal manera que produzca trayectorias de viaje casi verticales de las ondas que llegan a las diferentes posiciones de

recepción. El tiempo de registro es generalmente el doble de tiempo que tarda la señal en viajar de la fuente de energía a la posición de detección más profunda.

Para esta técnica en la figura 12 se ilustran las posiciones de la fuente y los geófonos en el pozo. En el caso de la estratificación horizontal o con una pendiente menor de 7° , la distancia (x) de la boca del pozo a la fuente debe ser como máximo $0.1 - 0.15$ del valor de la profundidad para asegurar las trayectorias de viaje verticales de las ondas propagándose en el subsuelo.

Por otro lado, una de las técnicas para determinar el espaciamiento entre detectores es con la ayuda de la relación $\Delta z = V_{min} / F_{max}$ la cual asegura una correlación de onda confiable en el sismograma del PSV y el registro de la mínima longitud de onda de la señal propagándose en el subsuelo. Dicha relación indica que V_{min} es la velocidad mínima de propagación en la columna estratigráfica y F_{max} la frecuencia máxima de la ondícula generada por la fuente de energía.

En términos generales, la selección de la fuente de energía, sus parámetros particulares y el número de veces que debe ser activada para cada posición de recepción con el objetivo de lograr una óptima relación señal a ruido en el sismograma del PSV, se lleva a cabo en una forma similar a como se hace en los estudios de sismología superficial.

La geometría fuente-receptor de un PSV con fuente fija y offset cero es muy semejante a la de un levantamiento para análisis de velocidades. Sin embargo, existen dos importantes diferencias entre estas dos técnicas. En el levantamiento para análisis de velocidades las distancias entre posiciones de recepción son de cientos de metros e interesa solamente registrar los primeros arribos. En cambio, en el PSV la distancia entre posiciones de los receptores es pequeña, alrededor de 15 a 40 m, y el registro de la señal se efectúa durante varios segundos. Registrando los primeros arribos y los demás eventos que llegan posteriormente.

Así, realizando un esfuerzo adicional en la operación de campo para llevar a cabo el PSV, el detalle de los datos obtenidos superará el resultado de un levantamiento para análisis de

velocidades en cuanto a resolución, precisión y confiabilidad. Además de que se puede hacer un buen análisis de los eventos propagándose en el subsuelo. Por lo tanto, es muy recomendable efectuar el PSV con fuente fija y offset cero en lugar de un levantamiento para análisis de velocidades.

Como el sistema de detección se coloca en puntos debajo de la superficie responderá a ondas hacia arriba o ascendentes y ondas hacia abajo o descendentes arribando a él. Entonces, la información registrada en un PSV se dividirá en: el campo de ondas hacia abajo y el campo de ondas hacia arriba.

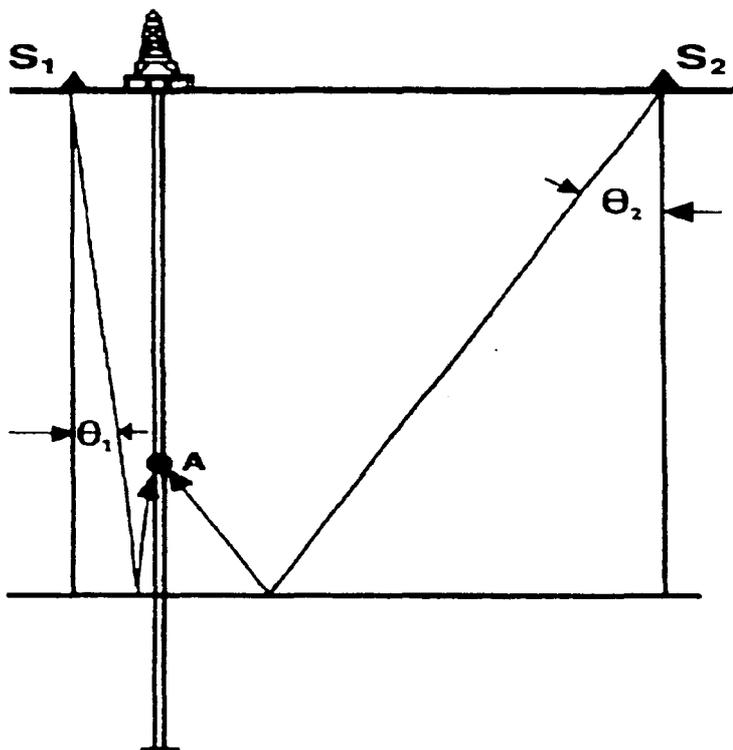


Fig. 12 Aquí la fuente \$S_1\$ está colocada en tal posición que un PSV sería considerado de offset cero, mientras que un PSV con fuente \$S_2\$ estaría considerado como offset.

1.2 Ondas de cable y ondas de tubo

Ondas de Cable

Las oscilaciones del cable – por ejemplo, producidas por enrollar – al subir la herramienta provoca una vibración la cual excita al geófono en el pozo y provoca un alto nivel de ruido en el PSV. Una solución simple para la atenuación de este problema es sujetar bien el geófono a la pared de el pozo y aflojar el cable.

La velocidad de propagación de las ondas de cable es del rango de 2500 a 3500 m/s. Por consiguiente, en pozos donde la velocidad de las capas superficiales es muy baja las ondas de cable pueden ser registradas como primeros arribos (Fig. 13).

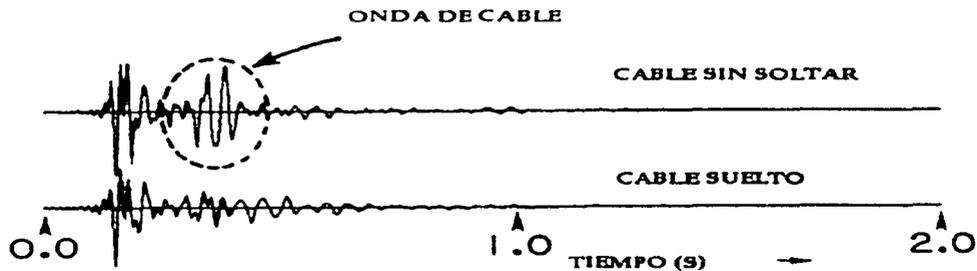


Fig. 13 Ejemplo del ruido que puede generar un cable sin soltar y la señal con cable suelto.

Ondas de tubo

Las ondas de superficie son la principal fuente de las ondas de tubo, las ondas de tubo son creadas por el movimiento de partículas en la columna de lodo o del tubo del pozo, estas ondas de superficie son creadas por la fuente sísmica; se pueden generar también ondas de tubo cuando existe un fuerte contraste de impedancias acústicas de una formación a otra, en el fondo del pozo o en cada cambio abrupto del diámetro del pozo.

Las ondas de tubo creadas por las ondas superficiales constituyen un ruido no aleatorio, el cual ensucia el registro del PSV. Igualmente algunas ondas de tubo pueden ser creadas in situ por ondas compresionales que atraviesan zonas de alta permeabilidad, estas ondas son de mucho interés en la exploración geofísica (Fig. 14).

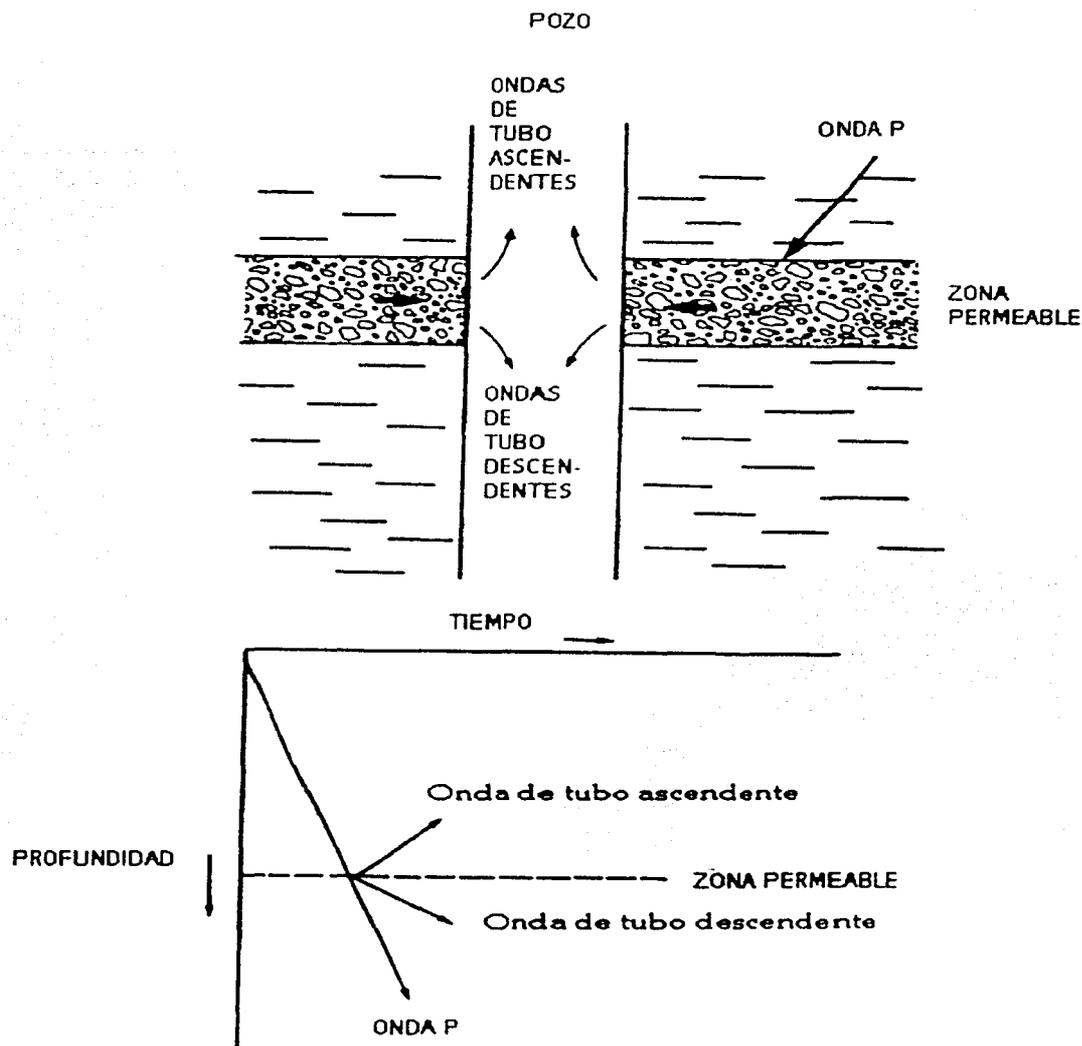


Fig. 14a Generación de ondas de tubo por medio de ondas compresionales cruzando a través de una zona permeable, y la representación esquemática de las ondas de tubo en un registro de PSV.

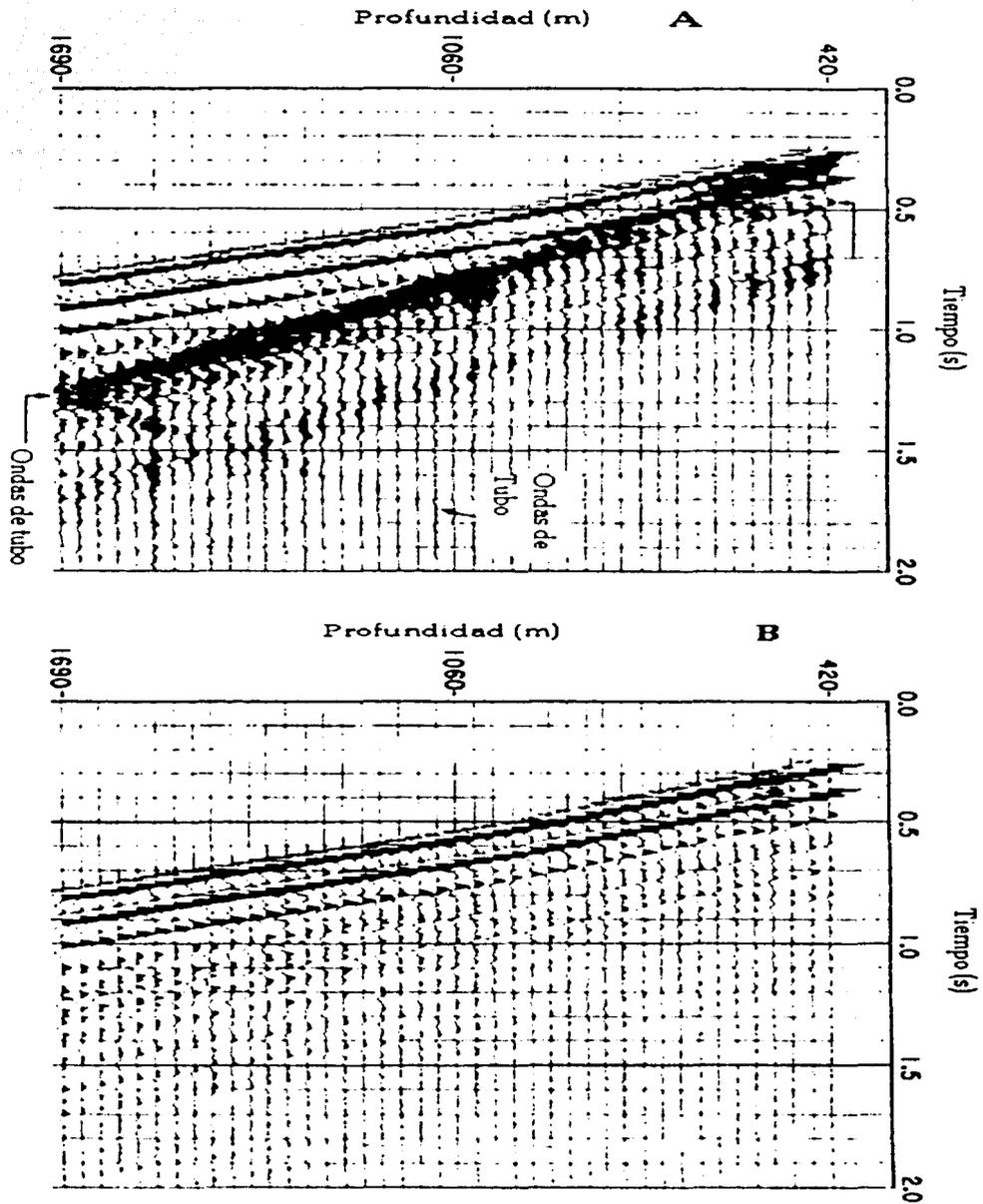


Fig. 14b En esta figura podemos ver en el panel A un PSV con ondas de tubo y en el panel B observamos el mismo PSV pero con la aplicación de un filtro de 0-65 Hertz que ha atenuado la presencia de dichas ondas de tubo.

1.3 Implementación y equipo

La implementación de un Perfil Sísmico Vertical requiere de los siguientes elementos.

- a) Un pozo
- b) Un cable y un carrete.
- c) Una herramienta de pozo con un geófono
- d) Una fuente sísmica
- e) Un sistema de adquisición de datos
- f) Fluidos hidrostáticos para operación de intervención en el pozo.

El pozo

Debido a las consideraciones previamente discutidas concernientes a las ondas de tubo, geofísicamente sería preferible un pozo totalmente cementado que tener pozos con mala cementación o no cementados. Esto porque permitiría un mejor acoplamiento del geófono con las paredes en todas las profundidades del pozo. La Fig. 15 muestra un ejemplo de esto.

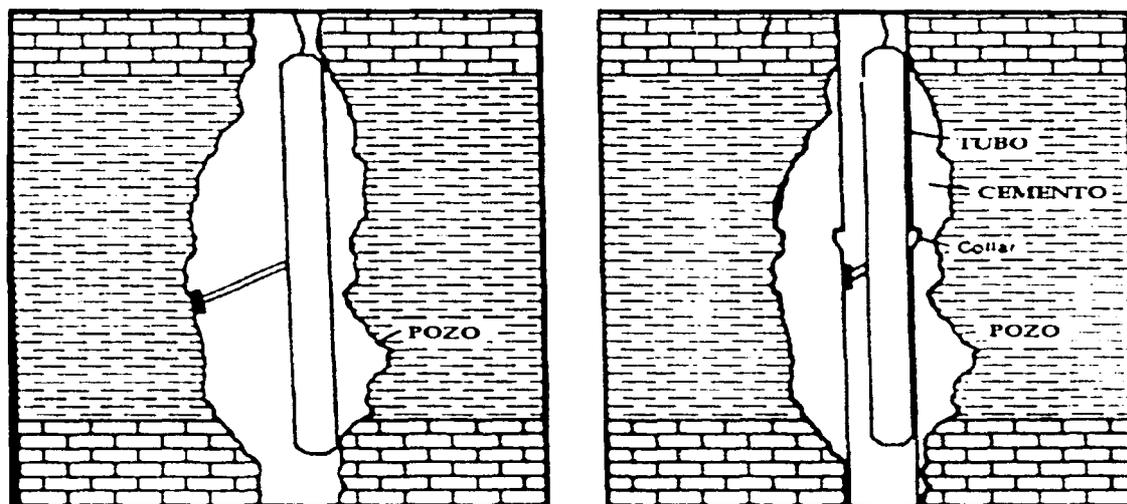


Fig. 15 Aquí vemos los dos casos extremos en que se puede encontrar un pozo en el momento de la adquisición de un PSV, un pozo sin tubería de revestimiento y uno con tubería cementada en buenas condiciones. Mal y buen acoplamiento respectivamente.

El Cable

El cable generalmente usado es conductor del tipo de los que se emplean en grandes pozos. Esto debido a que es el medio para transmitir la información sísmica registrada a lo largo del proceso de adquisición, este cable con una herramienta convencional usualmente se limita a tres canales.

La herramienta del pozo con un geófono

El geófono debe ser diseñado para minimizar los efectos de las ondas de tubo y tratar de tener el mejor acoplamiento con la formación. El primer objetivo es logrado por medio del uso de un pequeño dispositivo a través de una herramienta pequeña redondeada por ambos extremos. El mejor acoplamiento, como segundo objetivo, se logra minimizando la masa de la herramienta e incrementando la superficie de contacto con las paredes del pozo. Un buen contacto entre la herramienta y la formación es logrado por medio de un brazo que abre para pegar la herramienta a la pared del pozo.

Un ejemplo de dimensiones de un instrumento (Fig. 16) es el siguiente:

- a) Longitud: 2.36m; diámetro: 10cm; peso: 94kg
- b) Presión y temperatura Limites: 180° C y 1200bares



Fig. 16 Herramienta de detección usada comúnmente en la adquisición de un PSV.

La fuente sísmica

Una fuente sísmica debe tener las siguientes especificaciones:

- a) Emisión de suficiente energía sísmica que logre una buena relación señal a ruido para los objetivos geológicos perseguidos.
- b) Un rango espectral ancho de frecuencias de tal manera que se obtenga una buena resolución vertical.
- c) Señal repetitiva para poder adicionar a partir de registros separados a cada profundidad y comparación de resultados desde una a otra profundidad.
- d) Señal con un pulso inicial claro para poder tener una lectura precisa de los tiempos de los primeros arribos. Desde este punto de vista las fuentes impulsivas son preferibles a los vibradores.
- e) Repetición rápida del disparo a fin de minimizar los tiempos de operación en la adquisición.
- f) Los aparatos deben ser fácilmente manejables para ser desplazados.

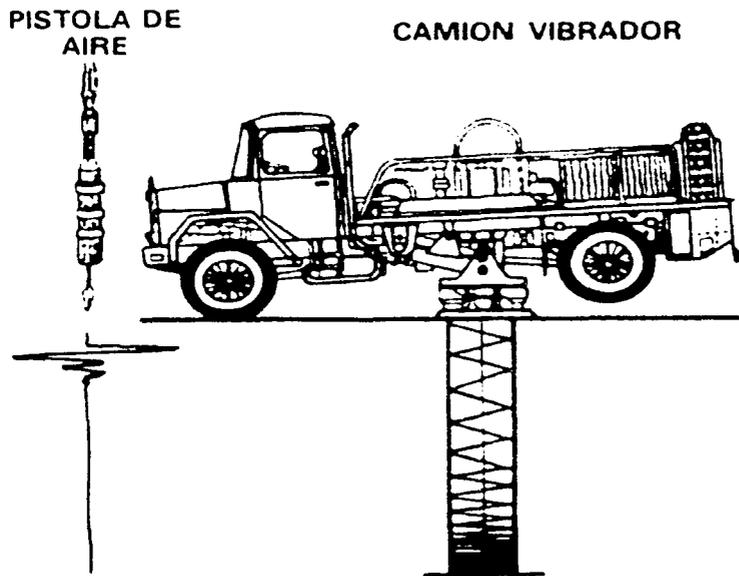


Fig. 17 Fuentes sísmicas comunes en la adquisición de Perfiles Sísmicos Verticales.

Los principales tipos de fuentes sísmicas son:

- a) La pistola de aire, cuya principal desventaja es la colocación y el pulso tan prolongado que tiene (Fig. 17).
- b) El cañón de agua, donde su punto en contra es la presencia de una onda precursora en el pulso inicial.
- c) Vibradores verticales para generación de ondas P u horizontales para generación de ondas de S (Fig. 17).

El sistema de adquisición de datos

El sistema de adquisición debe tener una eficiencia comparable con sistemas empleados en trabajos de sísmica superficial. Además este debe tener un gran rango dinámico y la posibilidad de muestrear a paso de 1ms con el correspondiente filtro antialias. Los contratistas están ahora ofreciendo sistemas de adquisición especializados, los cuales son adaptados para procesar en el mismo campo.

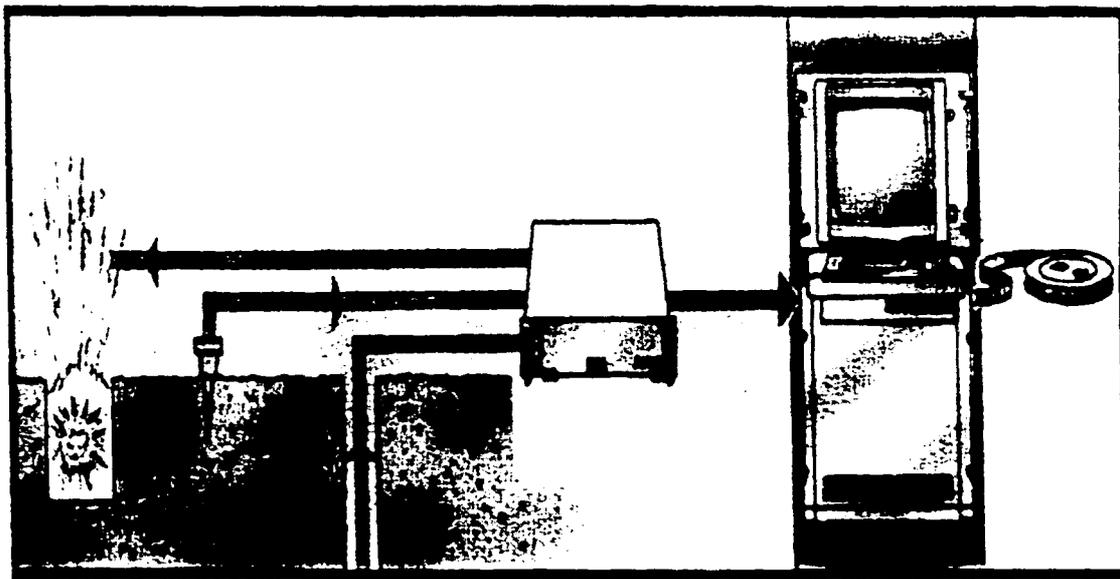


Fig. 18 Sistema de adquisición sísmica de PSV usado convencionalmente.

