

IMPLEMENTACIÓN DE UN ALGORITMO CON LA
TÉCNICA DE FILTRADO INVERSO Q EN UN
CONJUNTO DE DATOS SÍSMICOS DE UN POZO
UPHOLE.



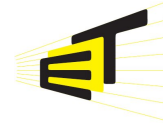
CARLOS ALBERTO SANABRIA DÍAZ

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

2011



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones
Perfecta combinación entre Energía e Intelecto



**IMPLEMENTACIÓN DE UN ALGORITMO CON LA
TÉCNICA DE FILTRADO INVERSO Q EN UN
CONJUNTO DE DATOS SÍSMICOS DE UN POZO
UPHOLE.**

Carlos Alberto Sanabria Díaz

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero Electrónico

Director

PhD Daniel A. Sierra

Codirectores

Msc Yaqueline Figueredo

PhD William Agudelo

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

2011

*“A Dios,
A mi familia,
A mis amigos, compañeros y mi novia
Gracias por acompañarme en esta travesía tan larga”*

Agradecimientos

A la Universidad Industrial de Santander y el Instituto Colombiano del Petróleo, por la creación del convenio ICP-UIS de donde se ha dado origen a varios grupos de investigación enfocados a la creación de aportes a la industria petrolera. A los directores del proyecto por su ayuda incondicional y también al ingeniero Elkyn Hernández y a Sergio Vásquez por su valiosa colaboración en este proyecto y las asesorías dadas en el estudio de la atenuación de onda sísmica. A todos los que de una u otra forma estuvieron presentes en la culminación de esta etapa.

Contenido

1. Introducción	13
2. Marco Teórico	15
2.1. El Método Sísmico	15
2.2. Sísmica <i>Borehole</i>	15
2.3. Absorción y Dispersión	16
2.4. Efecto Q de la Tierra y modelo Q de Kjartansson	17
2.5. Filtrado Inverso Q	18
2.6. Inestabilidad del Filtrado Inverso Q	19
3. Metodología	21
4. Resultados	25
4.1. Corrector de fase.	25
4.2. Compensador de amplitud	30
4.3. Aplicación Completa del filtro inverso Q	32
4.4. Conclusiones	38
Bibliografía	41

Lista de Figuras

2.1. Esquema de un estudio Uphole. <i>Fuente: COX, M. [1].</i>	16
2.2. El efecto Q de la tierra y el efecto del filtrado inverso Q. (a) Trazas sintéticas que muestran el efecto de la tierra con $Q=400, 200, 100, 50$ y 25 . (b) El filtrado inverso Q (compensando amplitud y fase) que muestra la inestabilidad del filtro. (c) El filtro inverso Q para solo compensación de fase. <i>Fuente: WANG, Y. [2]</i>	19
3.1. Datos sintéticos sin atenuación.	22
3.2. Datos sintéticos con atenuación.	22
4.1. Espectro de amplitudes del sismograma modelado.	26
4.2. Espectro de amplitudes del sismograma modelado despues de la corrección de fase.	26
4.3. Trazas sintéticas de los modelos sin atenuación (Azul), con atenuación (rojo) y con corrección de fase (negro) en el canal 1.	27
4.4. Trazas sintéticas de los modelos sin atenuación (Azul), con atenuación (rojo) y con corrección de fase (negro) en el canal 21.	28
4.5. Trazas sintéticas de los modelos sin atenuación (Azul), con atenuación (rojo) y con corrección de fase (negro) en el canal 1.	29
4.6. Trazas sintéticas de los modelos sin atenuación (Azul), con atenuación (rojo) y con corrección de fase (negro) en el canal 21.	29
4.7. Espectro de amplitudes del sismograma modelado y compensado en amplitud.	30
4.8. Espectro de amplitudes promedios.	31
4.9. Trazas 1 (Azul), 5 (Rojo), 10 (Verde), 15 (Cyan) y 21 (Negro) compensadas en amplitud.	32
4.10. Sismograma con el filtro inverso Q.	33
4.11. Sismograma con el filtro inverso Q.	34
4.12. Trazas 1 , 5 , 10 , 15 y 21 sin atenuación (Azul), con Atenuación (Rojo) y filtrada (Negro).	35

4.13. Amplitud del maximo de la ondícula sin atenuación, con atenuación y con el filtro inverso Q.	36
4.14. Espectro de amplitud promedio del sismograma con el filtrado inverso Q (Rojo), sin atenuación (Azul) y con atenuación(Verde).	37
4.15. Comparación entre el sismograma sin atenuación y el sismograma filtrado. . . .	38

Lista de Tablas

4.1. Ancho de banda de la señal sin corrección de fase y con corrección de fase	30
4.2. Ancho de banda de la señal sin atenuación, con atenuación y con el filtro inverso Q	33
4.3. Frecuencia del centroide, amplitud del centroide y ancho de banda de la ondícula sin atenuación , con atenuación y con el filtro inverso Q	36

RESUMEN

TÍTULO:

IMPLEMENTACIÓN DE UN ALGORITMO CON LA TÉCNICA DE FILTRADO INVERSO Q EN UN CONJUNTO DE DATOS SÍSMICOS DE UN POZO *UPHOLE**

AUTOR: CARLOS ALBERTO SANABIRA DÍAZ**

PALABRAS CLAVE: atenuación, dispersión, filtrado inverso Q, modelo Q de *Kjartansson*.

