

**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE QUE SEPARE
LAS ONDAS P Y S DE UNA SEÑAL SÍSMICA MULTICOMPONENTE EN
REGISTROS VERTICAL SEISMIC PROFILE (VSP)**

**LUIS FERNANDO RUEDA VÁSQUEZ
JUAN SEBASTIÁN VARGAS MANTILLA**



**Universidad Industrial de Santander
Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones
Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas
Bucaramanga
2013**

**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE QUE SEPARE
LAS ONDAS P Y S DE UNA SEÑAL SÍSMICA MULTICOMPONENTE EN
REGISTROS VERTICAL SEISMIC PROFILE (VSP)**

**LUIS FERNANDO RUEDA VÁSQUEZ
JUAN SEBASTIÁN VARGAS MANTILLA**

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero Electrónico

Director

MSC CARLOS ANDRÉS NIÑO

Codirector

PHD WILLIAM MAURICIO AGUDELO

Universidad Industrial de Santander

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas

Bucaramanga

2013

“Agradezco a Dios, a mis padres, a mi hermano y a mis abuelos por todo el apoyo brindado, por estar siempre a mi lado en los momentos difíciles y por compartir junto a mí los momentos de alegría de esta etapa de mi vida.”

Luis Fernando Rueda Vásquez

“Doy gracias a Dios, a mis queridos padres y mis hermanos por estar siempre ahí apoyándome y brindándome aliento en todo momento, en cada etapa de mi vida. A todas las personas cercanas que me brindaron sus energías y su respaldo, en cada traspie afrontado, para alcanzar esta meta añorada.”

Juan Sebastián Vargas Mantilla

Agradecimientos

A la Universidad Industrial de Santander por las enseñanzas y lecciones impartidas para la construcción personal y profesional, de cada uno de nosotros. A nuestro director el MSC Carlos Andrés Niño quien otorgó la confianza de desarrollar esta investigación, además de sus consejos, de su esfuerzo, de su tiempo y de la disposición de sus conocimientos alcanzados a lo largo de su vida.

Al Instituto Colombiano de Petróleo y en mención especial al PhD William Mauricio Agudelo y al PhD Dorian Caraballo Ledesma, por su constante apoyo e interés de trabajar conjuntamente en este proyecto, facilitando un desarrollo continuo de la investigación e implementación del mismo.

A las personas cercanas a nosotros, maestros, amigos y compañeros de estudio, que de una u otra forma dieron su apoyo, consejos y esfuerzo conjunto para superar los inconvenientes presentados en alcanzar esta meta.

Gracias de corazón.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	18
1. Sísmica multicomponente	20
1.1. Métodos sísmicos	26
1.1.1. Sísmica de refracción	27
1.1.2. Sísmica de reflexión	28
1.2. Ondas sísmicas	29
1.2.1. Ondas internas	29
1.2.2. Ondas superficiales	30
2. Perfiles sísmicos verticales	32
2.1. Procesamiento estándar de VSP sin desplazamiento lateral	38
3. Métodos para separar las ondas P y S	46
3.1. Análisis de componentes principales	46
3.2. Análisis de componentes independientes	49
3.3. Filtros y aplicaciones en diferentes dominios	51
3.3.1. Filtro F-K	51
3.3.2. Filtro de mediana	53
3.3.3. Aplicación en el dominio F-P	55
3.3.4. Aplicación en el dominio Z-T	56
3.3.5. Aplicación en el dominio τ -P	57
3.3.6. Aplicación en el dominio P-T	58
3.4. Elección del método a implementar	59
4. Métodos seleccionados	63
4.1. Filtro F-K	63
4.1.1. Separación de los campos de onda	65

4.2. Filtro de mediana	66
4.3. Análisis de componentes principales	69
5. Implementación	72
6. Validación del método	78
6.1. Análisis de los datos	80
7. Resultados	88
8. Conclusiones	93

Índice de figuras

	Pág.
1.1. Disposición de los receptores para la adquisición de datos sísmicos multicomponente. Fuente [1].	20
1.2. Orientación de los sensores en datos 3C. Fuente [43].	21
1.3. Nomenclatura y ubicación de la fuente y los receptores. Fuente [42].	22
1.4. Polaridad de los receptores. Fuente [42].	22
1.5. Onda compresional y de corte, (a) La P denota la onda compresional, S la onda de corte; (b) la letra 'i' denota el rayo incidente, 'r' el rayo reflejado, R el rayo refractado. Fuente [14].	23
1.6. Ondas sísmicas presentes en una interfase geológica. Fuente [1].	24
1.7. Arribo cuasi-vertical de las ondas por las primeras capas del suelo. Fuente [42].	25
1.8. Principio de la sismología. Fuente [7].	26
1.9. Método sísmico de refracción. Fuente [2].	27
1.10. Método sísmico de reflexión. Fuente [2].	28
1.11. Esquema del recorrido de los rayos reflejados en tres capas, e imagen de la sección sísmica producto de la suma de las trazas CMP. Fuente [2].	29
1.12. Desplazamiento de la onda P a través de la corteza terrestre. Fuente [8].	30
1.13. Desplazamiento de la onda S a través de la corteza terrestre. Fuente [8].	30
1.14. Desplazamiento de la onda Love a través de la corteza terrestre. Fuente [8].	31
1.15. Desplazamiento de la onda Rayleigh a través de la corteza terrestre. Fuente [8].	31
2.1. Propagación, reflexión y captura de las ondas compresionales y de corte en datos VSP. Fuente [34].	32
2.2. Configuraciones para la adquisición sísmica de un pozo. Fuente [33].	33
2.3. Tipo de onda en levantamientos VSP. Fuente [32].	35
2.4. Ondas de tubo presentes en una traza de VSP. Fuente [39].	36
2.5. Viaje de ondas directas y ondas múltiples. Fuente [44].	37

2.6. Diagrama de flujo del procesamiento estándar para datos VSP sin desplazamiento lateral. Fuente [40].	39
2.7. Edición y Suma. (a) Identificación de trazas defectuosas.(b) Supresión de trazas. Fuente [26].	40
2.8. Alineación del plano horizontal de los receptores. Fuente [26].	41
2.9. Separacion de campo de ondas: Campo de ondas total (a), Campo de ondas descendentes P y S (b) y Campo de ondas ascendentes P y S (c). Fuente [26].	43
3.1. Proyección de los datos sobre el plano de máxima varianza. Fuente [13].	47
3.2. Diagramas de flujo en la separación de señales mediante el análisis de componentes independientes. Fuente [19].	49
3.3. Transformación del dominio del tiempo a frecuencia. Fuente [39].	52
3.4. Datos sísmicos VSP con los distintos tipos de onda. Fuente [20].	54
3.5. Aplicando el filtro de mediana a los datos de la Figura 3.4, se tiene la onda P descendente (a), la onda S descendente (b), la onda P ascendente (c), la onda S ascendente (d). Fuente [20]	54
4.1. Espectro en frecuencia mediante transformada de Fourier. Fuente [20].	64
4.2. Transformada de Fourier 2D directa y la trasformada inversa. Fuente [39].	65
4.3. Pasos para realizar el filtro de mediana. Fuente [39].	67
4.4. Datos sísmicos. Fuente [autor].	69
5.1. Implementación de la separación de las ondas P y S y determinación de sus ángulos de incidencia. Fuente [autor].	72
5.2. Componentes X y Z del geófono 10 de lo datos sintéticos. Fuente [autor].	73
5.3. Espectro de la componente X. Fuente [autor].	74
5.4. Picado de la componente X descendente. Fuente [autor].	74
5.5. Componente sintética X descendente original y alineada. Fuente [autor].	75
5.6. Selección del primer arribo con energía. Fuente [autor].	76
5.7. Retardo de grupo del filtro Yulewalker. Fuente [autor].	76

5.8. Hodograma para determinar el ángulo. Fuente [autor].	77
6.1. Señales sintéticas generadas por medio de <i>Seismic Unix</i> . Fuente [autor].	78
6.2. Modelo de velocidades y densidades en capas planas. Fuente [autor].	80
6.3. Espectro de frecuencia de la componente vertical. Fuente [autor].	81
6.4. Campos de onda de la componente vertical. Fuente [autor].	82
6.5. Resultado del proceso de picado. Fuente [autor].	83
6.6. Proceso de alineado, aplanado y filtrado. Fuente [autor].	84
6.7. Ondas compresionales y de corte descendentes. Fuente [autor].	85
6.8. Ángulos de incidencia de los primeros arribos descendentes de las ondas P y S. Fuente [autor].	86
7.1. Señales sísmicas multicomponentes reales. Fuente [autor].	88
7.2. Campos de onda de la componente Vertical. Fuente [autor].	89
7.3. Picado del primer arribo descendente de P. Fuente [autor].	90
7.4. Proceso de alineado, aplanado y filtrado de las señales reales. Fuente [autor].	91
7.5. Ángulos de incidencia de los primeros arribos descendentes de las ondas P y S. Fuente [autor].	92

Índice de tablas

	Pág.
6.1. Correlación de los campos de onda resultantes de la herramienta desarrollada respecto a SU	83
6.2. Correlación de los resultados de la herramienta desarrollada respecto a SU	86

RESUMEN

TÍTULO:

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UNA HERRAMIENTA SOFTWARE QUE SEPARE LAS ONDAS P Y S DE UNA SEÑAL SÍSMICA MULTICOMPONENTE EN REGISTROS VERTICAL SEISMIC PROFILE (VSP)¹

AUTORES:

LUIS FERNANDO RUEDA VÁSQUEZ

JUAN SEBASTIÁN VARGAS MANTILLA²

PALABRAS CLAVE: Perfil sísmico vertical, Análisis de componentes principales, Señal sísmica multicomponente, Ondas compresionales, Ondas de corte, Filtro F-K, Filtro de mediana

DESCRIPCIÓN:

En este trabajo de grado se plantea el diseño e implementación de una herramienta *software* que permita la separación de las ondas P y S de una señal sísmica multicomponente en registros *Vertical Seismic Profile (VSP)*, para tal fin, se analizarán algunas técnicas estadísticas y de tratamiento de señales que permitan cumplir con este objetivo. El estudio teórico pretende seleccionar, entre las distintas técnicas analizadas, cuál es la más apropiada para la implementación del algoritmo, tomando como criterios algunas características propias de las señales a separar, un mayor aprovechamiento de la información y demás ventajas que cada una de las técnicas proporcione, utilizando para el desarrollo del algoritmo la herramienta *software* MatLab.

Inicialmente se presenta la teoría y conceptos relevantes analizados durante el proceso de investigación, el estudio de las características y comportamiento de las señales sísmicas a tratar, sus configuraciones para la adquisición y el procesamiento estándar utilizado. Posteriormente, se realiza el análisis y selección de las metodologías más apropiadas para la implementación, validando los procesos por medio de la comparación de resultados con el *software Seismic Unix*, el cual es un programa especializado para el procesamiento de datos reales o sintéticos y la generación de señales sísmicas. Finalmente, la herramienta es implementada en un conjunto de datos suministrados por el Instituto Colombiano del Petróleo ICP analizando y documentando los resultados obtenidos, además de las conclusiones y observaciones obtenidas al respecto.

¹Proyecto de Grado

²Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director MSC. Carlos Andrés Niño, Codirector PhD. William Mauricio Agudelo

ABSTRACT

TITLE:

DESIGN AND IMPLEMENTATION OF A SOFTWARE TOOL to SEPARATE P AND S WAVES OF A MULTI-COMPONENT SEISMIC SIGNAL IN VERTICAL SEISMIC PROFILE (VSP) LOGS¹

AUTHORS:

LUIS FERNANDO RUEDA VÁSQUEZ
JUAN SEBASTIÁN VARGAS MANTILLA²

KEYWORDS: Vertical seismic profile, Principal component analysis, Multicomponent seismic signal, Compressional waves, Shear waves, F-K filter, Median filter

DESCRIPTION:

This work deals with the design and implementation of a software tool that allows the separation of P and S waves of a Multi-component seismic signal in logs Vertical Seismic Profile. For this purpose, some statistics and signals treatment techniques are analyzed. The theoretical study intends to select, among the different techniques analyzed, the most appropriate for the implementation of the algorithm, based on some of the main characteristics of the signals that are going to be separated, the best use that can be given to the obtained information and other advantages that each one of the techniques provide, using the software tool Matlab for the development of the algorithm.

At first, the most relevant theory and concepts analyzed during the research process are presented. Also, the study of the characteristics and behavior of seismic signals to be treated are exposed, as well as its settings for the acquisition and standard processing used. Then, the analysis and selection of the most appropriate methodologies for implementing the algorithm is accomplished through validating the processes by comparing results with the Seismic Unix software, which is a specialized program for processing real or synthetic data, generating seismic signal. Finally, the tool is implemented in a data set provided by the Colombian Petroleum Institute ICP analyzing and documenting the results, and the conclusions and observations obtained in the research.

¹Degree project

²Physical-Mechanical Engineering Faculty. Electrical, Electronics and Telecommunications School. Advisor MSC. Carlos Andrés Niño, Co-advisor PhD. William Mauricio Agudelo

INTRODUCCIÓN

La exploración terrestre y oceánica usando métodos Geofísicos ha tenido una profunda influencia en el entendimiento de la Tierra y su comportamiento a través del tiempo[3, 4]. La calidad de las imágenes sísmicas, la caracterización y el descubrimiento de nuevos yacimientos es un área muy importante en la industria de los hidrocarburos, es por esto que los avances tecnológicos y computacionales que permitan descubrir nuevos horizontes y brindar mayor eficiencia y calidad en su trabajo es uno de sus objetivos principales [5].

Actualmente, la sísmica multicomponente es la principal herramienta en el estudio del subsuelo y sus características, de esta manera, una de sus principales ventajas respecto a la sísmica convencional es la información suministrada no sólo por las ondas compresionales, sino también por las ondas de cizalla[1]. Es por esto que la comprensión de cada una de estas ondas es tan importante, sin embargo, debido a limitaciones en el conocimiento de su comportamiento real durante la adquisición de los datos, al momento de realizar su estudio y tratamiento computacional se deben realizar algunos supuestos respecto a sus ángulos de incidencia en los receptores, supuestos que rara vez son del todo precisos.

Para hacer frente a este problema, con el fin de obtener una mejor descripción de yacimientos de hidrocarburos y lograr imágenes del subsuelo con una mayor definición, es importante conocer las ondas P y S por separado [1]. Diversas soluciones han sido planteadas para conseguir esta separación, entre ellas se encuentran técnicas de filtrado, transformadas que permiten trabajar en otros dominios y análisis estadístico.

El levantamiento de perfiles sísmicos verticales o VSP (*Vertical Seismic Profile*), es un método implementado de manera común en la adquisición de imágenes terrestres, el cual debido a la disposición de los geófonos y las fuentes permite captar las ondas ascendentes y descendentes con una mejor relación señal-ruido, disminuyendo la aparición de factores perjudiciales como el ruido *Ground Roll* [16, 40].

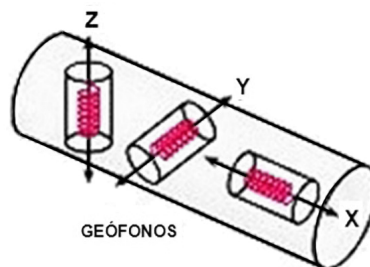
La metodología aplicada para el desarrollo de este trabajo, parte del análisis, se-

lección e implementación de las técnicas que mejor se ajustan a las características de polarización de las ondas a separar. Posteriormente, el *software* libre *Seismic Unix*, es utilizada para la generación y procesamiento de datos sísmicos sintéticos VSP. La utilización de este programa permite crear los datos utilizados para la validación de la herramienta, al igual que es un referente para comparar y verificar los resultados obtenidos con el código desarrollado. Finalmente, al validar el correcto funcionamiento de la herramienta desarrollada, esta es aplicada a un conjunto de datos reales adquiridos en el campo Tenerife, en el departamento del Magdalena, los cuales han sido aportados por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

1. Sísmica multicomponente

La exploración sísmica se basa en la generación artificial de ondas elásticas que se propagan a través del terreno. Su objetivo es el estudio del subsuelo en general, lo que permite obtener información geológica de los materiales que lo conforman [2]. Hace algunos años los estudios sísmicos convencionales eran realizados mediante el registro de sólo ondas compresionales, pero en ocasiones la información suministrada por estas ondas primarias (ondas P) no resultaba suficiente, por lo tanto se hizo necesario la utilización de información extra, de esta manera se procedió a complementar los datos adicionando como factor de estudio las ondas de corte (ondas S), permitiendo representar imágenes más detalladas de los yacimientos y una mejor descripción de sus propiedades [1]. Las ondas P son usadas de forma común en la industria sísmica debido a que son las primeras en ser tomadas por los geófonos, tienen relaciones señal/ruido altas y son generadas por la mayoría de las fuentes de energía disponibles [15].

Figura 1.1: Disposición de los receptores para la adquisición de datos sísmicos multicomponente. Fuente [1].

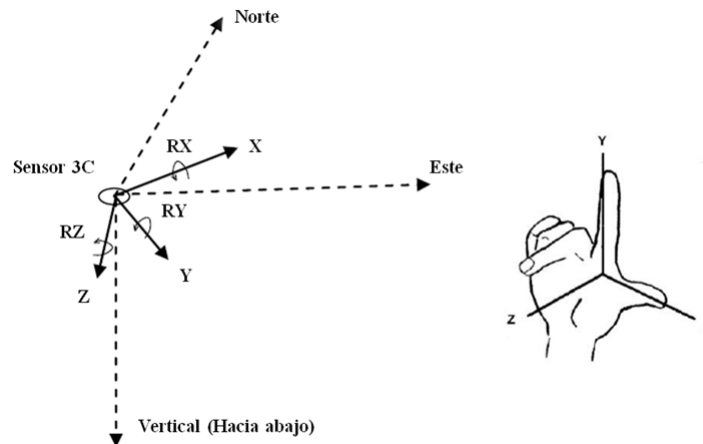


La adquisición de datos sísmicos multicomponentes es realizada por medio de la disposición de sensores digitales dentro de un cable de registro, mientras que en el caso de la sísmica convencional el uso de velocímetros analógicos (geófonos) es lo más aceptado ya que solo cuentan con el registro de las ondas en el eje vertical, para la sísmica multicomponente se requiere de dos receptores adicionales que registran las señales en el eje transversal y el eje radial, los cuales están incorporados en los sensores digitales

(acelerómetros con tecnología MEMS). Cada sensor se compone de tres transductores orientados de manera ortogonal (Figura 1.1), donde las ondas P son principalmente detectadas por el receptor ubicado sobre la componente Z, mientras que las ondas S son detectadas principalmente sobre los ejes X – Y del mismo [18].

La nomenclatura y polaridad convencional para la adquisición de datos multicomponente esta basado en el estándar internacional dispuesto por la SEG (Society of Exploration Geophysicists), que se fundamenta en la regla de la mano derecha, con la diferencia de que en la adquisición de perfiles sísmicos verticales la coordenada Z se encuentra en la dirección descendente (Figura 1.2). Para el caso de la adquisición 2D, el eje X se encuentra en la dirección radial a la fuente, sin embargo, en el caso de la adquisición 3D el eje será determinado a partir de una dirección definida. Por otra parte, un ángulo de rotación positivo es tomado en la dirección de las agujas del reloj desde el eje X al eje Y, cuando el geófono es observado desde arriba [42].

Figura 1.2: Orientación de los sensores en datos 3C. Fuente [43].



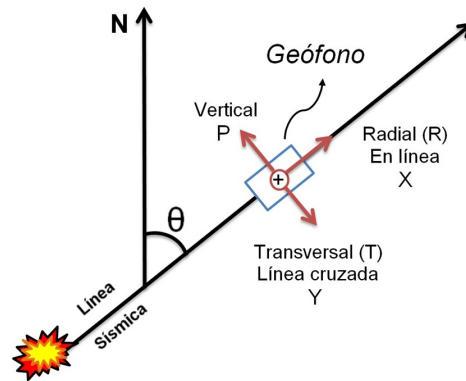
Los nombres asignados por el estándar SEG a cada uno de los receptores dispuestos en un punto, permite reconocer a que eje corresponde cada una de las señales adquiridas, facilitando el procesamiento, análisis e interpretación de la información (Figura 1.3) [42].

- Vertical: El eje vertical (V) es denominado como P, sin embargo esto no indica que

la información captada por este sea en su totalidad onda P.

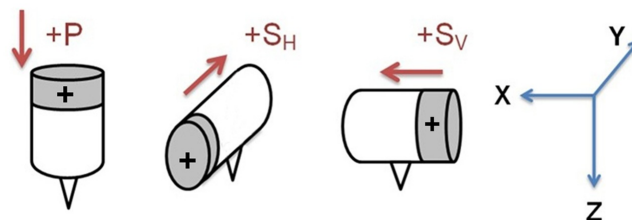
- Radial: El eje radial (R) o también llamado X, S1 o SV se encuentra en la misma línea de la fuente - receptores, con un cierto ángulo de inclinación respecto al norte geográfico.
- Transversal: El eje transversal (T) o también llamado Y, S2 o SH se encuentra ubicado de forma transversal al eje radial formando así tres receptores ortogonales entre sí.

Figura 1.3: Nomenclatura y ubicación de la fuente y los receptores. Fuente [42].



Para el procesamiento de la información se debe tener en cuenta que cada uno de los receptores tiene una polaridad definida para la adquisición de la señal, de tal manera que dependiendo de la incidencia con la que la onda llegue a cada uno de los sensores tendrá el signo correspondiente (Figura 1.4) [42].

Figura 1.4: Polaridad de los receptores. Fuente [42].

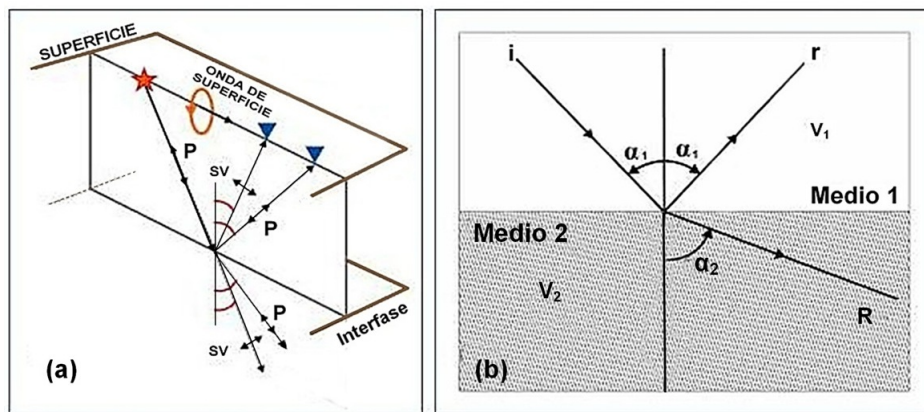


El registro de las ondas multicomponentes abarca un rango de datos más detallado que el análisis de la sismica convencional, sin embargo la base de estudio de ambos

se fundamenta en la reflexión, la refracción, las trayectorias de rayos asimétricas y las longitudes de ondas, de cada una de las ondas en observación.

A partir de una fuente de ondas sísmicas situadas en la superficie, como lo son explosivos o camiones *vibroscis*, se generan ondas de diferentes características que viajan por el medio sin sufrir mayores alteraciones hasta encontrar un cambio en las propiedades elásticas del material (interfase entre dos capas geológicas) [2, 3]; en este punto, una parte de la energía continua en el mismo medio (onda incidente), otra es reflejada (onda reflejada) y el resto cambia de medio con variaciones en su dirección de propagación, en la velocidad y el modo de vibración (Figura 1.5a) [2].

Figura 1.5: Onda compresional y de corte, (a) La P denota la onda compresional, S la onda de corte; (b) la letra 'i' denota el rayo incidente, 'r' el rayo reflejado, R el rayo refractado. Fuente [14].



El paso de la onda de compresión por el terreno y la energía sísmica que contiene, al incidir sobre una interfase (superficie de reflexión) produce una deformación en la roca de capa sedimentaria, bajo esta compresión de la onda P puede suceder un cambio en el volumen del sedimento y del mismo modo el paso de las ondas de corte generan un cambio en la forma. Como las rocas no se deforman fácilmente bajo la compresión, es de esperarse un cambio en la manera de propagación de las ondas [14].

Para el estudio de fenómenos sísmicos se hace necesario tener en cuenta los ángulos con los que se desplazan las ondas a estudiar, de este modo, sí se traza una línea perpendicular a la interfase (normal), y se miden los ángulos α_1 y α_2 que forman los distintos rayos con ella (Figura 1.5b), se puede mostrar que están relacionados según la

siguiente formula, conocida como Ley de Snell [14]:

$$\frac{\text{sen}\alpha_1}{\text{sen}\alpha_2} = \frac{V_1}{V_2} \quad (1.1)$$

Donde:

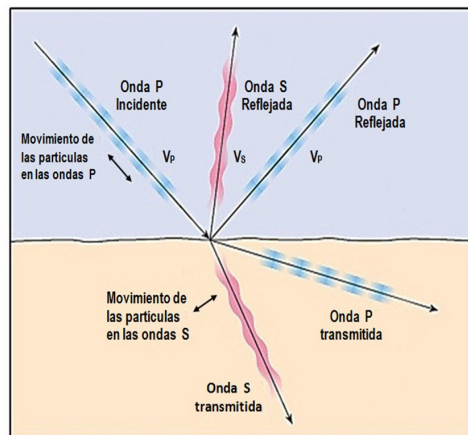
V_1 = velocidad del rayo en el primer medio (onda P u onda S).