Operación de un estudio de PSV

Ésta es una secuencia de operación de PSV en campo:

- a) Checar la profundidad de la herramienta en el pozo.
- b) Sujetar la herramienta.
- c) Aflojar el cable.
- d) Registrar el dato sísmico y checar éste en el monitor de registros.
- e) Tensar nuevamente el cable.
- f) Dejar de sujetar le herramienta.
- g) Posicionamiento de la herramienta en la nueva profundidad.
- h) Se repite la secuencia a una profundidad menor.

Este procedimiento también puede ser repetido varias veces en la misma profundidad para evaluar variaciones en el acoplamiento y la relación señal a ruido.

En resumen, los registros en sismogramas de un PSV deben ser hechos a varias profundidades durante el ascenso de la herramienta y también en el fondo del pozo, así podremos estimar la variación de la relación señal a ruido con la profundidad. De esta forma los parámetros de adquisición pueden ser afinados. Estas posiciones pueden ser revisadas para checar las profundidades cuando la herramienta es subida. Por razones de conveniencia, la adquisición de un PSV se realiza del fondo a la superficie del pozo.

1.4 Análisis de tiempo de trayectoria entre un punto fuente y diferentes posiciones del receptor

Para el estudio de los tiempos de viaje de las ondas emitidas a partir de la superficie y registradas por un geófono ubicado a diferentes profundidades en el pozo, podemos definir los principales tipos de ondas encontrados durante la adquisición de un PSV.

Tomando en consideración el caso de un modelo geológico tabular compuesto de horizontes planos, en este modelo, se considera vertical la dirección de la propagación de ondas y el pozo se asume que es vertical. La columna geológica hipotética esta compuesta por dos capas sobre un basamento de espesor infinito (Fig19 Izquierda). La primer capa termina en el punto A y la base de la segunda capa es le punto B. El geófono ocupa sucesivamente las posiciones de Z5 hasta Z0, Z0 denota la posición del geófono en la superficie, mientras que las posiciones Z2 y Z4 corresponden a las interfases A y B, respectivamente.

En la segunda figura, los tiempos de tránsito de la superficie a las diferentes posiciones del geófono (Z_i) son tomadas como T_i , donde i varía de 0 a 5. El tiempo T_0 es igual a cero. De esta forma, la Fig. 19 representa la sección geológica en términos del tiempo de trayectoria sísmico.

La Fig. 19 de la derecha, es una representación esquemática de un PSV, el eje vertical es el tiempo y el eje horizontal es la profundidad del pozo (posiciones Z). Las amplitudes de la onda no son tomadas en cuenta en este diagrama. La traza sísmica registrada por un geófono es dada verticalmente debajo de la posición Z correspondiente a la profundidad del pozo, esta se incrementa de derecha a izquierda a lo largo del eje horizontal.

Diferentes tipos de onda que pueden ser distinguidos en una imagen de PSV:

- a) **Arribos de onda descendente directos (denotados por DIR).** Son las ondas que alcanzan las diferentes posiciones de los geófonos a tiempos T_0 a T_5 .

- b) Reflexiones primarias en la interfase A (denotadas por PA). Este tipo de arribos alcanza las posiciones Z_i después del tiempo de trayectoria $T_A = T_2(T_2 - T_i)$ donde i es un entero entre 0 y 2. El tiempo T_A es igual el tiempo doble ($2T_2$) para una onda que regresa a la superficie después de la reflexión marcada en el horizonte A, menos el tiempo de arribo directo T_i y el geofono Z_i .
- c) Reflexión primaria en la interfase B (denotada por PB) Esta onda alcanza la posición Z_i a un tiempo $T_B = T_4 + (T_4 - T_i)$ donde i es un entero entre 0 y 4. El tiempo T_B es equivalente al tiempo doble de viaje ($2T_4$) Para una onda llegando a la superficie que ha sido reflejada en el horizonte B, después restando el arribo directo de tiempo (T_i).
- d) Múltiples creados de forma secundaria en la superficie después de una onda de reflexión primaria en el horizonte A (denotados por MSA). Estas ondas alcanzan el geofono en la posición Z_i después de un tiempo de tránsito de $2T_2 + T_i$, donde i es un entero entre 0 y 5. El tiempo de viaje contra la profundidad.
- e) Ondas múltiples descendentes generadas en el horizonte A después de la reflexión sobre el horizonte B (denotado por MDA). Estas ondas alcanzan la posición Z_i después del tiempo de tránsito $T_4 + (T_4 - T_2) + (T_i - T_2)$ donde i esta entre 2 y 5. La curva del tiempo de arribo para esta onda es paralela a los arribos directos, pero retrasadas por la suma $2(T_4 - T_2)$. Las ondas MDA solamente registradas por geofonos localizados en posiciones Z_2 a Z_5 .
- f) Onda ascendente múltiple generada en el horizonte A después de la reflexión primaria de la onda y el regreso desde la superficie bajando nuevamente (denotada por MMA) esta onda alcanza la posición Z_i después de un tiempo de tránsito de $3T_3 + (T_2 - T_i)$, donde i esta entre 0 y 2 la curva del tiempo de arribo es paralela a las reflexiones directas desde A excepto en este offset por un retraso de $2T_2$ Los arribos MMA son solamente registrados en las posiciones de geofonos Z_0 a Z_2 .
- g) Ondas ascendentes múltiples generadas por el horizonte B después de la reflexión primaria en B, entonces las reflexiones secundarias en A y B (denotadas por MMB). Estas ondas alcanzan el geofono en Z_i después de un tiempo de tránsito $T_4 + 2(T_4 - T_2) + (T_4 - T_i)$, donde i es algún entero entre 0 y 4. La curva de tiempos de arribo es paralela a las reflexiones directas de B, pero retrasadas por una suma igual a $2(T_4 - T_2)$.

Este tipo de pulso es solamente registrado por geofonos localizados en las posiciones Z0 a Z4.

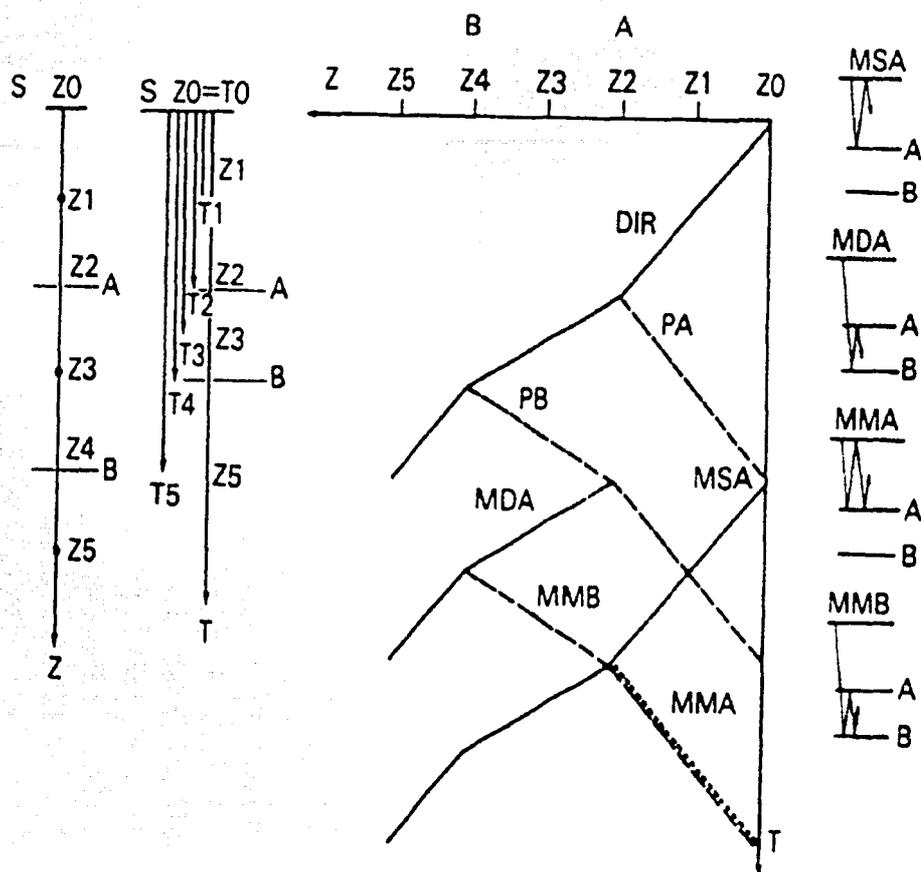


Fig. 19 Tiempos de viaje para un PSV, donde DIR son los arribos de las ondas directas descendentes, PA ondas primarias ascendentes de la interfase A, PB ondas primarias ascendentes de la interfase B, MDA múltiple descendente de la interfase A, MSA múltiple descendente de la superficie S, MMA Múltiple ascendente de la interfase A y MMB múltiple ascendente de la interfase B.

Las siguientes observaciones se pueden hacer en base a la fig. 19.

- a) Trazando la curva de salida de los primeros arribos y construyendo la relación profundidad contra tiempo con $T_i = F(Z_i)$, y dirigido a una determinación de la velocidad

$$V_{i, i+1} = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{T_{i+1} - T_i}$$

- b) Los eventos visibles en los PSVs pueden ser clasificados en dos categorías:

1) Eventos de ondas descendentes (DIR, MSA y MDA) las cuales son caracterizadas por una aparente velocidad positiva y las cuales son indicadas con líneas continuas en el diagrama de la Fig. 19.

2) Eventos de ondas ascendentes (PA, PB, MMA y MMB), las cuales son caracterizadas por una velocidad aparente negativa y son indicadas por líneas punteadas.

La velocidad aparente, V_a , es definida como: $\Delta Z / \Delta t$

De cualquier forma, la posición, Z , del geófono en el pozo, la traza del PSV (Z, t) es la suma de ondas ascendentes y descendentes, esto es: $PSV(Z, t) = D(Z, t) + U(Z, t)$ la separación de estas dos categorías de arribos pueden ser separadas por un filtro de velocidad aparente.

- c) El PSV permite la identificación de reflexiones primarias así como la posición en profundidad de las interfases con el simple análisis de los tiempos de tránsito, esto permite una calibración en profundidad con datos obtenidos en estudios sísmicos de superficie. Las reflexiones primarias (PA y PB) son solamente ondas ascendentes, las cuales muestran intersecciones con las curvas de arribos directos (DIR). Estos puntos de

intersección ocurren en las posiciones Z que corresponden a profundidades de las interfases A y B. En el caso de un modelo tabular compuesto de capas homogéneas y horizontales, los arribos directos de ondas descendentes y curvas de reflexiones primarias se presentan simétricamente sobre una línea, la cual es paralela al eje de profundidad que pasa a través de esta intersección. La pérdida de simetría puede ser debido a la inclinación de los reflectores, a un offset de la fuente con respecto al pozo o a alguna combinación de estos dos factores.

- d) El VSP puede ser usado para identificar ondas ascendentes múltiples y las interfases en las cuales son originadas. Las ondas múltiples ascendentes MMA y MMB no interceptan los arribos directos de la curva, pero permanecen paralelos a las reflexiones primarias PA y PB. Estas son primero registradas cuando el geófono es situado en A o en B (esto es, los horizontes en los cuales son generados los múltiples), y son solo visibles en las trazas obtenidas sobre los respectivos horizontes marcados.
- e) Las ondas múltiples descendentes y sus interfases asociadas pueden ser reconocidas usando PSV. Se hace notar que estos múltiples no pueden ser observados en sismica de reflexión de superficie. Las ondas múltiples descendentes MSA y MDA son paralelas a los arribos directos DIR. Estas son primero registradas en las posiciones Z las cuales corresponden al espacio entre la superficie (S) y la interfase A. Estas son solamente visibles cuando el geófono está situado en el horizonte desde el cual el múltiple fue originado. En tales posiciones registradas, las ondas descendentes incluyen múltiples creados por interfases menos profundas que el geófono.

En cualquier posición Z del geófono, la señal de las ondas descendentes representada por $D(Z,t)$ y convolucionada con los coeficientes de reflexión, $RZ(t)$, los cuales se refieren a horizontes debajo del geófono en una ventana de tiempo para ondas reflejadas, nos da como resultado la señal de ondas ascendentes $U(Z,t)$ (esto inmediatamente después de los primeros arribos).

$$U(Z, t) = D(Z, t) * RZ(t)$$

$$\text{A la inversa } RZ(t) = D^{-1}(Z, t) * U(Z, t)$$

Donde $D^{-1}(Z,t)$ es el operador de deconvolución deducido a partir de $D(Z,t)$

- f) El tiempo de arribo T de una onda ascendente reflejada y a su vez registrada por un geófono en la posición Z es igual a T_s , el tiempo de llegada de la misma onda en la superficie, después de restar el tiempo de llegada T_i .

$$T = T_s - T_i$$

Para cada cambio de tiempo del registro PSV obtenido en las posiciones Z_i del geófono, es posible comparar directamente un PSV y datos de sísmica de superficie. Esto es logrado con solo aplicar una corrección estática T_i en cada Z_i registrado la cual aplanar la salida del primario y las ondas múltiples ascendentes, de este modo, estos pueden ser calibrados contra los tiempos de trayectoria y profundidades tomadas del pozo PSV. Puesto que las ondas descendentes múltiples son paralelas a los arribos directos, las ondas descendentes pueden ser puestas en forma horizontal por medio de tiempos de arribo directos a cero para todas las posiciones del geófono. Esto se hace aplicando un cambio de tiempo estático en las trazas del PSV el cual es igual al tiempo del primer arribo con un cambio de signo (esto es $-T_i$ para un geófono en la posición Z_i).

Otra representación análoga de un PSV puede ser obtenida por expresión de las profundidades del pozo (Z_i) en términos del tiempo de trayectoria (T_i) (Fig. 20). De la misma forma, todos los eventos de ondas ascendentes tienen una velocidad aparente de -1 y todos los eventos de ondas descendentes una velocidad de $+1$. Para obtener tal diagrama es necesario escoger el paso de muestreo ΔZ el cual es un incremento de profundidad y representa un tiempo de viaje constante, esto solo puede ser calculado conociendo la distribución de la velocidad con la profundidad. Sin embargo tal representación es una clara ventaja en la interpolación de datos entre puntos medidos en profundidad y en el caso de extrapolaciones hacia la superficie por debajo del pozo. Este puede ser logrado usando métodos de interpolación lineal con los dos ejes ortogonales correspondientes a la velocidad aparente de las ondas descendentes ($V_d = +1$) y ascendentes ($V_a = -1$). La extrapolación debajo del pozo es de vital importancia por la predicción de estructuras a profundidad y la identificación de interfases. La interpolación entre posiciones del geófono permite la localización de horizontes

sísmicos en áreas donde el geófono no puede ser acoplado, como en sedimentos no consolidados. La fig. 21 es una representación esquemática de la interpolación y extrapolación usada en un PSV.

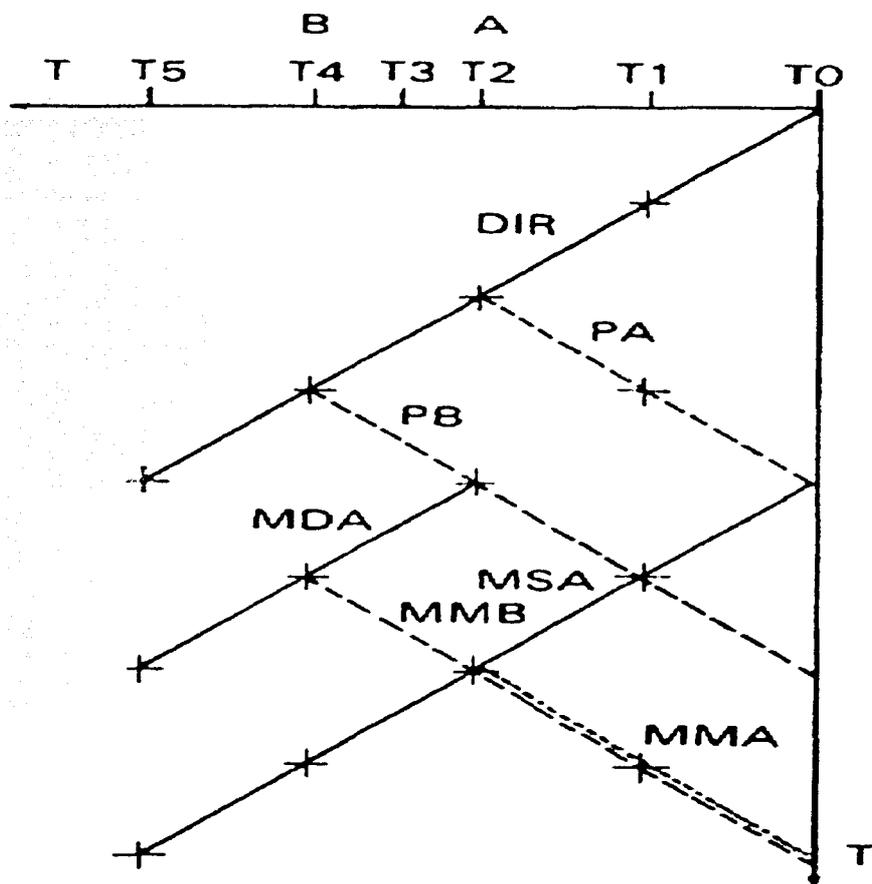


Fig. 20 Representación de un PSV con profundidades expresadas en tiempos de viaje.

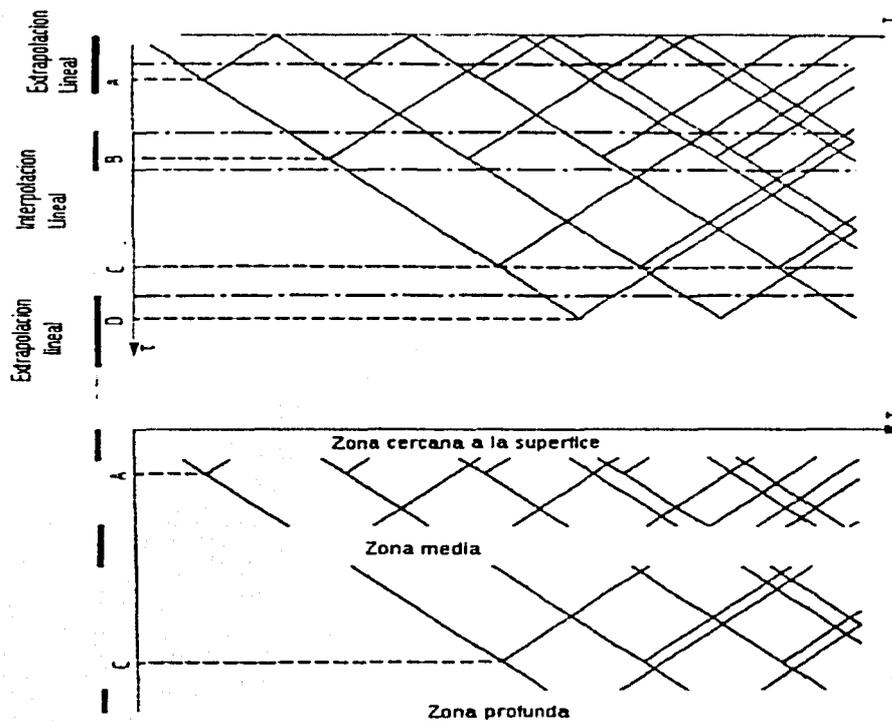


Fig. 21 Interpolación y extrapolación de datos para un PSV

La separación de las ondas descendentes y ascendentes es obtenida por la aplicación de un filtro de velocidad aparente. Este filtro es solamente efectivo si los datos registrados se muestrean adecuadamente en tiempo y profundidad. Este no es un problema particular que surja del muestreo en tiempo de arribos puesto que el equipo de laboratorio registra con un filtro antialias. El intervalo de muestreo en profundidad ΔZ debería ser elegido para satisfacer los siguientes requerimientos: La señal a ser registrada no debería contener energía con un número de onda ($K = F/V$) mayor que el número de onda de Nyquist ($1/2\Delta Z$) donde F es la frecuencia y V es la velocidad aparente de la onda sísmica.

Para esta, obtenemos: $KN = 1/2\Delta Z \geq F_{max} / F_{min} \geq K$

Lo cual implica: $\Delta Z \leq V_{min}/2F_{max}$

Donde V_{min} representa la velocidad mas baja de la formación y F_{max} la mas alta frecuencia que puede ser registrada con el filtro antialias. Por ejemplo; si $V_{min} = 2000$ m/s y $F_{max} = 100$ hz, entonces $\Delta Z = 10$ m. Si nosotros deseamos operar un PSV con un tiempo de viaje constante, ΔT , entonces debe ser elegido tal que $V_{max} \Delta T \leq V_{min} / 2F_{max}$. Esto nos da como resultado:

$$\Delta T \leq V_{min}/(2V_{max}.F_{max})$$

Donde V_{max} es la velocidad más alta en la formación.

El PSV mostrado en la Fig. 22A que ha sido registrado con un tiempo de viaje constante ΔT para cada incremento de profundidad. Esto esta basado en el mismo modelo que se mostró en la Fig. 19. Las ondas ascendentes y descendentes son separadas y puestas horizontalmente, de este modo se producen los diagramas B y C de la Fig. 22.

El análisis de los datos PSV en términos del tiempo de viaje no toman en cuenta el tipo de onda o la amplitud. En el caso de un medio compuesto por capas horizontales y planas (Modelo 1D), la excitación produce tanto ondas compresionales con incidencia normal. Las cuales son transmitidas o reflejadas. Bajo esta hipótesis, el grupo de ondas registradas durante un estudio es una solución de la ecuación de onda en una dimensión. Esta ecuación toma las amplitudes en cuenta.

El PSV sintético de la fig. 23 está calculado a partir del registro sísmico, el paso de muestreo ΔT , es de 4ms. El pulso sísmico usado en este ejemplo es uno de Ricker centrado en 25 Hz. El registro es simulado para geófonos en las posiciones

correspondientes a los tiempos de trayectoria entre 0.2 y 0.6 s en el pozo. El intervalo de profundidad entre las posiciones sucesivas del geófono es equivalente a 8ms.