DESCRIPCIÓN:

El subsuelo terrestre tiene dos efectos en la onda sísmica por sus propiedades inelásticas y heterogeneas. Un efecto disipativo el cual consiste en absorción de energía de la onda sísmica por parte del medio. El otro efecto es dispersivo, en donde las componentes frecuenciales de la onda sísmica viaja a diferentes velocidades. En consecuencia, se puede ver en el sismograma como la amplitud de la ondícula decrece con la profundidad y la forma de la ondícula se ensancha a medida que el tiempo de viaje aumenta. Como resultado perderemos resolución en las imágenes sísmicas, causando que algunos eventos sean ignorados o confundidos. El filtrado inverso de Q es una técnica de procesamiento que intenta remover los efectos del subsuelo terrestre del conjunto de datos sísmicos mejorando la resolución sísmica. En este proyecto de investigación, se modeló un medio sintético correspondiente a una adquisición Uphole de una capa para realizar pruebas del filtro inverso diseñado. El modelo de atenuación usado para el diseño del filtro inverso es el propuesto por Kjartansson, el cual se caracteriza por la utilización de un factor de calidad Q constante. El filtro inverso y los datos sintéticos se implementaron a través de un algoritmo utilizando la herramienta MATLAB. Se realizó un análisis frecuencial con el fin de determinar la compensación de los efectos atenuantes del medio modelado y la eficiencia del filtro inverso diseñado, a su vez se procedió a utilizar el algoritmo en un conjunto de datos reales y se realizó un análisis frecuencial con el fin de medir la compensación de la atenuación en estos mismos.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones.
Director Ph.D. Daniel Sierra. Codirectores Ph.D. William Agudelo, MSc. Yaqueline Figeredo.

ABSTRACT

TITLE:

IMPLEMENTATION OF AN ALGORITHM WITH INVERSE Q FILTERING TECHNIQUE IN SEISMIC DATASET FROM UPHOLE WELL *

AUTHOR: CARLOS ALBERTO SANABIRA DÍAZ**

KEYWORDS: attenuation, dispersión, inverse filtering, Kjartansson Q model.

DESCRIPTION:

The earth subsurface has two effects on seismic wave by their inelastic and heterogeneity properties. One is a dissipative effect which consists of energy absorption of the seismic wave by the medium. The other effect is dispersive where the frequency components of the seismic wave travels at different speeds. Consequently, it can be seen in the seismogram as the amplitude of the wavelet decreases with depth and shape of the wavelet widens as time travel increases. As a result we lose resolution images seismic causing some events are ignored or confused. The inverse Q filtering is a data-processing technique that tries to remove the effects of earth subsurface seismic dataset improving seismic resolution. In this research project a synthetic medium was modeled for one layer uphole acquisition for testing the inverse filter designed. The attenuation model used to design the inverse filter is proposed by Kjartansson which is characterized by the use of a constant Q quality factor. The inverse filter and synthetic data were implemented through an algorithm using the software MATLAB. Frequency analysis was performed to determine the compensation of attenuated effects modeling and the efficiency of the inverse filter designed. We proceeded to use the algorithm on a real dataset and frequency analysis was performed to measure the compensation of the attenuation in the real dataset.

* Degree project

** Physical-Mechanical Engineering Faculty. Electrical, Electronics and Telecommunications School. Advisor Ph.D Daniel Sierra. Co-advisor Ph.D. William Agudelo, MSc. Yaqueline Figaredo.

Capítulo 1

Introducción

A medida que la onda sísmica viaja a través del subsuelo terrestre es afectada por propiedades viscoelásticas del medio generando los efectos de absorción y de dispersión en la energía de esta. En consecuencia, se puede ver en el sismograma cómo la amplitud de la ondícula decrece con la profundidad y la forma de la ondícula se ensancha a medida que el tiempo de viaje aumenta [2]. Como resultado se observa una pérdida de resolución cuando se realiza el procesamiento sísmico, causando que en la imagen sísmica algunos eventos sean ignorados o confundidos. La energía de alta frecuencia de la onda sísmica está asociada con la información de los eventos más delgados o de mayor profundidad. Los efectos de absorción y dispersión son pequeños en las bajas frecuencias de la onda sísmica dado que las longitudes de onda que se presentan son altas. Al intentar reducir el intervalo de tiempo para analizar la onda sísmica con más detalle, encontramos que la falta de resolución en la imagen sísmica disminuye la relación señal-ruido, lo cual reduce la fiabilidad de la información extraída de estos análisis.

La capa superficial del subsuelo terrestre es la que más afecta a la onda sísmica con los efectos descritos anteriormente, por esto es necesario caracterizar el comportamiento de la atenuación en este estrato [2]. La cuantificación de estos efectos se realiza a través del factor de calidad Q . En las adquisiciones sísmicas de superficie es muy difícil cuantificar el valor de Q con un adecuado nivel de certidumbre, por lo cual se realizan estudios sísmicos *uphole* que facilitan el caracterización de la atenuación en la capa superficial del subsuelo terrestre.