V_2 = velocidad en el segundo medio.

Las leyes de la reflexión y la refracción se derivan por el principio de Huygens y por la Ley de Snell, permitiendo concluir que en una interfase el parámetro de rayo debe tener el mismo valor para las ondas incidentes, reflejadas y refractadas. Si el medio consta de un cierto número de capas paralelas, como es el caso de la tierra, la ley de Snell establece que el parámetro del rayo tiene que ser el mismo para todos los rayos reflejados y refractados resultantes de un rayo inicial dado [2].

Debido a la propagación de las ondas por el medio, en la sismica multicomponente se presenta un tipo diferente de ondas, denominadas ondas convertidas las cuales son generadas en el momento en que una onda cambia de una capa terrestre a otra, y es ahí donde se dispersa la energía en diversos sentidos, según el material con el que se encuentre y si se presenta reflexión o refracción. La cantidad de conversión depende del ángulo de incidencia y de la relación de Poisson ¹ de la roca que forma la interfaz [15].

Figura 1.6: Ondas sísmicas presentes en una interfase geológica. Fuente [1].

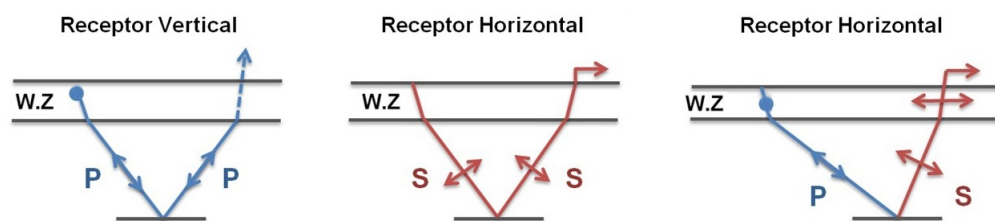


¹ Constante que permite medir la deformación de un cuerpo ante la acción de una fuerza [15]

Solamente cuando la energía entra a una interfaz con una incidencia normal, la energía que se transmite y se refleja es compresional. Así como se observa en la Figura 1.6, se evidencia la creación de las ondas convertidas a partir de una onda P que entra a una interfaz con un ángulo diferente de 90 grados. Cuando las ondas P entran a una superficie se produce una división de la energía en ondas P y ondas S, transmitidas y reflejadas, lo que hace común encontrar ondas denominadas como PS (compresional-corte), SP (de onda S a onda P), ondas PP, entre otras.

La manera como sucede la conversión es una de las razones por las cuales se generan ondas transversales. El conjunto de ondas que regresa a la superficie es muy complejo ya que se encuentra formado por una gran variedad de ondas: ondas directas, ondas refractadas, ondas Raleigh, ondas de aire, ondas Love, reflexiones, difracciones, ondas guiadas, etc. Esto hace común observar modos de conversión en las ondas que se propagan en la superficie o paralela a ella, produciendo que esta energía sea captada por los geófonos pero no siendo posible identificar de forma concisa los datos que se están obteniendo, lo que en ocasiones es una desventaja [15]. Para esto se han implementado métodos de separación y filtrado de ondas con el fin de obtener estrictamente la información que sea requerida.

Figura 1.7: Arribo cuasi-vertical de las ondas por las primeras capas del suelo. Fuente [42].



La separación de las ondas P y S de los datos adquiridos es posible de lograr gracias a la polarización de estas. Debido a la baja velocidad de los materiales del suelo cerca de la superficie, la dirección del rayo de onda se verticaliza tanto en el momento de la generación de las ondas por la fuente, como cuando estas son captadas por los receptores (Figura 1.7). Esto facilita la separación, ya que el movimiento de las ondas

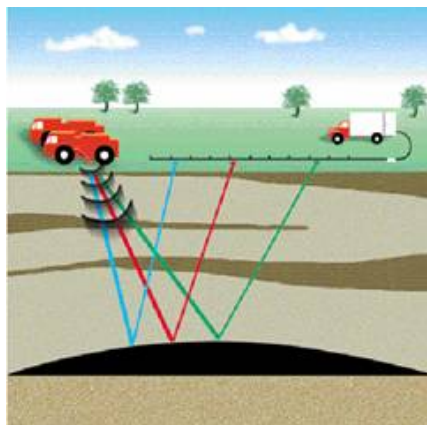
compresionales es en la dirección del rayo, por lo que son captadas en gran parte por el receptor vertical, sin embargo, las ondas de corte tienen una polarización perpendicular, de esta manera son recibidas en su mayoría por la componente horizontal de los geófonos [42].

Estrictamente hablando, y específicamente en zonas erosionadas, la suposición de que las ondas emergen del suelo de forma totalmente vertical debe ser reconsiderada y es necesario tener conocimiento del verdadero ángulo con el que son captadas las señales. De esta manera se logra tener una mejor adquisición de las señales, permitiendo realizar un análisis más detallado del suelo aprovechando la mayor cantidad de energía de las ondas.

1.1. Métodos sísmicos

Los métodos sísmicos son dos: el método sísmico de reflexión y el método sísmico de refracción. La base de estos métodos es el mismo principio de la sismología, el cual consiste en generar ondas sísmicas mediante una fuente emisora y registrarlas en una serie de sensores (Figura 1.8) que pueden ser convencionales o multicomponente [2, 9]. Dicha señal es amplificada y registrada digitalmente para luego ser procesada y representada en una forma interpretable en términos geológicos de estructura, estratigrafía y a veces de contenido de fluidos [3, 6].

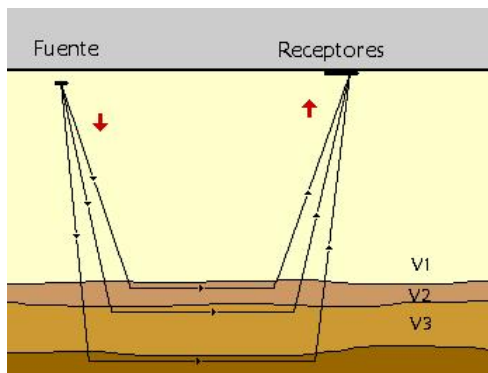
Figura 1.8: Principio de la sismología. Fuente [7].



1.1.1. Sísmica de refracción

El método de refracción se basa en la medición del tiempo de propagación de las ondas refractadas en la interfase entre dos capas geológicas con propiedades diferentes (cambios de impedancias), de esta manera, con este método sísmico solo se pueden captar las ondas refractadas con ángulo crítico ya que son las únicas capaces de llegar a la superficie para ser almacenadas por los receptores. Como ya se mencionó anteriormente, las ondas sísmicas son producidas de manera artificial y estas se propagan a través del subsuelo en forma de ondas elásticas, de tal manera que al interactuar con una interfase geológica una parte de la energía se mantiene en el mismo medio (incidente) y el resto se trasmite al otro con un fuerte cambio en la dirección de propagación (refracción) [2].

Figura 1.9: Método sísmico de refracción. Fuente [2].

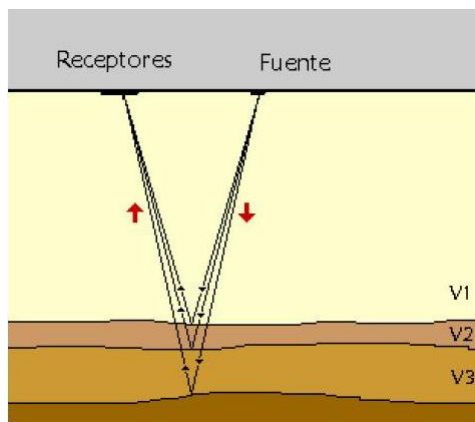


Para adquirir los datos con este método sísmico, la distancia entre la fuente de las señales sísmicas y los receptores debe ser bastante grande debido a que las ondas hacen largos recorridos de manera horizontal antes de refractarse críticamente, lo cual conlleva una alta disipación de energía y una atenuación de las altas frecuencias, en consecuencia los datos de refracción son de bajas frecuencias comparados con los de reflexión, y a igualdad de fuente sísmica se inspecciona a menor profundidad. Sin embargo, una de las ventajas de este método es la posibilidad de investigar áreas más grandes de forma más rápida y económica [2, 5].

1.1.2. Sísmica de reflexión

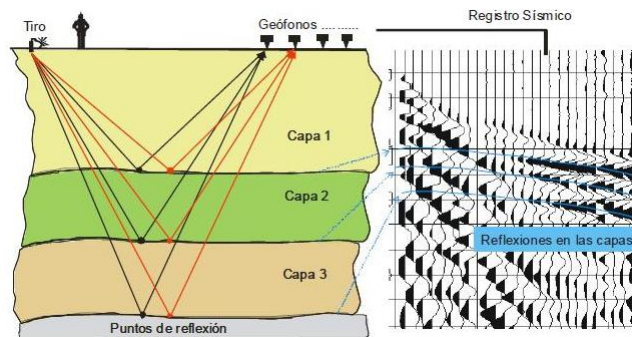
El método de reflexión al igual que el de refracción se basa en el comportamiento de las señales sísmicas al momento de encontrar un cambio de impedancias entre dos superficies o capas geológicas. En este caso, las señales captadas por los sensores, ubicados a una corta distancia de la fuente y alineados con la misma, reciben las señales sísmicas reflejadas en cada una de las interfases del subsuelo [2].

Figura 1.10: Método sísmico de reflexión. Fuente [2].



En este método sísmico se realiza una mayor cantidad de disparos (generación de señales sísmicas) y se utilizan más receptores que en el método de refracción, con el fin de lograr un mejor reconocimiento de la zona de estudio. Luego de la adquisición y procesamiento de los datos, el grupo de trazas se reordenan en un conjunto de puntos reflectores comunes (CMP), los cuales contienen información de todas las reflexiones halladas. Una vez todas las trazas de un mismo CMP se han agrupado, se suman y se obtiene una traza CMP. El conjunto de todas las trazas CMP constituye la denominada sección sísmica de reflexión que es el resultado final de este método. Una sección sísmica es una imagen del subsuelo en donde las reflexiones se ven en forma de lóbulos negros de mayor amplitud y definen las capas reflectoras que después se asociarán a las estructuras geológicas (Figura 1.11) [2].

Figura 1.11: Esquema del recorrido de los rayos reflejados en tres capas, e imagen de la sección sísmica producto de la suma de las trazas CMP. Fuente [2].



1.2. Ondas sísmicas

Las ondas sísmicas son un tipo de onda elástica que se propagan por el terreno provocando algunas deformaciones y movimientos en el medio. Las ondas sísmicas pueden ser generadas por movimientos telúricos naturales o de forma artificial por medio de explosivos o camiones vibradores (*vibroseys*). A partir del estudio de las diferentes formas de onda y sus tiempos de trayecto, se consiguen obtener imágenes del subsuelo que luego se relacionan con las capas geológicas (secciones sísmicas, capas de velocidad, etc.) [2, 10, 11]. Dentro de las ondas sísmicas se encuentran dos grupos:

1.2.1. Ondas internas

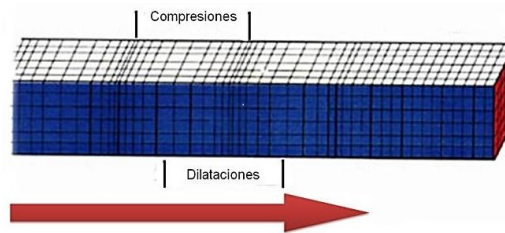
Las ondas internas son las que se propagan por el interior de la Tierra y su estudio es muy importante ya que aportan datos sobre la estructura y composición del subsuelo. Estas ondas transmiten los temblores preliminares de un terremoto pero poseen poco poder destructivo. Las ondas internas se dividen en dos grupos: ondas primarias (P) y secundarias (S).

Ondas P:

Las ondas P o compresionales, son ondas longitudinales que se desplazan de forma paralela a la dirección de la propagación de la perturbación, produciendo compresiones

y dilataciones alternadas del medio. Son las más veloces de todas las ondas sísmicas (más de 5 km/s en las rocas graníticas cercanas a la superficie, y alcanza más de 11 km/s en el interior de la Tierra) y, por lo tanto, es la primera en llegar a cualquier punto, en ser sentida y en ser registrada en los sismogramas o geófonos, por lo que se llamó onda Primaria o P [10, 12].

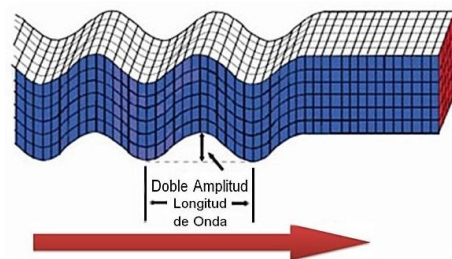
Figura 1.12: Desplazamiento de la onda P a través de la corteza terrestre. Fuente [8].



Ondas S:

Las ondas S, de corte o de cizalla, son ondas transversales que se desplazan perpendicularmente a la dirección de propagación, por lo que están asociadas con deformaciones del terreno de tipo de cizalla. La onda S es más lenta que la onda P. Como la onda es la segunda en arribar, se le llama Secundaria o S [10, 12].

Figura 1.13: Desplazamiento de la onda S a través de la corteza terrestre. Fuente [8].



1.2.2. Ondas superficiales

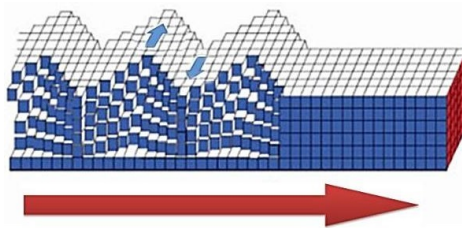
Las ondas superficiales como su nombre lo indica se propagan por la superficie terrestre después de la llegada de las ondas P y S a la superficie de la Tierra. Estas se desplazan a menor velocidad y frecuencia que las ondas internas provocando resonancia con las edificaciones existentes y por tanto siendo mucho más destructivas que las

internas. Las ondas superficiales se dividen en dos grupos: ondas Love y ondas Rayleigh.

Ondas de Love:

Las ondas de Love son ondas superficiales que producen un movimiento horizontal del medio de propagación. Este tipo de ondas son más lentas que las ondas internas y levemente más veloces que las ondas de Rayleigh, sin embargo son muy destructivas en los sismos naturales. Las ondas de Love requieren la existencia de una capa superficial de menor velocidad en comparación a las formaciones subyacentes, es decir un gradiente de velocidad positivo (velocidad se incrementa) con la profundidad [10, 11].

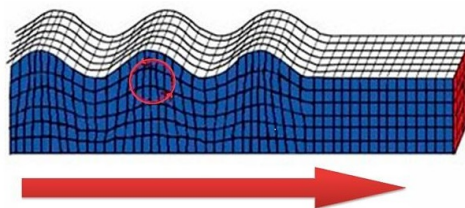
Figura 1.14: Desplazamiento de la onda Love a través de la corteza terrestre. Fuente [8].



Ondas de Rayleigh:

Las ondas Rayleigh o *ground roll*, son ondas superficiales que producen un movimiento elíptico retrógrado del suelo, parecido al de las olas del mar. Aunque estas ondas son las más lentas, tienen la mayor amplitud de las ondas sísmicas, siendo máxima en el tope de la capa superficial. El estudio de este tipo de ondas es importante debido a que en el tratamiento de datos sísmicos se presenta una clase de ruido coherente conocido como *ground roll*, el cual es producto de este tipo de ondas [10, 11].

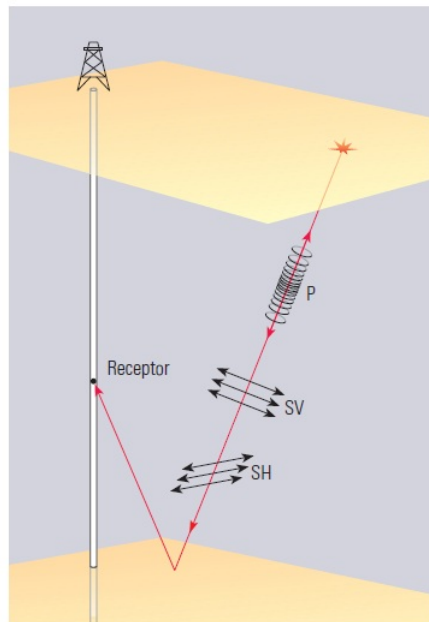
Figura 1.15: Desplazamiento de la onda Rayleigh a través de la corteza terrestre. Fuente [8].



2. Perfiles sísmicos verticales

Es un método de medición sísmico creado con el fin de adquirir datos del terreno a estudiar, buscando obtener imágenes con una alta resolución. Es una de las técnicas más rentables y de fácil uso en los pozos, su funcionamiento parte de una fuente de energía sísmica, normalmente externa, tal como un martillo golpeando la placa del suelo (*vibroiseis*) o la detonación controlada de cargas explosivas, estando en tierra, para ambientes marinos es implementado el sistema de pistola de aire. Una matriz de geófonos especiales se inserta en el terreno a estudiar y se mide el tiempo de viaje al arribo de la energía sísmica generada (Figura 2.1) [1].

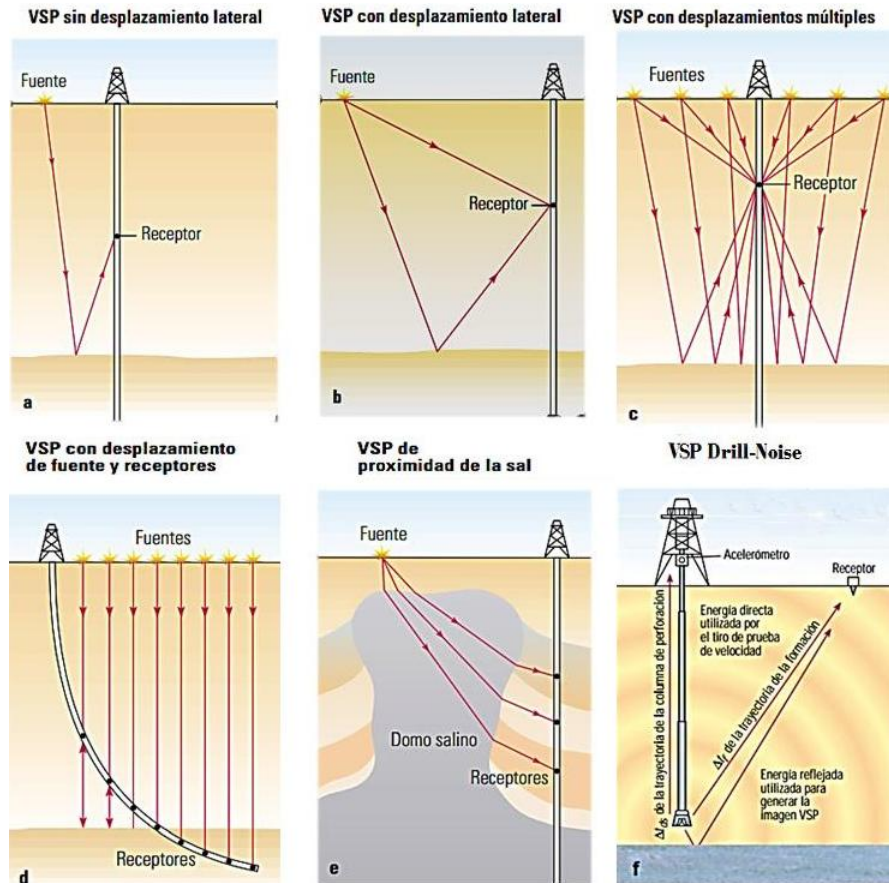
Figura 2.1: Propagación, reflexión y captura de las ondas compresionales y de corte en datos VSP. Fuente [34].



La técnica VSP fue desarrollada originalmente con el fin de proporcionar una medición directa del tiempo de conversión de profundidad, pero también dan información útil en el procesamiento de datos, incluyendo intervalos de velocidades, valores de atenuación, fase de reflectividad cero y predicción múltiple. Este tipo de adquisición permite

medir como la energía sísmica se propaga bajo tierra, lo cual ayuda para una mejor definición del subsuelo [20].

Figura 2.2: Configuraciones para la adquisición sísmica de un pozo. Fuente [33].



Existen varias configuraciones para la realización del VSP, ya sea variando el número o la ubicación de las fuentes y los geófonos (Figura 2.2). Se presenta la adquisición del perfil sísmico vertical de un pozo: con *Zero-offset* (Figura 2.2 a) donde se presentan fuentes cercanas al pozo, prácticamente sobre los receptores; con el arreglo VSPs *Offset* (Figura 2.2 b) se tiene una fuente fija a una distancia considerable de los receptores en el pozo. También se presenta la alineación de fuentes consecutivas, conocido como VSPs con desplazamiento lineal o *walkaway* (Figura 2.2 c); asimismo se encuentran VSPs con la fuente directamente por encima del receptor para así poder acomodar la geometría de estudio de un pozo desviado, teniendo cada receptor en una posición lateral diferente

(Figura 2.2 d). La configuración *Salt-proximity* (Figura 2.2 e) es un estudio de reflexión para ayudar a definir una interfaz de sedimentos de sal cerca de un pozo, mediante el uso de una fuente en la parte superior de un domo de sal, cerca de la plataforma de perforación. El *Drill-noise* (Figura 2.2 f), conocido como sismos durante la perforación (SWD) VSP, utiliza el ruido de la broca como el origen y los receptores se encuentran establecidos en la superficie del suelo [17].

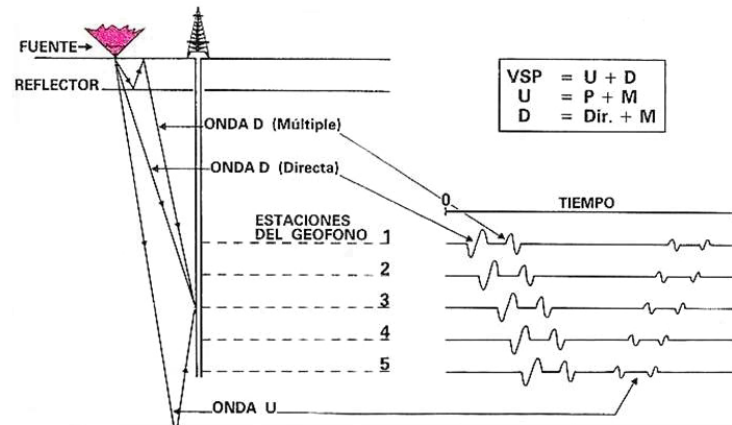
Existen algunas marcadas diferencias entre la sísmica superficial o de superficie y la adquisición sísmica vertical o de pozo:

- En el levantamiento de perfiles sísmicos verticales las fuentes se encuentran sobre la superficie y los geófonos son ubicados dentro del pozo, mientras que en la sísmica superficial los receptores y fuentes son posicionados conjuntamente en la superficie [40].
- A diferencia de la adquisición de datos sísmicos superficiales, la aplicación de perfiles sísmicos verticales, logra la identificación y separación de las ondas ascendentes y descendentes; además, permite realizar el monitoreo de la onda a medida que ésta se propaga desde la superficie hasta diferentes niveles hacia el fondo del terreno[16].

Para esta técnica de adquisición se pone en manifiesto el hecho de que la trayectoria de los rayos es más corta que en la sísmica superficial [16]. Las ondas que se presentan en la adquisición VSP se dividen en dos grupos (Figura 2.3): aquellas que su recorrido es descendente y están compuestas de ondas refractadas y directas, son llamadas ondas D, y las que su sentido de propagación es ascendente, que comprende las ondas reflejadas originadas en capas encontradas debajo del detector, que se denominan ondas U [37]. De este modo que es muy probable que los geófonos registren arribos directos de ondas descendentes sin presentar alguna reflexión, lo que produce poca atenuación, permitiendo una mejor resolución y mejor calidad de los datos [32]. Esta atenuación se evidencia en la parte derecha de la Figura 2.3, donde la amplitud de la onda D directa

es mayor que la múltiple, la cual presentó una reflexión antes de arribar al receptor y por último se verifica que la atenuación sufrida por la onda U es aún más grande.

Figura 2.3: Tipo de onda en levantamientos VSP. Fuente [32].