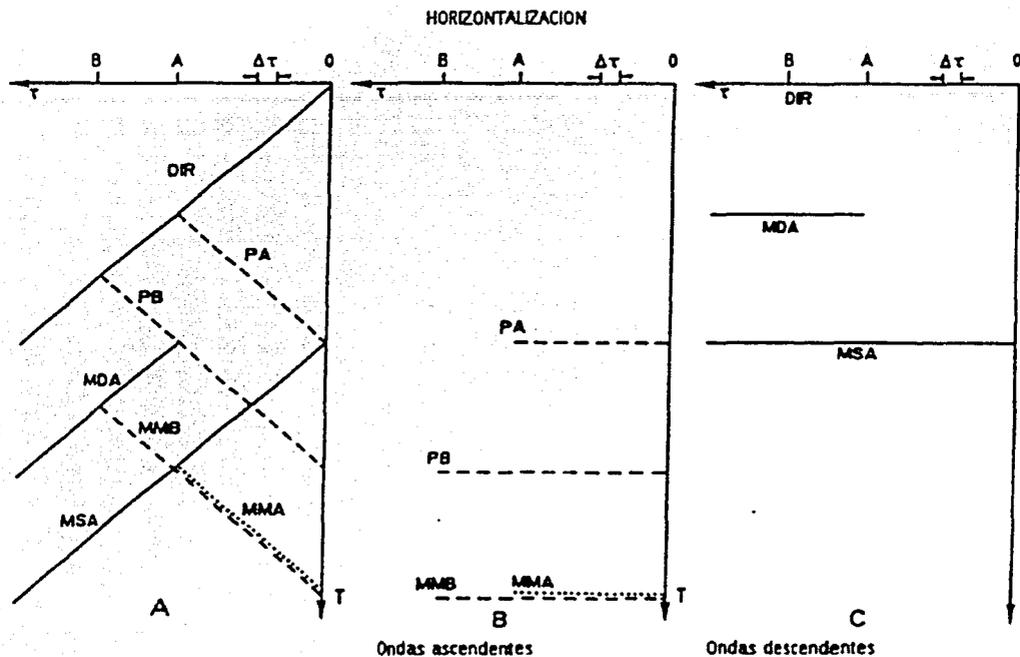


Fig. 22 Alineamiento de ondas ascendentes B y descendentes C después de la separación de ondas.

El modelado del PSV usando un registro sónico es satisfactorio realmente cuando la estructura geológica es muy similar a las suposiciones matemáticas (Tipo de medio 1D). Bajo estas condiciones, el PSV sintético puede servir en la interpretación de un PSV de campo. Cuando el modelo geológico es bien definido el PSV sintético permite

una óptima selección para la implementación de un estudio real de PSV. Este es particularmente importante para la preselección de las diferentes posiciones del geófono en el pozo. El PSV sintético es también esencial para técnicas de inversión, donde el propósito es buscar la distribución de las impedancias acústicas o coeficientes de reflexión en profundidad. Esto con el propósito de minimizar las diferencias entre un PSV real y un sintético usando iteraciones sucesivas.

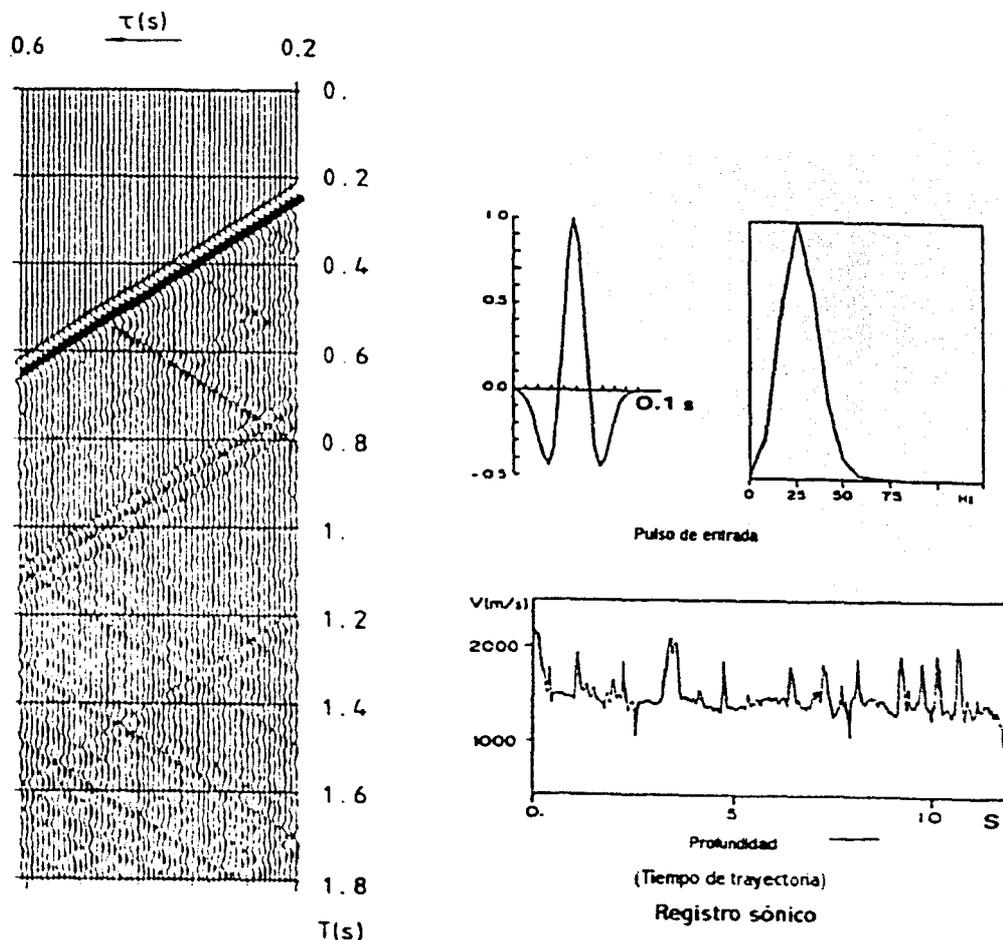


Fig. 23 Ejemplo de un PSV sintético donde se muestra el pulso de entrada y el registro sónico del cual fueron tomadas las velocidades para su elaboración.

2.- Procesamiento de los datos de un Perfil Sísmico Vertical

Como se comentó en la introducción, las principales justificaciones para realizar el procesamiento de datos de un estudio sísmico cualquiera son:

- a) Mejorar la relación señal a ruido.
- b) Precisión del tiempo de reflexión y de la posición de eventos.
- c) La más alta resolución posible.
- d) Preservación de amplitudes.
- e) Preservación del contenido de frecuencias.

En este capítulo presentaré los pasos a seguir para el procesamiento de datos de un Perfil Sísmico Vertical, para el caso en el que tanto la fuente como el receptor son considerados como si estuvieran alineados en una perpendicular a los reflectores. El caso más simple consiste de un pozo vertical y un medio de capas horizontales. La fuente está situada cerca de la boca del pozo. En pozos desviados, como ya fue mencionado, la fuente es desplazada lateralmente en un orden tal que se mantenga la posición relativa verticalmente sobre el geófono en el pozo.

2.1 Procesamiento de datos de un Perfil Sísmico Vertical.

Los principales pasos en el proceso de un Perfil Sísmico Vertical pueden ser resumidos como a continuación se describe:

- a) Procesamiento preliminar de los datos.

Estos pasos preliminares incluyen el demultiplexado (este puede ser realizado en campo o en el centro de procesamiento) y de ser necesario modificaciones del formato (normalmente realizado de acuerdo al paquete de proceso a ser usado); la correlación es requerida en el caso de fuentes de vibración, esto es, para determinar el pulso que se convoluciona con la respuesta impulsiva de la tierra.

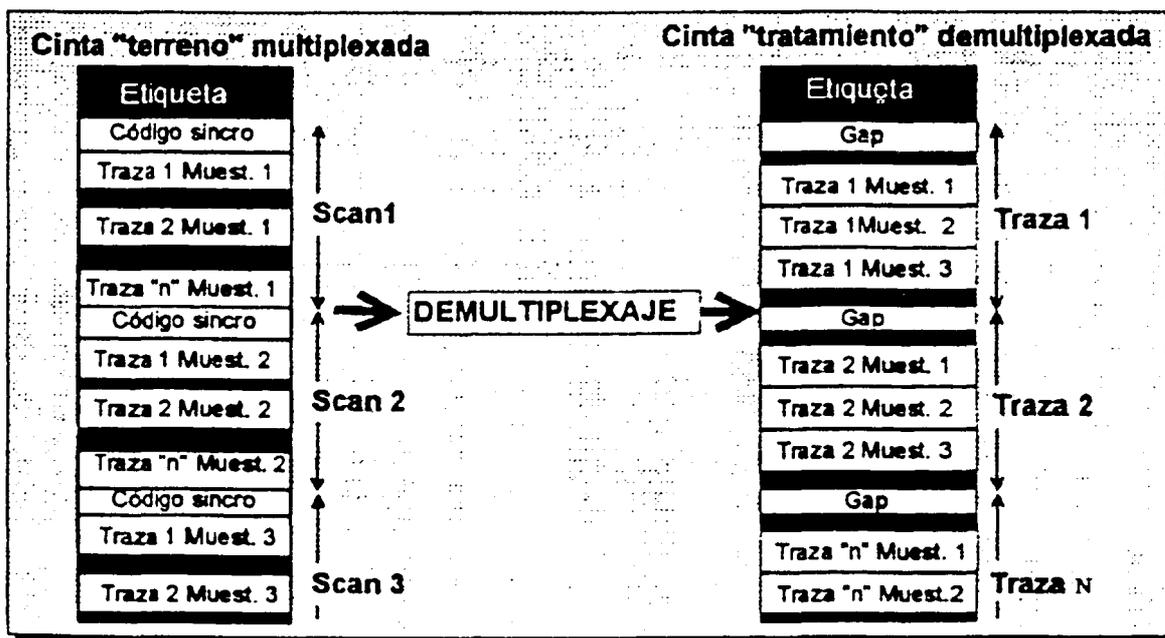


Fig. 24 Demultiplexado

b) Calibración de tiempos de transito y amplitudes.

En este proceso, los tiempos de arribo y amplitudes de las trazas de un Perfil Sísmico Vertical son calibradas usando la señal registrada; la compensación de retrasos en los registros y la supresión de trazas ruidosas también es realizado. Los tiempos de arribo y amplitudes son calibrados para cada una de las trazas del PSV por aplicación de correcciones estáticas y una ganancia constante calculada a partir de la señal fuente correspondiente a cada traza.

La corrección estática elimina los efectos que la altimetría, la velocidad y el espesor de la capa alterada ejercen en el tiempo de recorrido de la señal. Después de la aplicación de las correcciones estáticas las medidas poseen el valor que hubiesen tenido sin capa alterada en un suelo plano y horizontal. Las trazas ruidosas son suprimidas mediante un procedimiento manual o por el uso de programas automáticos basados en técnicas estadísticas. Finalmente se realiza el apilamiento en las trazas sísmicas registradas a una profundidad constante.

c) Picado de primeros arribos

Los tiempos de los primeros arribos ayudan para la construcción de la curva profundidad contra tiempo y un cálculo de velocidades de intervalo. Si la fuente tiene offset, este debe ser tomado en cuenta cuando calculamos velocidades. El picado de los primeros arribos puede ser realizado de manera automática o semiautomática. Para fuentes de tipo impulsivas, el picado de primeros quiebres puede ser muy fino gracias a que se tiene el conocimiento de la respuesta esperada al pulso de Ricker.

Las técnicas para encontrar los puntos en los cuales hay que picar los primeros arribos están relacionadas con el signo de la deformación, y las lecturas de los primeros arribos está influenciada por la relación señal a ruido, recíprocamente a una buena relación señal a ruido la identificación de los primeros quiebres es mas fácil. El detalle se ilustra a continuación.



Fig. 25 Definición de los primeros quiebres en las trazas.

d) Corrección por atenuación.

Esta corrección es diseñada para restaurar las trazas del PSV como registros de ondas planas, esto puede realizarse con una aplicación de la fórmula de Newman que es una ecuación dinámica en tiempo o una ley empírica que involucre a $C = AT^n$. Donde C es la amplitud corregida, A es la normalización constante, T es el tiempo de tránsito y n es el exponente que tiene un valor entre uno y dos. La fórmula de Newman expresa la corrección por atenuación D como una función de la velocidad cuadrática media $V_{RMS}(T)$ y el tiempo de tránsito T:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$$D = TV^2_{RMS}(T) / V_0$$

Donde V_0 es una constante con dimensiones de velocidad, generalmente tomada como la velocidad sísmica del primer medio o como la unidad. La velocidad cuadrática media puede ser derivada desde las velocidades de intervalo obtenidas a partir de los primeros quiebres.

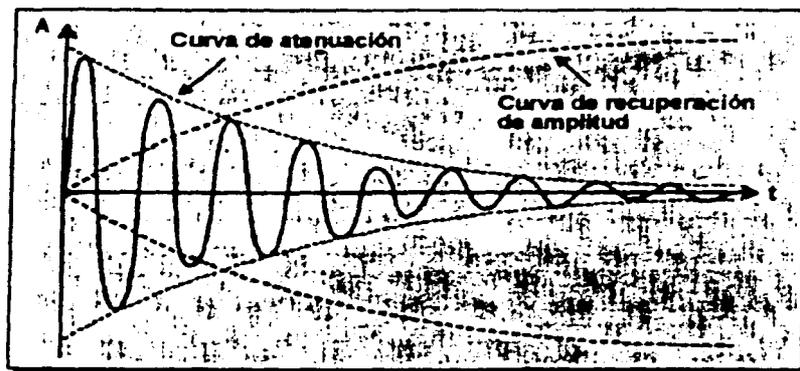


Fig. 26 Curva de atenuación de amplitudes antes de la aplicación de la corrección por divergencia esférica.

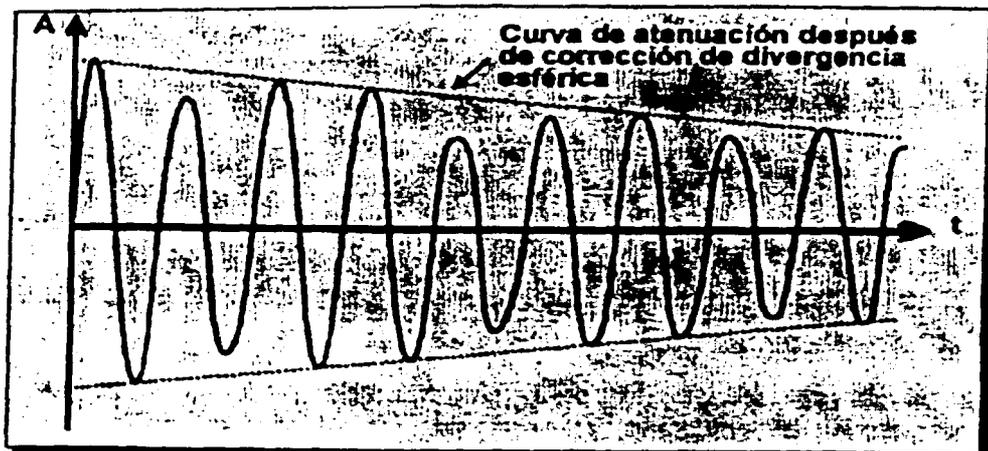


Fig. 27 Curva de atenuación de amplitudes después de la aplicación de la corrección por divergencia esférica.

e) Separación de ondas ascendentes y descendentes.

La separación de ondas puede ser realizado mediante algunos métodos los cuales pueden pertenecer principalmente a una de dos categorías, un filtro convencional de velocidad aparente y técnicas especiales de separación, como sigue.

Separación en el dominio FK.- las ondas descendentes se caracterizan por una velocidad aparente ($\Delta z/\Delta t$) la cual es positiva. La separación de ondas ascendentes a partir de las ondas descendentes puede ser realizada por aplicación de un filtro de velocidad aparente ya sea en el dominio tiempo distancia (x, t) o en el dominio frecuencia numero de onda (f, k).

En el dominio (f, k) Las ondas ascendentes y descendentes pueden ser separadas en dos grupos teniendo números de onda positivos y negativos respectivamente. Un simple camino de extracción de estas ondas es el de remover energía alineada en los campos positivos y negativos del plano FK. En las siguientes figuras debe notarse que este tipo de filtro requiere de una distribución regular del muestreo en profundidad del PSV; si esto no es posible, entonces los datos tienen que ser primeramente interpolados.

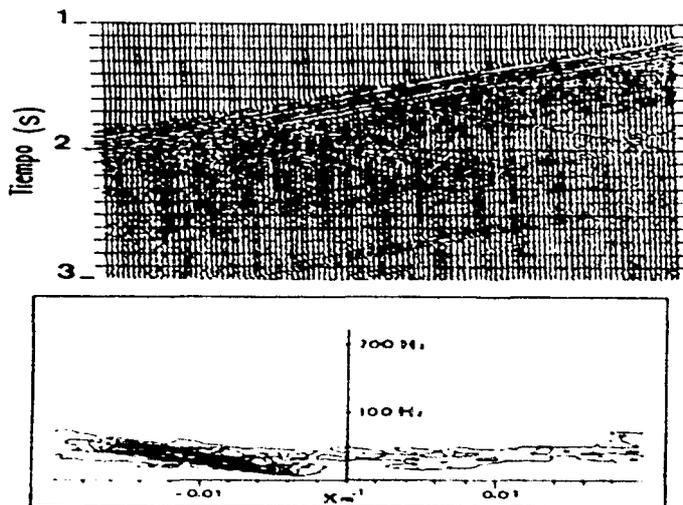


Fig. 28 En la parte superior tenemos un PSV en el dominio (x, t), y en la parte inferior el mismo PSV en el dominio (f, k), en el segundo se observa la separación de ondas ascendentes y descendentes.

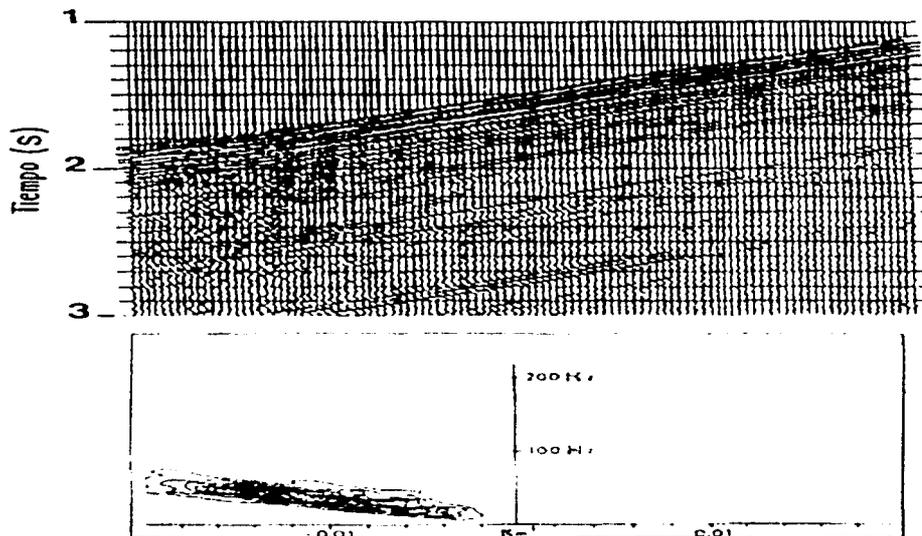


Fig. 29 Aquí se muestran las ondas descendentes después de aplicar un filtro en el dominio (F,K) para quitar las ondas ascendentes y su resultado en el dominio (x,t) .

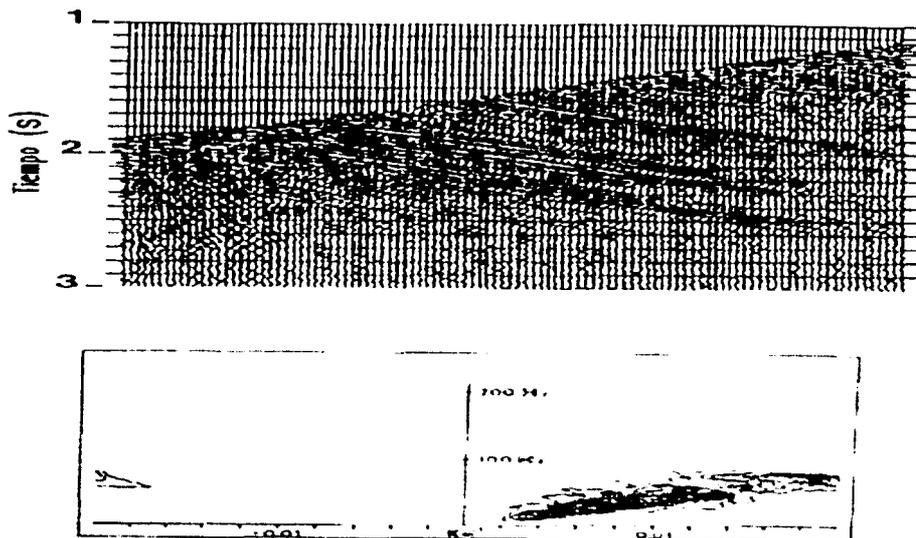


Fig. 30 Este es el caso en el que las ondas descendentes son eliminadas en el dominio (F,K) para dejar únicamente las ondas ascendentes. Se muestra también el resultado en el dominio (x,t) .

Filtros de Mediana. En la segunda categoría se tienen por ejemplo los filtros de mediana fueron desarrollados para hacer el suavizado de datos en los cuales la señal que necesitamos preservar contiene discontinuidades abruptas.

Los filtros de este tipo trabajan de la siguiente manera:

Si tengo una muestra de un conjunto de datos de N elementos, donde N es impar y los ordenamos en orden creciente entonces consideramos como valor medio aquel que se encuentre en la posición $(N+1)/2$, siendo este valor la salida del filtro.

Por ejemplo si tengo X_1, X_2, X_3, X_4, X_5 los ordeno de manera creciente dando como resultado X_3, X_2, X_4, X_1, X_5 . Como $N = 5$ entonces la posición media será la que ocupa el valor X_2 .



Con esto podemos concluir que el filtro de mediana es un proceso no lineal. Esto es muy importante ya que para un proceso $X(t)$ lineal, una convolución representada como :

$$Y(t) = a(t) * x(t) * b(t) * c(t), \text{ es igual a } Y(t) = a(t) * b(t) * c(t) * x(t).$$

Por otro lado, si un proceso matemático no lineal es aplicado a un grupo de datos, este no puede ser colocado arbitrariamente en una secuencia ya que el resultado final depende de la posición de dicho proceso. Si $h(t)$ es un operador no lineal, entonces:

$$Y1(t) = h(t) * a(t) * x(t) \text{ que no es el mismo resultado que } Y(t) = a(t) * h(t) * x(t)$$

Las dos propiedades que hacen al filtro de mediana atractivo para incluirlo en la secuencia de proceso del PSV, son:

- 1.- Que el filtro de mediana siempre rechaza los picos.
- 2.- Que no altera las funciones que pasan por el.

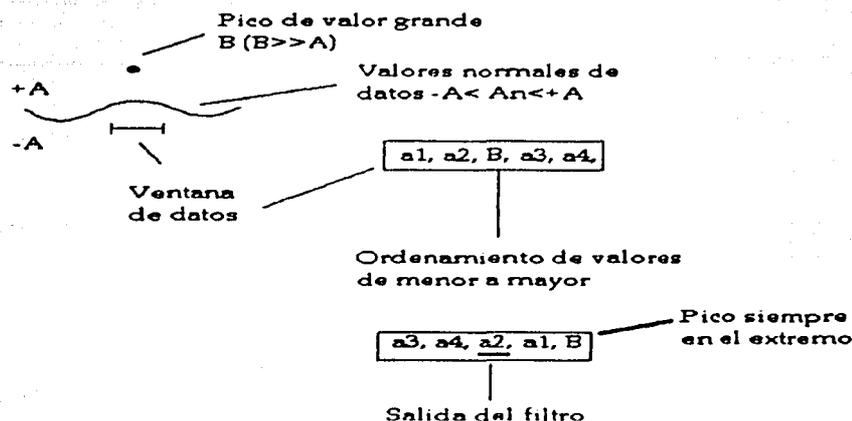


Fig. 31 Supresión de picos por medio del Filtro de Mediana sin que se altere la función.