Debido a la atenuación en algunos casos es poca la información que se puede extraer del subsuelo. La utilización de la técnica de filtrado inverso Q recupera parte de la información perdida. Esta técnica se basa en la corrección de fases y compensación de amplitudes con el fin de recuperar parte de la energía de alta frecuencia de la onda sísmica. Con esto se obtiene parte de la información perdida. El resultado de la recuperación de parte de la energía de

altas frecuencias de la onda sísmica es un aumento de la resolución de la imagen sísmica o del ancho de banda de frecuencias de donde se puede extraer información.

Con este trabajo se pretende mejorar la resolución de un conjunto de datos sísmicos *up-hole*, lo cual se entiende como la recuperación de las altas frecuencias de la onda sísmica. Se busca mejorar la resolución del conjunto de datos a través de la técnica de procesamiento filtrado inverso Q. Esta se basa en la corrección de fases y de amplitudes, compensando los efectos inelásticos del subsuelo terrestre y obteniendo como resultado la recuperación de parte de la energía de alta frecuencia de la onda sísmica que se pierde en su propagación a través del subsuelo terrestre.

Capítulo 2

Marco Teórico

2.1. El Método Sísmico

El método sísmico se basa en la utilización de ondas mecánicas y propiedades como la reflexión y la refracción para generar una representación fiable del subsuelo terrestre. El experimento sísmico consiste en medir la respuesta del subsuelo ante la presencia de una onda mecánica, la cual puede ser generada por el golpe de un martillo o la utilización de explosivos. Las mediciones de la respuesta del subsuelo terrestre se pueden hacer colocando sensores en superficie o enterrados varios metros en el subsuelo. De la misma manera, la ubicación de la fuente de la onda mecánica puede ser en superficie o en dentro del subsuelo. El tipo de experimento o sísmica define la ubicación tanto de los sensores como de la fuente [3].

El resultado del método sísmico es una imagen sísmica, siendo esta un conjunto de señales que representan las características del subsuelo terrestre a través de un campo elástico de reflectividades o a través de las interfaces reflejadas en la onda sísmica sensada. Este conjunto de interfaces se conoce como horizonte sísmico, el cual brinda información estructural y geométrica con el análisis de amplitudes. El éxito del experimento depende de la forma en que se adquirieron los datos, del procesamiento y la interpretación de los mismos [3].

2.2. Sísmica *Borehole*

La falta de consolidación de la roca cerca de la superficie causa que los datos usados convencionalmente para la interpretación sísmica pierdan resolución debido a la presencia de una mayor atenuación. La principal característica del estudio *borehole* es la caracterización de capa cerca a la superficie de la tierra. Dentro de los estudio *borehole* se encuentran los *VSP*

(*Vertical Seismic Profile*), *downhole*, *uphole* y *crosshole*. Se caracterizan por la ubicación de la fuente y sensores, la cual puede ser superficial o no [3] [1].

En esta investigación se centró en el análisis de un pozo *uphole*, cuya importancia radica en que la información obtenida sirve como punto de control para la sísmica de reflexión. Definido como el estudio realizado a un pozo con una sucesión de fuentes (cargas explosivas) a diferentes profundidades y receptores en la superficie, con el fin de determinar características como la velocidad, el espesor y la atenuación de la capa somera. Un ejemplo del esquema de un estudio *Uphole* se puede ver en la Figura 2.1. [1]

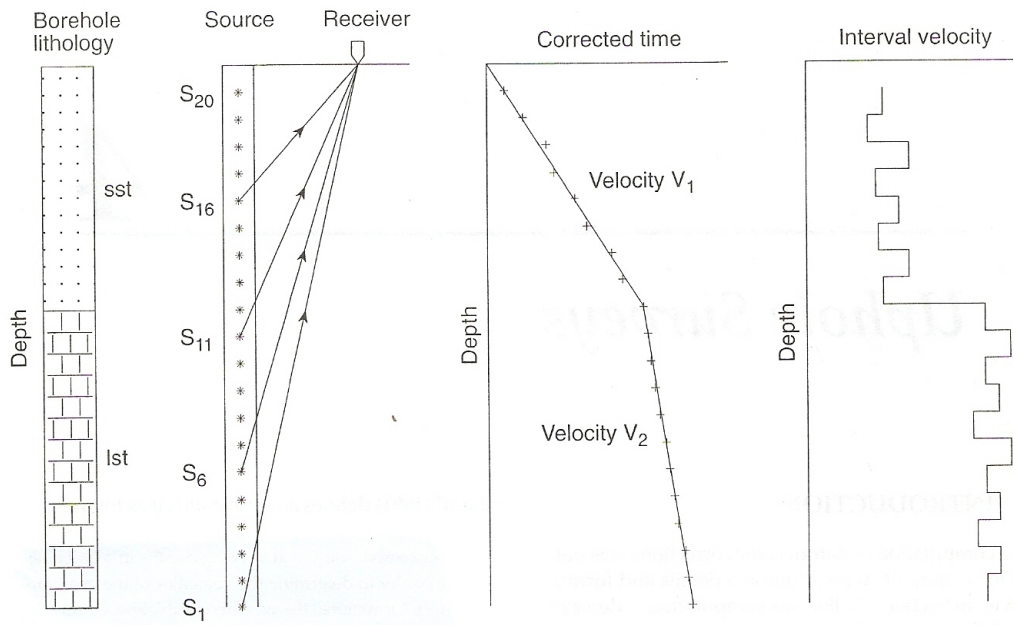


Figura 2.1: Esquema de un estudio Uphole. Fuente: COX, M. [1].