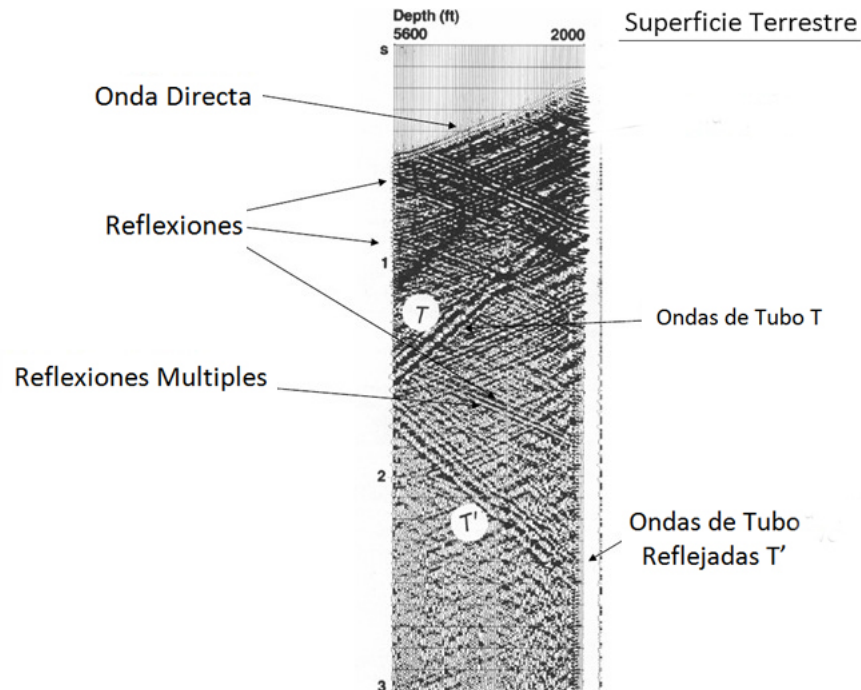
- La adquisición mediante el levantamiento de perfiles sísmicos verticales presenta la restricción del terreno para la ubicación de los geófonos, que deben situarse sobre los límites de un pozo, lo que origina que las ondas recibidas presenten menor disminución en la energía a causa de los estratos superficiales de baja velocidad, los cuales son atravesados una sola vez y no dos veces como es el caso de la adquisición superficial. Asimismo la composición del pozo, al estar los receptores debajo de estratos heterogéneos se logra un registro de datos con mejor relación señal-ruido [31].

A pesar de las ventajas en la adquisición de datos VSP, no se asegura que las señales obtenidas sean inmunes al ruido. En los levantamientos de perfiles sísmicos principalmente se presentan dos tipos de ruido aleatorio y el ruido coherente, este segundo tipo de ruido está directamente relacionado con las perturbaciones que origina la fuente, entre estos se pueden mencionar las ondas de tubo, dispersión o *scattering* y los múltiples [39].

El ruido coherente más perjudicial que aparece en la adquisición VSP es el generado por las ondas de tubo (Figura 2.4), ocasionadas cuando parte de la columna de los

fluidos que se encuentran en el pozo es perturbada, y se desplazan a través del pozo como ondas guiadas sin ser llevadas fuera de este [39].

Figura 2.4: Ondas de tubo presentes en una traza de VSP. Fuente [39].



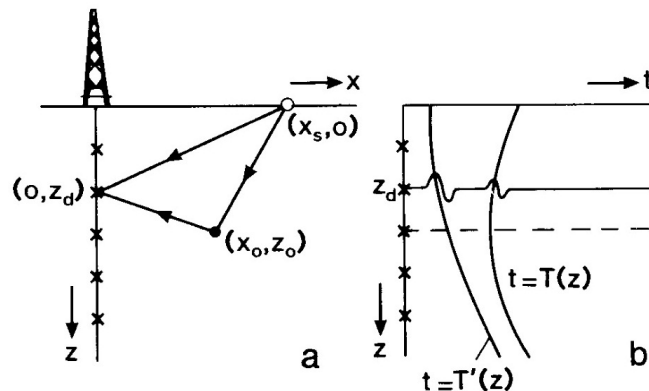
Es de vital importancia el disminuir al máximo este tipo de ondas, debido a que pueden envolver señales de interés como las ondas reflejadas, generando una recepción de datos errónea. Para esto se han diseñado distintos procedimientos de manera práctica para evitar la aparición de las ondas de ruido, una de estas medidas es la de aumentar la distancia entre la fuente y el pozo, con el fin de disminuir la amplitud, solucionándose también con la construcción de una barrera física en la superficie que comprende la distancia entre la fuente y el pozo, de tal manera que impida la propagación de ondas sobre esta capa hacia el pozo [38].

Las principales complicaciones a tratar con arribos, en perfiles sísmicos verticales, son el cambio severo de la velocidad de propagación a lo largo del pozo, lo empinado de los ángulos de propagación (respecto a la normal del pozo) y en algunos casos las significantes desviaciones de la perforación del eje vertical [44].

Para el análisis de las trazas es muy importante ser cuidadoso respecto a las an-

teriores consideraciones con el fin de poder estudiar de una forma más detallada las características físicas implícitas dentro de las mismas. En la Figura 2.5a, se presenta la configuración de *offset* VSP en la cual se plantean las coordenadas de los factores que intervienen en el levantamiento del perfil, siendo el punto (x_0, z_0) el lugar donde se difracta el rayo generado por la fuente, ubicada sobre la superficie a una distancia x_s del pozo, así se muestra los rayos que llegan de manera directa al geófono y los que tardan en llegar debido a reflexiones, refracciones y difracciones ocurridas en su recorrido, siendo estas últimas, un evento poco deseado, ya que posee características que no permiten reconocer el comportamiento de la onda y por tanto dificulta la separación de las componentes esenciales para el análisis de los registros, es por esto que las difracciones son consideradas como señales indeseadas o ruido. La Figura 2.5b muestra como la onda de propagación (hipérbolas) genera en el geófono la lectura de pequeñas fluctuaciones o vibraciones a través del tiempo, la onda T' representa la onda que se desplaza directamente hacia el geófono, mientras que la onda T constituye la onda difractada en el punto (x_0, z_0) [44].

Figura 2.5: Viaje de ondas directas y ondas múltiples. Fuente [44].



Retomando las trazas mostradas en la Figura 2.3 es evidente que la perturbación generada por una onda es registrada de forma diferente en cada uno de los geófonos debido a la atenuación que realiza cada una de las capas litológicas que se encuentran entre la fuente y el receptor, de este modo los primeros registros son las ondas D y los siguientes son las ondas U. Es así que la unión de las trazas define la forma de las capas

o superficies atravesadas en su recorrido.

A pesar de los inconvenientes que presenta éste método, el uso de la sísmica de pozo es de gran relevancia, ya que contribuye en gran manera a la obtención de datos más detallados de terrenos para ser analizados, presentando para la industria un favorecimiento en la exploración donde [32]:

- Provee al interprete sísmico un medio mediante el cual se logra distinguir adecuadamente reflexiones múltiples de los fenómenos primarios de reflexión.
- Establece una correlación bastante precisa de los datos sísmicos de superficie con profundidad.
- Provee parámetros que sean necesarios para procesar datos sísmicos, como funciones de decaimiento de amplitud, lo que presenta un punto importante al momento de emplear técnicas avanzadas de análisis sísmico.
- Permite localizar fallas geológicas cerca de un pozo.
- Se generan imágenes con una alta resolución del subsuelo.
- Provee información en detalle de cómo se comporta la velocidad de las ondas compresionales y las ondas de corte, además de la relación entre estas velocidades.

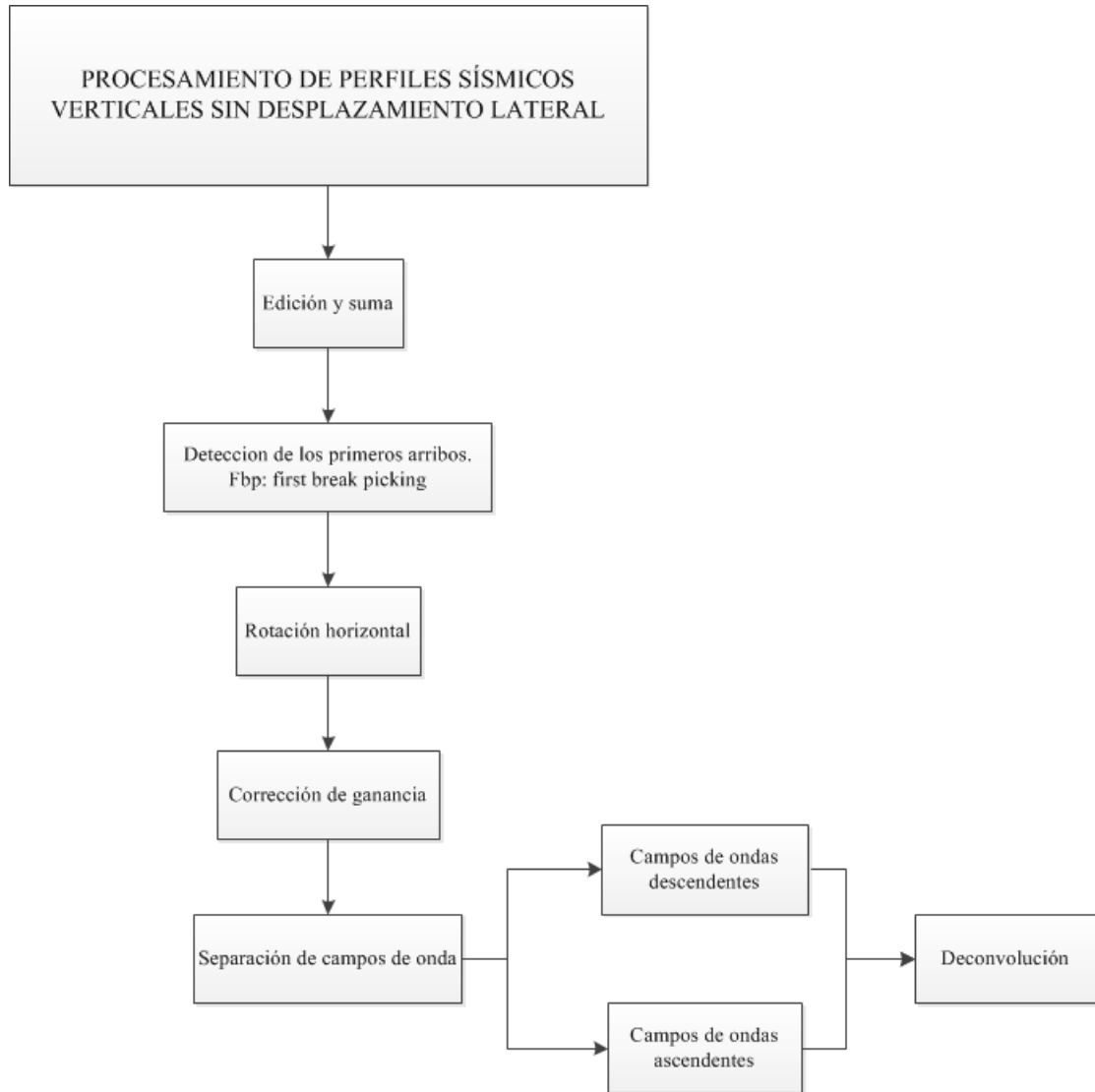
Otras de las ventajas de la adquisición mediante VSP, son la determinación de propiedades de las rocas a partir del análisis de amplitud, contenido de frecuencias y determinaciones de anisotropías de velocidad, información que ayuda a restaurar porciones de señales perdidas durante la propagación; la identificación de superficies reflectoras, además de reflexiones múltiples y la predicción de condiciones geológicas adversas a la perforación [32].

2.1. Procesamiento estándar de VSP sin desplazamiento lateral

Para un correcto estudio del subsuelo es necesario realizar algunos procedimientos mediante los cuales son obtenidos datos más claros y legibles, debido a que los registros

iniciales pueden presentar datos erróneos, atenuación de la energía, al igual que tener afectaciones por ruido. Por esta razón, se presentan los pasos más significativos para el procesamiento de las trazas en un levantamiento de perfil sísmico vertical con cero *offset* (Figura 2.6).

Figura 2.6: Diagrama de flujo del procesamiento estándar para datos VSP sin desplazamiento lateral. Fuente [40].

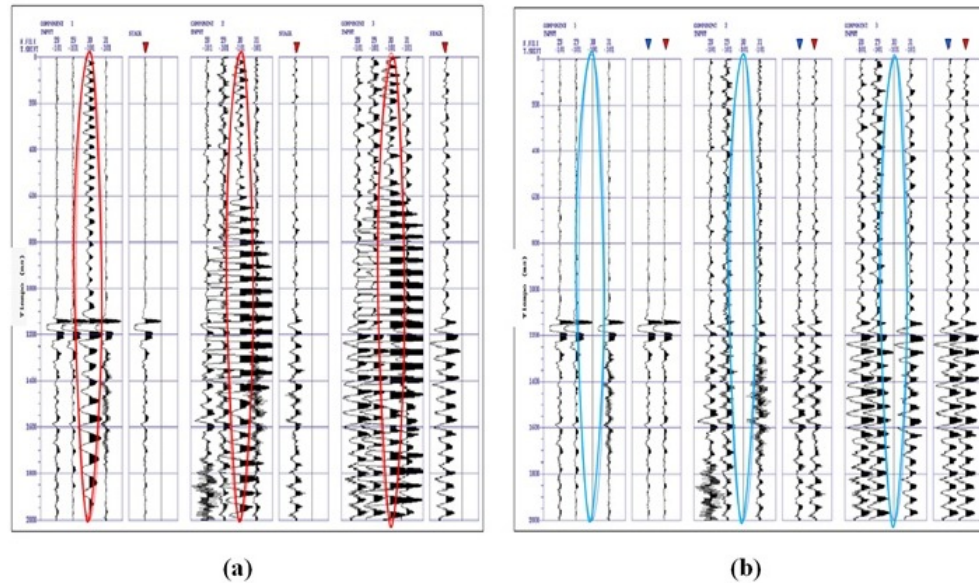


Edición y suma:

Este primer proceso permite la eliminación de trazas que puedan ser consideradas defectuosas, es decir aquellas que presentan ruido excesivo o eventos anormales que no

contienen información coherente; en ocasiones estos eventos pueden ocurrir debido a mala calibración en los receptores, mal acople a las paredes del pozo o por fallas de los mismos [39].

Figura 2.7: Edición y Suma. (a) Identificación de trazas defectuosas.(b) Supresión de trazas. Fuente [26].



En la Figura 2.7(a) se muestran las trazas de un registro multicomponente, en el cual se obtiene una traza defectuosa en cada una de las componentes, de esta manera, los detalles obtenidos por este geófono no contienen características que sean de ayuda para el análisis del subsuelo, es por esta razón que en el recuadro (b) de la figura se presenta la edición o supresión de las trazas imperfectas junto con la suma de los registros restantes. Tanto en la parte (a) como en la (b) aparece la suma de las trazas, indicando con un triangulo de color rojo la suma sin edición, mientras que la suma de los datos restantes se indica con un triangulo azul, de este modo se puede evidenciar cierta disminución en la amplitud de la segunda adición, respecto de la suma sin edición [26].

Detección de los primeros arribos (fbp: *first break picking*):

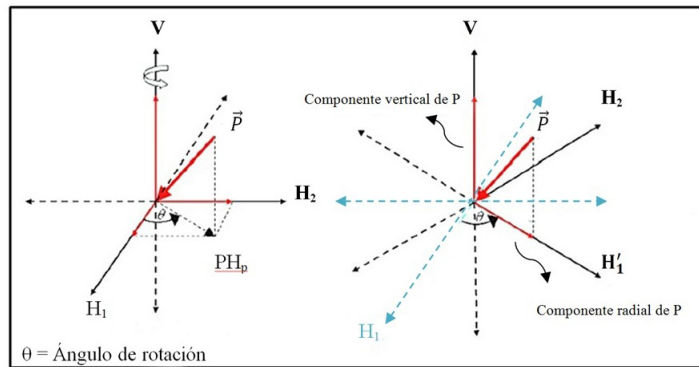
La detección de primeros arribos en los diagramas sísmicos permite obtener el tiempo de llegada de las ondas P directas a los geófonos, haciendo posible junto con el conoci-

miento de la profundidad de cada uno de los geófonos tener un modelo estimado de las velocidades del medio en el que las ondas se propagan, asumiendo que la incidencia de éstas es normal [40].

Rotación horizontal:

En esta paso se realiza la alineación horizontal de las componentes que estén sobre el plano XY. Debido a que los geófonos son introducidos al pozo, se puede asegurar una alineación en la componente vertical del receptor, pero no que las dos componentes restantes (radial y transversal) en cada uno de los geófonos se encuentren ubicadas sobre la misma dirección, para considerar, o asumir, que todos los receptores tienen el mismo sistema de referencia es de importancia la implementación de esta etapa del procesamiento [26].

Figura 2.8: Alineación del plano horizontal de los receptores. Fuente [26].



En la Figura 2.8 se presentan las tres componentes de un geófono, donde la componente vertical es denominada V, mientras los sensores ortogonales son llamados H_1 y H_2 , de este modo para cada capa litológica se realiza un análisis de polarización de la señal en el plano horizontal, en el cual el ángulo de polarización α es calculado mediante la siguiente ecuación [26]:

$$\alpha = \arctan\left(\frac{H_1}{H_2}\right) \tag{2.1}$$

La alineación de los datos maximiza la energía captada por el sensor dispuesto en la dirección de propagación, haciendo que la componente ortogonal reciba poca energía. De esta manera si se ajustan las componentes mediante rotación horizontal el sensor V y H_1 contienen la mayor cantidad de información formando estos el plano fuente-receptor, mientras que la componente restante, que es ortogonal a este plano contiene una energía mínima; así pues los sensores H_1 y H_2 , serán conocidos como la componente Radial y Transversal, respectivamente (Figura 2.8) [26].

Corrección de ganancia:

La transformación que le ocurre a las ondas que se propagan por el subsuelo es un inconveniente en el momento de interpretar los registros y es por esto que se hace necesario recuperar la mayor cantidad de información posible, de esta forma los registros VSP se pueden considerar aceptables para ser analizados, brindando mayor confiabilidad en el estudio del terreno [45].

Debido a los largos trayectos de las señales sísmicas estas son afectadas por diversos factores, las principales causas de afectación para el levantamiento de un perfil sísmico vertical son: La pérdida por transmisión, absorción, las propiedades elásticas del recubrimiento del geófono, la divergencia esférica, el acople del geófono al pozo y la alineación fuente-receptor. La gran mayoría de estos factores están en función del tiempo, mientras otros al ser dependientes de características propias producen un efecto constante sobre las trazas. Los efectos relacionados con la modificación de las ondas, por intervención de alguno de los fenómenos anteriormente mencionados, deben ser compensados antes de ser aplicado algún tipo de procesamiento a los registros [39].

De los principales fenómenos que actúan sobre la onda, es la divergencia esférica la más importante causa del decremento de la amplitud de onda, siendo este más grande que la intervención de los procesos restantes combinados, por esa razón después de realizar la compensación por divergencia esférica y análisis de los resultados, las trazas son llevadas al mismo valor de escala. Este procedimiento es conocido como balanceo de trazas y es una técnica de manipulación de ganancia que no se modifica con el

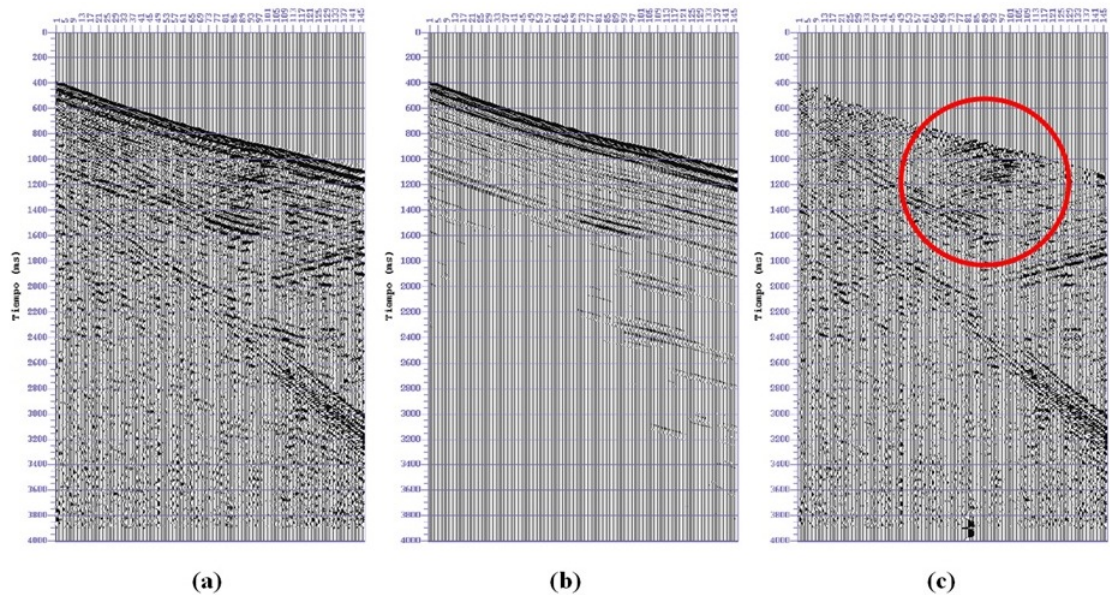
tiempo, donde el escalar es calculado para las distintas trazas y aplicada sobre el registro correspondiente [26].

Es importante tener en cuenta que este método realiza la suposición que las interfaces donde se reflejan las ondas propagadas son planas [39].

Separación de campos de onda:

Los perfiles sísmicos verticales tienen modos de onda ascendente y descendente, que se superponen entre sí en diferentes grados de complejidad. Para el caso de la sísmica de superficie el análisis de los modos de onda ascendentes es importante ya que estos son registrados con mayor energía por los receptores. Sin embargo, en los registros VSP la recuperación del modo de onda ascendente es complicada por el hecho de que son más débiles con respecto a los arribos descendentes. Por esta razón, en el análisis de levantamientos VSP tienen mayor importancia los modos de onda descendentes debido a la cantidad de información que aportan [39]

Figura 2.9: Separación de campo de ondas: Campo de ondas total (a), Campo de ondas descendentes P y S (b) y Campo de ondas ascendentes P y S (c). Fuente [26].



En la separación de las ondas es indispensable tener en cuenta factores importantes,

como la distancia de la fuente al receptor, dirección de polarización, velocidades cercanas a los geófonos y los ángulos de incidencia de los modos de ondas sísmicas, que son de gran ayuda para reconstruir las componentes de interés. La separación de los campos de onda es posible lograrla por medio del método conocido como descomposición paramétrico, el cual se basa en el modelo de velocidades del subsuelo; es una técnica donde la disposición de los geófonos se adapta con el fin de percibir los diferentes modos de las ondas de interés, además de la aplicación de un modelo de velocidades y así calcular los ángulos de incidencia en cada posición de los receptores para los tipos de ondas [45].

Como se puede observar en la Figura 6.6(c), el campo de ondas ascendentes posee algunas componentes de ondas no deseadas, como restos de ondas descendentes y difracciones (hipérbolas contenidas en la circunferencia de color rojo), siendo estas dos las más evidentes; por lo que se hace necesario la aplicación de otros métodos de separación más precisos, comúnmente se realiza la implementación de filtros, entre los cuales unos de los más usados son el filtro de mediana y el filtro F-K [26].

Las características en el entorno del pozo son estudiadas mediante los detalles contenidos en las trazas, sin embargo estas se encuentran compuestas por diversas componentes como lo son las ondas compresionales, de corte o cizalla, ruido coherente, entre otras. Cada tipo de onda posee una información específica del terreno, así para un buen procesamiento y análisis de los registros es importante la descomposición de los campos de onda en cuatro componentes, donde los factores deseados son los campos de onda P ascendente y descendente, y de igual forma en las ondas de corte u ondas S [26].

Deconvolución VSP:

La deconvolución es un proceso que está dirigido a mejorar la resolución temporal de registros sísmicos y además remueve las múltiples reflexiones. Aunque la técnica de deconvolución se aplica antes del apilamiento de datos traza por traza, no es raro que el diseño de un solo operador de deconvolución sea aplicado a todas las trazas en un registro de disparo [46].

El estudio de la propagación de ondas en datos VSP con cero *offset* permite que el campo de ondas que se propagan, sin importar la profundidad que recorran, se pueda descomponer en las contribuciones que entrega cada interfaz, por encima y por debajo del receptor [26]. Las operaciones matemáticas que se asocian a la deconvolución se basan generalmente en varias hipótesis encontradas también en el modelo de convolución [39].

- Modelo de capas horizontales con velocidades constantes e incidencia normal.
- Ondícula sísmica estacionaria (su forma no cambia durante la propagación).
- La serie de reflectividad es un proceso aleatorio.

Los datos sísmicos VSP de desplazamiento corto o cero *offset* presentan la particularidad de que sus ondas múltiples ascendentes y descendentes tienen una periodicidad bastante similar entre ellas a lo largo del proceso de registro, es por eso que este procedimiento de deconvolución es aplicado únicamente a este tipo de levantamiento de un perfil sísmico vertical [26].