Es importante comentar que el filtro de mediana, no cambia los eventos de posición, lo cual es muy importante, ya que si algo se busca en trabajos de reflexión sísmica es precisión en cuanto a la posición de los eventos registrados.

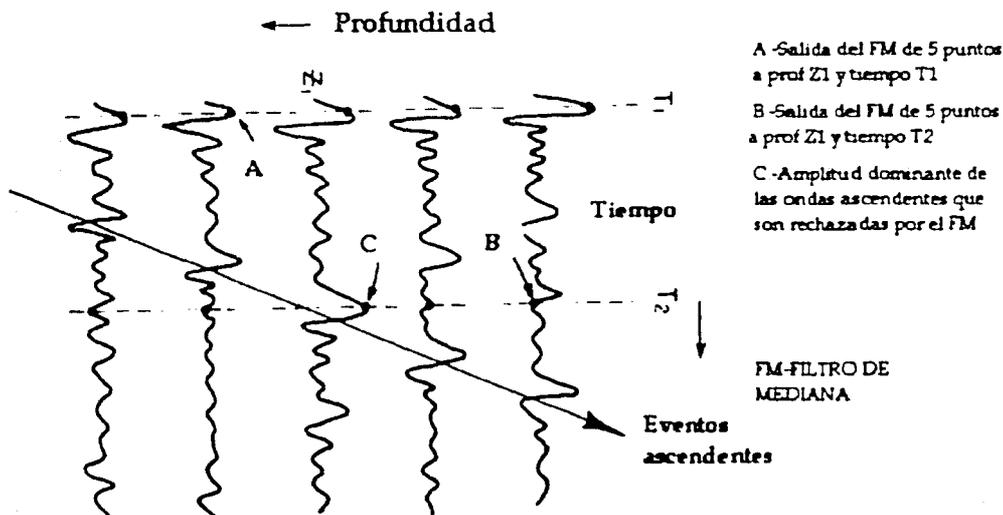


Fig. 32 Forma de aplicar el Filtro de Mediana en el PSV.

f) Deconvolución y apilado de un PSV

La deconvolución de las ondas ascendentes usando las ondas descendentes para remover en ambas la señal de la fuente y los múltiples descendentes desde la traza, es decir, aplicando $RZ(t) = D^{-1}(Z,t) * U(Z,t)$. Al deconvolver y horizontalizar las ondas ascendentes son estaqueadas en un tramo el cual es colocado inmediatamente después de los primeros arribos esto es conocido como apilado de un PSV dando una traza. Esta traza es comparable a un sismograma sintético construido a partir de los registros sísmico y de densidad. Esta traza obtenida de esta manera puede contener ondas ascendentes múltiples. Para remover el efecto de esos múltiples en el apilamiento del PSV se aplica el operador inverso de deconvolución que actúa sobre ondas descendentes y el resultado es análogo a un sismograma sintético sin múltiples dentro de la banda de frecuencias de la señal recibida. De esta forma, esto es comparable a un apilado sísmico de superficie.

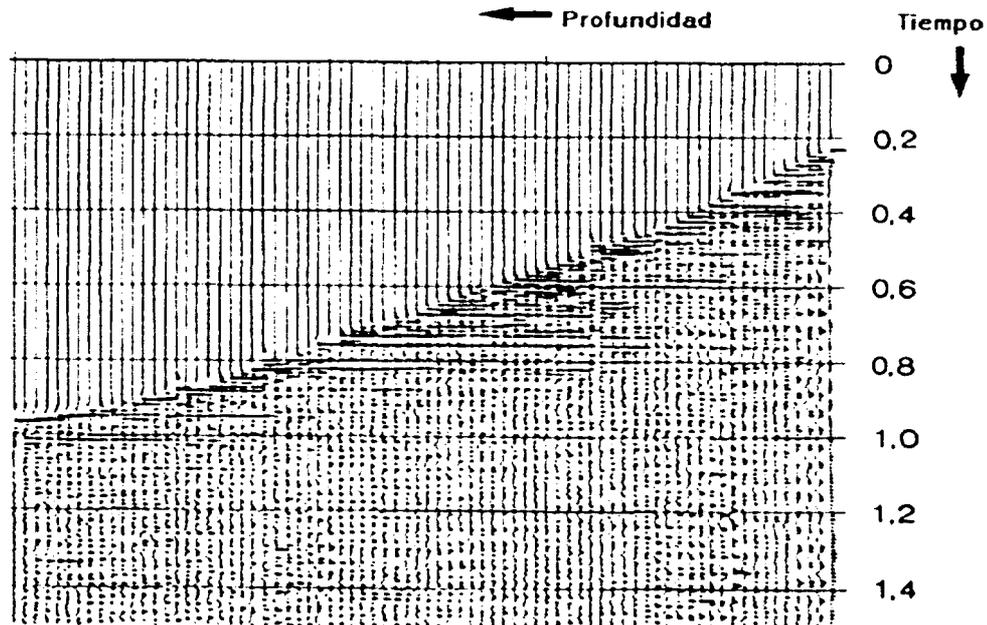


Fig. 33 Sismograma de un PSV que muestra la deconvolución de ondas ascendentes calculada por medio de ondas descendentes.

g) Filtrado de la traza apilada de un PSV

La traza apilada de un PSV es filtrada con varias bandas de frecuencia para ayudarnos a correlacionar con los datos de sísmica superficial. Cuando es necesario, la traza puede ser también desplegada en polaridad inversa para hacer más fácil la correlación con los datos sísmicos de superficie.

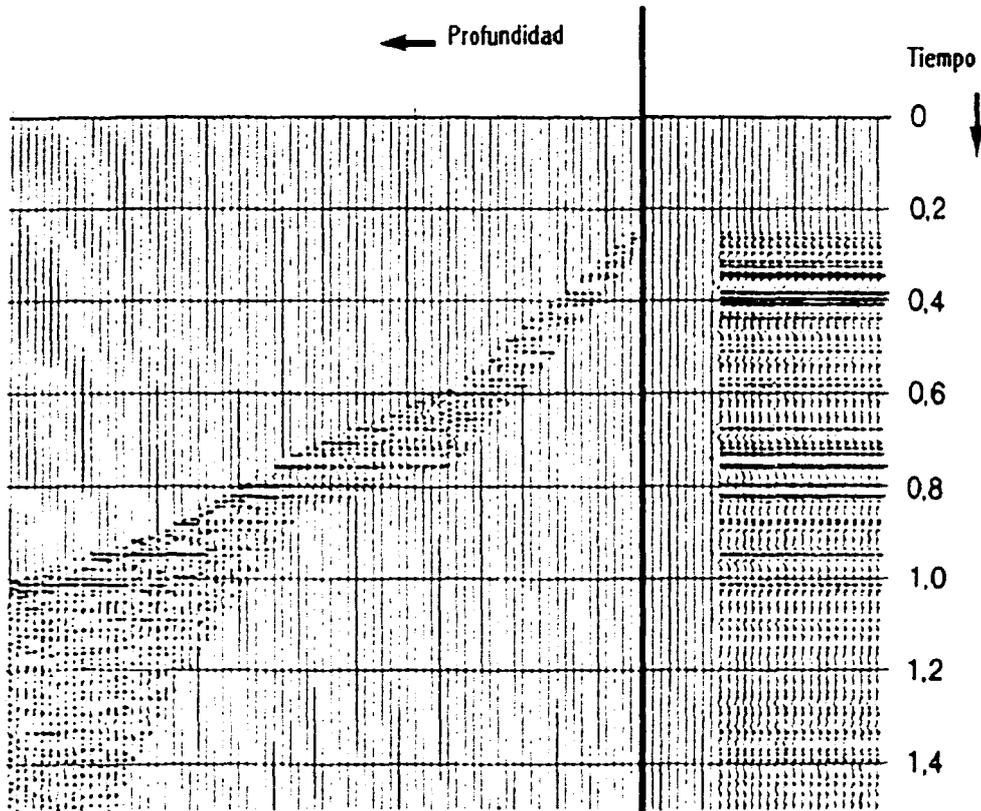


Fig. 34 Imagen de un PSV después de aplicar un silenciador (Izquierda) y el apilamiento del PSV (Derecha).

Una secuencia de proceso se muestra en la Fig. 35 donde vemos la manera en que podemos aplicar todos los puntos anteriormente comentados.

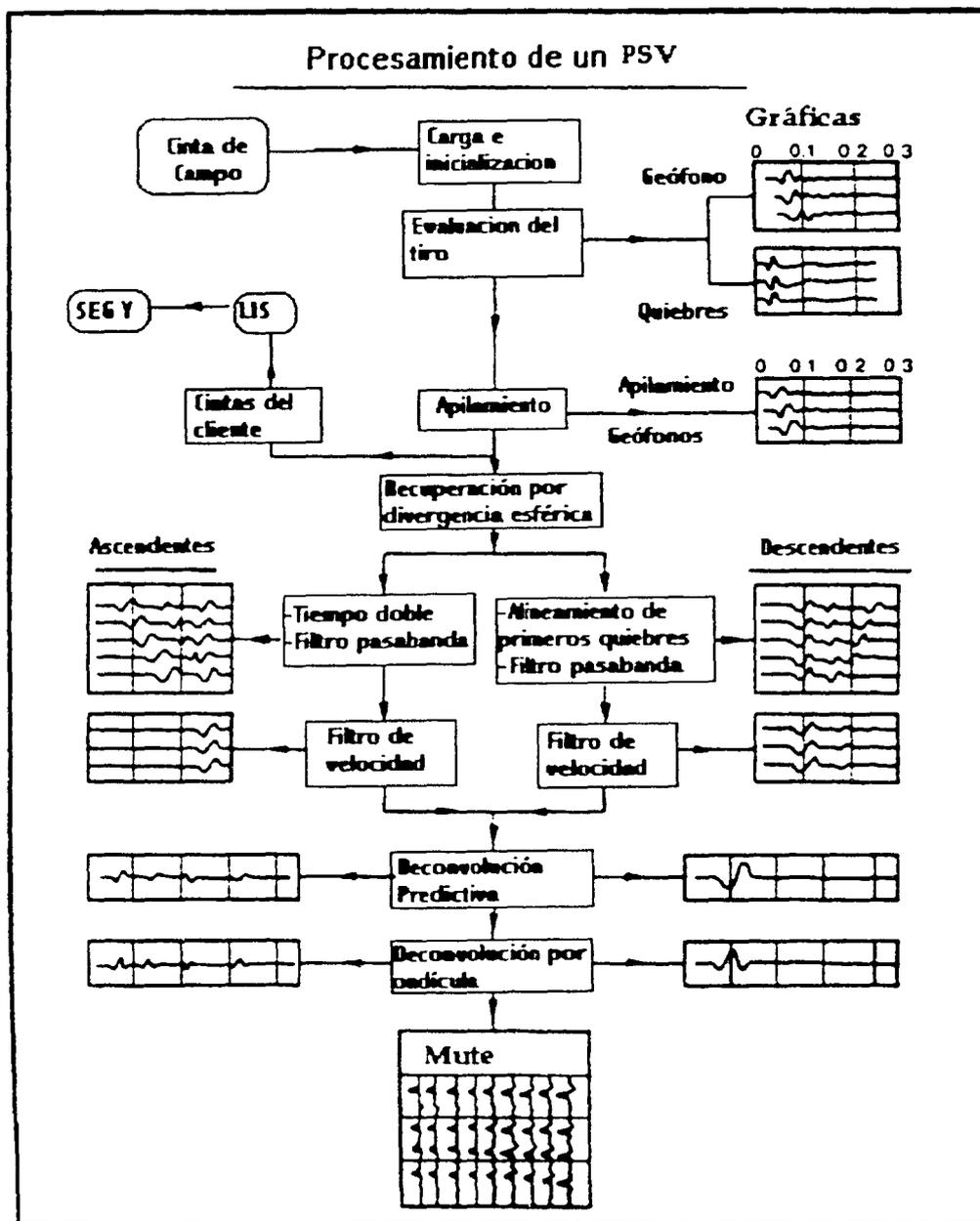


Fig. 35 Secuencia de proceso para un PSV.

3.-Aplicaciones del perfil sísmico vertical a la exploración petrolera.

Los Perfiles Sísmicos Verticales se corren en una gran cantidad de pozos y en diferentes provincias geológicas, con el objetivo de ayudar al analista de datos sísmicos en la realización de su trabajo y ser un complemento a la información que manejan los interpretes de la Geología de dichas provincias.

Las reflexiones primarias en un PSV se pueden observar con mayor resolución de lo que permiten los datos sísmicos convencionales, haciendo una correlación más precisa con la litología y permitiendo una buena estimación de la serie de coeficientes de reflexión.

3.1 Aplicación del Perfil Sísmico Vertical a la Caracterización de Yacimientos

Las áreas de aplicación del Perfil Sísmico Vertical, son las siguientes:

- a) El uso del PSV es importante en la identificación y análisis de los sistemas de reflexión múltiple para su comparación con los registros sísmicos convencionales y los registros sintéticos.
- b) El registro preciso de la reflexión primaria por encima de la profundidad total del pozo y el estudio de su relación con la litología y la sección sísmica.
- c) De la naturaleza de los frentes de onda, es decir, la onda descendente derivada del pozo se puede utilizar en el diseño de operadores de deconvolución para las trazas sísmicas cercanas al pozo.
- d) El registro preciso de la respuesta a la reflexión primaria a profundidades mayores a la profundidad total del pozo; esto es muy importante ya que es un apoyo a los programas de perforación.

- e) La colocación de las estaciones receptoras o geófonos dentro del pozo, permite recibir las reflexiones de los cambios litológicos muy cercanos a estos. Esto evita que la onda sísmica sufra pérdidas de amplitud, resolución y generación de mas múltiples al tener que viajar hasta la superficie, como es el caso de la sísmica convencional. Esto es muy importante, ya que al tener que viajar la onda en un intervalo menor, la relación señal /ruido permanece alta (menos pérdida de amplitud por absorción, transmisión, divergencia esférica, menos captación de ruido ambiental), la resolución es mayor debido a que hay menos dispersión (perdida de las altas frecuencias) y la generación de ruidos coherentes o múltiples es menor. Ya que se tiene la información de múltiples en las zonas ascendentes, es posible efectuar una supresión efectiva de los múltiples.
- f) Teniendo la forma del pulso sísmico al momento de ser recibido en el arribo directo, es posible la correlación con la señal sísmica completa y obtener así los coeficientes de reflexión, lo cual nos permitirá estimar la impedancia acústica a lo largo del pozo y por debajo de su profundidad total. Un hecho muy importante es que, en la sección sísmica convencional se tiene información longitudinal de varios kilómetros, con relativa resolución y penetración. Mientras que en el PSV se obtiene una sección sísmica de buena resolución y alta penetración, pero solo en el área vertical del pozo. Por esta razón la combinación y correlación de ambas informaciones proporciona una herramienta poderosa y completa en la elaboración de la interpretación sísmica.
- g) Además el Perfil Sísmico Vertical se emplea para aportar información sobre los cambios litológicos por debajo de la profundidad total del pozo, por ejemplo de: espesores de anhidrita, espesores de sal, ubicación del basamento, ubicación final de la formación a la que se encuentra perforado actualmente el pozo. Esta información es sumamente importante para ayudar a la toma de decisiones sobre cementación, tubería, programación de objetivos en perforación y programación de nuevos pozos.

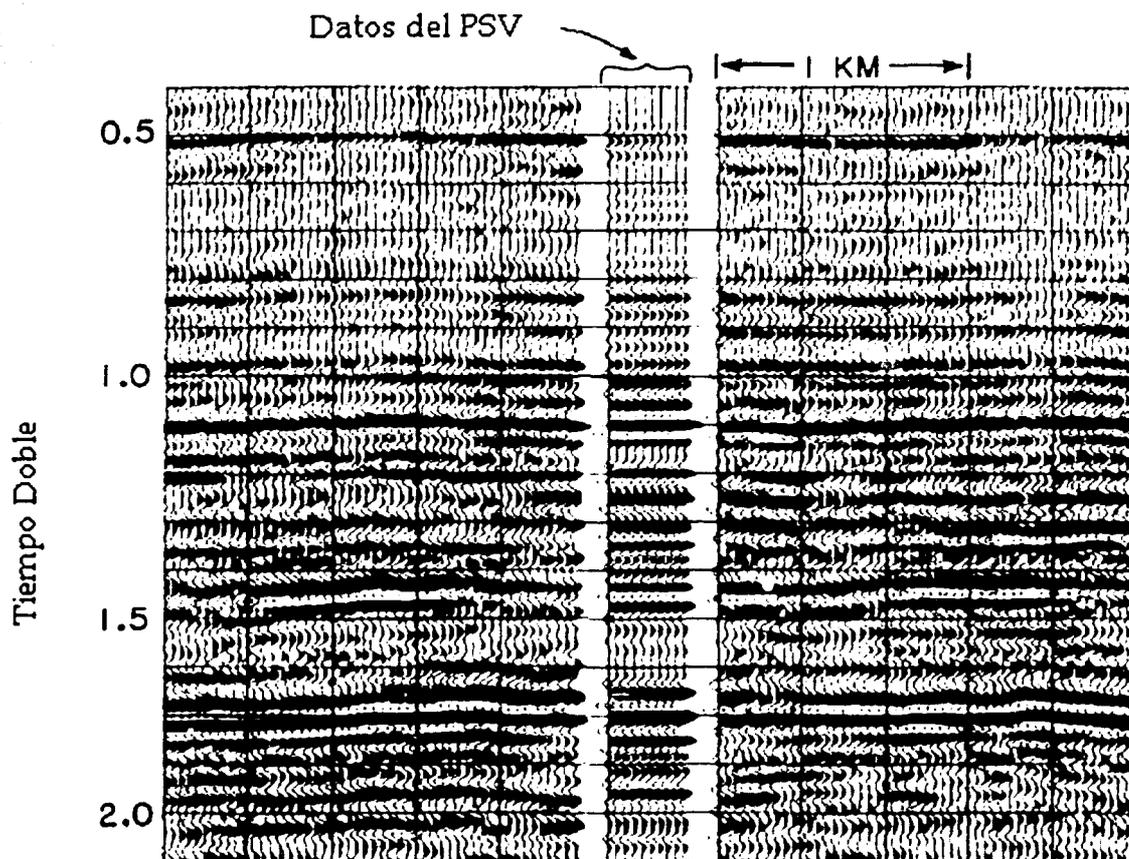


Fig. 36 Este esquema es un PSV montado en una sección de sísmica convencional, donde se puede observar la correspondencia de los eventos independientemente de la forma de adquisición.

- h) Otra importante aplicación del Perfil Sísmico Vertical es la determinación de velocidades sísmicas a lo largo del pozo y el posterior uso de estas para la calibración del registro sísmico y poder realizar la correlación con sismogramas sintéticos o con secciones sísmicas convencionales.

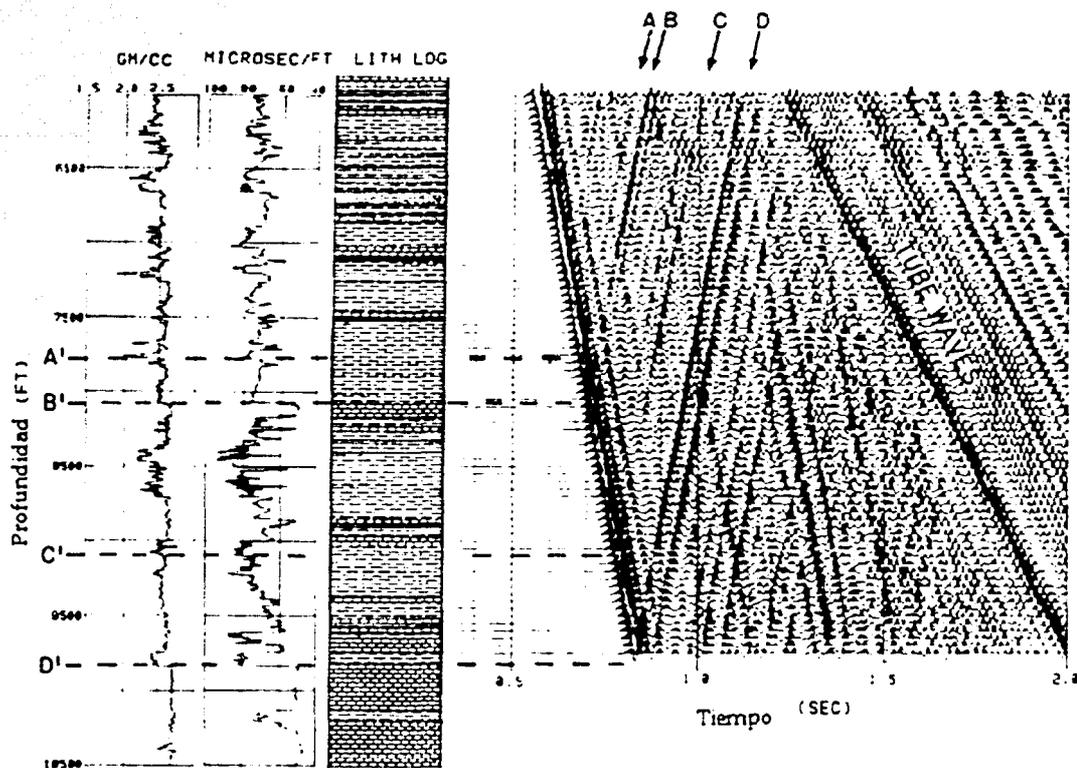


Fig. 37 Comparación de los datos de un PSV con los registros de pozos y la columna geológica. Nótese que los eventos A, B, C y D están representados en las tres graficas.

Determinación de velocidades medias y de intervalo.

Aquí veremos la forma en que son calculadas las velocidades medias y de intervalo gracias a las lecturas de los primeros quiebres en un PSV. De la Fig. 38 que se muestra a continuación, podemos observar varias variables de las cuales solo algunas se obtienen directamente del campo pero otras son calculadas por medio de fórmulas que son descritas a continuación:

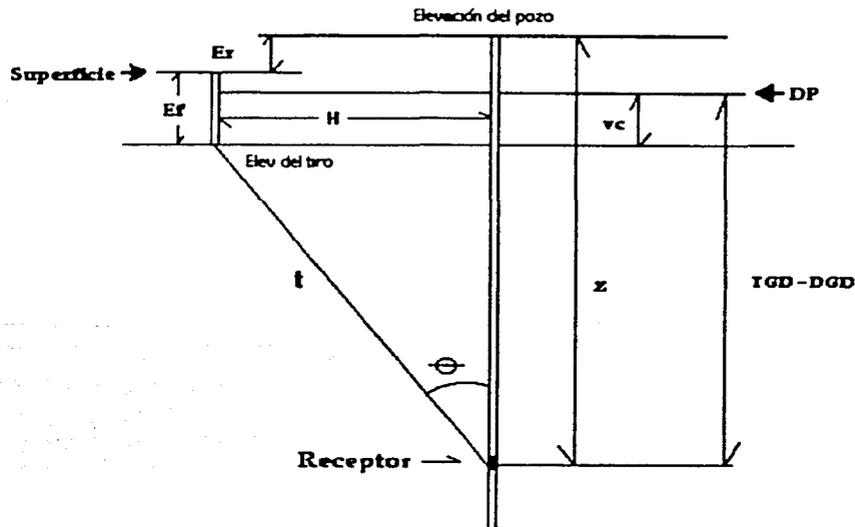


Fig. 38 Diagrama donde se muestran las variables usadas para el cálculo de velocidades en un PSV.