2.3. Absorción y Dispersión

Según el principio de causalidad, la presencia de absorción es condición suficiente para la presencia de dispersión [4]. Así lo demostraron Lomnitz y Futterman, quienes mostraron que para un sistema lineal, la dispersión siempre está acompañada por la absorción y que está relacionada explícitamente con la dispersión [5] [6]. Esta relación se puede ver en la solución de una ecuación de onda plana [2].

Si se considera una onda plana que viaja una distancia x en un tiempo t tal como se muestra en (2.1)

$$U(x, t) = U_0 \exp[i * (\omega t - kx)] \quad (2.1)$$

Donde k es el número de onda. El número de onda al propagarse por un medio inelástico y heterogéneo se convierte en una constante compleja. La parte imaginaria del número de onda complejo está relacionada con el coeficiente de atenuación y su parte real será un número de onda dispersivo. El coeficiente α es tomado como positivo para asegurar que la energía de la onda es absorbida por el medio. [6]

$$k = \kappa + i\alpha \quad (2.2)$$

Remplazando (2.2) en (2.1) obtenemos que la forma de la onda está dada por (2.3)

$$U(x, t) = U_0 \exp[-\alpha x] \exp[i * (\omega t - \kappa x)] \quad (2.3)$$

Claramente se puede ver que α es el coeficiente de atenuación y que κ está relacionado con la fase de la onda. Siendo estacionaria la fase de la onda, se encuentra que la velocidad de fase dispersiva está dada por (2.4)

$$v(\omega) = \frac{\omega}{\kappa} \quad (2.4)$$

Futterman sugirió que el tipo de relación entre la atenuación y la dispersión puede ser de la forma Kramers-Krönig (K-K). Usando la relación de dispersión K-K se puede determinar la parte real del número de onda complejo a partir de los valores imaginarios dentro de un rango de frecuencias, donde el movimiento de la onda sea lineal.

2.4. Efecto Q de la Tierra y modelo Q de Kjartansson

La inelasticidad y heterogeneidad en el subsuelo disipan la energía sísmica de alta frecuencia, lo cual se puede ver reflejado en un decrecimiento de las amplitudes sísmicas. También causa dispersión, la cual modifica, retrasa y ensancha las ondículas sísmicas. Debido a que estos dos efectos están relacionados, nos referimos a ellos simplemente como el efecto de atenuación y este efecto es inversamente proporcional al factor de calidad de la tierra Q . [2]

Varias funciones cumplen con las condiciones establecidas por Futterman para el modelado de la atenuación [6]. La suma del modelo de la absorción y de la dispersión se conoce como el modelo Q de la tierra, el cual es utilizado para el diseño del filtro inverso Q. La aplicabilidad del modelo por lo general depende de su sencillez y los datos requeridos por el mismo. El modelo expuesto por Futterman tiende a ser un modelo muy teórico, dificultando el procesamiento del conjunto de datos sísmicos.

Un modelo de absorción y dispersión usado ampliamente en la industria es el modelo de Kjartansson [7]. Este modelo propone la utilización de un factor de calidad constante, es decir independiente de la frecuencia. El modelo para la absorción y dispersión es el mostrado a continuación.

$$\alpha(\omega) = \alpha_1 |\omega|^{1-\gamma}$$

$$\frac{1}{v(\omega)} = \alpha_1 |\omega|^{-\gamma} \cot\left(\frac{\pi}{2}\gamma\right) \quad (2.5)$$

$$\gamma = \frac{1}{\pi Q_r} \quad \alpha_1 = \frac{|\omega_h|^\gamma}{2v_r Q_r}$$

Donde Q_r y v_r son el factor de calidad y la velocidad de fase a una frecuencia de referencia ω_r . El valor de referencia ω_h corresponde al frecuencia más alta dentro de la banda sísmica utilizada.

2.5. Filtrado Inverso Q

El filtrado inverso de Q es un procedimiento de propagación de onda que remueve los efectos de absorción y dispersión de los archivos de datos sísmicos. El filtro inverso Q se diseña utilizando los modelos inversos de estos efectos. De esta forma, el filtro mejora la calidad con la corrección de amplitudes y fases obteniendo una mejor correspondencia con la información de los registros de pozo, resoluciones altas y una inversión sísmica fiable para la caracterización de los reservorios [2].

El filtro inverso consta de dos partes, un operador para la corrección de fase que es incondicionalmente estable y un operador para la compensación de amplitud que consiste en una función exponencial dependiente de la frecuencia y la distancia. Incluir la compensación de amplitud en el filtro inverso la puede hacer inestable y generar artefactos¹ indeseados en el conjunto de datos sísmicos.

Un filtro inverso Q intenta compensar la energía perdida en el viaje de la ondícula corrigiendo la distorsión de la ondícula en términos de la forma y el tiempo, con lo que se produce una imagen sísmica de alta resolución.