3. Métodos para separar las ondas P y S

Los datos sísmicos adquiridos son un conjunto de señales en las que se encuentran mezcladas las ondas P, S, Love y Rayleigh al igual que una gran cantidad de ruido coherente y no coherente, es por esto que la separación de estas señales es importante, permitiendo la obtención de imágenes muchos más claras, aportando información muy importante del subsuelo o los yacimientos de interés. Existen diferentes técnicas para separar ondas, entre las cuales se tiene:

3.1. Análisis de componentes principales

El Análisis de Componentes Principales (ACP) es una técnica proveniente del análisis exploratorio de datos cuyo objetivo es la síntesis de la información, o reducción de la dimensión (número de variables) [21]. Su aplicación permite encontrar transformaciones ortogonales de las variables originales para conseguir un nuevo conjunto de variables incorreladas, denominadas Componentes Principales, que se obtienen en orden decreciente de importancia [22].

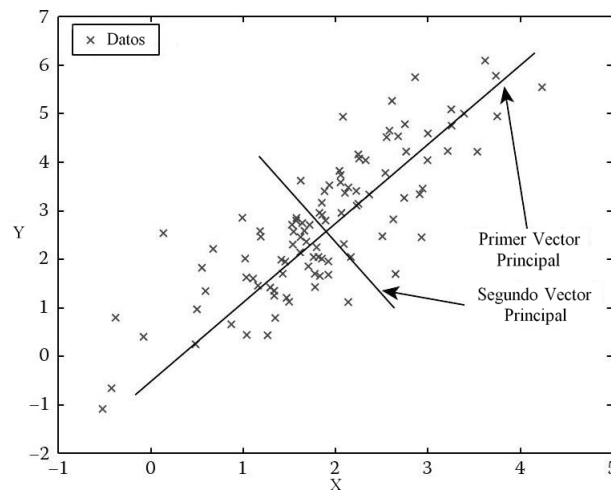
Es decir, ante una tabla de datos con muchas variables, se busca reducirlas a un menor número perdiendo la menor cantidad de información posible. Las componentes son combinaciones lineales de las variables originales, linealmente independientes y se espera que, solo unas pocas (las primeras) recojan la mayor parte de la variabilidad como se observa a continuación [21, 22].

<i>Todos los datos</i>		<i>Componentes</i>
X_{11} X_{12} \cdots X_{1p}		C_{11} C_{12} \cdots C_{1p}
X_{21} X_{22} \cdots X_{2p}		C_{21} C_{22} \cdots C_{2p}
\vdots \vdots \ddots \vdots	→	\vdots \vdots \ddots \vdots
X_{n1} X_{n2} \cdots X_{np}		C_{n1} C_{n2} \cdots C_{np}
100 % de la información		80 % 16 % ... 0.02 %

Los n individuos de una tabla de datos se pueden ver como una nube de puntos con su centro localizado en el origen, y lo que se busca es un subespacio q -dimensional, usualmente un plano (Figura 3.1), tal que la proyección ortogonal de los n puntos sobre este tienen varianza máxima, lo que permitirá el estudio de relaciones, clases, etc. entre las variables que se quieren analizar [21].

El ACP puede entenderse también como la búsqueda del subespacio de mejor ajuste [22]. Otra aplicación del análisis de componentes principales es la de filtrar una señal eliminando uno o varios de sus componentes que no sean de interés, o se consideren ruido para los datos.

Figura 3.1: Proyección de los datos sobre el plano de máxima varianza. Fuente [13].



Existen dos formas básicas de realizar el Análisis de Componentes Principales (ACP):

1. Método basado en la matriz de correlación: Es usado cuando los datos no son dimensionalmente homogéneos o el orden de magnitud de las variables aleatorias medidas no es el mismo.
2. Método basado en la matriz de covarianzas: Se usa cuando los datos son dimensionalmente homogéneos y presentan valores medios similares.

Se plantea la utilización del método de covarianzas porque con este se manejan variables estandarizadas (variables con media 0 y varianza 1), de esta manera se logra

analizar de forma más sencilla las variables, realizar comparaciones independientes de la unidad de medida y la información de interés no es modificada.

De esta manera, el análisis de componentes principales por el método de covarianzas sigue los siguientes pasos para su desarrollo:

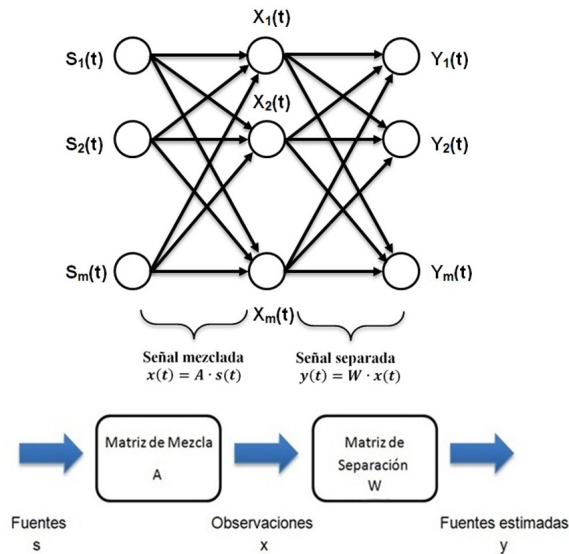
1. **Determinar el conjunto de datos:** Es importante conocer el tipo de datos con los que se cuenta, las dimensiones de esta matriz y las características que se quieren analizar [23].
2. **Centrar y reducir los datos:** Debido a que se utiliza el método de covarianza es necesario determinar un nuevo conjunto de datos estandarizados reducidos y con media cero [25].
3. **Calcular la matriz de covarianzas:** Al nuevo conjunto de datos se le calcula la matriz de covarianzas, la cual por trabajar con datos estandarizados será lo mismo que la matriz de correlaciones [25].
4. **Calcular los eigenvalores y eigenvectores de la matriz de covarianzas:** Luego, se calculan los eigenvalores y eigenvectores de la matriz de covarianzas con el fin de conocer que tanta información aportará cada una de las variables que se están estudiando [23, 24].
5. **Escoger las componentes y formar un vector de características:** Ordenar de mayor a menor los valores propios permite obtener las componentes principales (ortogonales entre sí), asegurando que en las primeras componentes se encuentra la mayor cantidad de información posible. De esta manera, la primera componente será el eigenvector correspondiente al mayor eigenvalor obtenido [24].
6. **Determinar el nuevo conjunto de datos:** El nuevo conjunto de datos será la combinación lineal de los datos originales con la matriz de componentes principales (matriz de eigenvectores ordenados), de esta manera se podrá realizar el análisis de las variables de interés y la relación existentes entre ellas [23, 24, 25].

3.2. Análisis de componentes independientes

El objetivo principal del Análisis de Componentes Independientes (ICA) es brindar un método mediante el cual se logre encontrar una representación lineal de datos no gaussianos, es decir, que el valor que adquiera una de ellas no ofrezca información alguna sobre el valor que pueda tomar el resto, de forma que las componentes sean estadísticamente independientes o lo más independiente posible. Este tipo de representación brinda la ventaja de obtener la estructura fundamental de la información en muchas aplicaciones, la extracción de características e incluso la separación de señales [19].

La finalidad de este método es encontrar una función que lleve a cabo la transformación del conjunto original de datos en un espacio m-dimensional a otro espacio n-dimensional, de forma que las variables transformadas en este nuevo espacio brinden tanta información como sea posible sobre las componentes o rasgos que están ocultos en el conjunto de datos originales [19].

Figura 3.2: Diagramas de flujo en la separación de señales mediante el análisis de componentes independientes. Fuente [19].



En caso de ser mayor el espacio n-dimensional a la cantidad de observaciones se presenta repetición de información, para solucionar este inconveniente, se requiere de

la reducción de la dimensión mediante el análisis de componentes principales; de este modo se eliminan los datos que se encuentren más de una vez registrados [19].

Es de esperar que en el análisis de componentes independientes, dichas componentes correspondan a alguna causa física en la que estaba inmerso el proceso que generó los datos en primer lugar [19]. Además, el ICA tiene como base varios conceptos de la separación ciega de fuentes (BSS). Separación basada bajo la idea del conocimiento único de las señales obtenidas (x), desconociendo las fuentes (s) y los pesos de mezcla de las señales, pesos que se agrupan en una matriz denotada por A , teniendo presente que y indica las componentes y se expresa como una combinación lineal de las entradas mediante la matriz W [19].

$$\begin{aligned}
 x_1(t) &= a_{11}s_1(t) + a_{12}s_2(t) + a_{13}s_3(t) & s_1(t) &= w_{11}x_1(t) + w_{12}x_2(t) + w_{13}x_3(t) \\
 x_2(t) &= a_{21}s_1(t) + a_{22}s_2(t) + a_{23}s_3(t) & s_2(t) &= w_{21}x_1(t) + w_{22}x_2(t) + w_{23}x_3(t) \\
 x_3(t) &= a_{31}s_1(t) + a_{32}s_2(t) + a_{33}s_3(t) & s_3(t) &= w_{31}x_1(t) + w_{32}x_2(t) + w_{33}x_3(t)
 \end{aligned} \tag{3.1}$$

$$\begin{aligned}
 y_1(t) &= w_{11}s_1(t) + w_{12}s_2(t) + w_{13}s_3(t) \\
 y_2(t) &= w_{21}s_1(t) + w_{22}s_2(t) + w_{23}s_3(t) \\
 y_3(t) &= w_{31}s_1(t) + w_{32}s_2(t) + w_{33}s_3(t)
 \end{aligned}$$

Esta técnica de separación, debido a que no siempre es posible encontrar una representación donde las componentes sean estadísticamente independientes, parte de suposiciones y posee ciertas restricciones:

- El número de observaciones ha de ser mayor o igual al número de componentes independientes a estimar.
- Las componentes independientes se supondrán estadísticamente independientes.
- Las componentes independientes deben presentar distribuciones no gaussianas.
- La matriz A debe ser cuadrada e invertible, así de este modo se puede asegurar que W es la matriz inversa de A .

3.3. Filtros y aplicaciones en diferentes dominios

El análisis de componentes principales e independientes son técnicas que presentan cualidades con posibles aplicaciones en la separación de las ondas P y S, además de las facilidades en la obtención de información importante para nuestro estudio, como es el caso del ángulo de incidencia, sin embargo, su uso no ha sido dirigido de manera muy amplia al análisis de señales sísmicas. Por otra parte, se tiene un conjunto de posibilidades ampliamente utilizadas en sismica para la separación de las ondas internas y atenuación de ruido, presentadas a continuación.

3.3.1. Filtro F-K

Este filtro es conocido como filtro de velocidad ya que en el espacio en que opera (frecuencia, número de onda), se discriminan los distintos eventos por estar alineados según rectas cuyas pendientes definen las distintas velocidades. De esta forma los eventos lineales de baja velocidad en el espacio ($z-t$), son mapeados como rectas con ángulos menores, mientras que los eventos lineales de alta velocidad se encuentran en sectores angulares mayores. El filtro se basa en la transformada de Fourier 2D de los datos sísmicos. Los datos pasan del espacio ($z-t$) al espacio ($f-k$) [29].

Este método permite eliminar ciertos tipos de energías indeseadas de los datos obtenidos. En particular el ruido coherente lineal en la forma de *ground roll*, ondas guiadas, y la energía lateral dispersa que comúnmente oscurecen las reflexiones primarias en los datos registrados. Estos tipos de ruido usualmente son aislados de la energía de reflexión mediante el filtro de velocidad [46].

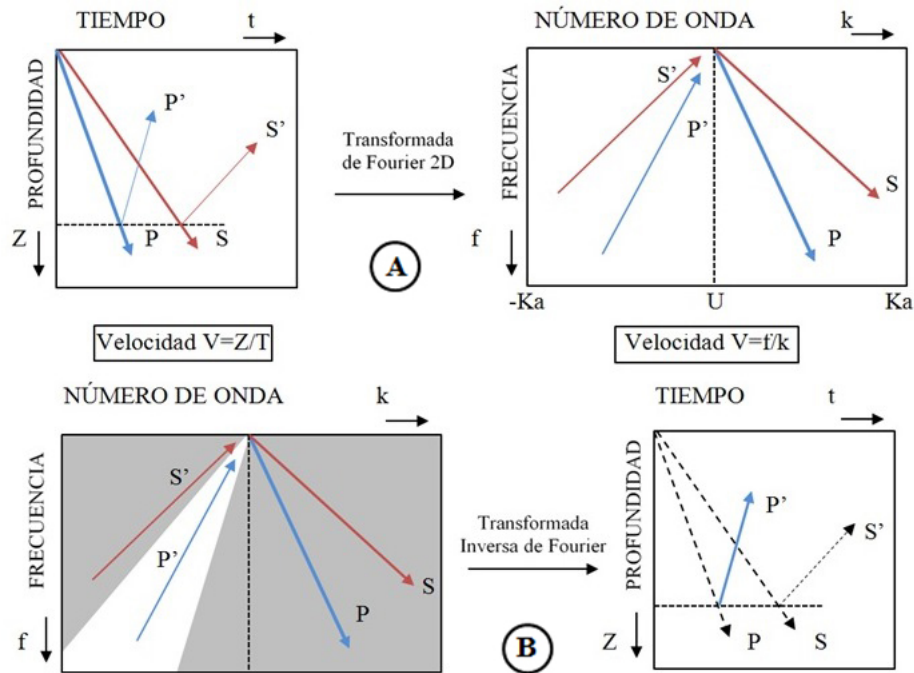
Para realizar la separación de las ondas, inicialmente se deben llevar al dominio $f-k$ usando la transformada de Fourier 2D (Ecuación 3.2). Posteriormente se determinan los coeficientes del filtro, partiendo del conocimiento o aproximación de la velocidad de cada una de las ondas. Luego se realiza el filtrado y al tener cada una de las ondas por separado se realiza la transformada inversa de estas para tenerlas nuevamente en el dominio $z-t$ (Ecuación 3.3) [20, 30].

$$U_x(f, k) = \int_0^{t_0} \int_{z_0}^{z_1} U_x(z, t) \cdot e^{2\pi i(f t - k z)} \cdot dz \cdot dt \quad (3.2)$$

$$U^P(z, t) = \int_{-f_N}^{f_N} \int_{-k_N}^{k_N} U^P(f, k) \cdot e^{-2\pi i(f t - k z)} \cdot dk \cdot df \quad (3.3)$$

Donde: $k_N = \frac{1}{2}\Delta x$ es el número de onda de Nyquist, Δx el espaciamiento de los geófonos, y $f_N = \frac{1}{2}\Delta t$ es la frecuencia de Nyquist, siendo Δt el intervalo de tiempo de muestreo.

Figura 3.3: Transformación del dominio del tiempo a frecuencia. Fuente [39].



Los modos de energía, ascendentes, VSP, presentan velocidades negativas, y la transformada de Fourier por lo tanto ubica todos los modos ascendentes en el medio plano correspondiente a los números de onda negativo. Así, la transformada de Fourier separa eventos VSP dentro de las dos mitades de un plano, en el espacio F-K, dependiendo de la dirección en la que estas ondas viajen (Figura 3.3 a). Mientras que los eventos ascendentes y descendentes siempre se entrecruzan entre sí en el domi-

nio espacio-tiempo ($z-t$), ellos no se superponen en el dominio $f-k$, si los datos están debidamente muestreados [39].

La relación fundamental entre el comportamiento de la velocidad de las ondas sísmicas como se expresa en el dominio espacio-tiempo ($z-t$) y en el dominio frecuencia-número de onda, se muestra en la (Figura 3.3b). Por medio de este método, los datos son transformados del dominio del tiempo a la frecuencia y viceversa por medio de la transformada de Fourier 2D y la transformada inversa. Igualmente, se observa como en el dominio de la frecuencia se hace uso de un filtro pasa-banda de velocidad (representado por la franja en gris) el cual se vuelve angosto según se requiera, así las ondas P ascendentes son separadas por medio del filtro [39].

3.3.2. Filtro de mediana

El filtro de mediana es un procedimiento no lineal usado para reducir el ruido impulsivo y del tipo “sal y pimienta”, muchas veces presente en las imágenes y también para la separación de las ondas sísmicas P y S. El filtro de mediana es bastante usado en datos VSP debido a su alto rechazo a picos de ruido, permite el paso de funciones escalón sin alterarlas y separa las ondas conservando las discontinuidades con un desempeño superior al filtro $f-k$ [27, 28].

El término “mediana” se encuentra ligado a su sentido estadístico. Este filtro reordena una secuencia de puntos de datos, tal que los valores de los datos se incrementan monótonamente, y luego selecciona la muestra central, o mediana, del conjunto de datos como una salida del filtro. Cuando la cantidad de datos es impar, la mediana toma el valor del medio del conjunto ordenado de datos, en caso contrario, la mediana es usualmente definida como la media de los dos términos medios que monótonamente incrementan en la secuencia [39].

Una ventaja del filtro de mediana es que separa satisfactoriamente arribos que sean picados o seleccionados, con el fin de resaltar los eventos requeridos para su posterior sustracción de los datos originales. Este proceso se encuentra evidenciado en la Figura

3.5, donde se tiene la separación de cada una de las direcciones de propagación de las ondas compresionales y de cizalla, del registro de datos sísmicos VSP presente en la Figura 3.4 [39].

Figura 3.4: Datos sísmicos VSP con los distintos tipos de onda. Fuente [20].

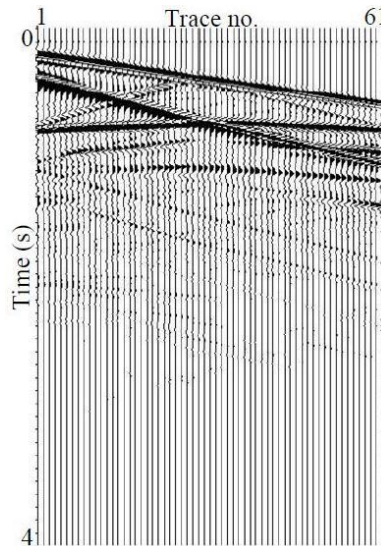
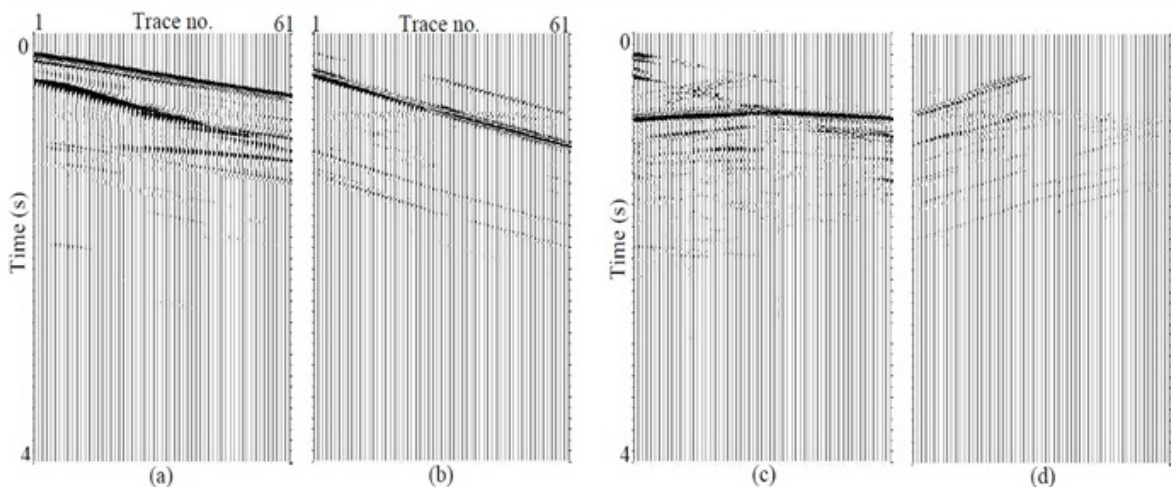


Figura 3.5: Aplicando el filtro de mediana a los datos de la Figura 3.4, se tiene la onda P descendente (a), la onda S descendente (b), la onda P ascendente (c), la onda S ascendente (d). Fuente [20]



En datos VSP el filtro es aplicado a los datos de entrada alineados para resaltar los primeros arribos (ondas P directas descendentes). Los primeros arribos resaltados son

restados de los datos alineados de entrada al filtro arrojando como resultado las ondas ascendentes junto con las ondas S descendentes, las cuales se pueden restar del conjunto de datos arrojando como resultado las ondas P descendentes [26]. Posteriormente, las ondas S descendentes son picadas, aplanadas y separadas por medio de un filtro de mediana. Finalmente, el mismo procedimiento es aplicado a las ondas S ascendentes para separarlas de las ondas P [20].

3.3.3. Aplicación en el dominio F-P

La separación de las ondas compresionales y de corte cuando estas se encuentran en el dominio frecuencia-espacio (f-p) es posible realizarla aplicando algunas técnicas de filtrado. La operación de filtrado es llevada a cabo mediante la partición de los datos dentro de celdas, cada una de ellas contiene un número impar de trazas iguales a la longitud de la ventana usada en el proceso. El centro de los paneles corresponde a una traza de entrada, obteniéndose tantos paneles como trazas de entrada [30]. Cada división correspondiente, en la componente radial y vertical, es transformado dentro del espacio f-p en dos pasos:

1. En el dominio z-t, el *slant-stacks* de los datos se proyecta sobre la traza central de la ventana.
2. Cada uno de los *slant-stacks* es transformado al dominio de la frecuencia.

Matemáticamente para el caso continuo se expresa de la forma:

$$U(f, p) = \int_0^{t_0} \int_{z_0}^{z_1} U(z, (t + z p) \cdot e^{2\pi i(f t)} \cdot dz \cdot dt \quad (3.4)$$

Donde z_0 y z_1 son los límites en los niveles de profundidad del panel que está siendo procesado y t_0 es el máximo tiempo [30].

Posteriormente, los coeficientes complejos del filtro son usados para separar la onda P y S en este dominio.

$$\begin{aligned}
U^P &= U_z \left(\frac{pV_s}{Q} \right) + U_x \left(-\frac{\sqrt{1 - (pV_s)^2}}{Q} \right) \\
U^S &= U_z \left(-\frac{\sqrt{1 - (pV_p)^2}}{Q} \right) + U_x \left(\frac{pV_p}{Q} \right)
\end{aligned} \tag{3.5}$$

$$\text{donde } Q = (pV_p)(pV_s) + \left(\sqrt{1 - (pV_p)^2} \right) \left(\sqrt{1 - (pV_s)^2} \right)$$

Donde U^P y U^S son las ondas P y S por separado, U_z y U_x son las componentes vertical y radial de los datos, p es la lentitud vertical y V_p y v_s son las velocidades de las ondas P y S respectivamente [30].

Al centro de la traza estimada en el dominio de la frecuencia le es aplica la transformada inversa, para ser integrada en el intervalo del espacio p :

$$U'(f) = \int_{p_0}^{p_1} U(f, p) \cdot dp \tag{3.6}$$

Donde $U'(f)$ es la frecuencia equivalente del central de la traza de la ventana local que está siendo filtrada [30].

Las trazas filtradas en el dominio del tiempo son obtenidas de la transformación inversa de las trazas en el dominio de la frecuencia por medio de:

$$U'(t) = \left(\frac{1}{2\pi} \right) \int_{-f_n}^{f_n} U'(f) \cdot e^{2\pi i(f t)} \cdot df \tag{3.7}$$

Este proceso es aplicado a cada uno de los paneles seccionados de los datos VSP. La principal ventaja de este enfoque localizado es que un conjunto diferente de velocidades P y S puede ser utilizado para cada panel, haciendo que el proceso de separación sea más preciso que el enfoque global.

3.3.4. Aplicación en el dominio Z-T

La separación de las ondas P y S, es lograda en función de sus ángulos de incidencia (Ecuación 3.8), esta separación es llevada a cabo en el dominio $z-t$. Al hacerlo los

ángulos de incidencia de la onda P y la onda S deben ser calculados en cada punto de tiempo para todas las trazas en el corte VSP.

$$U^P(t) = \frac{U_z(t)\cos\theta_s(t) - U_x(t)\sin\theta_s(t)}{\sin\theta_p(t)\sin\theta_s(t) + \cos\theta_p(t)\cos\theta_s(t)} \quad (3.8)$$

$$U^S(t) = \frac{U_z(t)\sin\theta_p(t) - U_x(t)\cos\theta_p(t)}{\sin\theta_p(t)\sin\theta_s(t) + \cos\theta_p(t)\cos\theta_s(t)}$$

Donde $U^P(t)$ y $U^S(t)$ son las ondas P y S por separado, θ_s y $\theta_p(t)$ son los ángulos de incidencia de las ondas P y S respectivamente.

De igual manera, los coeficientes del filtro para separar las ondas compresionales y de corte dados por la ecuación 3.5, son funciones de V_p , V_s y la lentitud vertical. De nuevo, debe construirse un modelo para calcular la lentitud de las ondas P y S (velocidad aparente en el pozo vertical) en cada punto de tiempo de las trazas VSP. Realizar el filtrado en este dominio requiere de un proceso tedioso debido a la gran cantidad de trabajo que involucra el cálculo de los ángulos incidentes o lentitudes verticales para cada tiempo [30].