Definición de variables:

H = Distancia horizontal de la fuente al pozo (offset)

E_f = Elevación de la fuente a partir de la superficie.

E_r = Elevación de la mesa rotatoria a partir de la superficie.

DP = Nivel de referencia.

v_c = Velocidad de corrección.

DGD = Profundidad del geofono bajo el nivel de referencia

TGD = Tiempo que tarda la señal en recorrer la distancia DGD

t_i = Tiempo de corrección debido a la posición de la fuente.

(t, z) = Parejas de lectura de primeros quiebres.

v_m = Velocidad media.

v_i = Velocidad de intervalo.

θ = Angulo entre el pozo y el rayo sísmico

Serie de expresiones para calcular las velocidades medias y de intervalo en un PSV:

$$t_i = (Ef - DP) / vc$$

$$\theta = \tan^{-1} (H / (z - Er + Ef))$$

$$TGD = t \cos \theta - t_i$$

$$DGD = z - Er + DP$$

$$vm = DGD / TGD$$

Para la Vi

$$vil = vml$$

$$DD = DGD (n) - DGD (n-1)$$

$$DT = TGD (n) - TGD (n-1)$$

$$vi (n-1,n) = DD / DT$$

Nota: Es importante observar que el tiempo ti es constante para un PSV con fuente fija.

¿Hacia donde va el PSV?

El desarrollo del Perfil Sismico Vertical no se detiene y son claras las tendencias actuales para nuevas técnicas de adquisición entre las cuales se encuentran:

El Perfil Sismico Vertical 3D.

El Perfil Sísmico Vertical para análisis de AVO

El Perfil Sísmico Vertical Multicomponente (Ya se adquiere pero no se procesa onda S).

El Perfil Sísmico Vertical Inverso.

Entre las aplicaciones que podemos esperar de estas nuevas técnicas asociadas al PSV tenemos:

Identificación de fluidos.

Fracturas

Propiedades mecánicas de las rocas.

Determinación de gradientes de presión.

Imágenes de ondas S.

Análisis de fallamiento y buzamiento.

Mapeo de estructuras geológicas en la vecindad del pozo.

Delineación del Yacimiento.

Estudios de atenuación, porosidad y AVO.

Localización del contacto basamento-sedimentos.

Análisis de anisotropía.

Imágenes estratificadas y estructurales 2D y 3D.

Estudios de refracción.

Tomografía sísmica de pozos.

Determinación de la capa de baja velocidad.

4.- Aplicación a datos reales del Perfil Sísmico Vertical.

El ejemplo que se presenta a continuación es la adquisición de un Perfil Sísmico Vertical trabajado por la Compañía Mexicana de Exploraciones en el prospecto y el proceso realizado por la misma compañía y en este caso particular me correspondió ese trabajo. El pozo intervenido corresponde a un área de sur de Veracruz para el Activo de Exploración Salina del Istmo y es el llamado Pozo Najucal 1.

Diseño para el PSV con fuente fija y offset cero en el Pozo Najucal 1

Este pozo se observó con el objeto de definir bien la función de velocidad, se observó la corrida con un offset corto que no debió rebasar los 150 metros con respecto al pozo para poder considerarse de offset cero, las lecturas tuvieron que hacerse cada 15 metros a partir de profundidad máxima posible de operación, esto determinado por medio de la velocidad mínima y la frecuencia máxima esperadas mediante cálculos.

El total del número de niveles observados estuvo definido por la profundidad máxima de operación y se mantuvo el intervalo constante hasta la superficie. Esto permitió definir, observar y manejar en forma adecuada la generación de múltiples ascendentes y descendentes.

4.1 Marco geológico

El Pozo Najucal 1 pertenece al activo denominado Cinco Presidentes, cuyas características geológicas se describen a continuación.

El campo Cinco presidentes, de la región sur. Se localiza en el extremo occidental del Estado de Tabasco y al este de la ciudad de Coatzacoalcos en el Estado de Veracruz. Geológicamente corresponde a la provincia denominada Cuencas Terciarias del Sureste. Las rocas de los yacimientos productores son arenas y areniscas del mioceno medio y superior, dentro de las trampas tipo estructural y combinadas. El campo fue descubierto en

1960. En este campo desde diciembre de 1976 se ha implantado un proceso de recuperación secundaria, a través de la inyección de agua.

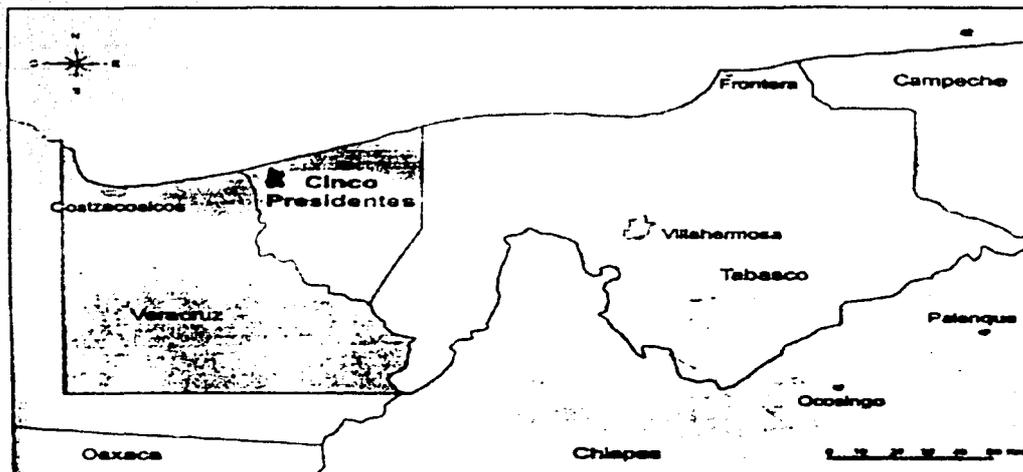


Fig. 39 Ubicación de el Campo Cinco Presidentes.

El campo cubre un área de 19 Km² con 358 pozos perforados de los cuales 56 se encuentran activos. La producción promedio diaria en diciembre de 1998 fue de 6.7 miles de barriles de aceite y 5.6 millones de pies cúbicos de gas natural. Al 1 de enero de 1999 se han producido 284.6 millones de barriles de aceite y 401.3 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Sus reservas probadas remanentes son de 34 millones de barriles de aceite y 34.9 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

Principalmente se ha utilizado la sismología convencional de reflexión para definir los diferentes bloques del campo, en una secuencia de terrigenos del Terciario, los cuales se encuentran afectados por un tectonismo producto de intrusiones salinas.

Geología estructural local.

Es una estructura anticlinal cuyo eje mayor es de aproximadamente 9 Km. Orientado de norte a sur, y su eje menor de 8 Km. Presentando en el flanco norte una nariz estructural con echado suave al noreste. La presencia de actividad salina ha provocado que la

estructura esté separada en varios bloques por fallas de tipo normal, que separan los yacimientos en diferentes niveles de producción.

Estratigrafía local.

Algunos pozos del Campo Cinco presidentes han atravesado en lugares, una columna estratigráfica del Cuaternario de poco espesor. También, se han cortado rocas del Mioceno que se encuentra constituida por una potente secuencia de terrigenos con intercalaciones de horizontes de siliciclásticos de granos finos a gruesos. La columna terciaria esta subdividida en las Formaciones Depósito, Encanto, Concepción Inferior y Superior, Filisola, Paraje Solo y Cedral; ocasionalmente se encuentra depositada sobre anhidritas o sal. Lo anterior se muestra en la columna geológica mostrada.

T E R C I A R I O	CEDRAL	Lutitas Finas
	PARAJE SOLO	Brechas de Impacto
	FILISOLA	Lutitas
	CONCEPCION SUPERIOR	Lutitas
	CONCEPCION INFERIOR	Lutitas
	ENCANTO	Arenas

Fig. 40 Columna Geológica
Para el área de estudio

Trampas de hidrocarburos.

Las trampas, para todos los yacimientos del Mioceno Medio y Superior de este campo, son de tipo estructural, constituidas por arenas y areniscas separadas por una serie de bloques fallados producto de la tectónica salina que predomina en toda el área. Adicionalmente, hay cambios de facies dentro de la misma secuencia del Terciario lo que da origen a una serie

de trampas combinadas. La geometría de las trampas se definió originalmente por medio de la interpretación sísmica, y posteriormente fueron configuradas con los datos obtenidos de los registros geofísicos de los pozos perforados.

Roca generadora de hidrocarburos.

La principal roca generadora de los hidrocarburos existentes en la Región Sur corresponde al Jurásico Superior Tithoniano, por su alto contenido de materia orgánica en las lutitas bituminosas y las calizas arcillosas. Se ha planteado la posibilidad de que existan otras rocas con potencial generador ubicadas en diferentes niveles estratigráficos como son los Jurásicos Oxfordiano y Kimmeridgiano, Cretácico y Terciario Sin embargo, se considera que lo que podrían generar es un mínimo comparado con la inmensa cantidad de aceite aportado por el Jurásico Superior Tithoniano. A esta unidad generadora se le calcula un espesor de 250 metros en el área.

Roca sello

El sello a nivel regional esta constituido por las lutitas de la formación Concepción Inferior. Adicionalmente, en el campo se tienen como sello las lutitas que se encuentran interestratificadas con los cuerpos de arenas, y los cierres debido a la presencia de fallas.

Yacimientos

Actualmente se tienen definidos en el campo varios yacimientos, con producción de aceite negro, del tipo ligero, y de gas asociado. Las cimas de los yacimientos varían de los 2000 a los 3185 metros, bajo el nivel del mar y son los yacimientos del Mioceno Medio y Superior se caracterizan por una litología de arenas y areniscas, con una porosidad primaria de 18 al 23 por ciento. La permeabilidad promedio del yacimiento es de 190 milidarcies y la saturación de agua promedio es de 23 por ciento, mientras que el espesor varía de 5 a 82 m. Además, se ha identificado que los yacimientos se encuentran sometidos al empuje de un acuífero regularmente activo. El aceite producido por estos yacimientos es de una densidad de 33 grados API.

4.2 Trabajo en campo del PSV en el Pozo Najucal 1.

El trabajo en campo para la realización de este trabajo se desarrollo de acuerdo con la representación de este formato ejecutivo de operaciones de campo con la siguiente descripción:

COMPañIA MEXICANA DE EXPLORACIONES S.A de C.V.

PARA: *ING. (El responsable que solicita la intervención)*

DE: *ING. (El responsable que ejecuta la operación)*

ASUNTO: *REPORTE DE TRABAJO DE VIBROSISMO (V.S.P.), EFECTUADO EN EL POZO NAJUCAL - 1*

FECHA: *10 DE ENERO DEL 2001*

ACTIVIDADES DEL 4 AL 5 DE ENERO DEL 2001

04-ENERO-2001 *A Las 10:00 hrs. El Ing. de PEMEX en coordinación con la Gerencia de Operaciones, se comunicó a la Brigada SEM-2 solicitando el equipo de registro de V.S.P. en el pozo Najucal - 1*

- *A las 14:30 nos trasladamos a Macuspana, un servidor y el Tec. para llevar una consola de control del Vibrador, mientras el Sismógrafo y un Vibrador salen rumbo al pozo.*
- *Llegada al pozo a las 24:00 hrs.*
- *Nos reportamos con el personal del pozo. Nos informan que el pozo esta a nuestra disposición.*

05-ENERO-2001

- *De 00:00 a 03:00 hs. Se acopla la unidad de registro a la unidad del malacate No.8250 de Schlumberger y se posesiona el Vibrador a una distancia de 20 metros del pozo.*
- *A las 03:15 hs se efectúa el primer nivel de prueba a 500 mts, posteriormente a 1000, y 2700 mts (profundidad total del pozo).*
- *De 2700 a 80 mts. Se lleva a cabo el registro cada 20 m y se inicia a las 4.00 hrs.*
- *El último nivel registrado es a 80 m (15:15 hrs.)*

COMPañIA MEXICANA DE EXPLORACIONES, S. A. de CV.

LUGAR Y FECHA : CD. PEMEX, Tabasco a 10 de Enero del 2001.

REPORTE DEL REGISTRO DEL V.S.P.

	Primera corrida
POZO	NAJUCAL - 1
MUNICIPIO	ISLA
LOCALIZACION DEL POZO	GUAYABAL VERACRUZ
ESTADO	VERACRUZ
SALIDA DEL CAMPAMENTO	14 30 hrs. 04/Enero/2001
LLEGADA AL POZO	00 00 hrs. del 5/Enero/2001
TOPOGRAFIA DEL TERRENO	PLANA
CONDICIONES DEL TIEMPO	LLUVIOSO
PROFUNDIDAD DEL POZO	2700 metros
ELEVACION DE LA MESA ROTARIA	6 90 metros
ELEVACION DEL TERRENO	?
UNIDAD DE REGISTRO	8250 SCHLUMBERGER
TUBERIA DE ADEME	
0 A 250 METROS	13 PULG.
250 A 1000 METROS	9 5 PULG.
1000 A 2700 METROS	?
DIAS DE ESPERA	0
EL POZO SE RECIBIO	00 15 hrs. del 05/Enero/2001
TIEMPO EMPLEADO EN CONEXIONES	01 00 hrs.
PRUEBAS Y POSICIONAMIENTO	02 30 hrs.
FRECUENCIA DE BARRIDO LONGITUD DEL BARRIDO	10 - 80 Hz.
LONGITUD DEL BARRIDO	10 segundos
TIEMPO DE ESCUCHA	06 segundos
TIEMPO DE GRABACION	16 segundos
DISTANCIA DEL POZO AL VIBRADOR	Aprox. 20 metros
NUMERO DE VIBRADORES	1
NUMERO DE BARRIDOS POR NIVEL	6
INICIO DEL REGISTRO	04 00 hrs. 05/Enero/2001
EL REGISTRO SE REALIZO DE	2700 a 80 metros cada 20 metros
SE TERMINA EL REGISTRO	16 00 hrs. del 05/Enero/2001
NUMERO DE NIVELES REGISTRADOS	132
ENTREGA DEL POZO	16 20 hrs. (meteron 500 m de tubería)
SALIDA DEL POZO	
LLEGADA AL CAMPAMENTO (Cárdenas Tab.)	

4.3 Informe de resultados del proceso del PSV del Pozo Najucal 1.

Aquí vemos los resultados que obtuvimos del proceso del PSV corrido en el Pozo Najucal 1.

El siguiente conjunto de datos son requeridos para poder llevar a cabo un procesamiento adecuado del Perfil Sísmico vertical adquirido el Pozo Najucal 1:

REGISTRO VSP POZO: NAJUCAL - 1 MUNICIPIO: ISLA, VER. ZONA: SUR

CONTENIDO

- 1) Mapa de localización.
Diagrama de tiro.
Referencias topográficas.
Estadísticas de operación.
Proceso e Interpretación.
Conclusiones y recomendaciones.
- 2) Tabla de cálculo para la determinación de velocidad (como tiro normal de pozo).
Gráfica T - Z , V_m y V_i .
- 3) Tabla de Tiempo Reflejo-Profundidad.
- 4) Láminas de secuencia de procesado y sus resultados.

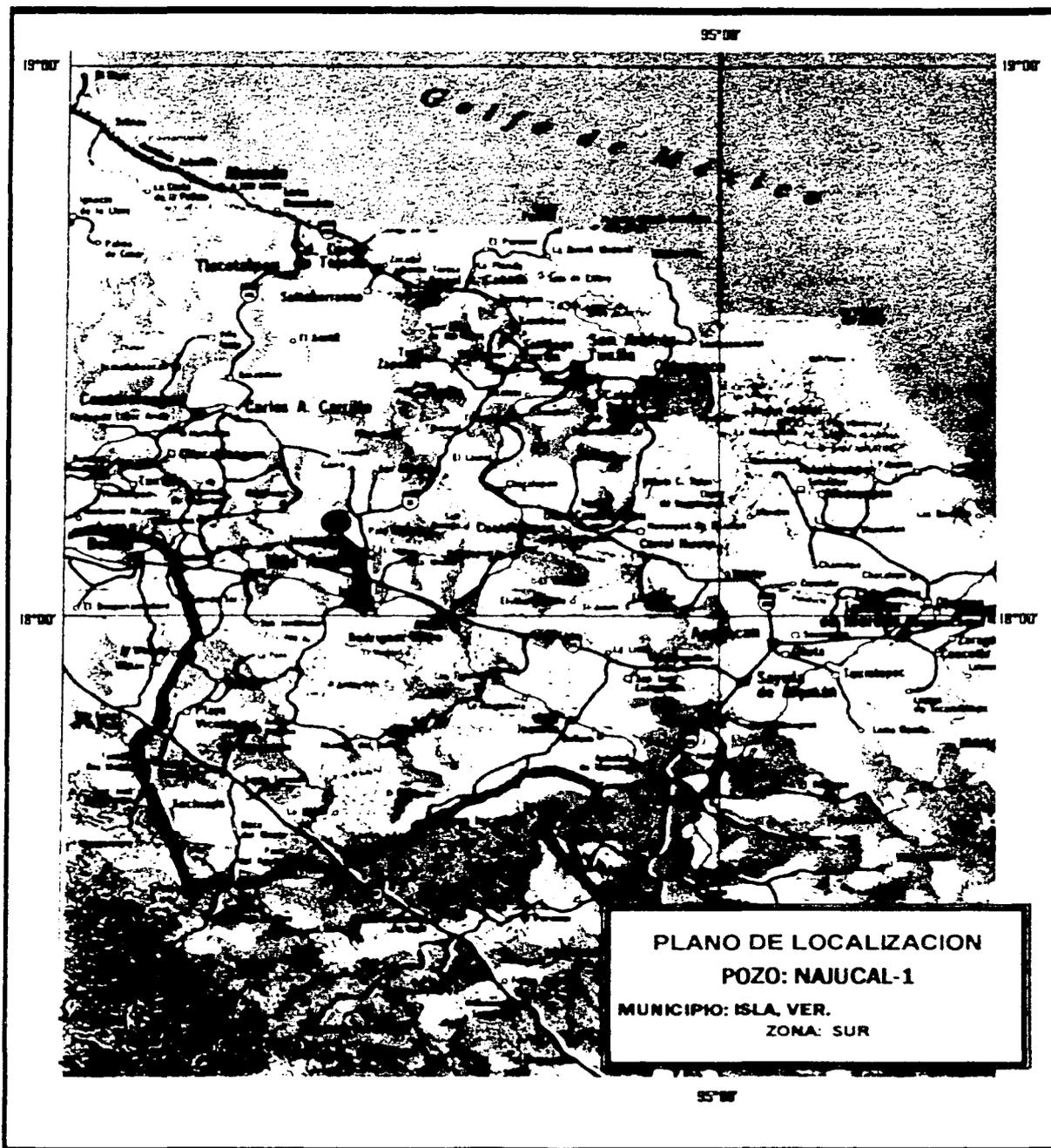


Fig. 41 Plano de localización del Pozo Najucal 1

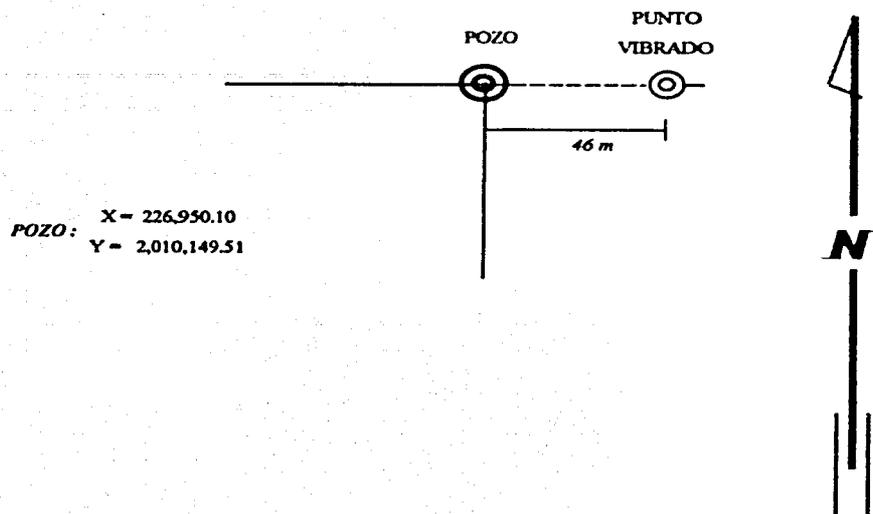


DIAGRAMA DE TIRO
POZO: NAJUCAL -1
MUNICIPIO: ISLA, VER
ZONA: SUR

Fig. 42 Diagrama de tiro del PSV realizado en el pozo Najucal 1.

□ **REFERENCIAS TOPOGRÁFICAS**

a) Mapa de Localización :

El mapa de localización se encuentra adjunto al informe.

b) Coordenadas :

Sistema U.T.M.:

$$X = 226,950.10$$

$$Y = 2,010,149.51$$

c) Elevaciones :

Elevación de la mesa rotaria (respecto al nivel del terreno).....	7.09 m.
Elevación del terreno (respecto al nivel del mar).....	13.20 m.
Elevación de la posición de los vibradores (respecto al nivel del mar).....	13.20 m

d) Distancia del pozo a la posición de los vibradores:

La posición de los vibradores se localizó a 46 m del pozo.