En (2.6) se representa un filtro inverso Q básico, donde claramente se pueden ver los

¹Aparición de eventos falsos en las imágenes sísmicas, el uso de esta palabra con la explicación dada es propio de la jerga utilizada en la geofísica.

operadores exponenciales para la corrección de fase y la compensación de amplitudes. Igualmente, α y κ son el coeficiente de atenuación y el número de onda dispersivo que dependen del modelo de Q utilizado. La suma de estas ondas planas da como resultado la señal sísmica en el dominio del tiempo [2].

$$U(\tau + \Delta\tau, \omega) = U(\tau, \omega) \exp[i\kappa(\omega)\Delta\tau v_r] \exp[\alpha(\omega)\Delta\tau v_r] \quad (2.6)$$

2.6. Inestabilidad del Filtrado Inverso Q

Como se muestra en (2.6), el operador exponencial para la compensación de amplitud causa inestabilidad en el filtro inverso Q (Figura 2.2). Una de las formas de remover la inestabilidad del filtro es igualando el operador de amplitud a 1. Otra es la utilización de un filtro pasabaja.

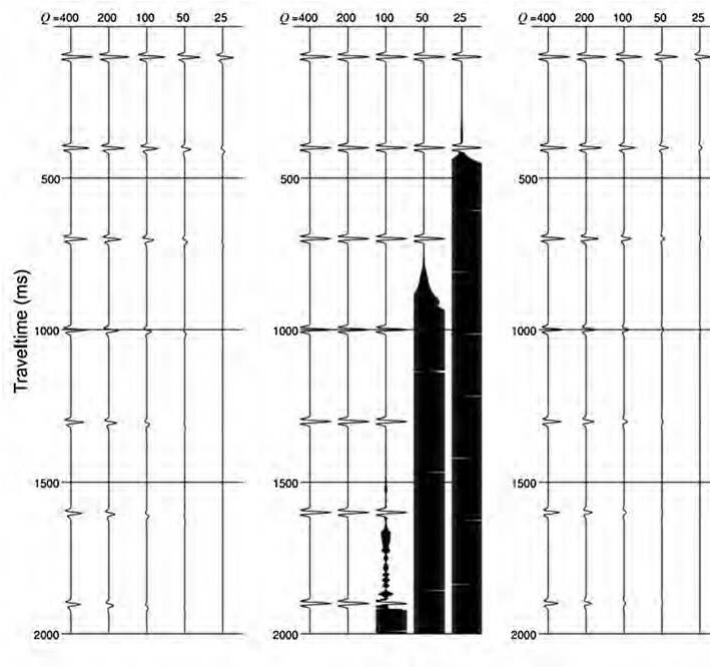


Figura 2.2: El efecto Q de la tierra y el efecto del filtrado inverso Q . (a) Trazas sintéticas que muestran el efecto de la tierra con $Q=400, 200, 100, 50$ y 25 . (b) El filtrado inverso Q (compensando amplitud y fase) que muestra la inestabilidad del filtro. (c) El filtro inverso Q para solo compensación de fase. *Fuente: WANG, Y. [2]*

Una de las formas de mitigar la inestabilidad del compensador en amplitud es reemplazar-

lo por

$$\begin{aligned} A(\omega) &= \exp\left[\frac{\omega\Delta\tau}{2Q}\right] \quad \text{para } \omega \leq \omega_q \\ &A(\omega_q) \quad \text{para } \omega > \omega_q \end{aligned} \tag{2.7}$$

Donde ω_q es un frecuencia de corte y τ es el tiempo de viaje de la onda. Hay que tener en cuenta que sigue existiendo ruido aleatorio en baja frecuencia, sin embargo existen avanzadas técnicas para la atenuación de ruido aleatorio como por ejemplo el método lineal de predicción *forward-backward*. La aplicación de un filtro pasabaja sirve como control para suprimir el ruido causado por el proceso de filtrado inverso Q y como intento para encontrar un operador estable para el filtro inverso [2].

Capítulo 3

Metodología

Una vez hecha una revisión bibliográfica, se procedió a realizar un modelado de datos extraídos de un pozo *uphole* con el fin de contar con sismogramas sintéticos para realizar pruebas del método y los algoritmos.

El medio modelado se caracteriza por ser una capa con una velocidad de propagación igual a 1500 m/s. El valor del factor de calidad Q modelaron es de 40 y el modelo Q escogido es el propuesto por Kjartansson. El arreglo de fuente y receptores utilizado es el siguiente: Una fuente de ubicada a 60 m de profundidad, se modelo 21 receptores colocados en la superficie desde 0 m de la boca del pozo hasta 400 m de la boca del pozo, con un espaciamiento entre ellos de 20 m. Se agregó ruido blanco gaussiano con una relación señal/ruido de 60 dB con el fin de simular las condiciones de ruido que presentan los datos en su adquisición. La ondícula fuente utilizada es la wavelet Ricker, la ecuación de la ondícula utilizada se muestra en (3.1) y los frentes de onda se calcularon con (3.2).

$$s(t) = (1 - \frac{1}{2}\omega_0^2 t^2) \exp(-\frac{1}{4}\omega_0^2 t^2) \quad (3.1)$$

$$u(t) = \text{Re}(\frac{1}{\pi} \int_0^\infty S(\omega) \exp[i(\omega t - kr)] d\omega) \quad (3.2)$$

Se modelaron dos sismogramas. En la Figura 3.1 se muestra un sismograma en el que no se aplica el modelo Q, por lo cual no presenta atenuación y en la Figura 3.2 se muestra el sismograma con el modelo Q aplicado.