3.3.5. Aplicación en el dominio τ -P

La transformación al dominio τ -p permite la separación de ondas sísmicas P y S al igual que la atenuación de los ruidos lineales, tomando como base la transformada de la señal del espacio (tiempo-distancia) al espacio (τ -p). Consiste en la suma de las amplitudes de los datos sísmicos a través de rectas, esta es una transformación reversible, por tanto una vez discriminados los ruidos lineales o habiendo separado las ondas en este espacio, son transformados de nuevo al espacio original [29].

Primero la componente radial y vertical, $U_z(z, t)$ y $U_x(z, t)$, son llevadas a este dominio:

$$U(\tau, p) = \int_{z_0}^{z_1} U(z, \tau + p z) \cdot dz \quad (3.9)$$

Donde p es la pendiente, τ es el tiempo en la que la pendiente p es proyectada sobre la profundidad cero, z_0 y z_1 es el rango del geófono para los niveles de profundidad del pozo VSP.

Estando la información bajo este dominio, las señales son filtradas usando la parte real de los coeficientes del filtro mostrado en la ecuación 3.5, es en ese proceso que se realiza la separación de las ondas, obteniendo las secciones de ondas completas de P y S. Después los resultados son devueltos a su dominio original finalizando el proceso.

Este método de filtrado presenta un inconveniente, ya que para la realización del filtrado se debe usar un rango de velocidades constantes de P y S, rango que en la mayoría de casos es una aproximación o no se conoce con exactitud [30].

3.3.6. Aplicación en el dominio P-T

Para la correcta aplicación de algunos filtros y lograr la separación de las ondas P y S, se deben realizar cierto tipo de suposiciones como que la componente radial está en el plano sagital (plano perpendicular al suelo) y el material a través del cual se propaga el campo de ondas es isotrópico, entre otras.

En este caso el proceso de filtrado es desarrollado por la correspondiente descomposición en paneles de la componente radial y vertical dentro en el dominio P-T, aplicando semejanza de pesos para cada descomposición a través del apilamiento del rango de P y haciendo uso de la parte real de los coeficientes del filtro 3.5 para producir un único conjunto de trazas de paso P y S para cada panel. Este proceso es repetido usando diferentes conjuntos de paneles (vertical y radial) para los niveles de profundidad, resultando en una sección de paso total de P y S para cada conjunto de datos VSP [30].

3.4. Elección del método a implementar

Después de estudiar los métodos que hacen posible la separación de las ondas P y S, es necesario determinar cuál o cuáles de estos son los más adecuados para llevar a cabo la separación, al igual que sea posible determinar el ángulo de incidencia de las ondas sobre los geófonos con base en el conocimiento de sus características de polarización.

Con tal fin, se realiza un análisis de las ventajas y desventajas de cada uno de los métodos planteados, permitiendo la elección de las técnicas más adecuadas para el alcance de los objetivos requeridos.

- El análisis de componentes principales (ACP) es una herramienta que permite determinar un grupo de planos ortogonales sobre los que son proyectados los datos originales con el fin de determinar la relación existente entre las variables de estudio. Como se mostró anteriormente las señales P y S son ortogonales entre sí, lo que hace pensar que estas puedan ser observadas en dos de los planos generados con el método, obteniéndose por separado cada una de las señales. Para determinar el ángulo de incidencia de las ondas sobre los geófonos se hace uso de la inclinación que presenta el plano sobre el que se localiza la mayor cantidad de información de cada una de estas. Es importante resaltar que el método no ha sido aplicado de manera amplia en este tipo de aplicaciones por lo cual su implementación significaría un gran aporte a la industria de los hidrocarburos.
- El análisis de componentes independientes (ICA) es una técnica cuya metodología es similar a la utilizada en el análisis de componentes principales. Este método tiene como principal objetivo proporcionar la manera para encontrar una representación lineal de datos, permitiendo su aplicación en la separación de señales. Sin embargo como se estudió anteriormente, posee ciertas restricciones. Una de estas es la dependencia que surge en caso de que el número de observaciones sea mayor a la cantidad de fuentes por lo que se hace necesario la aplicación de ACP,

esta relación entre los métodos a pesar de ser complementaria, produce un incremento en el tiempo de cálculo. Además esta técnica parte de la suposición que los datos poseen una tendencia estadística independiente. Por tales razones y debido a que se busca realizar un análisis de los datos sísmicos dejando a un lado el uso de supuestos y restricciones, esta metodología no es adecuada para su utilización.

- El filtro F-K ha sido ampliamente usado para eliminación de ruido y separación de las ondas P y S. Su desarrollo parte del previo conocimiento de la velocidad de las ondas, las cuales no se conocen con exactitud por lo que comúnmente son aproximadas según la profundidad o tipo de material en el que se propaguen permitiendo separar las señales por su velocidad en diferentes rectas con pendiente variable, esto hace posible tener las ondas P y S separadas al presentar velocidades distintas (las ondas P tienen velocidades mayores que las de corte o cizalla) [30]. Con esta técnica se trabaja en el espacio frecuencia-número de onda, dentro del cual las ondas descendentes aparecen en el medio plano positivo del número de onda, mientras que las ondas ascendentes se encuentran en el cuadrante restante. Es por esto que trabajar en el dominio F-K brinda la facilidad de realizar adecuadamente la separación de los campos de onda, paso requerido en el desarrollo del proyecto, sin embargo, debido a que las velocidades no son conocidas no es posible separar las ondas P y S.
- El Filtro de mediana gracias a sus cualidades y desempeño, es bastante usado en la separación de las ondas P y S para datos VSP. Posee dos importantes características ya que rechaza absolutamente los picos de ruido y además permite el paso de funciones escalón sin alterarlas, por lo tanto es posible aplicar el filtro a los datos separando las ondas P de las ondas S, ascendentes o descendentes, sin modificar sus características. Otra ventaja es que el filtro puede ser ubicado sobre un cierto conjunto de datos, de tal manera que se resalte un evento específico como el conjunto de ondas P o S y así tenerlo separado o eliminarlo del conjunto de datos. Presenta como principal necesidad un pre-ajuste de los datos, que hace

referencia al picado y aplanado de los eventos de interés a resaltar con el filtro, en ocasiones este proceso puede ser complicado debido a que requiere de un conocimiento acerca de la tendencia que de manera común adquieren las señales en su propagación.

- La aplicación del dominio F-P logra por medio del cambio de dominio, implementar un tipo de filtrado con el que es posible separar las ondas P y S partiendo del conocimiento de las componentes radial y vertical de los datos. La operación de este filtro se realiza mediante la partición de datos dentro de celdas, donde para cada división se debe efectuar primero una proyección de los *slant-stacks* a la traza central de cada ventana antes de ser llevada al dominio frecuencia-espacio. Por otra parte, la implementación del filtro utilizado depende de factores como la velocidad de las ondas y su ángulo de incidencia, los cuales son valores desconocidos, aproximados o de interés del proyecto por lo tanto no es posible su aplicación en el mismo.
- La aplicación del dominio Z-T permite realizar el filtrado de las ondas P y S partiendo del conocimiento de los ángulos de incidencia o de las velocidades de las ondas. Estas dos formas de implementación hacen uso de parámetros que son de interés para el proyecto, son desconocidos o aproximaciones, por lo que no es posible llevarlas a cabo. De igual manera, el proceso para realizar esta técnica es muy tedioso ya que debe realizarse punto a punto, por lo tanto consume tiempo de computo, haciéndola también ineficiente.
- La transformación al dominio T-P y la transformada al dominio P-T son dos técnicas que presentan sus ventajas para la obtención de las ondas P y S, sin embargo en ambos casos, al igual que con otras metodologías, depende de factores desconocidos o de interés en el trabajo como los ángulos de incidencia de las ondas por lo que no son una elección factible para la implementación.

Como resultado del análisis realizado a las metodologías presentadas se observa

que el filtro F-K y el filtro de mediana son usados con frecuencia para la separación de las ondas P y S en datos VSP, sin embargo, ambos filtros presentan limitaciones en busca de cumplir los objetivos del proyecto ya que ninguno de estos hace posible encontrar el ángulo de incidencia de los primeros arribos. Igualmente, el filtro F-K tiene la necesidad de tener conocimiento de las velocidades de las ondas por lo que no es posible implementar por completo la separación con esta técnica. Con el fin de disminuir las limitaciones de la herramienta y aprovechar las ventajas de cada metodología, se plantea la utilización de los filtros en conjunto, aplicando inicialmente el filtro F-K para la separación de los campos de onda ascendentes y descendentes y posteriormente del filtro de mediana para dividir cada uno en sus respectivas ondas P y S. Finalmente, para identificar el ángulo de incidencia de los primeros arribos de P y S se determina la utilización del análisis de componentes principales, buscando realizar un aporte en el análisis de señales sísmicas.

4. Métodos seleccionados

Conocer más a fondo las técnicas seleccionadas para llevar a cabo la separación de las ondas sísmicas P y S es importante antes de realizar la implementación, validación y posterior análisis de resultados. De esta manera, se presentan los procedimientos necesarios para la realización de la herramienta *software* planteada, enfatizando en los aspectos más importantes para la separación de las ondas P y S, junto con su ángulo de incidencia.

4.1. Filtro F-K

Las operaciones del procesamiento de señales multicomponentes se definen como la manipulación de diversas trazas sísmicas simultáneamente, normalmente estos procesos son aplicados para la discriminación del ruido y el mejoramiento de la señal para una mejor distinción de las trazas. La transformada de Fourier, en esencia es aplicada porque permite el análisis para la detección de anomalías presentes en las longitudes de onda [46].

Para el análisis de la transformada de Fourier 1-D, se conoce la frecuencia temporal o número de ciclos por unidad de tiempo, sin embargo una onda sísmica no solo es función del tiempo o frecuencia, sino también de variables espaciales, como el desplazamiento o punto medio. En el análisis de Fourier 2-D para las variables espaciales se define una frecuencia espacial denominada número de onda (*wave number*) o número de ciclos por unidad de distancia. De este modo, así como la frecuencia de una señal sinusoidal es determinada contando el número de picos por unidad de tiempo, de igual forma el número de onda de una depresión se determina contando el número de picos dentro de una unidad de distancia, a lo largo de la dirección de propagación [46].

Además de las características mencionadas anteriormente, ambas transformadas deben cumplir con el teorema de Nyquist, definido en el dominio de la frecuencia por:

$f_N = \frac{1}{2}\Delta t$ donde Δx es el intervalo de muestreo, es decir la distancia entre geófonos, y la ecuación de Nyquist para el número de onda viene definida como: $k_N = \frac{1}{2}\Delta x$, donde Δx es el intervalo de muestreo espacial [46].

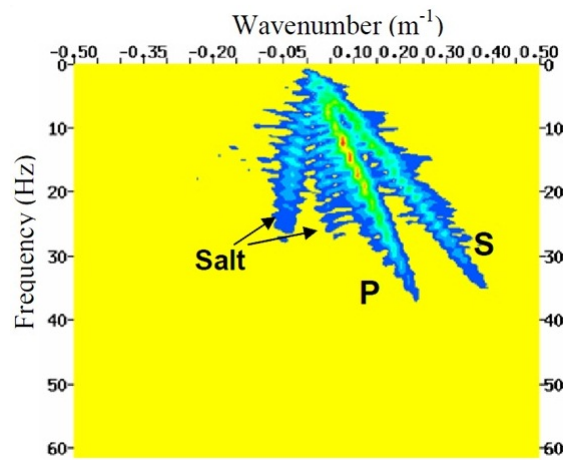
Para el procesamiento de las señales sísmicas existen diversos métodos de separación, entre los que se encuentra el uso del filtro en el dominio f-k (frecuencia-número de onda) y para el cual la aplicación de esta transformada facilita su desarrollo e implementación. Así, de forma matemática se obtiene como representación formal de la transformada:

$$X(w_1, w_2) = \sum_{n_1, n_2=-\infty}^{\infty} x(n_1, n_2) \cdot e^{-j(w_1 n_1 + w_2 n_2)} \quad (4.1)$$

Donde la variable w_1 es denominada frecuencia horizontal, y la variable w_2 es llamada frecuencia vertical [47]. Para que un método de tratamiento de señales sea adecuado y práctico este debe poseer el proceso para regresar al dominio inicial u original de las variables, de este modo se plantea la transformada inversa de Fourier con la que se obtienen las señales tratadas en su dominio original.

$$x(n_1, n_2) = \sum_{w_1, w_2=-\infty}^{\infty} X(w_1, w_2) \cdot e^{j(w_1 n_1 + w_2 n_2)} \quad (4.2)$$

Figura 4.1: Espectro en frecuencia mediante transformada de Fourier. Fuente [20].



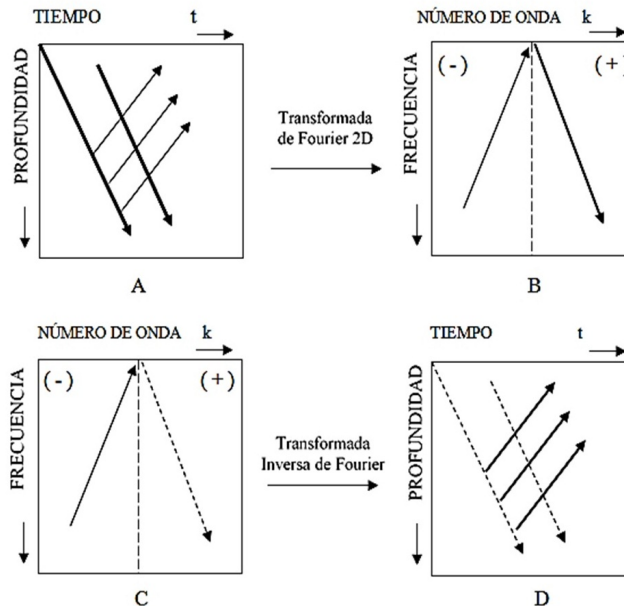
El resultado de la transformación permite obtener un espectro en frecuencia de la manera como se propagan las ondas sísmicas a través del subsuelo. En la Figura 4.1 es posible diferenciar las ondas P y S, ya que en el dominio de la frecuencia las ondas son discriminadas debido a sus diferencias de velocidad.

4.1.1. Separación de los campos de onda

La separación de los modos de ondas en VSP por filtros de velocidad se realiza mediante la transformación de datos, de una función de tiempo y espacio a una función en el dominio de la frecuencia y el número de onda. En este dominio el modo descendente de las ondas aparece en el medio plano positivo del número de onda, mientras que las ondas ascendentes se encuentran en el cuadrante restante, los números de onda negativos [46]. Igualmente, el ancho de cada línea es proporcional a la energía contenida en el correspondiente modo de onda [39].

La relación fundamental entre el comportamiento de la velocidad de las ondas sísmicas como se expresa en el dominio espacio-tiempo ($z-t$) y en el dominio frecuencia-número de onda ($f-k$), se muestra en la figura 4.2.

Figura 4.2: Transformada de Fourier 2D directa y la transformada inversa. Fuente [39].



Para la realización de la separación de los campos de onda es de vital importancia conocer cada uno de los pasos para implementar la separación mediante el concepto f-k de filtros de velocidad:

1. **Datos originales VSP** : En los datos originales VSP, por el sentido de propagación y la posición de los geófonos, los eventos de carácter descendente se observan más resaltados. La naturaleza de estos eventos se presentan como flechas que según su sentido de propagación se encuentran resaltadas o débiles para el caso de los campos de onda ascendentes (Figura 4.2a) [39].
2. **Transformada de Fourier bidimensional** : Al aplicar la transformada de Fourier 2-D se ubican en el cuadrante positivo las ondas que se desplazan de manera descendente, mientras que las ascendentes se encuentran en la parte negativa o restante del plano (Figura 4.2b) [39].
3. **Se atenúa uno de los modos de onda** : Para la separación debe existir una diferencia de ganancia que permita obtener de manera clara los datos deseados, para esto se realiza la atenuación de uno de los campos de ondas sin que el campo restante se vea afectado; esta atenuación se realiza mediante la multiplicación de los eventos por un escalar positivo de valor pequeño. El proceso se realiza dos veces, con el fin de almacenar el campo de onda correspondiente, es decir, para la obtención de cada una de las direcciones de propagación se atenúa el campo contrario (Figura 4.2c) [39].
4. **Transformada inversa de Fourier 2D** : Para un posterior tratamiento de las señales sísmicas, los campos de onda obtenidos en el paso anterior, son devueltos al dominio del espacio-tiempo (Figura 4.2d) [39].

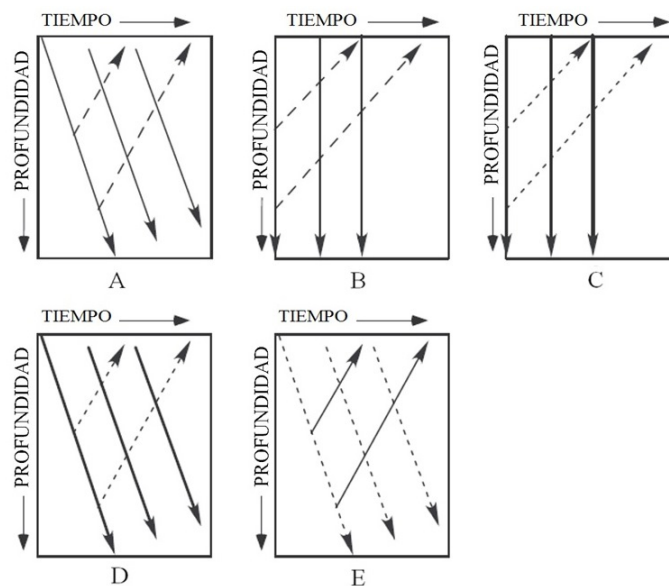
4.2. Filtro de mediana

El filtro de mediana fue desarrollado como un medio de suavizado de datos en el que la señal que necesita ser preservada contiene discontinuidades abruptas, siendo en sus

comienzos aplicado en el área de procesamientos de discursos, donde datos típicos de voz contienen altas amplitudes separadas por algunos silencios, teniendo actualmente diversas aplicaciones y diferentes campos de acción, uno de ellos es ser usado como un poderoso filtro de velocidades [39].

El filtro es comúnmente usado en perfiles sísmicos verticales para separar los campos de onda; inicialmente se realiza un picado y aplanado de los eventos descendentes, luego es aplicado el filtro en la dirección de la profundidad sobre un tiempo constante y esta estimación es restada de los datos originales del registro VSP, con el fin de atenuar los modos descendentes fuertes que ocultan las reflexiones ascendentes débiles que deben recuperarse de los datos VSP. Este método resalta eventos de interés, los cuales son posteriormente aplanados, filtrados y extraídos o resaltados [39].

Figura 4.3: Pasos para realizar el filtro de mediana. Fuente [39].



En la Figura 4.3 es presentado la implementación de un filtro de mediana en campos de onda ascendente y descendente, sin embargo, por sus cualidades también es aplicado para la separación de las ondas compresionales y de cizalla. Los pasos para realizar el procesamiento de los datos son:

1. **Datos VSP** : El conjunto de datos en la Figura 4.3a se muestran en su formato

original, donde las líneas más fuertes son unas de las ondas que se quieren separar, exhibiendo su dirección a lo largo del tiempo con respecto a la profundidad, y las ondas restantes que se encuentran atenuados (líneas discontinuas) son los eventos restantes de los datos originales.

2. **Selección de eventos** : En el proceso de picado se selecciona la tendencia de los fenómenos o eventos que se deseen resaltar, lo que asegura que filtro será implementado respecto a los datos de interés. Así, si se quiere obtener las ondas compresionales, se ejecuta un picado (selección de los datos a procesar) de las ondas P en cualquiera de los campos separados con anterioridad [39].
3. **Aplanado**: Para este paso del método, se implementa un desplazamiento de los datos en tiempo, de tal manera que los registros de las ondas seleccionadas presenten un cambio en la dirección de propagación, es decir son alineados verticalmente, de manera paralela al eje coordenado de profundidad. Esto permite concentrar la información, lo cual hace posible resaltar los eventos por medio del filtrado (Figura 4.3b) [39].
4. **Filtro de mediana**: Un filtro de mediana es ahora aplicado a los datos aplanados en la dirección de la profundidad, a lo largo de cada línea de tiempo constante [39]. Este paso de filtrado se evidencia en la Figura 4.3c, logrando suavizar y amplificar todas las ondas que se encuentran alienadas, además de atenuar estrictamente todos los eventos de onda restantes.
5. **Reversión del aplanado**: En esta parte del proceso de filtrado se llevan los datos alineados y filtrados de nuevo a su dirección inicial, de esta manera, al estar las ondas resaltadas, se puede hacer la sustracción de las señales restantes (Figura 4.3d) [39].
6. **Remoción de ondas por sustracción**: Como resultado de los pasos anteriores ya se tienen separados los eventos que han sido resaltados, ahora para obtener los eventos restantes, los datos procesados son restados del registro original, de

tal forma que al ser suprimidos, el resultado de esta operación resalte los eventos que se encontraban suavizados u ocultos (Figura 4.3e). El proceso de filtrado de las ondas restantes es realizado aplicando los mismos pasos anteriormente mencionados [39].

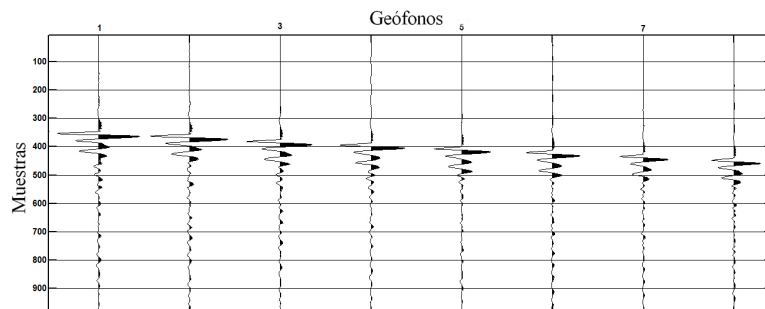
4.3. Análisis de componentes principales

El Análisis de Componentes Principales (ACP) es una técnica que reduce la dimensión de las variables analizadas a través de la obtención de un conjunto de vectores ortogonales (componentes principales) con los cuales se generan planos sobre los que se proyectan los datos originales, siendo posible determinar la relación existente entre las variables estudiadas, permitiendo analizar realmente cómo se comportan las señales sísmicas P y S, determinando sobre que componentes se encuentra la mayor cantidad de información de estas y por medio de su ángulo de llegada como son captadas por los geófonos.

El análisis de componentes principales sigue los siguientes pasos para su desarrollo:

1. **Determinar el conjunto de datos:** Los datos utilizados hacen referencia a un conjunto de trazas sísmicas multicomponentes 4.4, las cuales según la norma internacional se manejan digitalmente como archivos de extensión .SEG-Y [35].

Figura 4.4: Datos sísmicos. Fuente [autor].



2. **Centrar y reducir los datos:** Con este paso se busca obtener un nuevo conjunto de datos estandarizados (variables con media 0 y varianza 1), lo cual permite

realizar comparaciones entre los datos, independiente de la unidad de medida o de la escala escogida. Se tiene un nuevo conjunto de datos que tienen la misma dispersión y la misma media.

- Centrar una variable consiste en restar su media a cada uno de los valores iniciales.
- Reducir una variable consiste en dividir cada valor por su desviación típica.

$$Z = \frac{X - \mu}{\sigma} \quad (4.3)$$

Donde X es el conjunto de datos iniciales, μ es la media, σ la desviación típica y Z es el nuevo conjunto de datos, que se encuentran centrados y reducidos. El proceso de centrar reducir las variables equivale a un cambio de unidad, y no tiene incidencia sobre los perfiles de variación, igualmente, los valores de los coeficientes de correlación entre variables centradas reducidas permanecen idénticos a lo que eran antes de la operación de centrado reducción [21, 23].

3. **Calcular la matriz de covarianzas:** Inicialmente, es importante resaltar que al estar trabajando con variables estandarizadas, las covarianzas y las correlaciones son iguales lo cual es fundamental ya que el proceso de estandarización de los datos afecta el resultado de la covarianza, pero no el de las correlaciones por lo que valores de interés no se verán alterados por este proceso [25].

Este nuevo paso es importante ya que se evidencia la relación existente entre las señales adquiridas en cada uno de los ejes de los sensores [22].