□ **ESTADISTICA DE OPERACION**

El registro se inició	4:0 hrs. del 5 de Enero, 2001
El registro concluyó	16:00 hrs. del 5 de Enero, 2001
Tiempo empleado en conexiones	1 hrs.
Tiempo del sismodetector dentro del pozo	12 hrs.
Número de niveles observados	132
Longitud de barrido	14 seg.
Frecuencia de barrido	10-80 Hz.
Filtros de grabación	3.0 hz. /18db – 125 hz. /72 db
Número de vibradores operando	1
Número de barridos por nivel	5

□ *ADQUISICIÓN PROCESO E INTERPRETACIÓN*

Este pozo presenta información obtenida desde la profundidad de 2700 m. y hasta alcanzar la profundidad de 80 m. El pozo se observó en una corrida con objetivo de poder determinar una buena función de velocidades; ésta es la técnica denominada de offset cero. La observación se realizó con el sistema multicomponente, esto es con tres detectores; uno en la dirección vertical con respecto al pozo para poder determinar las ondas P y dos detectores horizontales perpendiculares entre sí y a 90° también del vertical, para la adquisición de las ondas S. Ver Fig. 42

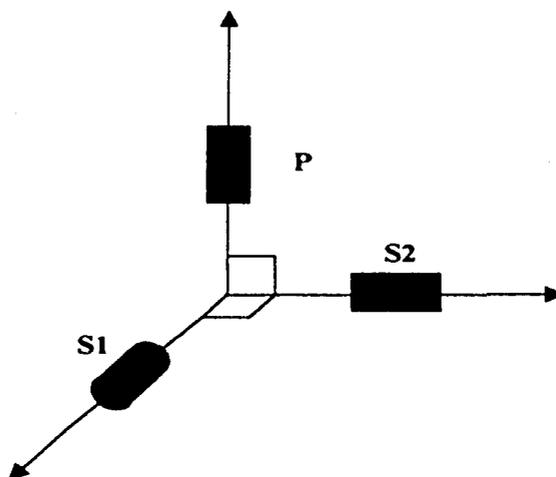


Fig. 42 Sistema de detectores multicomponentes. Un detector vertical y dos horizontales

En la observación (offset cero), la información se considera de buena calidad, y se presentan las gráficas de los tres componentes, siendo la onda P la única que se procesó. En proceso las ondas descendentes son alineadas (alineamiento de ondas descendentes) y un filtro de mediana es aplicado; el resultado de éste da una estimación de ondas descendentes, las cuales son utilizadas para generar operadores de deconvolución

PSV a los datos; una vez que se eliminan las ondas descendentes y se aplica la deconvolución, sólo se retienen las ondas ascendentes, las cuales son graficadas en tiempo sencillo.

A estos datos en tiempo sencillo se les aplica un enfatizamiento para visualizar mejor las ondas ascendentes; después, se transforma el PSV de tiempo sencillo a tiempo de reflejo, usando un nivel de referencia de 0.0 m. A estos datos se les aplica un desvanecimiento con objeto de eliminar en lo posible la influencia de la actividad múltiple y de señal indeseable que no se desea sumar, y como paso final, esta señal es sumada. Esta traza apilada se repite varias veces dando origen a la información de ondas apiladas; estas ondas apiladas son invertidas en polaridad y graficadas, dando origen a la lámina de trazas invertidas.

□ *CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES*

A partir de la interpretación del PSV adquirido en el pozo Najucal 1 cumple con las expectativas para las que fue observado. Es recomendable que se cuente con información interpretada en secciones sismológicas para poder tener un mejor control de los horizontes que se interpretan. También es recomendable que la fuente de energía se coloque en una posición en la que las ondas que viajan por la superficie puedan ser atenuadas. Estos lugares pueden ser caminos, detrás de una zanja etc. Es importante comentar que las funciones que arrojaron los cálculos, tanto la lineal como la cúbica, pueden ser confiable, máximo 500 ms. Después del tiempo de arribo directo de la posición más profunda del receptor.

Se calcularon las velocidades medias y de intervalo como se mostró en la sección de aplicaciones dando como resultado la ley de velocidades mostrada en la figura 43, lográndose el objetivo para el cual fue realizado el trabajo del Perfil Sísmico Vertical en el Pozo Najucal 1, quedando cubiertas las expectativas. Se considera que existe buena información debajo de la barrena a un tiempo de 1.46 s equivalentes a 3,370 m. (Fig. 44 y 45) lo cual puede ser de gran importancia para el departamento de interpretación.

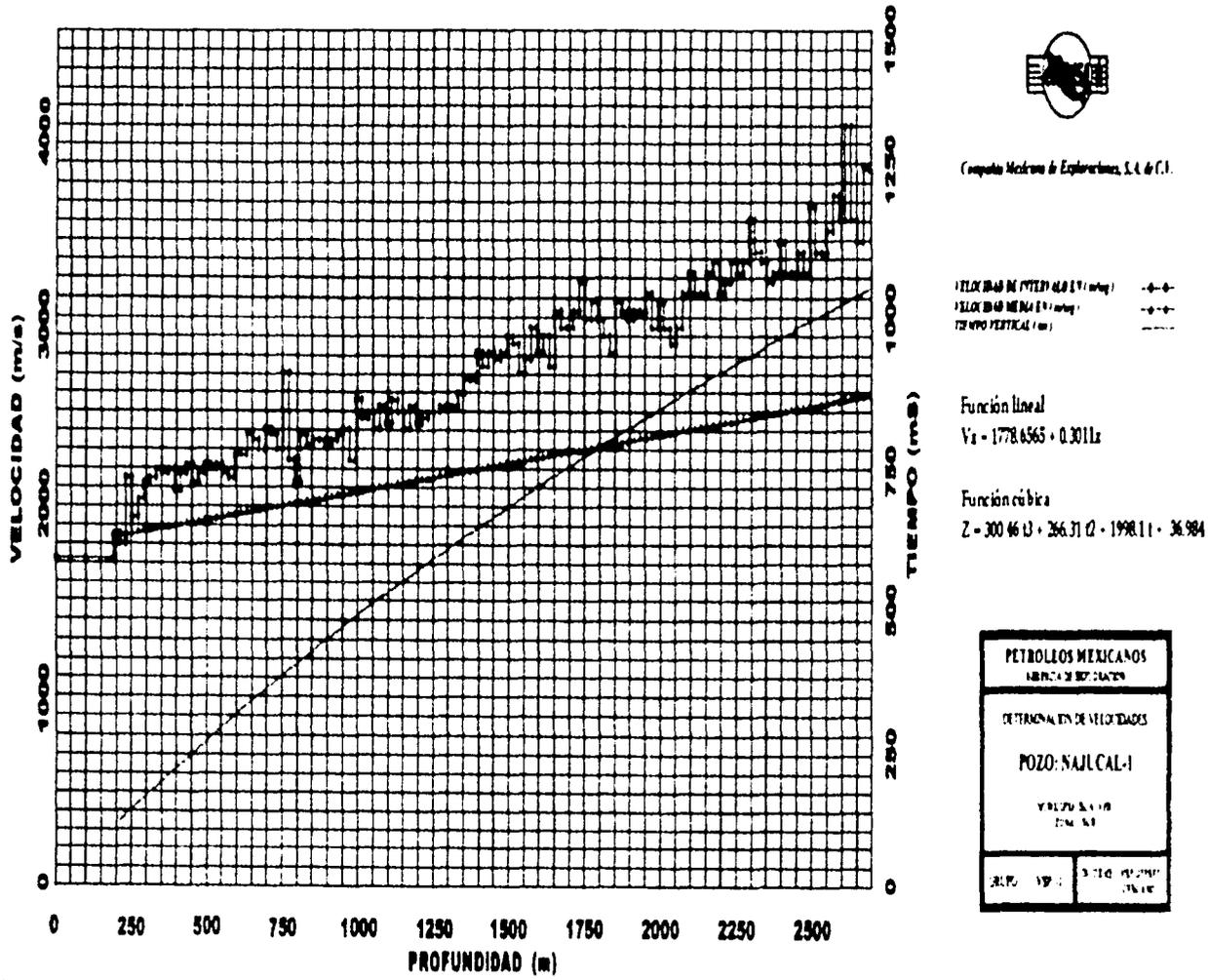


Fig. 43 Curva TZ, velocidades medias y de intervalo para el Pozo Najcal 1.

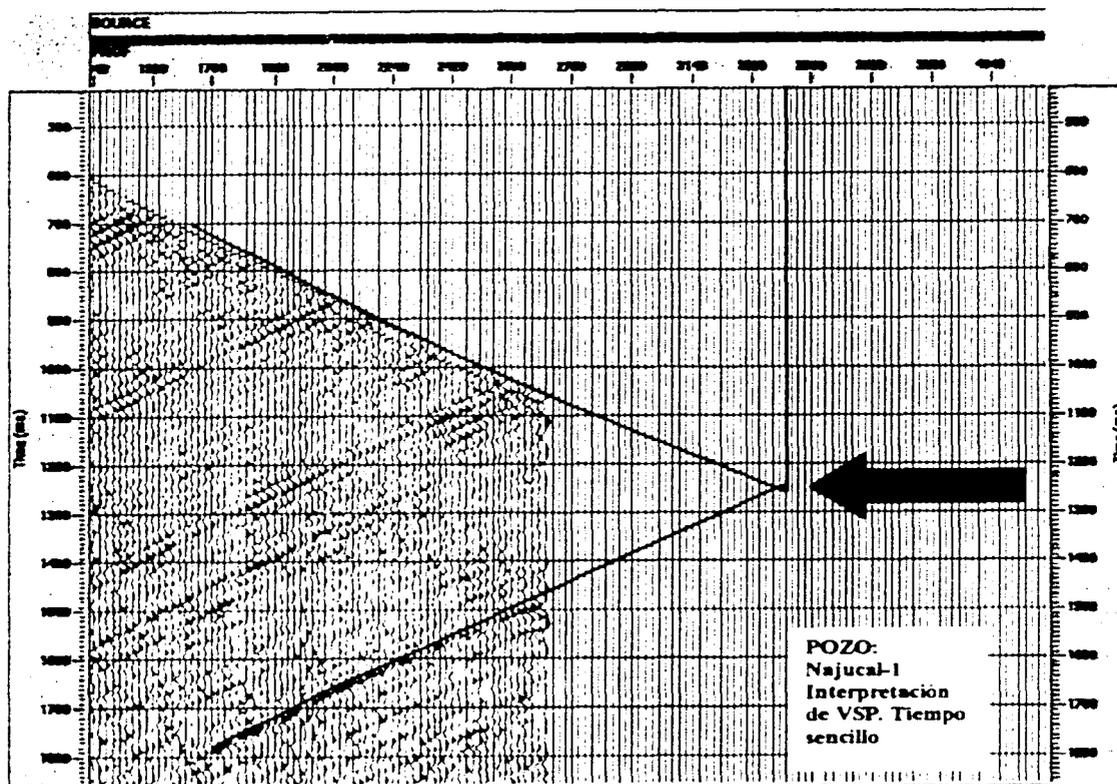


Fig. 44 Aquí se muestra uno de los principales resultados de que podemos obtener de un PSV que consiste en el extrapolación para ubicar capas por debajo de la profundidad máxima registrada en un pozo, en este caso particular el PSV del Pozo Najucal 1 nos indica que existe un contraste fuerte de impedancias acústicas a una profundidad aproximada de 3370 m. Es importante observar que la lectura de la profundidad es directa sobre el PSV, lo cual representa una gran ventaja sobre los estudios sísmicos convencionales.

Los procesos intermedios para llegar a este resultado se muestran al final del trabajo junto con las tablas 1 y 2 en el Anexo 1.

5.- Conclusiones y recomendaciones

El objetivo de este trabajo es mostrar y explicar la técnica del perfil sísmico vertical, tanto en adquisición, procesamiento y preparación de los datos para su posterior interpretación y sus aplicaciones prácticas, ya que, debido a su actual desarrollo y elevado nivel de uso y aplicación en todas las áreas exploratorias del mundo, este requiere de mayor y mejor entendimiento.

Como resultado de mi experiencia laboral y después de la realización de toda la investigación documental para la elaboración de este trabajo pude llegar a las siguientes

Conclusiones:

La técnica del Perfil Sísmico Vertical todavía no es aprovechada de manera adecuada en México, debido a la falta de conocimiento de esta.

Hay muy poca gente especializada en esta técnica dentro del país, la cual es insuficiente para poder aprovechar la gran cantidad de datos que tiene Petróleos Mexicanos adquiridos a lo largo de todo el territorio nacional.

Cuando se corren PSVs la planeación es, en algunas ocasiones, inadecuada con relación a los objetivos. Se toman malas decisiones respecto a parámetros de campo, en algunos casos por desconocimiento de la técnica.

La mayor aplicación que se le da al PSV en nuestro país es para determinar velocidades medias y de intervalo a lo largo del pozo. Siendo una de varias aplicaciones que se le puede dar a la técnica.

Recomendaciones:

Algo importante que es recomendable hacer siempre, (normalmente no se hace) es la realización de un modelo antes de correr un Perfil Sísmico Vertical, con el propósito de realizar una mejor planeación del trabajo de campo.

Respecto a la adquisición podría recomendar que se deje de trabajar el PSV como algo rutinario y que se lleve acabo un control de calidad exhaustivo durante la grabación de los datos. Otro punto importante es tener siempre la supervisión de un Ingeniero que conozca los detalles técnicos que se deben tomar en cuenta para dicha adquisición.

En el caso de el proceso utilizado podría comentar sobre la importancia de realizar con mucho cuidado la lectura de primeros quiebres, ya que es uno de los puntos fundamentales para tener resultados lo más correctos posibles, ya que de ello depende la precisión del cálculo de velocidades que tiene una gran importancia como aplicación del PSV.

Es muy importante desarrollar un buen criterio para saber como separar ondas ascendentes y descendentes, ya que las dos opciones principales tienen sus restricciones y no siempre es fácil aplicarlas.

El analista de datos de un centro de proceso debe estudiar las bases teóricas del proceso, ya que se cae en el error de manejar los paquetes de una manera automática, cometiendo errores graves debido a deficiencias teóricas.

BIBLIOGRAFIA

COPPENS, Françoise, MARI, Jean Luc, SEISMIC WELL SURVEYING, Editions Technip. France, 1991.

HARDAGE, Bob, A. VERTICAL SEISMIC PROFILING, Vol. 14A, Geophysical Press, London, 1983.

HINDS, Ronald C., ANDERSON, Neil L., KUZMISKI, Richard D., VSP INTERPRETIVE PROCESSING: THEORY AND PRACTICE, Society of Exploration Geophysicists, United States of America, 1999.

KENNETT, P., IRESON, R.L, CONN, P.J, PERFILES SÍSMICOS VERTICALES, SUS APLICACIONES EN LA EXPLORACIÓN GEOFÍSICA. Boletín de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, 1981.

MARTÍNEZ, Ángel S., EL PERFIL SÍSMICO VERTICAL CON FUENTE FIJA Y OFFSET CERO EN LA INDUSTRIA PETROLERA, Tesis, 1986.

SANTIAGO, Raúl V., SÁNCHEZ, Víctor R., CONTRERAS, Rubén F., UN METODO DE MODELADO DE PERFIL SÍSMICO VERTICAL, Boletín de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, 1989.

SCHLUMBERGER. EVALUACIÓN DE LAS FORMACIONES EN MÉXICO, Well Evaluation Conference, 1984.

BEYDOUN, W.B, CHENG C.H. y TOKSOZ M,N, DETECTION OF SUBSURFACE FRACTURES AND PERMEABLE ZONES BY THE ANÁLISIS OF TUBE WAVES. Massachusetts Institute of Tecnology, USA

SHERIFF, Robert E., ENCYCLOPEDIC DICTIONARY OF EXPLORATION GEOPHYSICS, Society of Exploration Geophysicists, United States of America, 1997.

ANEXO 1: IMÁGENES DE PROCESAMIENTO Y TABLAS

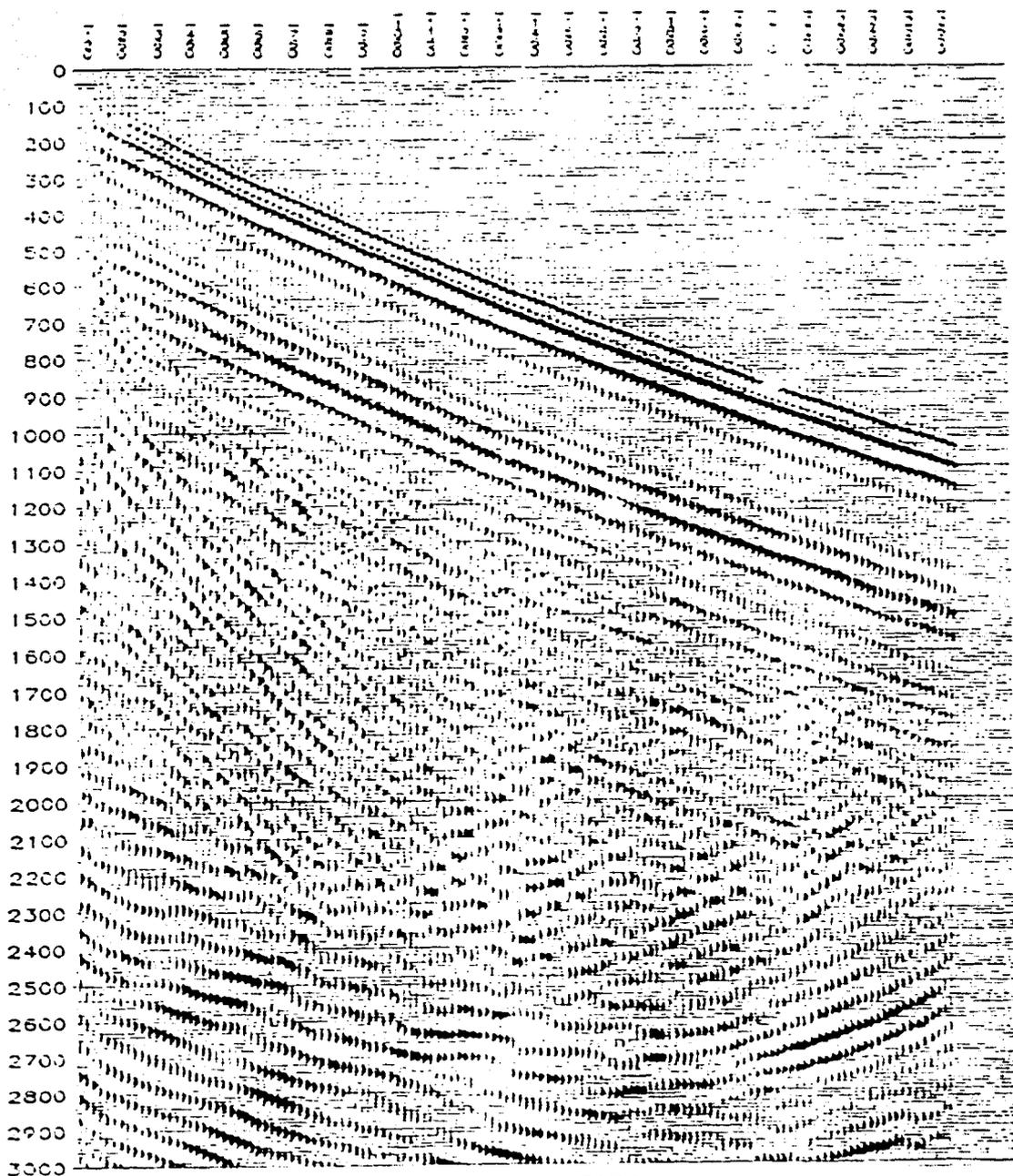


Fig. 46 Registro de ondas P del PSV en el pozo NAJUCAL 1

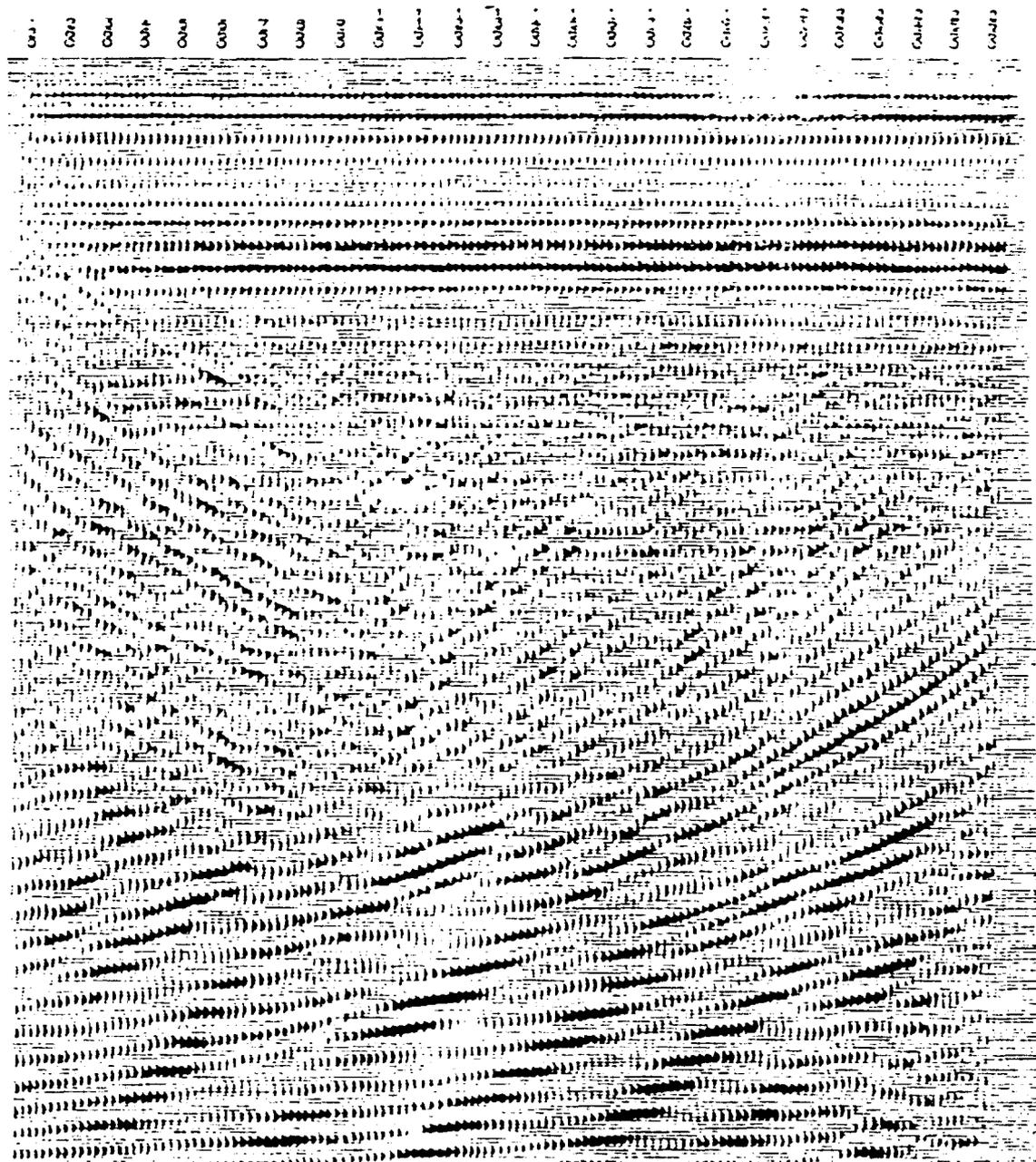


Fig. 47 Alineamiento de ondas descendentes.