Teniendo los datos sintéticos se procedió a desarrollar una metodología que aplicara el filtro inverso Q en estos. Como primera medida se decidió diseñar un filtro pasabandas que

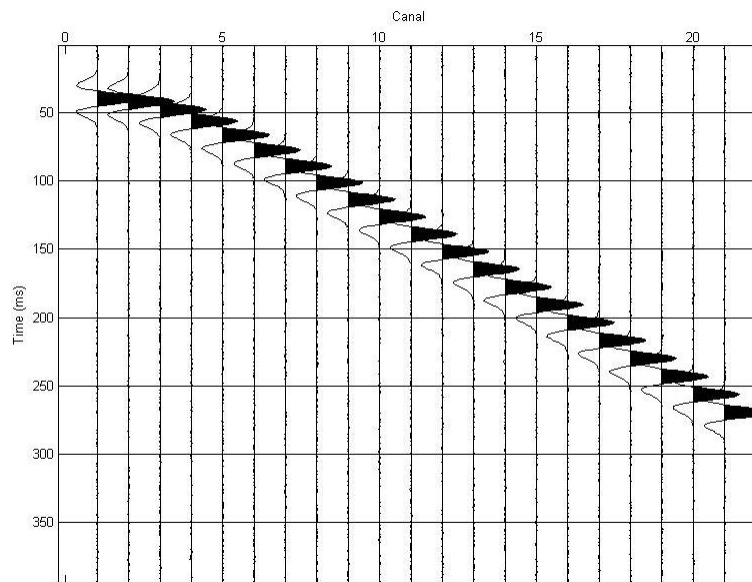


Figura 3.1: Datos sintéticos sin atenuación.

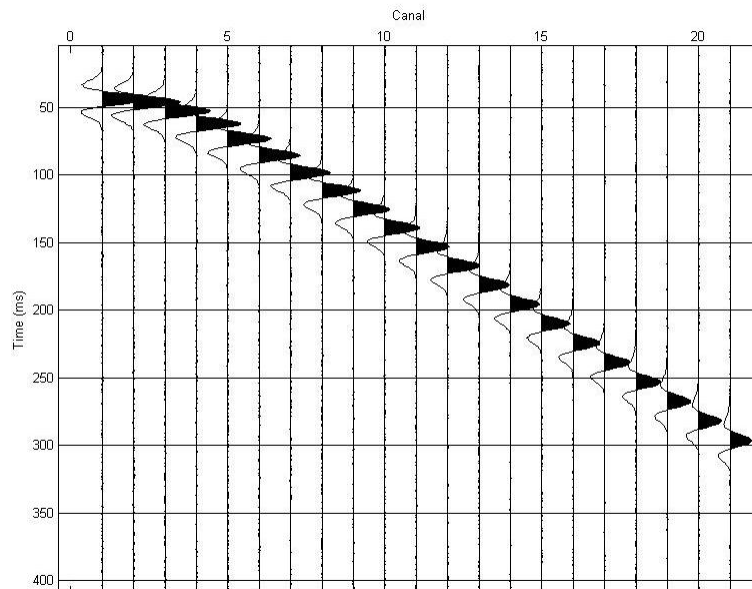


Figura 3.2: Datos sintéticos con atenuación.

delimitara el ancho de banda de la onda sísmica, con el fin de eliminar ruido en baja y alta frecuencia. En el caso de los datos sintéticos se utilizó el filtro pasabandas para eliminar el

ruido blanco gaussiano simulado. El ancho de banda sísmico comúnmente se toma entre los 10 Hz y los 90 Hz aproximadamente. El filtro pasabanda diseñado consiste en una ventana de Kaiser [8]. Las frecuencias de corte baja y alta son 15 Hz y 80 Hz respectivamente y las frecuencias de la banda de transición baja y alta son 5 Hz y 90 Hz.

La utilización del filtro Kaiser se debe a la propiedad que tiene los filtros FIR (*Finite Impulse Respond*) en cuanto a la distorsión generada en la señal filtrada. Dada la importancia de la fase en la implementación del filtro inverso Q, se optó por el uso de un filtro FIR debido a que pueden ser diseñados con una fase lineal y por ende el retardo de grupo tiene un valor constante. Este retardo puede ser fácilmente compensado por un corrimiento de muestras. También se contempló la utilización de un filtro IIR (*Infinite Impulse Respond*) teniendo en cuenta el costo computacional menor que presenta, pero al no tener una fase lineal se descartó debido a la dispersión que generaría en la señal filtrada [8].

Con los modelos sintéticos del medio y aplicado el filtro pasabanda se procedió a diseñar el filtro inverso Q basado en el modelo de Kjartansson. El filtro diseñado se dividió en los dos operadores principales que los componen y los cuales se pueden ver en (2.6): El operador para la corrección de la fase y el operador para la compensación de la amplitud. Esta división permite aplicar el filtro inverso por separado o solo aplicar uno de los compensadores del filtro inverso.