La ecuación para determinar la matriz de varianzas es:

$$Cov(X)_{m \times m} = \frac{X'_{m \times n} \cdot X_{n \times m}}{n - 1} \quad (4.4)$$

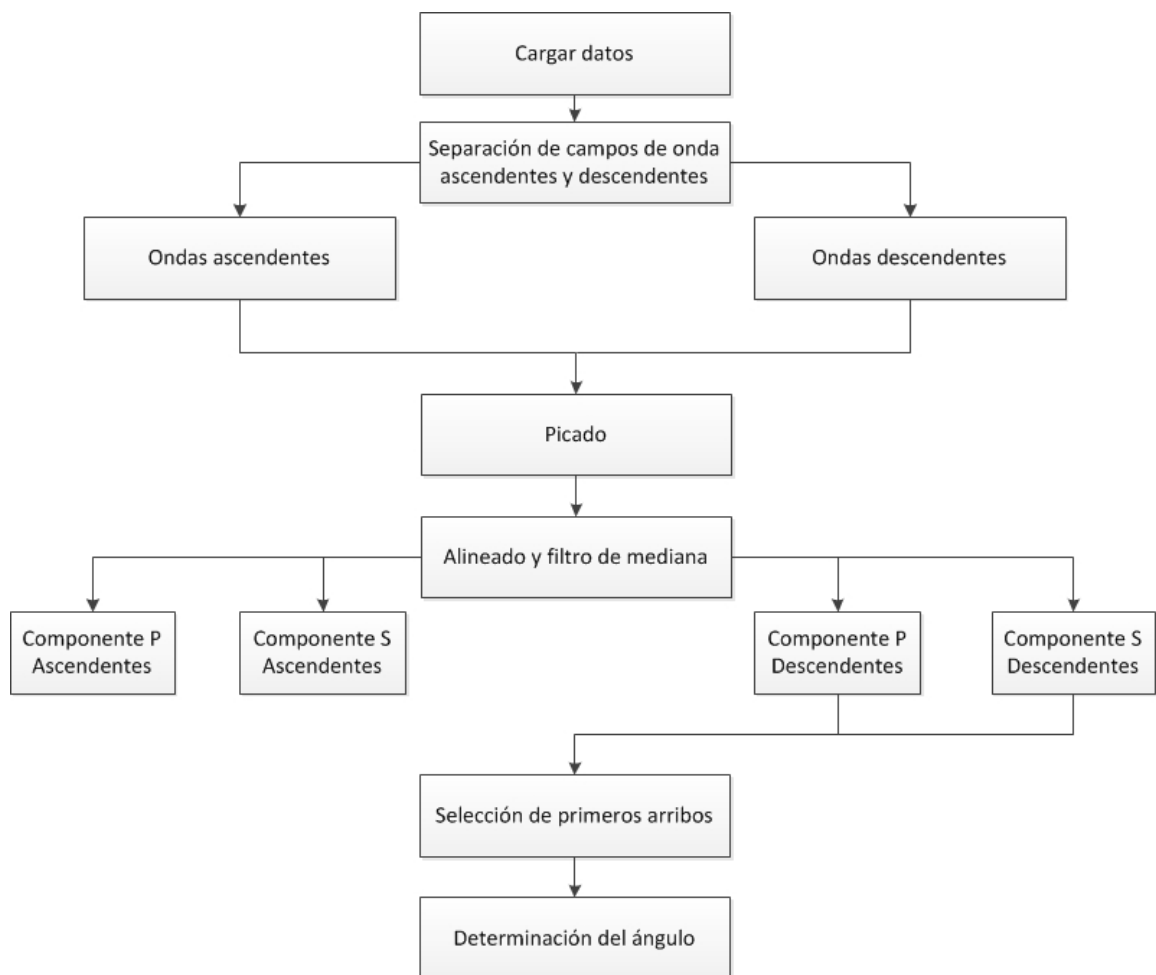
Donde X es el conjunto de datos estandarizados y n la cantidad de datos [36].

4. **Calcular los eigenvalores y eigenvectores de la matriz de covarianzas:** Con la matriz de varianzas determinada se debe buscar un vector que haga la varianza máxima, con el fin de obtener con esto la mayor cantidad de información posible en la menor cantidad de componentes. Este problema se convierte en determinar los valores propios más grandes de la matriz de covarianzas y tomar sus respectivos vectores propios. De esta manera se tiene que las primeras componentes recogen la mayor cantidad de información, disminuyendo la dimensión de las variables originales, permitiendo identificar las relaciones que estas presentan [23, 25].
5. **Seleccionar las componentes principales:** Conociendo los eigenvalores y eigenvectores de la matriz de covarianzas se deben reorganizar los datos tomando como referencia que los eigenvalores queden de mayor a menor ya que este es el criterio de selección de las componentes principales, siendo la primera de estas el vector propio asociado al mayor de los valores propios, la segunda componente será el vector propio correspondiente al segundo valor propio más grande y así sucesivamente. De esta manera, para el caso de estudio del proyecto se determinan los dos o tres vectores asociados a las componentes principales de los datos sísmicos sintéticos o reales respectivamente [21, 23].
6. **Identificar el ángulo de incidencia:** Después de tener los vectores propios asociados a las componentes principales, se determina el ángulo de inclinación que cada uno de estos con respecto a los ejes eje X, Y y Z, permitiendo así comprender como inciden las ondas P y S en los receptores. [23, 24].

5. Implementación

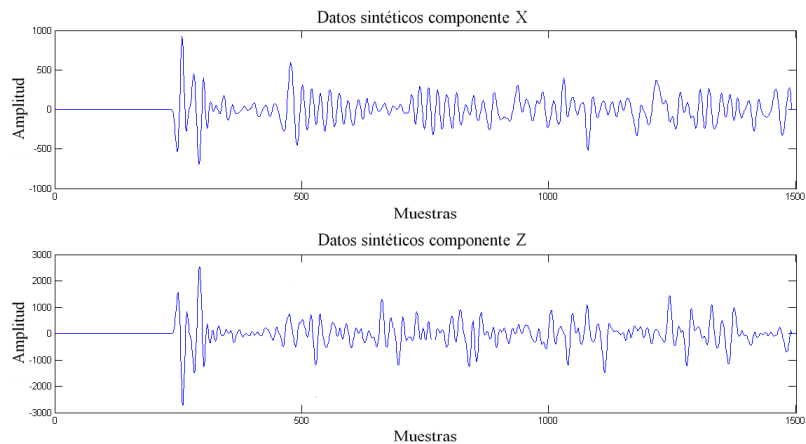
En el capítulo anterior se presentaron los procesos necesarios en cada uno de los métodos seleccionados para obtener los campos de onda ascendentes y descendentes, realizar el picado, aplanado y filtro de mediana y el cálculo de las componentes principales, siendo el fundamento necesario para la realización computacional acá presentada. La implementación para la separación de las ondas P y S y para determinar su ángulo de incidencia, se basa en el diagrama de flujo de la Figura 5.1 y se describe a continuación.

Figura 5.1: Implementación de la separación de las ondas P y S y determinación de sus ángulos de incidencia. Fuente [autor].



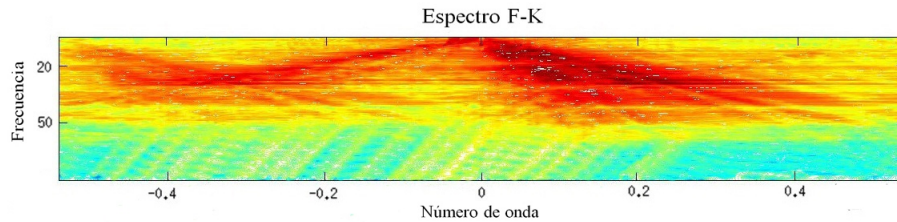
1. **Cargar datos:** Los datos cargados deben tener un tipo de extensión .SEG–Y, por lo tanto la herramienta computacional a utilizar debe ser capaz de importar y exportar datos en este formato (.sgy), que es el formato estándar internacional dispuesto por la SEG (*Society of Exploration Geophysicists*). Al cargar los datos se cuenta con una estructura computacional en donde se encuentra información de las trazas sísmicas y otras propiedades de los datos como: *offset*, ubicación de las fuentes, trazas, etc. Para usar los datos en MATLAB se utiliza la *toolbox* SEISLAB, que es un conjunto de funciones diseñadas para importar, exportar y manipular archivos sísmicos en este entorno de programación, y que puede descargarse de forma gratuita [35]. En la Figura 5.2 se muestran los datos adquiridos por el geófono 10 de cada una de las componentes en los datos sintéticos generados.

Figura 5.2: Componentes X y Z del geófono 10 de lo datos sintéticos. Fuente [autor].



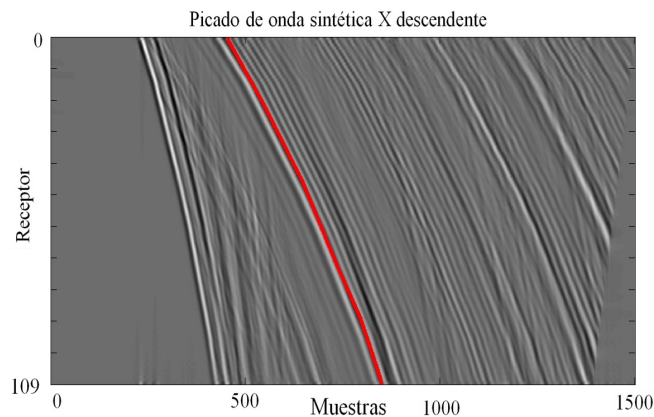
2. **Separación de campos de onda ascendente y descendente:** La separación de los campos de ondas ascendentes y descendentes es llevada a cabo por medio del filtro F-K. Para esto se hace uso de la FFT y la IFFT de Matlab optimizando tiempos de cálculo en la herramienta desarrollado. La Figura 5.3 permite evidenciar que las ondas sísmicas contienen componentes frecuenciales bajas (menores a 60 Hz).

Figura 5.3: Espectro de la componente X. Fuente [autor].



- Picado:** El proceso de picado es realizado por un experto en el área de la sísmica que identifica los eventos de mayor interés como los son los primeros arribos descendentes y las ondas P y S con más energía. Para esto, se presentan superpuestas las trazas como imagen y como ondas, de tal manera que el usuario tenga una guía para poder identificar y marcar más fácilmente los eventos, obteniéndose resultados como el de la Figura 5.4, donde la curva roja indica la selección realizada.

Figura 5.4: Picado de la componente X descendente. Fuente [autor].

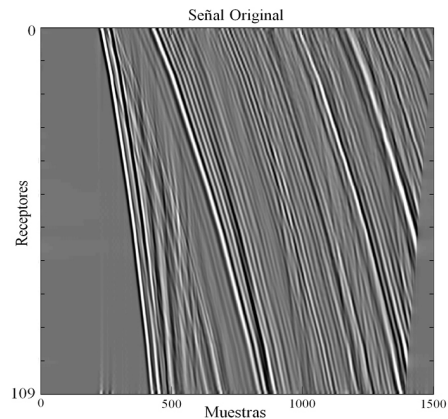


- Alineado y filtrado:** El alineado de los datos es llevado a cabo respecto al picado realizado por el usuario anteriormente, de esta manera se busca que los eventos con las mismas características al que fue picado sean aplanados. Al momento de aplicar el filtro de mediana, la cantidad de muestras del filtro es ajustada al 50% de los receptores con el fin de hacer un filtro bastante selectivo, eliminando las señales que no están alineadas. Posteriormente, los datos filtrados son sustraídos

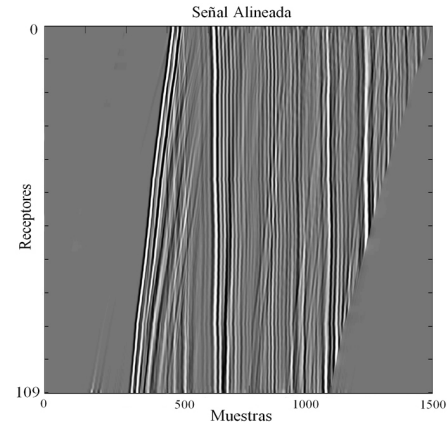
de los originales y así se obtienen por separado las ondas P y S. En la Figura 5.5 b, se observa el resultado del proceso de alineado, tomando como referencia el picado mostrado en la Figura 5.4.

Figura 5.5: Componente sintética X descendente original y alineada. Fuente [autor].

(a) Componente sintética X descendente original

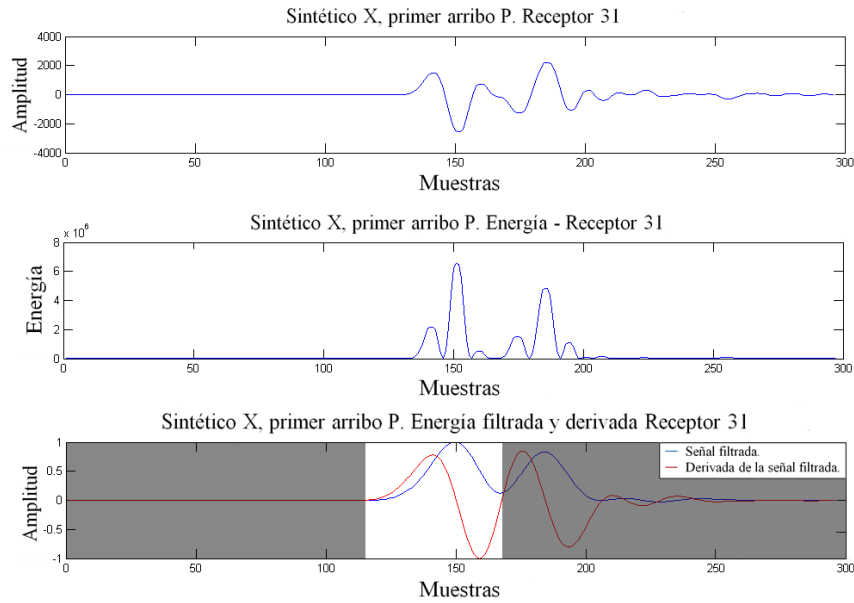


(b) Componente sintética X descendente alineada



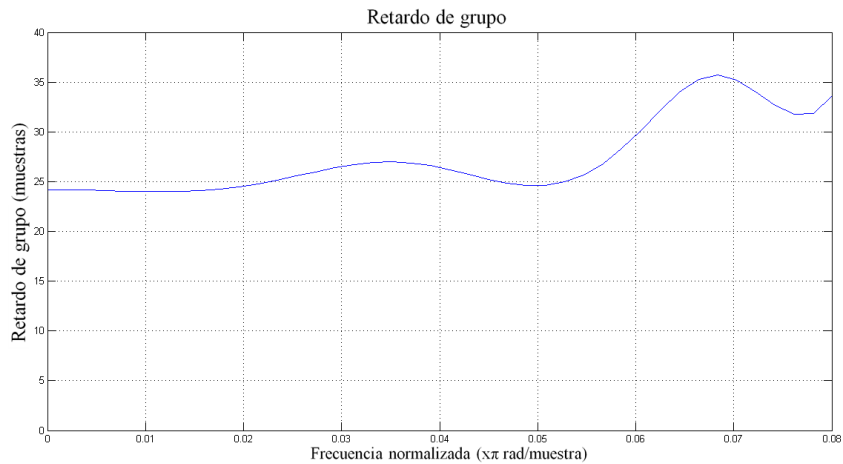
- Selección de los primeros arribos:** La selección de los primeros arribos permite realizar un corte de la información de ondas P y S. El corte es implementado aplicando un filtro Yulewalker pasa bajo a la energía de las trazas en el 20 % de las muestras a lado y lado del primer arribo picado anteriormente. Posteriormente, se busca la ondícula o campana con mayor energía (primer arribo) y por medio de su derivada se determinan los primeros mínimos a lado y lado, con lo que se hace un corte automático de las muestras contenidas en esta. En la Figura 5.6 se observa inicialmente la información comprendida en el 20 % de las muestras cercanas al lugar de picado, posteriormente, se determina la energía de esta información y es aplicado el filtro Yulewalker. Finalmente, la curva roja muestra la derivada del resultado del filtro permitiendo determinar por medio de los cruces por cero en donde se encuentran los máximos y mínimos, seleccionando aquellos que se encuentren junto al punto de mayor energía como los extremos para la ventana de corte del primer arribo.

Figura 5.6: Selección del primer arribo con energía. Fuente [autor].



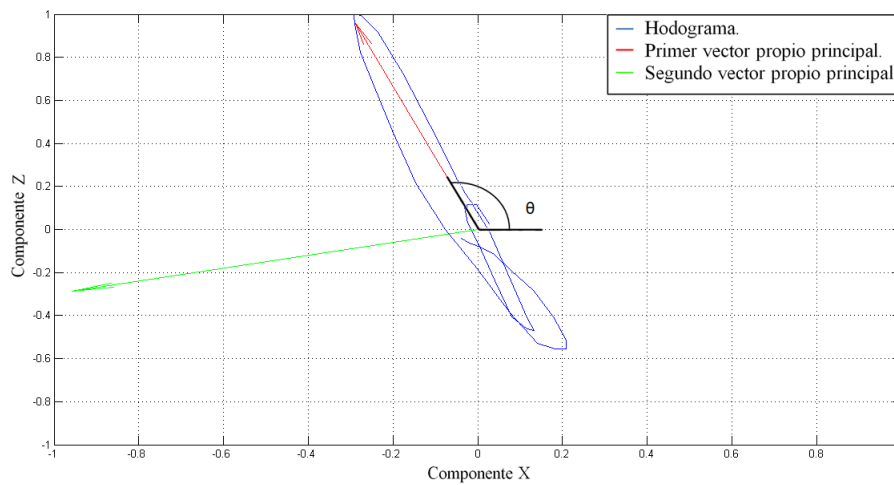
Un aspecto importante a tener en cuenta es el desfase agregado a las ondas luego de aplicar el filtro pasa bajas. Por tal motivo se realiza el análisis del retardo de grupo para las frecuencias menores a 60 Hz (Figura 5.7), observando que no tiene un valor constante de muestras, haciendo necesaria la utilización de un valor medio, que para este caso fue seleccionado como 26 muestras.

Figura 5.7: Retardo de grupo del filtro Yulewalker. Fuente [autor].



6. **Determinación del ángulo de incidencia:** Con el corte de los primeros arribos descendentes de las ondas P y S se aplica el análisis de componentes principales, haciendo posible determinar un conjunto de vectores ortogonales entre sí, los cuales indican las direcciones de mayor varianza de los datos, permitiendo determinar la inclinación de cada una de las ondas en todos los geófonos. En la Figura 5.8 se muestra el hodograma de uno de los cortes realizados a los primeros arribos de Z junto con los vectores propios resultantes del análisis de componentes principales, evidenciando la forma como se obtiene el ángulo de incidencia θ de los primeros arribos descendentes.

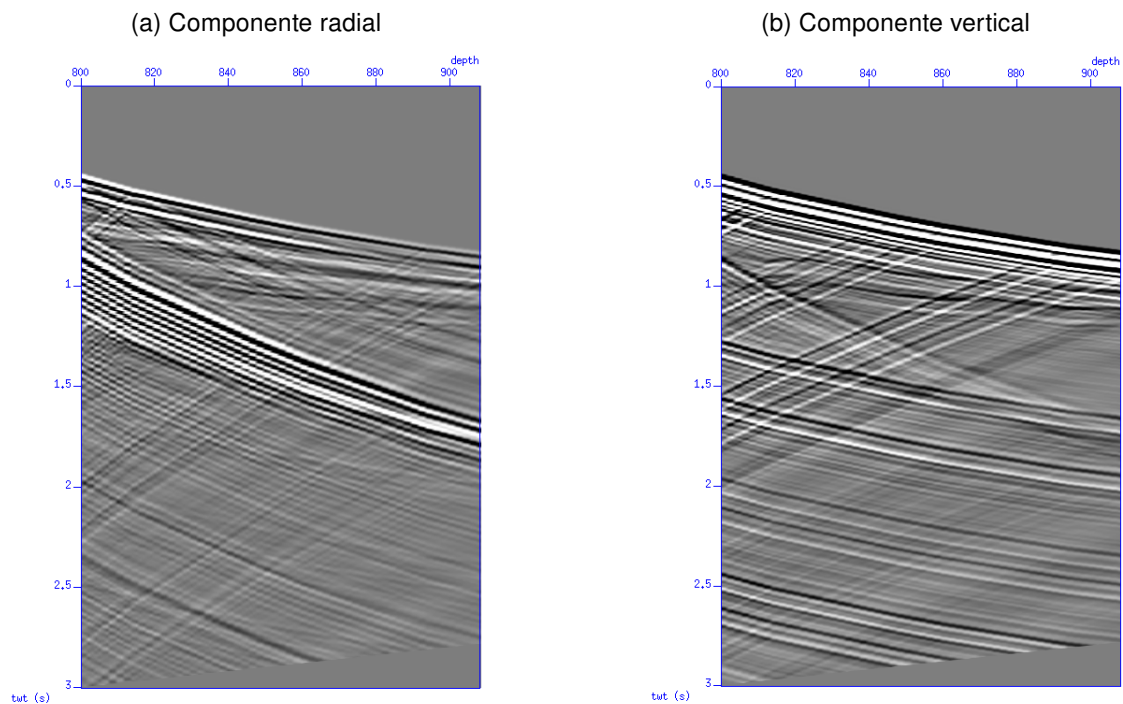
Figura 5.8: Hodograma para determinar el ángulo. Fuente [autor].



6. Validación del método

En este capítulo se desea verificar la validez de los procesos implementados en el código, para esto se trabaja con un conjunto de señales sintéticas elásticas (ondas P y S) (Figura 6.1) generadas por medio del *software Seismic Unix* para un modelo de velocidades de capas planas, aplicando el método sísmico de reflexión y utilizando un modelo de diferencias finitas aplicado por la función de SU llamada *ela2D* para la creación de las ondas elásticas. De esta manera, se busca ratificar los resultados obtenidos con la teoría de sísmica estudiada, para posteriormente poder utilizar la herramienta desarrollada en un conjunto de datos sísmicos reales con la certeza de que las técnicas aplicadas funcionan correctamente.

Figura 6.1: Señales sintéticas generadas por medio de *Seismic Unix*. Fuente [autor].



Para la generación adecuada de un modelo de capas litológicas con propiedades acordes a las características reales de propagación de las ondas, fueron tenidos en

cuenta valores importantes como la velocidad con la cual los diferentes tipos de onda atraviesan estos niveles subterráneos, además de las densidades de los materiales, la ubicación del pozo y las coordenadas en las que se realizó el disparo de la fuente (Figura 6.2). Debido a que se trabaja con ondas P y S, es necesario utilizar modelos que permitan generar ondas elásticas¹, ya que si se utilizan modelos acústicos solo serán generados sismogramas con ondas P.

Las diferentes capas del subsuelo, cuando son atravesadas por las ondas P son comprimidas y expandidas, de tal forma que este fenómeno se trasmite a las zonas adyacentes. La velocidad con la que se realiza esta transmisión de energía, depende de las propiedades y la profundidad del material que se encuentra atravesando. Se conoce que el intervalo de velocidades común de las ondas P va de 1500 [m/s] en sedimentos superficiales poco consolidados o en el agua, a 14000 [m/s] a unos 3000 [km] de profundidad [12], por tanto para el modelo utilizado se trabaja con un intervalo entre 1524 [m/s] a 4000 [m/s] (Figura 6.2 a). Igualmente, para las ondas de corte es importante resaltar el hecho de que estas solo se propagan en materiales sólidos, por lo tanto no se trabajara con terrenos líquidos. Teniendo en cuenta que la velocidad de las ondas S es inferior con respecto a las ondas P, se determina una relación de 1/2 a 1/3 entre ellas (Figura 6.2 b). Como relación estándar se tiene que las ondas P son 1.73 veces más veloces que las ondas S, siendo este el valor tomado para la generación del modelo.

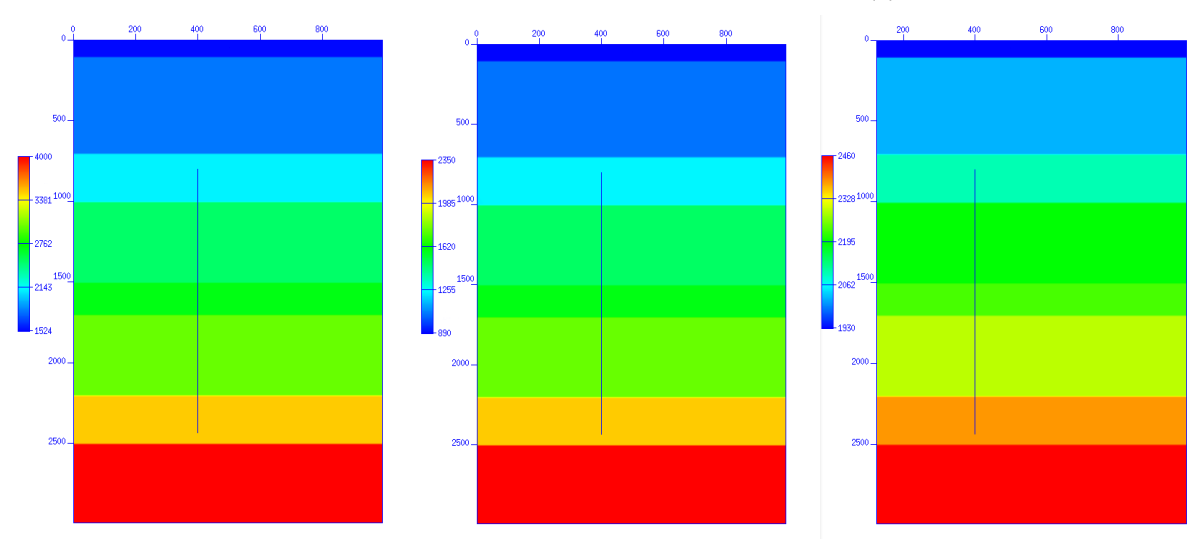
Por facilidades de diseño y de análisis de propagación de las ondas, se propuso un modelo de capas planas, donde este posee valores de densidad variable según la profundidad a la cual se encuentre cada capa. De esta manera, se logra ver que la capa superficial cuenta con una densidad de 1930 [kg/m^3] (material con arena y arcilla), aumentando con un gradiente entre 3.3 a 5.5 [kg/m^3], determinando una densidad para la última capa de 2460 [kg/m^3] (material rocoso) (Figura 6.2 c). Es importante resaltar que el crecimiento progresivo en el valor de la densidad es debido a la presión a la que se encuentra sometido el material en la medida que aumenta la profundidad [12]. Cabe

¹Una onda elástica es una perturbación que se presenta a lo largo de un medio que se deforma y se recupera de las vibraciones que ocurren mientras se propaga la onda. La transición entre este tipo de medios da origen a las ondas S a medida que la onda P avanza a través de ellos.

anotar que la velocidad de transmisión de las ondas crece a medida que la densidad se incrementa[10].