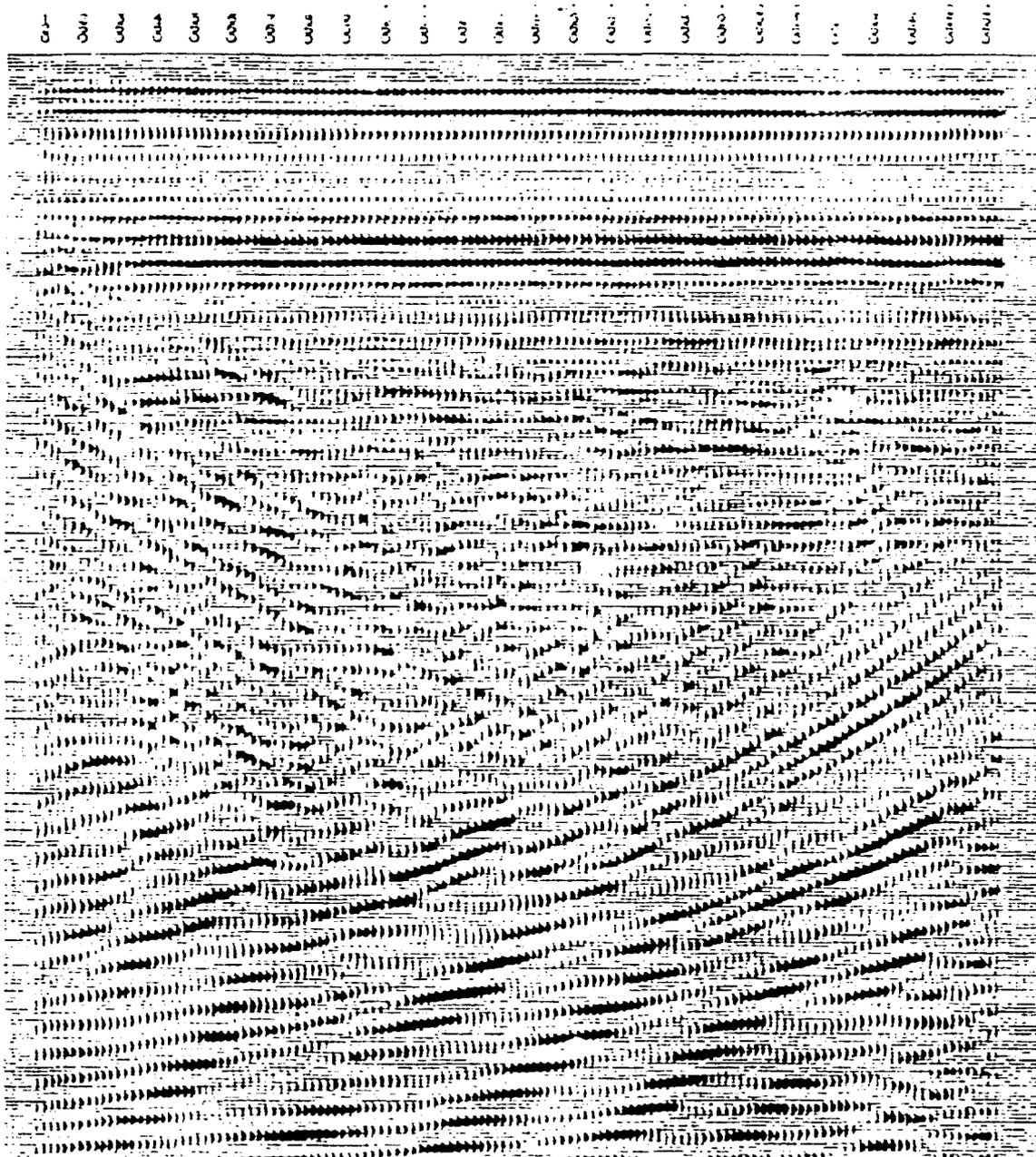


Fig. 48 Resultado de la aplicación del filtro de mediana.

C.122
C.121
C.120
C.119
C.118
C.117
C.116
C.115
C.114
C.113
C.112
C.111
C.110
C.109
C.108
C.107
C.106
C.105
C.104
C.103
C.102
C.101
C.100
C.99
C.98
C.97
C.96
C.95
C.94
C.93
C.92
C.91
C.90
C.89
C.88
C.87
C.86
C.85
C.84
C.83
C.82
C.81
C.80
C.79
C.78
C.77
C.76
C.75
C.74
C.73
C.72
C.71
C.70
C.69
C.68
C.67
C.66
C.65
C.64
C.63
C.62
C.61
C.60
C.59
C.58
C.57
C.56
C.55
C.54
C.53
C.52
C.51
C.50
C.49
C.48
C.47
C.46
C.45
C.44
C.43
C.42
C.41
C.40
C.39
C.38
C.37
C.36
C.35
C.34
C.33
C.32
C.31
C.30
C.29
C.28
C.27
C.26
C.25
C.24
C.23
C.22
C.21
C.20
C.19
C.18
C.17
C.16
C.15
C.14
C.13
C.12
C.11
C.10
C.9
C.8
C.7
C.6
C.5
C.4
C.3
C.2
C.1

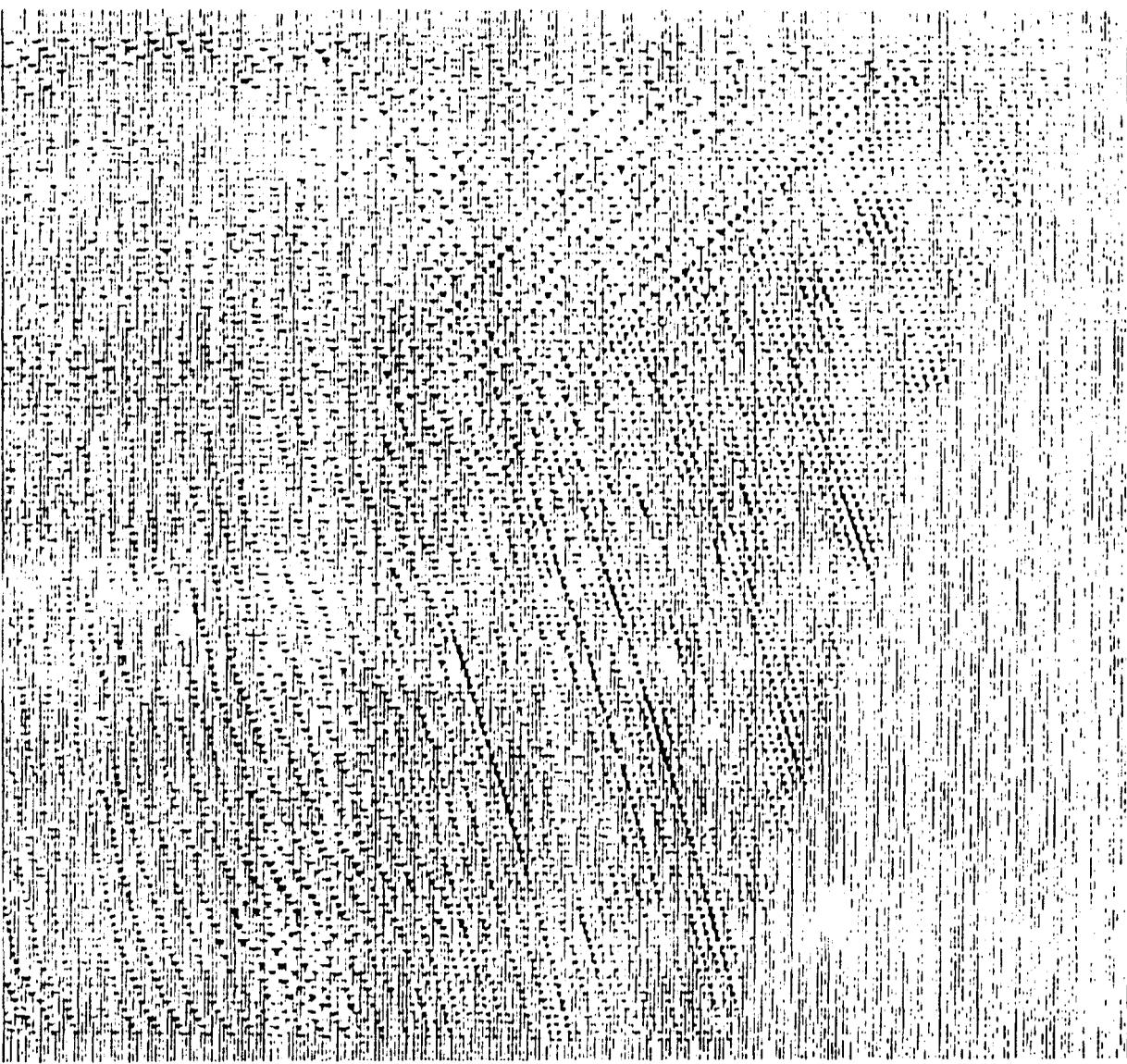


Fig. 49 Extracción de ondas ascendentes.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

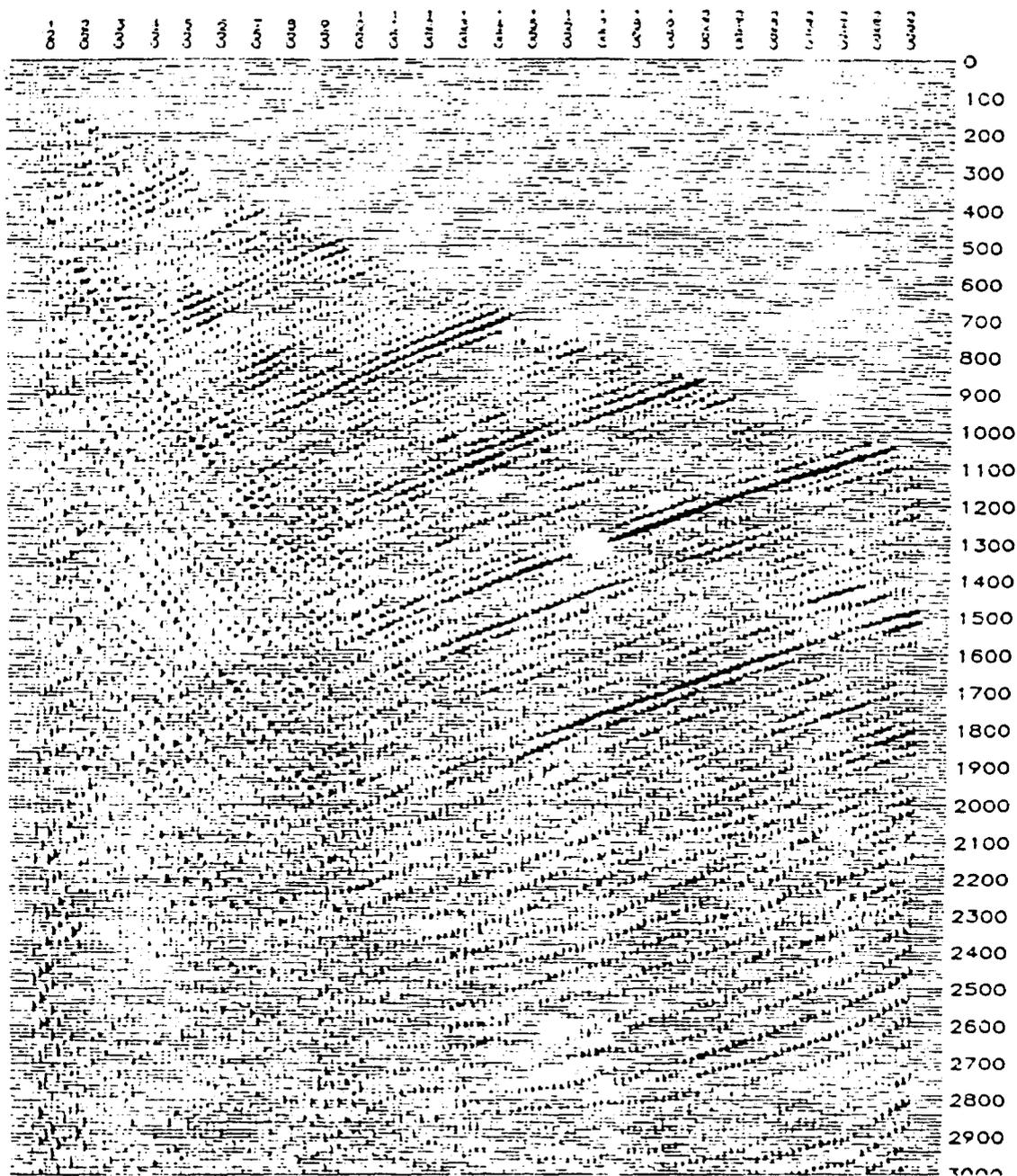


Fig. 50 Enfatizamiento de las ondas ascendentes.

EXPLORACION Y PRODUCCION
SUBDIRECCION REGION SUR
ACTIVO DE EXPLORACION
SALINA DEL ISTMO
VSP POZO NAJUCAL-1

FIELD PARAMETERS

PARAMETROS DE OBSERVACION

Fecha: Enero 2001
 Operador: Ing. Carrillo Rueda
 Instrumento de Muestreo: 1789
 Sistema de Registro: 170 System Tac
 Formato de Registro: 5 segundos
 Formato: 12EE SEG D
 Frecuencia de corte bajo: 3.0 Hz 18 db/oct.
 Frecuencia de corte alto: 125 Hz 72 db/oct.
 Filtros Notch: Off
 Unidades de cinta: Cartucho 340-E
 Numero de Copias: 1
 Profundidad de VSP: A partir de Mesa Rotaria

DETECTOR

A.M.C. Seiscon
 Tipo: 23 Standard CT
 Longitud total: 1.45 mts
 Longitud del brazo: 1.40 mts
 Numero de bobinas: 20000 PSI
 Maxima temperatura: 100 °C
 Tipo de sistema: 100 m
 Caracteristicas: 1

VIBROGRAFO

Tipo de arrastre: Lineal
 Tipo de vibradores: 151 - 47 (40,000 lbs)
 Distancia: 08 m / 178 m
 Frecuencia del barrido: 10 - 80 Hz
 Longitud del barrido: 14 segundos
 Tipo de barrido: Lineal
 Velocidad: 80 m/s

PROCESSING SEQUENCE

PROCESADO EN ENERO 2001

- 1 - Conversión de formato SEG-D a Formato Promis
- 2 - Eliminación de Campos de Ondas
- 3 - Lectura de bitmaps de ondas
- 4 - Eliminación de Ondas Descendentes
- 5 - Generación de posiciones para deconvolución
- 6 - Eliminación de Ondas Descendentes
- 7 - Generación de VSP a tiempo de sencillo
- 8 - Enfatizamiento de ondas ascendentes

NIVEL DE REFERENCIA: NIVEL DEL TERRENO

DISPLAY PARAMETERS

The date is 10-14-10 2001
 Process format = 10
 Bits Percent = 0
 Min Sec = 0.60

Static Shift = 0
 Inches/Second = 3.75
 Clip Limit = 2
 BUS Sample Rate = 5.000000

Fig. 51 Datos de una carátula de procesamiento para PSV.

Pozo: Najucal-1		NREF: 0 m
Elevación de la Mesa Rotaria: 7.09	Profundidad Total: 2700	Velocidad de Corrección: 1800

Record No.	Distancia Horizontal	DGM	Tiempo	DGS	TGS	Cos I	DGD	TGD	Velocidad Media	DDGD	DTGD	VI
										192.91	0.1118	1725
1	46	200	0.122	206.11	0.1191	0.976	192.91	0.1118	1725			
										20	0.0108	1852
2	46	220	0.1326	226.11	0.1299	0.9799	212.91	0.1226	1737			
										20	0.0111	1802
3	46	240	0.1434	246.11	0.141	0.983	232.91	0.1337	1742			
										20	0.0093	2151
4	46	260	0.1525	266.11	0.1503	0.9854	252.91	0.143	1769			
										20	0.0103	1942
5	46	280	0.1627	286.11	0.1606	0.9873	272.91	0.1533	1780			
										20	0.0098	2041
6	46	300	0.1723	306.11	0.1704	0.9889	292.91	0.1631	1796			
										20	0.0094	2128
7	46	320	0.1816	326.11	0.1798	0.9902	312.91	0.1725	1814			
										20	0.0093	2151
8	46	340	0.1908	346.11	0.1891	0.9913	332.91	0.1818	1831			
										20	0.0091	2198
9	46	360	0.1998	366.11	0.1982	0.9922	352.91	0.1909	1849			
										20	0.0092	2174
10	46	380	0.2089	386.11	0.2074	0.993	372.91	0.2001	1864			
										20	0.0091	2198
11	46	400	0.2179	406.11	0.2165	0.9936	392.91	0.2092	1878			
										20	0.0096	2083
12	46	420	0.2274	426.11	0.2261	0.9942	412.91	0.2188	1887			
										20	0.0092	2174
13	46	440	0.2366	446.11	0.2353	0.9947	432.91	0.228	1899			
										20	0.009	2222
14	46	460	0.2455	466.11	0.2443	0.9952	452.91	0.237	1911			
										20	0.0094	2128
15	46	480	0.2548	486.11	0.2537	0.9956	472.91	0.2464	1919			
										20	0.0092	2174
16	46	500	0.264	506.11	0.2629	0.9959	492.91	0.2556	1928			
										20	0.009	2222
17	46	520	0.2729	526.11	0.2719	0.9962	512.91	0.2646	1938			
										20	0.0091	2198
18	46	540	0.282	546.11	0.281	0.9965	532.91	0.2737	1947			

Record No.	Distancia Horizontal	DGM	Tiempo	DGS	TGS	Cos I	DGD	TGD	Velocidad Media	DDGD	DTGD	VI
										20	0.009	2222
19	46	560	0.291	566.11	0.29	0.9967	552.91	0.2827	1956			
										20	0.0092	2174
20	46	580	0.3001	586.11	0.2992	0.9969	572.91	0.2919	1963			
										20	0.0093	2151
21	46	600	0.3094	606.11	0.3085	0.9971	592.91	0.3012	1968			
										20	0.0088	2273
22	46	620	0.3182	626.11	0.3173	0.9973	612.91	0.31	1977			
										20	0.0088	2273
23	46	640	0.3269	646.11	0.3261	0.9975	632.91	0.3188	1985			
										20	0.0084	2381
24	46	660	0.3353	666.11	0.3345	0.9976	652.91	0.3272	1995			
										20	0.0085	2353
25	46	680	0.3438	686.11	0.343	0.9978	672.91	0.3357	2004			
										20	0.0087	2299
26	46	700	0.3524	706.11	0.3517	0.9979	692.91	0.3444	2012			
										20	0.0083	2410
27	46	720	0.3607	726.11	0.36	0.998	712.91	0.3527	2021			
										20	0.0084	2381
28	46	740	0.3691	746.11	0.3684	0.9981	732.91	0.3611	2030			
										20	0.0087	2299
29	46	760	0.3778	766.11	0.3771	0.9982	752.91	0.3698	2036			
										20	0.0074	2703
30	46	780	0.3852	786.11	0.3845	0.9983	772.91	0.3772	2049			
										20	0.0089	2247
31	46	800	0.394	806.11	0.3934	0.9984	792.91	0.3861	2054			
										20	0.0094	2128
32	46	820	0.4034	826.11	0.4028	0.9985	812.91	0.3955	2055			
										20	0.0084	2381
33	46	840	0.4118	846.11	0.4112	0.9985	832.91	0.4039	2062			
										20	0.0086	2326
34	46	860	0.4204	866.11	0.4198	0.9986	852.91	0.4125	2068			
										20	0.0085	2353
35	46	880	0.4289	886.11	0.4283	0.9987	872.91	0.421	2073			
										20	0.0085	2353
36	46	900	0.4374	906.11	0.4368	0.9987	892.91	0.4295	2079			
										20	0.0086	2326
37	46	920	0.4459	926.11	0.4454	0.9988	912.91	0.4381	2084			
										20	0.0085	2353
38	46	940	0.4544	946.11	0.4539	0.9988	932.91	0.4466	2089			
										20	0.0084	2381

Record No.	Distancia Horizontal	DGM	Tiempo	DGS	TGS	Cos I	DGD	TGD	Velocidad Media	DDGD	DTGD	VI
39	46	960	0.4628	966.11	0.4623	0.9989	952.91	0.455	2094			
										20	0.0083	2410
40	46	980	0.4711	986.11	0.4706	0.9989	972.91	0.4633	2100			
										20	0.0089	2247
41	46	1000	0.48	1006.11	0.4795	0.999	992.91	0.4722	2103			
										20	0.0078	2564
42	46	1020	0.4878	1026.11	0.4873	0.999	1012.9	0.48	2110			
										20	0.0081	2469
43	46	1040	0.4959	1046.11	0.4954	0.999	1032.9	0.4881	2116			
										20	0.008	2500
44	46	1060	0.5039	1066.11	0.5034	0.9991	1052.9	0.4961	2122			
										20	0.0083	2410
45	46	1080	0.5122	1086.11	0.5117	0.9991	1072.9	0.5044	2127			
										20	0.0079	2532
46	46	1100	0.5201	1106.11	0.5196	0.9991	1092.9	0.5123	2133			
										20	0.0082	2439
47	46	1120	0.5282	1126.11	0.5278	0.9992	1112.9	0.5205	2138			
										20	0.0078	2564
48	46	1140	0.536	1146.11	0.5356	0.9992	1132.9	0.5283	2144			
										20	0.008	2500
49	46	1160	0.544	1166.11	0.5436	0.9992	1152.9	0.5363	2150			
										20	0.0083	2410
50	46	1180	0.5523	1186.11	0.5519	0.9992	1172.9	0.5446	2154			
										20	0.0079	2532
51	46	1200	0.5602	1206.11	0.5598	0.9993	1192.9	0.5525	2159			
										20	0.0082	2439
52	46	1220	0.5684	1226.11	0.568	0.9993	1212.9	0.5607	2163			
										20	0.0081	2469
53	46	1240	0.5765	1246.11	0.5761	0.9993	1232.9	0.5688	2168			
										20	0.008	2500
54	46	1260	0.5845	1266.11	0.5841	0.9993	1252.9	0.5768	2172			
										20	0.008	2500
55	46	1280	0.5925	1286.11	0.5921	0.9994	1272.9	0.5848	2177			
										20	0.0079	2532
56	46	1300	0.6004	1306.11	0.6	0.9994	1292.9	0.5927	2181			
										20	0.0079	2532
57	46	1320	0.6083	1326.11	0.6079	0.9994	1312.9	0.6006	2186			
										20	0.0079	2532
58	46	1340	0.6162	1346.11	0.6158	0.9994	1332.9	0.6085	2190			
										20	0.0077	2597
59	46	1360	0.6239	1366.11	0.6235	0.9994	1352.9	0.6162	2196			