El operador de fase tiene como característica ser estable para todos los valores de frecuencia y se muestra en (3.3). Donde $\frac{1}{v(\omega)}$ es el modelo dispersivo de la velocidad definido en (2.5) y τ_1 y τ_2 son el tiempo en el que se dividen las capas del medio. En el caso de los modelos sintéticos al ser una capa no existe una división en los intervalos de tiempo.

$$\Phi(\omega) = \exp \left[i \int_{\tau_2}^{\tau_1} \frac{\omega}{v(\omega)} v_r dt \right] \quad (3.3)$$

El operador para la compensación de la amplitud por su característica exponencial puede ser inestable, por lo cual se decidió aplicar el operador limitándolo a una frecuencia de corte ω_q . Esta frecuencia de corte se calcula con (3.4), basada en la condición de estabilidad empírica encontrada por Wang [2]. La forma del compensador de amplitud se muestra en (3.5). Dado que el operador depende de la geometría del rayo o trayectoria de la onda, se decidió aproximar los medios multicapas a medios de una capa con los promedios de las velocidades de propagación y valores de Q. Este diseño se aplica debido a que el filtro inverso Q está ubicado en etapas tempranas del procesamiento sísmico, donde la información estructural del medio

y de la trayectoria de la onda es escasa.

$$\omega_q = \frac{2Q}{\tau} \quad (3.4)$$

$$A(\omega) = \exp[\alpha(\omega)r] \quad \text{para } \omega \leq \omega_q \quad (3.5)$$

$$A(\omega) = \exp[\alpha(\omega_q)r] \quad \text{para } \omega > \omega_q$$

Para la implementación computacional del filtro inverso Q se diseñó una interfaz gráfica en Matlab que permitiera una fácil utilización del algoritmo. La herramienta debe ser capaz de importar datos en el formato *SEG-Y* (.sgy) que es el formato estándar internacional dispuesto por la SEG (*Society of Exploration Geophysicists*), para la organización, presentación e intercambio de datos sísmicos. Para poder importar los datos en *MATLAB* se hace uso del toolbox *SEISLAB*, el cual 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. También se agregó una función de escalamiento de la amplitud de los datos mientras estos son visualizados. Este escalamiento permite al usuario realizar un análisis breve de amplitudes que le dará criterios para la utilización del filtro de ruido aleatorio y/o para la utilización del compensador de amplitud del filtro inverso Q.

Capítulo 4

Resultados

El filtro inverso Q diseñado se aplicó en los datos sintéticos por separado para probar cada uno de los compensadores de forma independiente. El primer compensador aplicado es el corrector de fase seguido por el compensador de amplitud, por último se aplica el filtro inverso Q en su totalidad.

4.1. Corrector de fase.

Una vez establecido el ancho de banda sísmico a través de la aplicación del filtro pasabandas Kaiser, se procedió a aplicar el corrector de fases diseñado. Como resultado más notable se muestra que al realizar un análisis espectral a todas las trazas que comprenden los datos sintéticos se obtiene un aumento en el ancho de banda a media que la distancia del receptor aumenta, realizando una recuperación de las frecuencias comprendidas en el ancho de banda designado. En la Figura 4.1 se muestra el espectro de las trazas 1, 5, 10, 15 y 21 del sismograma sintético modelado. Se puede observar como este pierde energía de alta frecuencia a medida que la distancia entre el receptor y la fuente aumenta, mostrando claramente los efectos de la atenuación en la onda sísmica. Este efecto se puede apreciar mucho mejor si tomamos en cuenta el desplazamiento del centroide a las frecuencias más bajas a medida que la onda se atenúa.

En la Figura 4.2 se muestra el espectro de amplitud de las trazas 1, 5, 10, 15 y 21 del mismo sismograma después de realizar la corrección de fase. Como resultado notable se observa que el ancho de banda de la señal sísmica aumenta para todas las trazas de forma constante. Esto demuestra que la energía de alta frecuencia de la onda ha sido recuperada en parte.

Realizado el análisis al espectro de amplitudes, se procede a realizar el análisis del espectro de fase de los canales 1 y 21, los cuales son los canales con menor y mayor atenuación respecti-

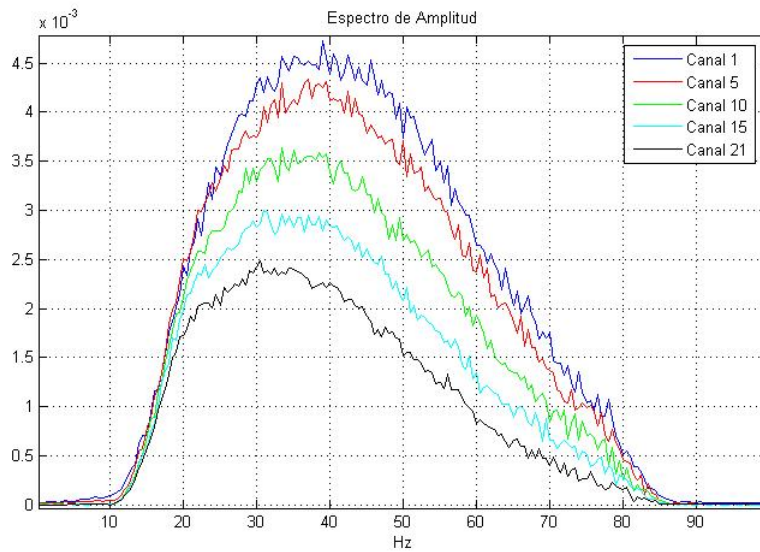


Figura 4.1: Espectro de amplitudes del sismograma modelado.