Figura 6.2: Modelo de velocidades y densidades en capas planas. Fuente [autor].

(a) Velocidades de ondas com- (b) Velocidades de ondas de corte
presionales te



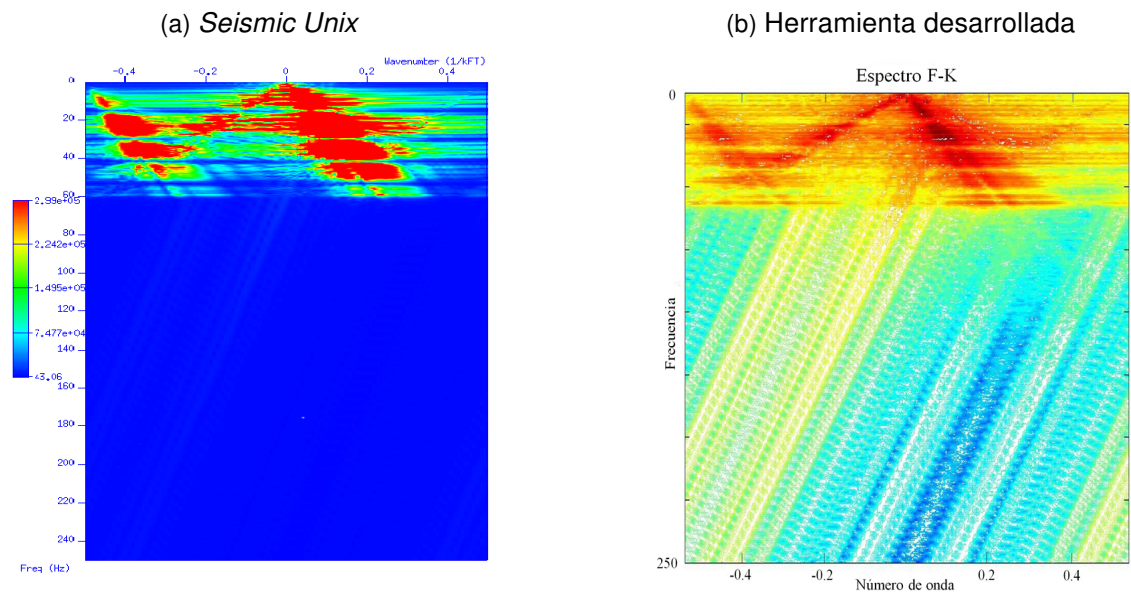
El valor de *offset* implementado es aproximadamente la mitad del que se presentó en un estudio real (campo Tenerife), por lo tanto la fuente sísmica se encuentra ubicada a 30.38 [m] con respecto a la cabeza del pozo y a una profundidad de 15.24 [m], por restricciones del código ya que no permite que la fuente sea superficial. Dentro del pozo (línea azul en la Figura 6.2) se encuentran 109 geófonos que están dispuestos de manera equidistante, donde el primer receptor está a una profundidad de 243.84 [m] y el ultimo se halla a 746.76 [m] por debajo de la superficie de la primera capa.

6.1. Análisis de los datos

Partiendo de los datos sintéticos generados es aplicada la transformada de Fourier 2D (Figura 6.3). Se puede observar que no es posible diferenciar el comportamiento de las ondas P y S en cada una de las mitades del número de onda, por lo tanto, no se pueden aplicar filtros de velocidad que permitan separar las ondas P y S en este dominio.

La manera en la que se encuentra dispuesto el código en *Seismic Unix* hace posible realizar el análisis en frecuencia de las trazas (Figura 6.3 a), sin embargo la herramienta no proporciona un medio de transformación para regresar los datos del dominio F-K al de espacio-tiempo, por esta razón, para la comparación del procesamiento realizado por la herramienta *software* se utilizarán los resultados obtenidos aplicando el filtro de mediana en SU. El resultado de la transformada F-K en SU es mostrado con el fin de contrastar visualmente estos resultados con los de la transformada de Fourier 2-D del programa implementado.

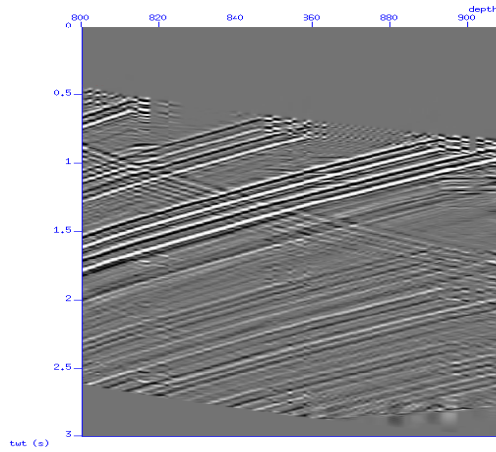
Figura 6.3: Espectro de frecuencia de la componente vertical. Fuente [autor].



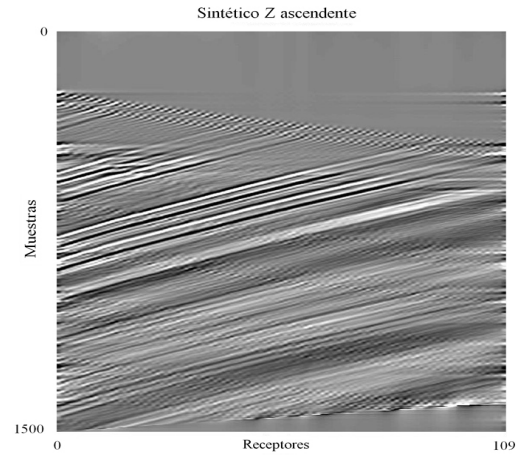
Con el fin de lograr la separación de los campos de onda ascendente y descendente se debe atenuar la mitad del espectro opuesta y revertir la transformada de Fourier, obteniéndose con el código desarrollado los resultados observados en la Figura 6.4 b y d. Este proceso de separación de los campos de onda es contrastado con el resultado obtenido por medio del filtro mediana implementado en *Seismic Unix*, observando una alta correlación entre los datos, permitiendo evidenciar que el proceso aplicado arroja resultados válidos.

Figura 6.4: Campos de onda de la componente vertical. Fuente [autor].

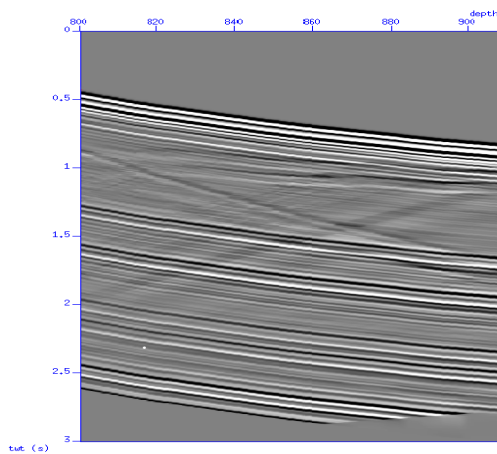
(a) Componente Z ascendente, *Seismic Unix*



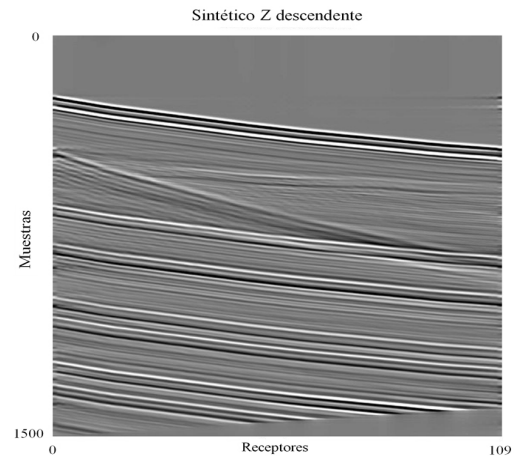
(b) Componente Z ascendente, herramienta desarrollada



(c) Componente Z descendente, *Seismic Unix*



(d) Componente Z descendente, herramienta desarrollada



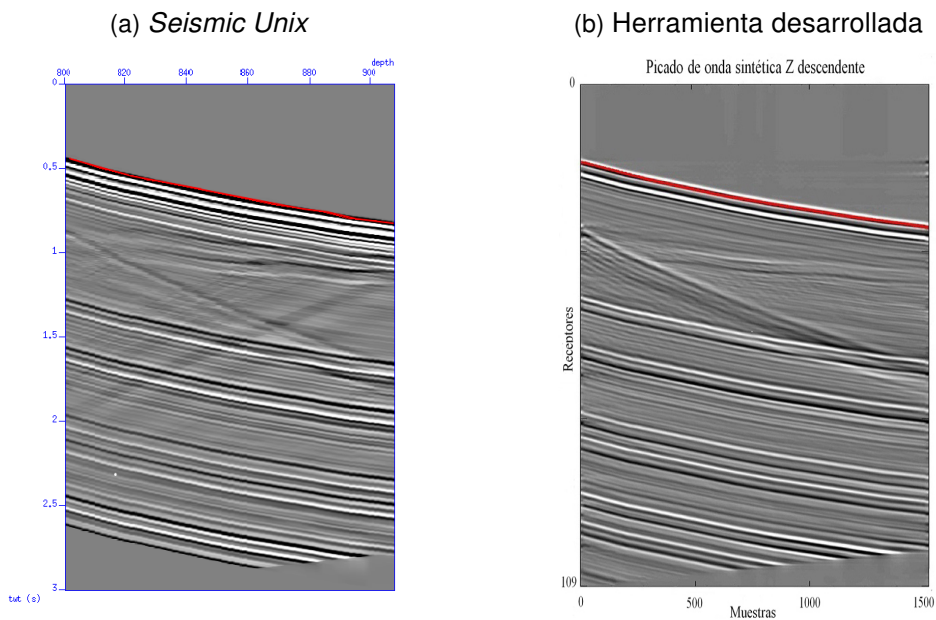
Para obtener un valor numérico que permita evidenciar con más certeza que los resultados obtenidos con el código desarrollado son válidos, se cuantifica la similitud entre resultados por medio del coeficiente de correlación de Pearson, el cual indica una alta relación entre los datos, obtenerse valores cercanos a uno. Así, se ve en la Tabla 6.1 que los campos de onda resultantes de la herramienta desarrollada tienen una buena relación respecto a los de *Seismic Unix*, resaltando el hecho de que los métodos utilizados para este fin fueron diferentes.

Tabla 6.1: Correlación de los campos de onda resultantes de la herramienta desarrollada respecto a SU

Método	Componente			
	X ascendente	X descendente	Z ascendente	Z descendente
Coefficiente de Correlación	0.2246	0.6395	0.6231	0.8430

Es importante anotar que la componente X ascendente tiene una correlación muy baja respecto al resultado de *Seismic Unix*, sin embargo esto se atribuye al hecho de que estas ondas son muy débiles y la separación en *Seismic Unix* presenta residuos de las ondas descendentes, debido a la metodología utilizada. Igualmente, ya que los procedimientos implementados en cada uno de los casos son diferentes, se ve afectado aún más este resultado.

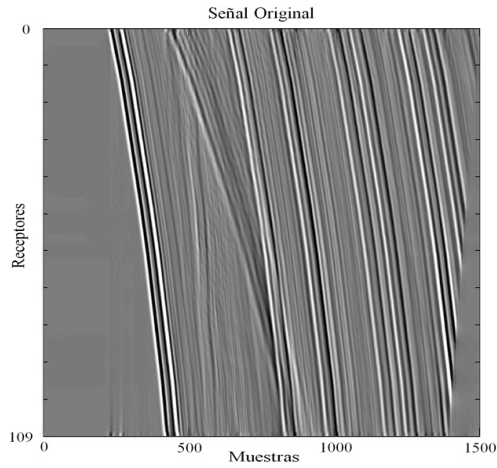
Figura 6.5: Resultado del proceso de picado. Fuente [autor].



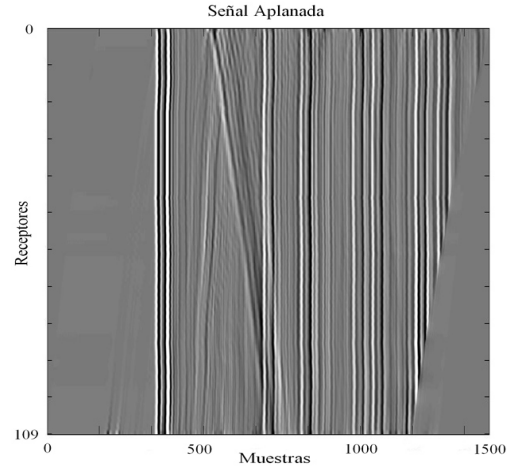
Luego de separar los campos de onda es necesario realizar el proceso de picado de los primeros arribos, para esto fue desarrollada una interface por medio de la cual el usuario tiene la posibilidad de llevar a cabo el procedimiento de forma sencilla e intuitiva arrojando el resultado observado en la Figura 6.5 b, que se ve es muy similar al obtenido por *Seismic Unix*.

Figura 6.6: Proceso de alineado, aplanado y filtrado. Fuente [autor].

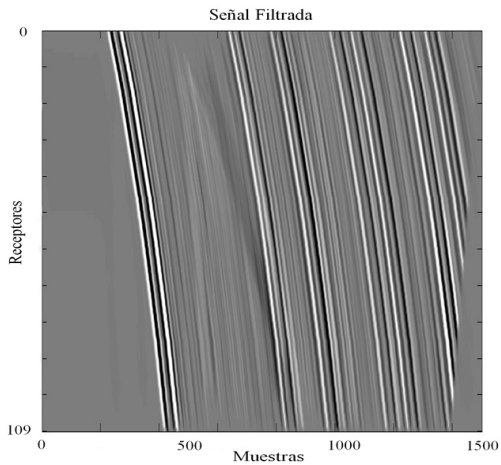
(a) Componente Z descendente original



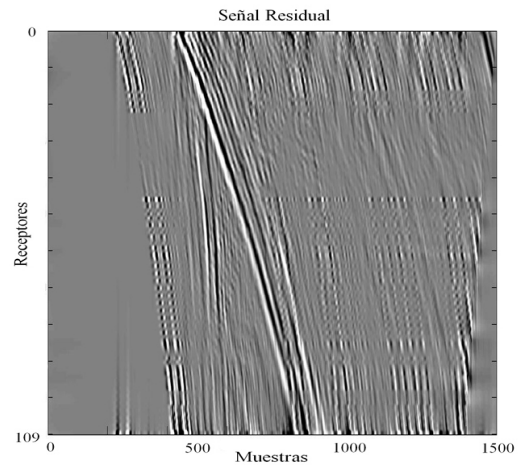
(b) Componente Z descendente aplanada



(c) Componente Z descendente filtrada



(d) Componente Z descendente residual



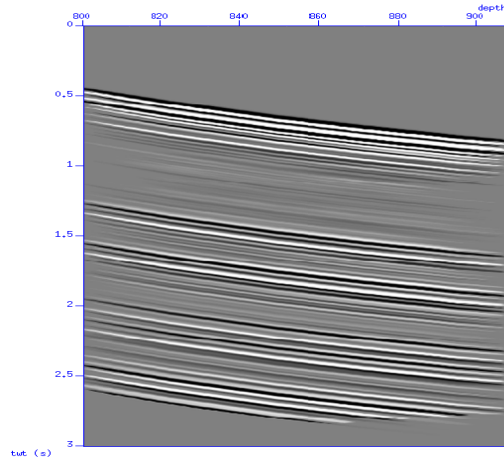
Teniendo el picado como referencia de los eventos de interés se continúa con el proceso de separación de las ondas P y S, para esto inicialmente se lleva a cabo el aplanado de las ondas con el fin de alinear los eventos con las mismas características del que fue picado (Figura 6.6 b), así al momento de realizar el filtrado las señales aplanadas son resaltadas (Figura 6.6 c), siendo posible extraerlos del conjunto original de datos al igual que realizar una sustracción para dejar los eventos residuales, también de gran importancia (Figura 6.6 d).

Para la separación de las ondas P y S en *Seismic Unix*, fue utilizada la misma meto-

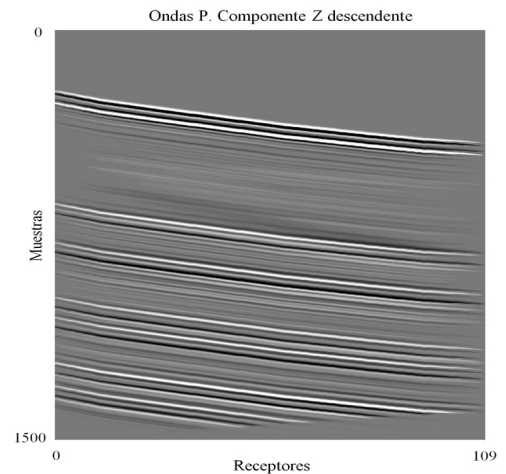
dología implementada en la herramienta desarrollada (aplanado y filtro de mediana). Tomando como referencia el procesamiento realizado por medio de *Seismic Unix* se realiza la verificación de los resultados obtenidos con la herramienta desarrollada (Figura 6.7), aplicando el coeficiente de correlación de Pearson se encuentra una buena relación entre los datos (Tabla 6.2), observándose similitudes desde el 51 % hasta el 82 %. Esta validación permite evidenciar que el proceso implementado tiene buenos resultados y que la separación de las ondas P y S es posible realizarla con la herramienta diseñada.

Figura 6.7: Ondas compresionales y de corte descendentes. Fuente [autor].

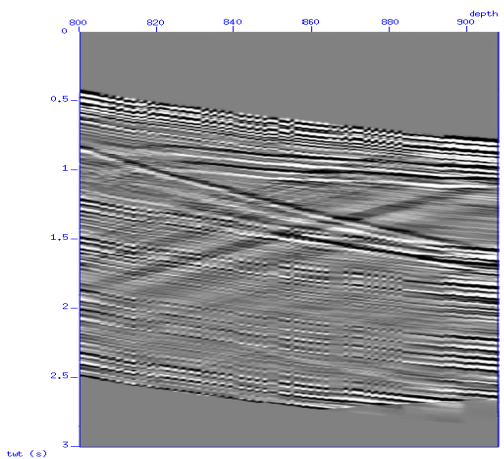
(a) Ondas P componente Z descendente, *Seismic Unix*



(b) Ondas P componente Z descendente



(c) Ondas S componente Z descendente, *Seismic Unix*



(d) Ondas S componente Z descendente

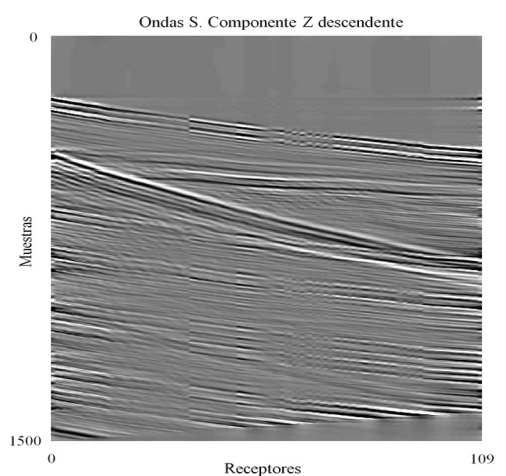
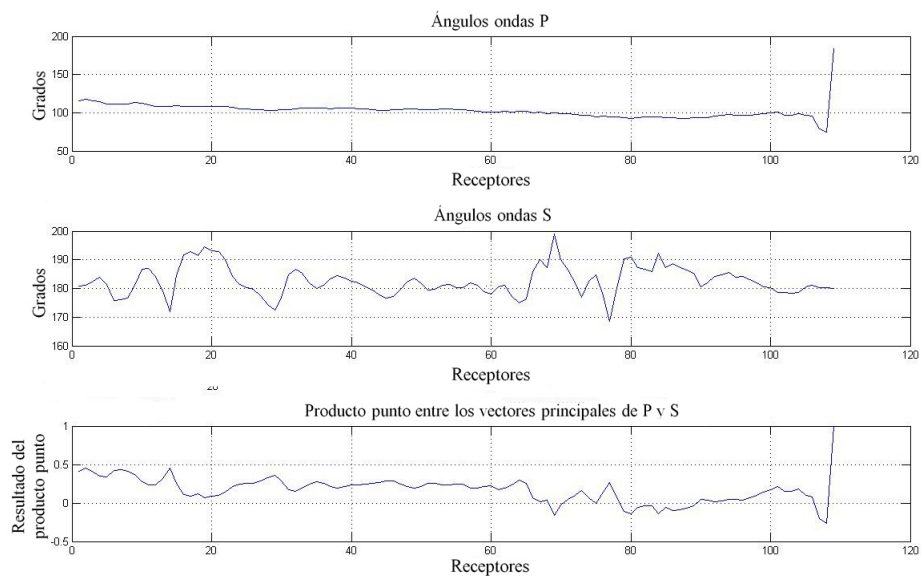


Tabla 6.2: Correlación de los resultados de la herramienta desarrollada respecto a SU

Tipo de onda	Componente	X ascendente	X descendente	Z ascendente	Z descendente
	Onda P		0.1328	0.6099	0.5111
Onda S		0.3118	0.6456	0.66340	0.5119

El único caso en el que se evidencian diferencias altas es para la componente X ascendente, debido a que en este tipo de configuraciones las ondas ascendentes son más débiles, presentan mayor cantidad de ondas residuales y como se mostró en la Tabla 6.2 la componente X ascendente es la que menos similitud presenta.

Figura 6.8: Ángulos de incidencia de los primeros arribos descendentes de las ondas P y S. Fuente [autor].



Finalmente, y como uno de los aportes de mayor importancia se observa en la Figura 6.8 el comportamiento del ángulo de incidencia con el que son captados los primeros arribos descendentes de las ondas P y S, al igual que se verifica su ortogonalidad por medio del producto punto. Para el caso de ondas P se ve una clara tendencia hacia 90° a medida que la profundidad aumenta, resultado esperado ya que a mayor profundidad la onda debe ser más vertical para poder llegar a los geófonos. Por otra parte, el ángulo

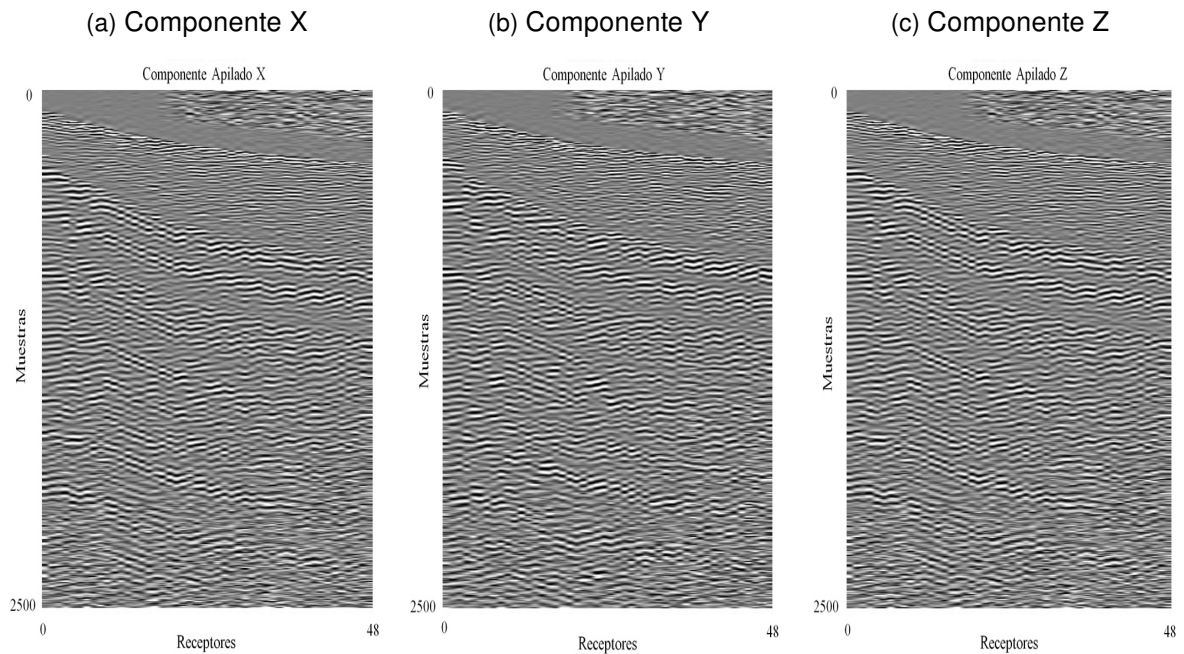
de las ondas S sigue también una tendencia hacia 180° , presentado algunos cambios hacia 200° y 170° los cuales pueden ser debido a ondas residuales de la separación.