Record No.	Distancia Horizontal	DGM	Tiempo	DGS	TGS	Cos I	DGD	TGD	Velocidad Media	DDGD	DTGD	VI
										20	0.0075	2667
60	46	1380	0.6314	1386.11	0.631	0.9994	1372.9	0.6237	2201			
										20	0.0075	2667
61	46	1400	0.6388	1406.11	0.6385	0.9995	1392.9	0.6312	2207			
										20	0.0071	2817
62	46	1420	0.6459	1426.11	0.6456	0.9995	1412.9	0.6383	2214			
										20	0.0073	2740
63	46	1440	0.6532	1446.11	0.6529	0.9995	1432.9	0.6456	2220			
										20	0.0071	2817
64	46	1460	0.6603	1466.11	0.66	0.9995	1452.9	0.6527	2226			
										20	0.0072	2778
65	46	1480	0.6675	1486.11	0.6672	0.9995	1472.9	0.6599	2232			
										20	0.0071	2817
66	46	1500	0.6746	1506.11	0.6743	0.9995	1492.9	0.667	2238			
										20	0.0069	2899
67	46	1520	0.6815	1526.11	0.6812	0.9995	1512.9	0.6739	2245			
										20	0.007	2857
68	46	1540	0.6885	1546.11	0.6882	0.9996	1532.9	0.6809	2251			
										20	0.0074	2703
69	46	1560	0.6959	1566.11	0.6956	0.9996	1552.9	0.6883	2256			
										20	0.0072	2778
70	46	1580	0.7031	1586.11	0.7028	0.9996	1572.9	0.6955	2262			
										20	0.0068	2941
71	46	1600	0.7099	1606.11	0.7096	0.9996	1592.9	0.7023	2268			
										20	0.0071	2817
72	46	1620	0.717	1626.11	0.7167	0.9996	1612.9	0.7094	2274			
										20	0.0069	2899
73	46	1640	0.7239	1646.11	0.7236	0.9996	1632.9	0.7163	2280			
										20	0.0073	2740
74	46	1660	0.7312	1666.11	0.7309	0.9996	1652.9	0.7236	2284			
										20	0.0066	3030
75	46	1680	0.7378	1686.11	0.7375	0.9996	1672.9	0.7302	2291			
										20	0.0068	2941
76	46	1700	0.7446	1706.11	0.7443	0.9996	1692.9	0.737	2297			
										20	0.0068	2941
77	46	1720	0.7514	1726.11	0.7511	0.9996	1712.9	0.7438	2303			
										20	0.0066	3030
78	46	1740	0.7579	1746.11	0.7577	0.9997	1732.9	0.7504	2309			
										20	0.0063	3175
79	46	1760	0.7642	1766.11	0.764	0.9997	1752.9	0.7567	2317			
										20	0.0067	2985

Record No.	Distancia Horizontal	DGM	Tiempo	DGS	TGS	Cos I	DGD	TGD	Velocidad Media	DDGD	DTGD	VI
80	46	1780	0.7709	1786.11	0.7707	0.9997	1772.9	0.7634	2322			
										20	0.0065	3077
81	46	1800	0.7774	1806.11	0.7772	0.9997	1792.9	0.7699	2329			
										20	0.0067	2985
82	46	1820	0.7841	1826.11	0.7839	0.9997	1812.9	0.7766	2334			
										20	0.0069	2899
83	46	1840	0.791	1846.11	0.7908	0.9997	1832.9	0.7835	2339			
										20	0.0071	2817
84	46	1860	0.7981	1866.11	0.7979	0.9997	1852.9	0.7906	2344			
										20	0.0065	3077
85	46	1880	0.8046	1886.11	0.8044	0.9997	1872.9	0.7971	2350			
										20	0.0066	3030
86	46	1900	0.8112	1906.11	0.811	0.9997	1892.9	0.8037	2355			
										20	0.0067	2985
87	46	1920	0.8179	1926.11	0.8177	0.9997	1912.9	0.8104	2360			
										20	0.0066	3030
88	46	1940	0.8245	1946.11	0.8243	0.9997	1932.9	0.817	2366			
										20	0.0066	3030
89	46	1960	0.8311	1966.11	0.8309	0.9997	1952.9	0.8236	2371			
										20	0.0064	3125
90	46	1980	0.8376	1986.11	0.8373	0.9997	1972.9	0.83	2377			
										20	0.0068	2941
91	46	2000	0.8444	2006.11	0.8441	0.9997	1992.9	0.8368	2382			
										20	0.0065	3077
92	46	2020	0.8509	2026.11	0.8506	0.9997	2012.9	0.8433	2387			
										20	0.0068	2941
93	46	2040	0.8577	2046.11	0.8574	0.9997	2032.9	0.8501	2391			
										20	0.007	2857
94	46	2060	0.8646	2066.11	0.8644	0.9998	2052.9	0.8571	2395			
										20	0.0068	2941
95	46	2080	0.8714	2086.11	0.8712	0.9998	2072.9	0.8639	2399			
										20	0.0064	3125
96	46	2100	0.8778	2106.11	0.8776	0.9998	2092.9	0.8703	2405			
										20	0.0062	3226
97	46	2120	0.884	2126.11	0.8838	0.9998	2112.9	0.8765	2411			
										20	0.0064	3125
98	46	2140	0.8904	2146.11	0.8902	0.9998	2132.9	0.8829	2416			
										20	0.0064	3125
99	46	2160	0.8968	2166.11	0.8966	0.9998	2152.9	0.8893	2421			
										20	0.0062	3226
100	46	2180	0.903	2186.11	0.9028	0.9998	2172.9	0.8955	2426			

Record No.	Distancia Horizontal	DGM	Tiempo	DGS	TGS	Cos I	DGD	TGD	Velocidad Media	DDGD	DTGD	VI
										20	0.0061	3279
101	46	2200	0.9091	2206.11	0.9089	0.9998	2192.9	0.9016	2432			
										20	0.0064	3125
102	46	2220	0.9155	2226.11	0.9153	0.9998	2212.9	0.908	2437			
										20	0.0063	3175
103	46	2240	0.9218	2246.11	0.9216	0.9998	2232.9	0.9143	2442			
										20	0.0061	3279
104	46	2260	0.9279	2266.11	0.9277	0.9998	2252.9	0.9204	2448			
										20	0.0062	3226
105	46	2280	0.9341	2286.11	0.9339	0.9998	2272.9	0.9266	2453			
										20	0.0061	3279
106	46	2300	0.9402	2306.11	0.94	0.9998	2292.9	0.9327	2458			
										20	0.0057	3509
107	46	2320	0.9459	2326.11	0.9457	0.9998	2312.9	0.9384	2465			
										20	0.006	3333
108	46	2340	0.9519	2346.11	0.9517	0.9998	2332.9	0.9444	2470			
										20	0.0061	3279
109	46	2360	0.958	2366.11	0.9578	0.9998	2352.9	0.9505	2475			
										20	0.0063	3175
110	46	2380	0.9643	2386.11	0.9641	0.9998	2372.9	0.9568	2480			
										20	0.0062	3226
111	46	2400	0.9705	2406.11	0.9703	0.9998	2392.9	0.963	2485			
										20	0.0059	3390
112	46	2420	0.9764	2426.11	0.9762	0.9998	2412.9	0.9689	2490			
										20	0.0062	3226
113	46	2440	0.9826	2446.11	0.9824	0.9998	2432.9	0.9751	2495			
										20	0.0062	3226
114	46	2460	0.9888	2466.11	0.9886	0.9998	2452.9	0.9813	2500			
										20	0.006	3333
115	46	2480	0.9948	2486.11	0.9946	0.9998	2472.9	0.9873	2505			
										20	0.0062	3226
116	46	2500	1.001	2506.11	1.0008	0.9998	2492.9	0.9935	2509			
										20	0.0056	3571
117	46	2520	1.0066	2526.11	1.0064	0.9998	2512.9	0.9991	2515			
										20	0.006	3333
118	46	2540	1.0126	2546.11	1.0124	0.9998	2532.9	1.0051	2520			
										20	0.006	3333
119	46	2560	1.0186	2566.11	1.0184	0.9998	2552.9	1.0111	2525			
										20	0.0058	3448
120	46	2580	1.0244	2586.11	1.0242	0.9998	2572.9	1.0169	2530			
										20	0.0055	3636

Record No.	Distancia Horizontal	DGM	Tiempo	DGS	TGS	Cos I	DGD	TGD	Velocidad Media	DDGD	DTGD	VI
121	46	2600	1.0299	2606.11	1.0297	0.9998	2592.9	1.0224	2536			
										20	0.0057	3509
122	46	2620	1.0356	2626.11	1.0354	0.9998	2612.9	1.0281	2541			
										20	0.005	4000
123	46	2640	1.0406	2646.11	1.0404	0.9998	2632.9	1.0331	2549			
										20	0.0057	3509
124	46	2660	1.0462	2666.11	1.0461	0.9999	2652.9	1.0388	2554			
										20	0.0059	3390
125	46	2680	1.0521	2686.11	1.052	0.9999	2672.9	1.0447	2559			
										20	0.0053	3774
126	46	2700	1.0574	2706.11	1.0573	0.9999	2692.9	1.05	2565			

TABLA TIEMPO DE REFLEJO-PROFUNDIDAD

POZO: NAJUCAL-1

NREF: 0 m

FUNCION CUBICA: $z = 37.557t^3 + 66.577t^2 + 994.03t - 36.984$

Tiempo	0.000	0.001	0.002	0.003	0.004	0.005	0.006	0.007	0.008	0.009
0.13	93	94	95	96	98	99	100	101	102	103
0.14	104	105	106	107	108	109	110	111	112	113
0.15	114	115	116	117	118	119	120	121	122	123
0.16	124	125	126	127	128	129	130	131	132	133
0.17	134	135	136	137	138	139	140	141	142	143
0.18	144	145	146	147	148	149	150	151	152	154
0.19	155	156	157	158	159	160	161	162	163	164
0.20	165	166	167	168	169	170	171	172	173	174
0.21	175	176	177	178	179	180	181	182	183	184
0.22	185	186	187	188	189	190	192	193	194	195
0.23	196	197	198	199	200	201	202	203	204	205
0.24	206	207	208	209	210	211	212	213	214	215
0.25	216	217	218	219	220	221	222	224	225	226
0.26	227	228	229	230	231	232	233	234	235	236
0.27	237	238	239	240	241	242	243	244	245	246
0.28	247	248	249	251	252	253	254	255	256	257
0.29	258	259	260	261	262	263	264	265	266	267
0.30	268	269	270	271	272	273	274	276	277	278
0.31	279	280	281	282	283	284	285	286	287	288
0.32	289	290	291	292	293	294	295	296	298	299
0.33	300	301	302	303	304	305	306	307	308	309
0.34	310	311	312	313	314	315	316	318	319	320
0.35	321	322	323	324	325	326	327	328	329	330
0.36	331	332	333	334	335	337	338	339	340	341
0.37	342	343	344	345	346	347	348	349	350	351
0.38	352	353	355	356	357	358	359	360	361	362
0.39	363	364	365	366	367	368	369	370	372	373
0.40	374	375	376	377	378	379	380	381	382	383
0.41	384	385	386	388	389	390	391	392	393	394
0.42	395	396	397	398	399	400	401	403	404	405
0.43	406	407	408	409	410	411	412	413	414	415
0.44	416	418	419	420	421	422	423	424	425	426
0.45	427	428	429	430	432	433	434	435	436	437
0.46	438	439	440	441	442	443	444	446	447	448
0.47	449	450	451	452	453	454	455	456	457	459
0.48	460	461	462	463	464	465	466	467	468	469
0.49	470	472	473	474	475	476	477	478	479	480
0.50	481	482	484	485	486	487	488	489	490	491
0.51	492	493	494	496	497	498	499	500	501	502
0.52	503	504	505	506	508	509	510	511	512	513
0.53	514	515	516	517	519	520	521	522	523	524
0.54	525	526	527	528	530	531	532	533	534	535

Tiempo	0.000	0.001	0.002	0.003	0.004	0.005	0.006	0.007	0.008	0.009
0.55	536	537	538	539	541	542	543	544	545	546
0.56	547	548	549	550	552	553	554	555	556	557
0.57	558	559	560	562	563	564	565	566	567	568
0.58	569	570	571	573	574	575	576	577	578	579
0.59	580	581	583	584	585	586	587	588	589	590
0.60	592	593	594	595	596	597	598	599	600	602
0.61	603	604	605	606	607	608	609	610	612	613
0.62	614	615	616	617	618	619	621	622	623	624
0.63	625	626	627	628	630	631	632	633	634	635
0.64	636	637	639	640	641	642	643	644	645	646
0.65	648	649	650	651	652	653	654	655	657	658
0.66	659	660	661	662	663	665	666	667	668	669
0.67	670	671	672	674	675	676	677	678	679	680
0.68	682	683	684	685	686	687	688	690	691	692
0.69	693	694	695	696	697	699	700	701	702	703
0.70	704	705	707	708	709	710	711	712	713	715
0.71	716	717	718	719	720	722	723	724	725	726
0.72	727	728	730	731	732	733	734	735	736	738
0.73	739	740	741	742	743	745	746	747	748	749
0.74	750	751	753	754	755	756	757	758	760	761
0.75	762	763	764	765	766	768	769	770	771	772
0.76	773	775	776	777	778	779	780	782	783	784
0.77	785	786	787	789	790	791	792	793	794	796
0.78	797	798	799	800	801	803	804	805	806	807
0.79	808	810	811	812	813	814	815	817	818	819
0.80	820	821	822	824	825	826	827	828	829	831
0.81	832	833	834	835	837	838	839	840	841	842
0.82	844	845	846	847	848	849	851	852	853	854
0.83	855	857	858	859	860	861	862	864	865	866
0.84	867	868	870	871	872	873	874	876	877	878
0.85	879	880	881	883	884	885	886	887	889	890
0.86	891	892	893	895	896	897	898	899	901	902
0.87	903	904	905	907	908	909	910	911	913	914
0.88	915	916	917	919	920	921	922	923	925	926
0.89	927	928	929	931	932	933	934	935	937	938
0.90	939	940	941	943	944	945	946	947	949	950
0.91	951	952	953	955	956	957	958	959	961	962
0.92	963	964	966	967	968	969	970	972	973	974
0.93	975	976	978	979	980	981	983	984	985	986
0.94	987	989	990	991	992	994	995	996	997	998
0.95	1000	1001	1002	1003	1005	1006	1007	1008	1009	1011
0.96	1012	1013	1014	1016	1017	1018	1019	1020	1022	1023
0.97	1024	1025	1027	1028	1029	1030	1032	1033	1034	1035
0.98	1036	1038	1039	1040	1041	1043	1044	1045	1046	1048
0.99	1049	1050	1051	1053	1054	1055	1056	1057	1059	1060
1.00	1061	1062	1064	1065	1066	1067	1069	1070	1071	1072
1.01	1074	1075	1076	1077	1079	1080	1081	1082	1084	1085
1.02	1086	1087	1089	1090	1091	1092	1094	1095	1096	1097
1.03	1099	1100	1101	1102	1104	1105	1106	1107	1109	1110

Tiempo	0.000	0.001	0.002	0.003	0.004	0.005	0.006	0.007	0.008	0.009
1.04	1111	1112	1114	1115	1116	1117	1119	1120	1121	1122
1.05	1124	1125	1126	1127	1129	1130	1131	1132	1134	1135
1.06	1136	1137	1139	1140	1141	1143	1144	1145	1146	1148
1.07	1149	1150	1151	1153	1154	1155	1156	1158	1159	1160
1.08	1162	1163	1164	1165	1167	1168	1169	1170	1172	1173
1.09	1174	1176	1177	1178	1179	1181	1182	1183	1184	1186
1.10	1187	1188	1190	1191	1192	1193	1195	1196	1197	1199
1.11	1200	1201	1202	1204	1205	1206	1207	1209	1210	1211
1.12	1213	1214	1215	1216	1218	1219	1220	1222	1223	1224
1.13	1225	1227	1228	1229	1231	1232	1233	1235	1236	1237
1.14	1238	1240	1241	1242	1244	1245	1246	1247	1249	1250
1.15	1251	1253	1254	1255	1257	1258	1259	1260	1262	1263
1.16	1264	1266	1267	1268	1270	1271	1272	1273	1275	1276
1.17	1277	1279	1280	1281	1283	1284	1285	1286	1288	1289
1.18	1290	1292	1293	1294	1296	1297	1298	1300	1301	1302
1.19	1303	1305	1306	1307	1309	1310	1311	1313	1314	1315
1.20	1317	1318	1319	1321	1322	1323	1325	1326	1327	1328
1.21	1330	1331	1332	1334	1335	1336	1338	1339	1340	1342
1.22	1343	1344	1346	1347	1348	1350	1351	1352	1354	1355
1.23	1356	1358	1359	1360	1362	1363	1364	1366	1367	1368
1.24	1370	1371	1372	1374	1375	1376	1378	1379	1380	1382
1.25	1383	1384	1386	1387	1388	1390	1391	1392	1394	1395
1.26	1396	1398	1399	1400	1402	1403	1404	1406	1407	1408
1.27	1410	1411	1412	1414	1415	1416	1418	1419	1421	1422
1.28	1423	1425	1426	1427	1429	1430	1431	1433	1434	1435
1.29	1437	1438	1439	1441	1442	1444	1445	1446	1448	1449
1.30	1450	1452	1453	1454	1456	1457	1458	1460	1461	1463
1.31	1464	1465	1467	1468	1469	1471	1472	1473	1475	1476
1.32	1478	1479	1480	1482	1483	1484	1486	1487	1488	1490
1.33	1491	1493	1494	1495	1497	1498	1499	1501	1502	1504
1.34	1505	1506	1508	1509	1510	1512	1513	1515	1516	1517
1.35	1519	1520	1521	1523	1524	1526	1527	1528	1530	1531
1.36	1533	1534	1535	1537	1538	1539	1541	1542	1544	1545
1.37	1546	1548	1549	1551	1552	1553	1555	1556	1557	1559
1.38	1560	1562	1563	1564	1566	1567	1569	1570	1571	1573
1.39	1574	1576	1577	1578	1580	1581	1583	1584	1585	1587
1.40	1588	1590	1591	1592	1594	1595	1597	1598	1599	1601
1.41	1602	1604	1605	1606	1608	1609	1611	1612	1614	1615
1.42	1616	1618	1619	1621	1622	1623	1625	1626	1628	1629
1.43	1630	1632	1633	1635	1636	1638	1639	1640	1642	1643
1.44	1645	1646	1647	1649	1650	1652	1653	1655	1656	1657
1.45	1659	1660	1662	1663	1665	1666	1667	1669	1670	1672
1.46	1673	1675	1676	1677	1679	1680	1682	1683	1685	1686
1.47	1687	1689	1690	1692	1693	1695	1696	1697	1699	1700
1.48	1702	1703	1705	1706	1708	1709	1710	1712	1713	1715
1.49	1716	1718	1719	1720	1722	1723	1725	1726	1728	1729
1.50	1731	1732	1734	1735	1736	1738	1739	1741	1742	1744
1.51	1745	1747	1748	1749	1751	1752	1754	1755	1757	1758
1.52	1760	1761	1763	1764	1765	1767	1768	1770	1771	1773

Tiempo	0.000	0.001	0.002	0.003	0.004	0.005	0.006	0.007	0.008	0.009
1.53	1774	1776	1777	1779	1780	1782	1783	1784	1786	1787
1.54	1789	1790	1792	1793	1795	1796	1798	1799	1801	1802
1.55	1804	1805	1807	1808	1809	1811	1812	1814	1815	1817
1.56	1818	1820	1821	1823	1824	1826	1827	1829	1830	1832
1.57	1833	1835	1836	1838	1839	1841	1842	1843	1845	1846
1.58	1848	1849	1851	1852	1854	1855	1857	1858	1860	1861
1.59	1863	1864	1866	1867	1869	1870	1872	1873	1875	1876
1.60	1878	1879	1881	1882	1884	1885	1887	1888	1890	1891
1.61	1893	1894	1896	1897	1899	1900	1902	1903	1905	1906
1.62	1908	1909	1911	1912	1914	1915	1917	1918	1920	1921
1.63	1923	1924	1926	1927	1929	1930	1932	1933	1935	1936
1.64	1938	1939	1941	1943	1944	1946	1947	1949	1950	1952
1.65	1953	1955	1956	1958	1959	1961	1962	1964	1965	1967
1.66	1968	1970	1971	1973	1974	1976	1978	1979	1981	1982
1.67	1984	1985	1987	1988	1990	1991	1993	1994	1996	1997
1.68	1999	2001	2002	2004	2005	2007	2008	2010	2011	2013
1.69	2014	2016	2017	2019	2021	2022	2024	2025	2027	2028
1.70	2030	2031	2033	2034	2036	2038	2039	2041	2042	2044
1.71	2045	2047	2048	2050	2051	2053	2055	2056	2058	2059
1.72	2061	2062	2064	2065	2067	2069	2070	2072	2073	2075
1.73	2076	2078	2080	2081	2083	2084	2086	2087	2089	2090
1.74	2092	2094	2095	2097	2098	2100	2101	2103	2105	2106
1.75	2108	2109	2111	2112	2114	2116	2117	2119	2120	2122
1.76	2123	2125	2127	2128	2130	2131	2133	2135	2136	2138
1.77	2139	2141	2142	2144	2146	2147	2149	2150	2152	2154
1.78	2155	2157	2158	2160	2162	2163	2165	2166	2168	2169
1.79	2171	2173	2174	2176	2177	2179	2181	2182	2184	2185
1.80	2187	2189	2190	2192	2193	2195	2197	2198	2200	2201
1.81	2203	2205	2206	2208	2209	2211	2213	2214	2216	2217
1.82	2219	2221	2222	2224	2226	2227	2229	2230	2232	2234
1.83	2235	2237	2238	2240	2242	2243	2245	2247	2248	2250
1.84	2251	2253	2255	2256	2258	2260	2261	2263	2264	2266
1.85	2268	2269	2271	2273	2274	2276	2277	2279	2281	2282
1.86	2284	2286	2287	2289	2290	2292	2294	2295	2297	2299
1.87	2300	2302	2304	2305	2307	2308	2310	2312	2313	2315
1.88	2317	2318	2320	2322	2323	2325	2327	2328	2330	2331
1.89	2333	2335	2336	2338	2340	2341	2343	2345	2346	2348
1.90	2350	2351	2353	2355	2356	2358	2360	2361	2363	2365
1.91	2366	2368	2370	2371	2373	2374	2376	2378	2379	2381
1.92	2383	2384	2386	2388	2389	2391	2393	2394	2396	2398
1.93	2399	2401	2403	2405	2406	2408	2410	2411	2413	2415
1.94	2416	2418	2420	2421	2423	2425	2426	2428	2430	2431
1.95	2433	2435	2436	2438	2440	2441	2443	2445	2446	2448
1.96	2450	2452	2453	2455	2457	2458	2460	2462	2463	2465
1.97	2467	2468	2470	2472	2474	2475	2477	2479	2480	2482
1.98	2484	2485	2487	2489	2491	2492	2494	2496	2497	2499
1.99	2501	2502	2504	2506	2508	2509	2511	2513	2514	2516
2.00	2518	2520	2521	2523	2525	2526	2528	2530	2532	2533
2.01	2535	2537	2538	2540	2542	2544	2545	2547	2549	2550

TIEMPO DE ORIGEN

Tiempo	0.000	0.001	0.002	0.003	0.004	0.005	0.006	0.007	0.008	0.009
2.02	2552	2554	2556	2557	2559	2561	2563	2564	2566	2568
2.03	2569	2571	2573	2575	2576	2578	2580	2582	2583	2585
2.04	2587	2588	2590	2592	2594	2595	2597	2599	2601	2602
2.05	2604	2606	2608	2609	2611	2613	2615	2616	2618	2620
2.06	2622	2623	2625	2627	2629	2630	2632	2634	2636	2637
2.07	2639	2641	2643	2644	2646	2648	2650	2651	2653	2655
2.08	2657	2658	2660	2662	2664	2665	2667	2669	2671	2672
2.09	2674	2676	2678	2680	2681	2683	2685	2687	2688	2690
2.10	2692	2694	2695	2697	2699	2701	2703	2704	2706	2708
2.11	2710	2711	2713	2715	2717	2719	2720	2722	2724	2726