Se observa que la ortogonalidad estudiada por medio del producto punto presenta una tendencia de valores cercanos a cero ratificando lo esperado para las ondas P y S, debido a que teóricamente estas dos ondas son ortogonales entre sí.

7. Resultados

Posterior a la validación de la herramienta, esta es implementada para el análisis de los datos sísmicos reales suministrados por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). Los datos a utilizar fueron adquiridos, en el año 2010, mediante la configuración Cero *Offset* VSP en el municipio de Tenerife, Magdalena. Dentro de las características de la adquisición se encuentra que fueron utilizados como fuente camiones vibroseis, el *offset* o distancia entre fuente y receptores es de 60m con un azimut de 70° y finalmente se tiene que fueron utilizados 48 geófonos de los cuales el primer receptor se encuentra a una profundidad de 455m y el último a 2118m.

Figura 7.1: Señales sísmicas multicomponentes reales. Fuente [autor].

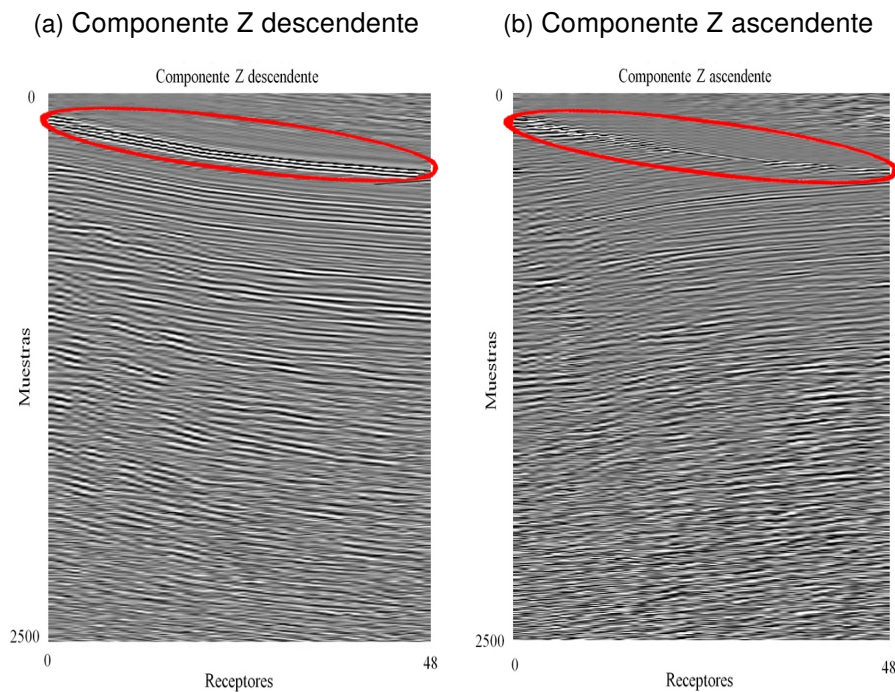


En la Figura 7.1 se observa el comportamiento de las ondas compresionales y de corte a través del terreno en estudio para el levantamiento de perfil sísmico vertical. De la misma manera, se muestran las tres componentes captadas por cada uno de los receptores.

A diferencia de los datos sintéticos generados y mostrados anteriormente los cuales solo presentan información en dos componentes al ser ideales, para el caso real la energía se reparte debido a la variación en la orientación de los geófonos dentro del pozo, por esto se hace necesario el uso de una tercera componente que permita tener mayor información. Los datos del campo Tenerife son resultados que cuentan con los primeros pasos de procesamiento estándar en levantamientos VSP, sin embargo la rotación horizontal no fue llevada a cabo; esta rotación reorganiza los datos dispuestos en X y Y, dejando como resultado un plano con mayor cantidad de energía con respecto al otro.

Este inconveniente en los datos reales surge debido a la diferencia en la orientación de los geófonos en sus componentes horizontales. Ya que el objetivo de este proyecto no es realizar el procesamiento estándar de datos VSP se trabaja con los datos sin rotar.

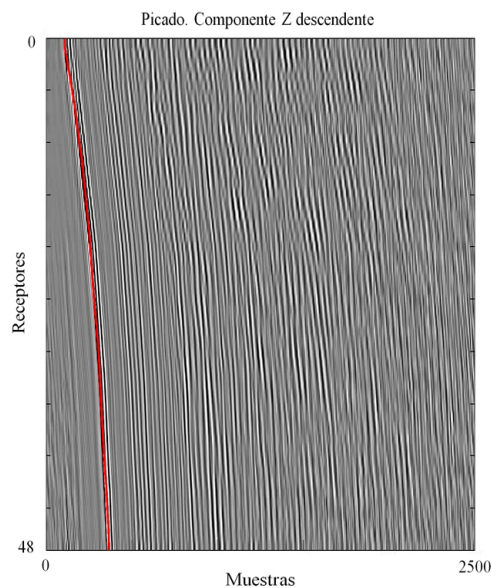
Figura 7.2: Campos de onda de la componente Vertical. Fuente [autor].



La herramienta *software* permite realizar la separación de los campos de onda mediante la transformación al dominio F-K, como primer paso para la separación de las ondas P y S y el análisis de los ángulos de incidencia de las ondas descendentes tanto

compresionales como de cizalla. Como se puede observar en la figura 7.2, la separación es lograda de forma satisfactoria, sin embargo, se evidencia que tanto la componente Z ascendente como la descendente comparten rasgos similares (datos presentes dentro del óvalo rojo), siendo estos resultado del proceso de filtrado en el dominio F-K, ya que en el punto medio del número de onda se encuentran las señales con tendencia horizontal los cuales no tienen dirección ascendente o descendente por lo cual pueden quedar repartidas en ambos campos de onda.

Figura 7.3: Picado del primer arribo descendente de P. Fuente [autor].



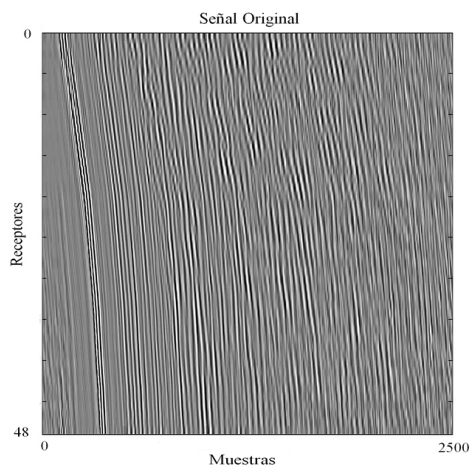
Luego de la separación de las ondas ascendentes y descendentes, se hace la selección de los primeros arribos tanto de ondas P como S en cada una de los campos de onda encontrados (Figura 7.3). Con el picado se marca uno de los eventos de interés que se quiere separar ya sean ondas compresionales o de corte, siendo un paso muy importante al ser la base para una correcta separación de las ondas. Por tal motivo, el picado de los datos fue realizado por un experto en el área de la geofísica y la sísmica.

En la Figura 7.4 se observan los pasos de aplanado y filtrado correspondientes a la implementación del filtro de mediana. Este proceso es aplicado a cada uno de los

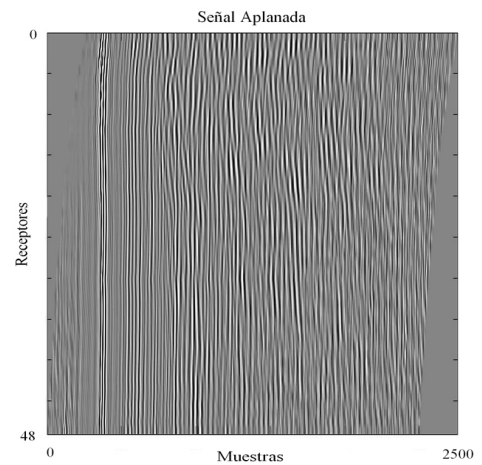
campos de onda separados, permitiendo obtener las ondas P y S que se propagan en cada una de las componentes (Figura 7.4 c y d respectivamente). Como resultado de la separación se evidencia la atenuación de las ondas P dentro de los S (residuales), sin embargo, debido a que los datos no cuentan con la rotación horizontal no se aprecia de forma clara la separación. Como es de esperarse, en la componente residual quedan pocos eventos con una tendencia marcada lo cual va acorde con la teoría, al ser las ondas S más tenues en la componente vertical.

Figura 7.4: Proceso de alineado, aplanado y filtrado de las señales reales. Fuente [autor].

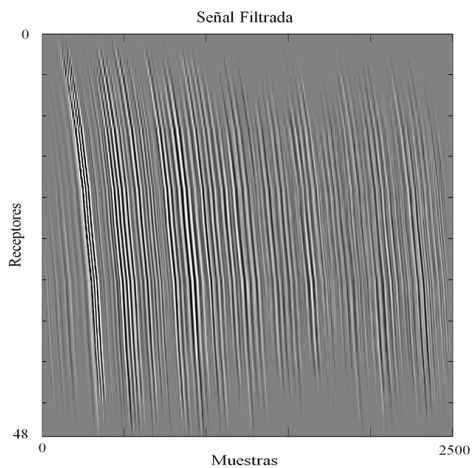
(a) Componente Z descendente original



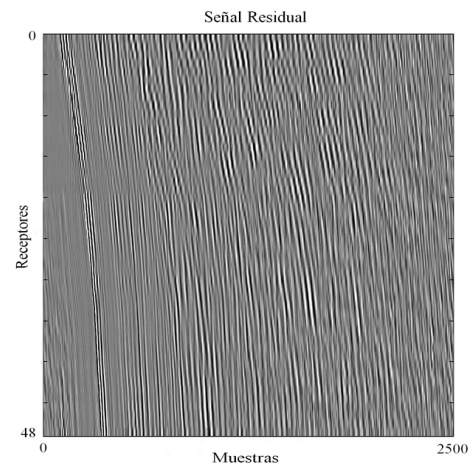
(b) Componente Z descendente aplanada



(c) Componente Z descendente filtrada

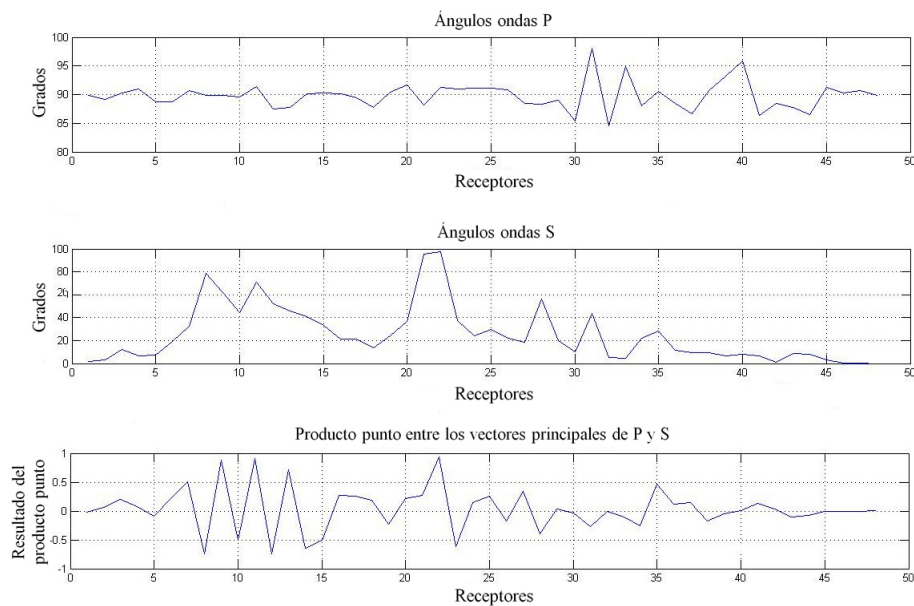


(d) Componente Z descendente residual



Finalmente, en la Figura 7.5 se ve el comportamiento de los ángulos de incidencia de las ondas P y S, en donde se observa la tendencia de la onda P hacia 90° , comportamiento esperado y coherente respecto al que teóricamente se espera debe mostrar esta onda (teóricamente es 90°). De la misma manera, el comportamiento del ángulo de las ondas S presenta algunas variaciones en su valor debido a ondas P residuales, sin embargo su tendencia está en ángulos menores a 30° , siendo un resultado bueno acorde con lo que es de esperarse (teóricamente es 0°). La ortogonalidad es ratificada al observar el producto punto en el que se observan algunas oscilaciones debida a los cambios en el ángulo de S pero con su tendencia a 0.

Figura 7.5: Ángulos de incidencia de los primeros arribos descendentes de las ondas P y S. Fuente [autor].



8. Conclusiones

A continuación se presentan las observaciones y conclusiones más relevantes del trabajo:

- El estudio realizado de los métodos sísmicos junto con las características de cada una de las ondas presentes en la exploración del subsuelo, permite evidenciar que la sísmica multicomponente a diferencia de la convencional, hace posible obtener imágenes más claras de los yacimientos y tener más control de los pozos por medio de monitoreo, al tener en cuenta la información aportada por las ondas S.
- La metodología seleccionada para la implementación de la herramienta *software* satisface los requerimientos de polarización característicos de las ondas P y S, aprovechando las ventajas de cada técnica, reduciendo las limitaciones de la herramienta. De esta manera, el filtro F-K es utilizado para la separación de los campos de onda, siendo complementado por el filtro de mediana con el fin evitar la suposición o aproximación de las velocidades de las ondas. Igualmente, se realiza la selección de los primeros arribos buscando los puntos de mayor energía, evitando la redundancia de información al momento de utilizar el análisis de componentes principales para la determinación del ángulo de incidencia de los primeros arribos evidenciado en los hodogramas de cada receptor.
- La herramienta *software* diseñada logra la separación de las ondas P y S, arrojando resultados válidos al ser comparados con un programa especializado para el procesamiento de datos sísmicos como lo es el caso de *Seismic Unix*, ratificando que la metodología implementada es apropiada para este tipo de aplicaciones. Igualmente, con la separación se evidencia que las componentes ascendentes no arrojan los mejores resultados debido a que tienen menor energía que las descendentes, corroborando que para perfiles sísmicos verticales son de mayor importancia las componentes descendentes, al aportar más información.

- El ángulo de incidencia de los primeros arribos descendentes de las ondas P y S fue determinado correctamente al observar la tendencia que estos presentan hacia 90° en el caso de las ondas P y hacia 0° para las ondas S, ratificando la ortogonalidad estudiada de forma teórica. El conocimiento de la inclinación de llegada de las ondas a los receptores permite identificar si la adquisición de los datos fue llevada a cabo correctamente y abre la posibilidad de incluir un re-direccionamiento en los geófonos por medio de herramientas computacionales, con el fin de aprovechar mejor la energía de las ondas y captar la mayor cantidad de información posible, obteniendo registros más detallados de las capas que conforman el subsuelo o aplicado al monitoreo de pozos.
- La correlación realizada entre los resultados de la herramienta desarrolla y los de *Seismic Unix* en la mayoría de sus componentes es cercana a 1, validando los procesos realizados y mostrando la importancia del manejo de SU para la generación de los datos sintéticos y verificación de los conceptos teóricos estudiados.
- Como aporte a la industria de los hidrocarburos y exploración sísmica se observa que el análisis de componentes principales hace posible determinar el ángulo de incidencia de los primeros arribos descendentes de onda P y S de forma apropiada, obteniéndose resultados acordes con la teoría. Por otra parte, se deja abierta la opción de llevar a cabo este mismo estudio con datos de superficie, además de la posibilidad de implementar el análisis de componentes principales como una técnica para la separación de las ondas compresionales y de corte debido a las características de ortogonalidad que presentan ACP y las ondas internas.
- Como recomendación para trabajos futuros, se hace énfasis en mejorar el pre-procesamiento de los datos reales, de tal manera que al ser utilizada la herramienta estos estén debidamente editados, sumados y rotados favoreciendo en el picado y la interpretación de los sismogramas.

Bibliografía

- [1] *Oildfield review*, Otoño de 2004, Schlumberger
- [2] Gayá. María, "*Procesado de Sísmica de Reflexión Superficial en el Complejo Turbidítico de Ainsa (Huesca)*", Universidad Simón Bolívar, 2005.
- [3] C. Pérez, "*Identificación de reflectores en imágenes de sección sísmica aplicando métodos estadísticos y métodos sintácticos*", Trabajo de grado para ingeniería, Universidad Industrial de Santander- Colombia, 2008.
- [4] E.J.W. Jones, "*Marine geophysics*", Wilwy, 1999.
- [5] R. Vera, "*Diseño e implementación de una herramienta software que atenúe el ruido coherente Ground Roll presente en datos sísmicos multicomponente*", Trabajo de grado para ingeniería, Universidad Industrial de Santander - Colombia, 2011.
- [6] F.Gómez, I.D. Olaya, C. Piedrahita, J.C Ramón, "*El método sísmico en la exploración de recursos minerales e hidrocarburos*", Facultad de Ciencias Universidad Nacional, Medellín, 1990. ECOPETROL Instituto Colombiano del Petróleo ICP. 190 Págs
- [7] "*Exploración de hidrocarburos*", <http://www.alipso.com/monografias4/informe-exploracion/>, (Agosto 9 de 2012).
- [8] "*La Investigación Sismológica en Venezuela*", Edición de la Fundación Venezolana de Investigaciones Sismológicas, Funvisis, pp. 1-18, 2002.
- [9] G. Bello, "*Exploración sismológica por el método de refracción*", Boletín S-210 Electro-Technical Labs, pp. 43-57.
- [10] Dr. J.R. Martínez, "*Estructura y composición del interior de la Tierra*", Tema 7, Universidad de Salamanca, 2003.

- [11] Nava, A. (1998), "*Terremotos*", http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/34/html/sec_8.html, (Agosto 16 de 2012).
- [12] E. Lorca, M. Recabarren, "*Terremotos y tsunamis o maremotos*", Texto de enseñanza, Chile, 1994.
- [13] B. Wilamowski, J. Irwin, "*The industrial electronics handbook: Intelligent systems*", Second edition. Volume 3. CRC Press, 2011.
- [14] Carlfred R. Bautista, "*Punto de conversión común para la obtención de imágenes sísmicas de ondas convertidas (PS) a partir de sísmica multicomponente*", Tesis de maestría en Ciencias Geofísica, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá D.C, 2011.
- [15] Y. Herrera, N. Cooper, "*Manual para la adquisición y procesamiento de sísmica terrestre y su aplicación en Colombia*", Universidad Nacional de Colombia, Bogotá D.C, 2010.
- [16] J. Salmon, "*Análisis de ondas S para detección de fallas utilizando sísmica VSP en sitio (Forsmark, Suecia)*", Trabajo de grado para ingeniería geofísica.
- [17] "*Perfil sísmico vertical*", http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/v/vertical_seismic_profile.aspx, (Septiembre 2 de 2012).
- [18] "*Multicomponent Seismic Overview & Applications*", <http://www.slb.com/services/westerngeco/services/marine/multicomponent.aspx>, (Agosto 13 de 2012).
- [19] J. Nuñez M, "*Estudio de nuevos algoritmos de descomposición lineal de observaciones en componentes*", Trabajo de grado para ingeniería, Universidad de Sevilla, septiembre, 2005.

- [20] K. Jovanovic, "*P and SV polarization filtering of a multicomponent vector VSP*", Tesis de maestria Ciencias. Universidad de Houston, diciembre, 2004.
- [21] Dr. Oldemar Rodríguez Rojas, "*Análisis de componentes principales*", Universidad de Costa Rica, mayo de 2009.
- [22] J. Villardón, "*Análisis de componentes principales*", Departamento de estadística, Universidad de Salamanca.
- [23] L. Smith, "*A tutorial on Principal Components Analysis*", University of Otago, New Zealand, february, 2002.
- [24] D. Peña, "*Análisis de datos multivariantes*", Primera Edición, McGraw-Hill, octubre, 2002.
- [25] J. Marín, "*Análisis de componentes principales*", Tema 3, Universidad Carlos III de Madrid.
- [26] P Rodríguez, "*Integración de datos sísmicos, ptrofísicos y geológicos para delimitar el corrimiento de Anaco en profundidad*", campo Guarío, estado Anzoátegui, Trabajo de grado para ingeniería, Universidad Simón Bolívar, noviembre, 2006.
- [27] J. Martínez, O. Almanza, L. Montes, "*Perfil sísmico vertical en un pozo desviado para iluminar un reservorio con estructuras de bajo buzamiento usando ondas convertidas*", Departamento de Física, Universidad Nacional de Colombia.
- [28] R. Medina, J. Bellera, "*Bases del procesamiento de imágenes médicas*", Grupo de ingeniería biomédica, Universidad de los Andes.
- [29] P. Jiménez, "*Optimización en la secuencia de procesamiento de datos sísmicos marinos*", Optimización en la secuencia de procesamiento de datos sísmicos marinos.
- [30] S. Labonte, "*Modal separation, mapping and inverting three - component VSP data*", Department of Geology and Geophysics, The University of Calgary, february, 1990.

- [31] H. D. Jose Arroyo, Pascal Breton, "*Excelentes datos sísmicos de pozos*", Oilfield Review, vol. 15, junio, 2003.
- [32] Secretaria de energía (argentina), "*Relación sísmica. reflexión primaria – profundidad*, <http://www.energia.gov.ar/contenidos>" (Septiembre 5 de 2012).
- [33] C. E. Pascal Breton, Stephan Ceprin, "*Mediciones sísmicas bien posicionadas*" Oilfield Review 14, no. 1, 2002.
- [34] J. Blackburn, J Daniels S Dingwall, "*Levantamientos de sísmica de pozos: Más allá del perfil vertical*", Oilfield Review, vol. 19, Verano de 2007.
- [35] E. E. Hernández, "*Implementación y evaluación de técnicas de tratamiento de señales en el modelamiento y cálculo de atenuación en la propagación de ondas sísmicas*", Universidad Industrial De Santander, Facultad De Ingenierías Fisico-Mecanicas, Trabajo de Grado en Ingeniería Electrónica, 2009.
- [36] J. Marín, "*Estadística Descriptiva Multivariante*", Tema 2, Universidad Carlos III de Madrid.
- [37] Reguerio J, "*Sísmica para ingenieros y geólogos de yacimientos.*", Sociedad Venezolana de Ingenieros Geofisicos. Caracas. 2001.
- [38] Jorge E. Bravo, "*Diseño de un programa para la detección de primeras llegadas en trazas sísmicas y datos VSP utilizando redes neuronales.*", Universidad Simón Bolívar, Trabajo de Grado en Ingeniería Geofísica, Sartenejas, marzo de 2005 .
- [39] Hardage B. A., "*Vertical Seismic Profiling Principles.*", Third Update and Revised Edition. Pergamon Elsevier Science, Austin, Texas, U.S.A , 2000.
- [40] Ana V. Somoza, "*Efecto de los parámetros de anisotropía en la generación de imágenes a partir de datos Offset VSP y Walkaway VSP.*", Universidad Simón Bolívar, Trabajo de Grado en Ingeniería Geofísica, Sartenejas, abril de 2008.

- [41] Stanley I. Grossman, "*Álgebra Lineal*", Ed. McGraw–Hill, Quinta edición. México, julio de 2007.
- [42] R. Garotta, "*Shear Waves form Acquisition to Interpretation*", Society of Exploration Geophysicists (SEG).
- [43] SEG Field Tape Standards, "*SEG-D, Rev 3.0*", Society of Exploration Geophysicists (SEG), june, 2012.
- [44] Harwijanto J. A., "*VSP migration by single shot record inversion.*", First break VOL 5. No 7. July 1987.
- [45] Herrera, M., "*Análisis de los Métodos de Separación de Campos de Ondas en la Sísmica VSP: Rotación Vertical y Descomposición Paramétrica.*", Universidad Simón Bolívar, Informe de Pasantía Larga, 1999.
- [46] Yilmaz, Öz. , "*SEISMIC DATA ANALYSIS: Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data*", Tulsa(USA),2001
- [47] Woods, John W. , "*Multidimensional signal, image, and video processing and coding*", Second Edition. New York 2012.
- [48] , "*Latihan VSP su*", Febrero 2012.