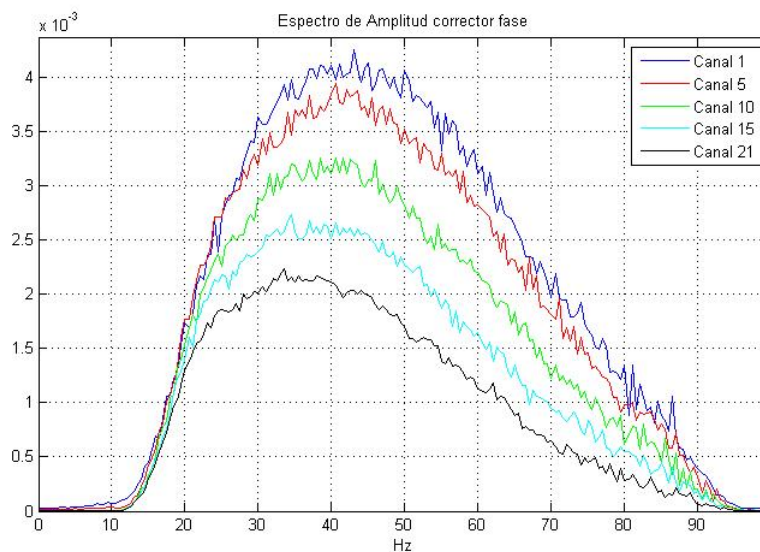


Figura 4.2: Espectro de amplitudes del sismograma modelado despues de la corrección de fase.

vamente. El espectro de fase del canal 1 se muestra en la Figura 4.3, donde se puede ver cómo la fase de la señal con atenuación se va desfasando con respecto a la señal sin atenuación, a medida que aumenta la frecuencia. Este desfase causa que el tiempo de llegada de la señal al receptor se retrase con respecto a la señal sin atenuación. La señal compensada muestra un desfase menor que la señal modelada con atenuación y esto se puede apreciar a medida que

aumenta la frecuencia. En la señal compensada este desfase no supera los 2 Hz con respecto a la señal sin atenuación, sin embargo el desfase en la señal con atenuación puede alcanzar hasta los 8.5 Hz en las frecuencias más altas del ancho de banda designado.

Repitiendo este análisis para el canal 21 se encuentra que la señal compensada está en fase con la señal modelada sin atenuación, dando mejores resultados que en el análisis anterior. Sin embargo, existen puntos donde esta correspondencia no se aparece. En la Figura 4.4 se muestra el espectro de fase de la señal del canal 21 en el rango entre 10 Hz y 40 Hz, se puede ver que existen puntos como por ejemplo los encontrados a los 27 Hz o a los 19.5 Hz donde las señales no coinciden, el resto de la señal presenta una buena correspondencia. La señal modelada con atenuación presenta un desfase que aumenta de forma mayor que el encontrado en el canal 1, de tal forma que el retardo en tiempo para este canal es mucho mayor que el presentado por el canal 1.

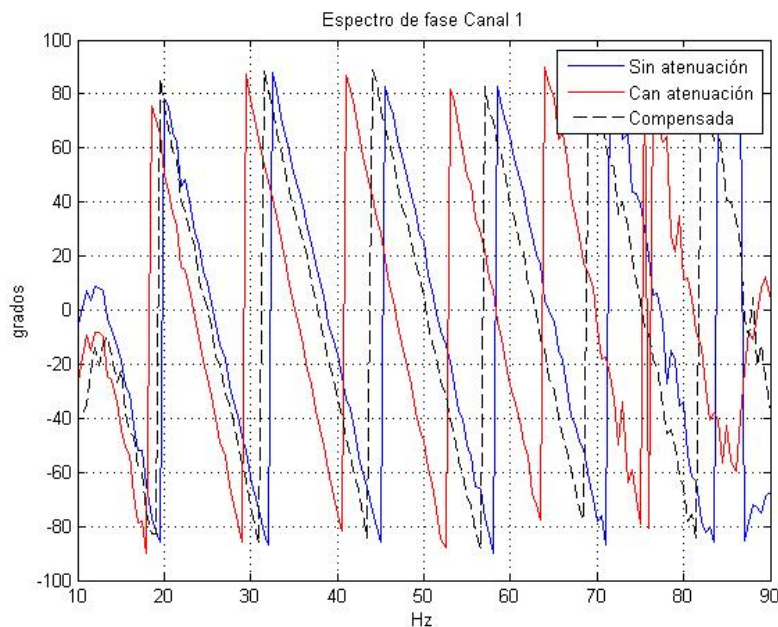


Figura 4.3: Trazas sintéticas de los modelos sin atenuación (Azul), con atenuación (rojo) y con corrección de fase (negro) en el canal 1.

Siguiendo con un análisis cualitativo, en las Figuras 4.5 y 4.6 se presentan las trazas ubicadas a 0 m y 400 m de la boca del pozo modelado respectivamente. Se puede observar que para la traza captada con el receptor a 0 m de la boca del pozo, aun la atenuación del

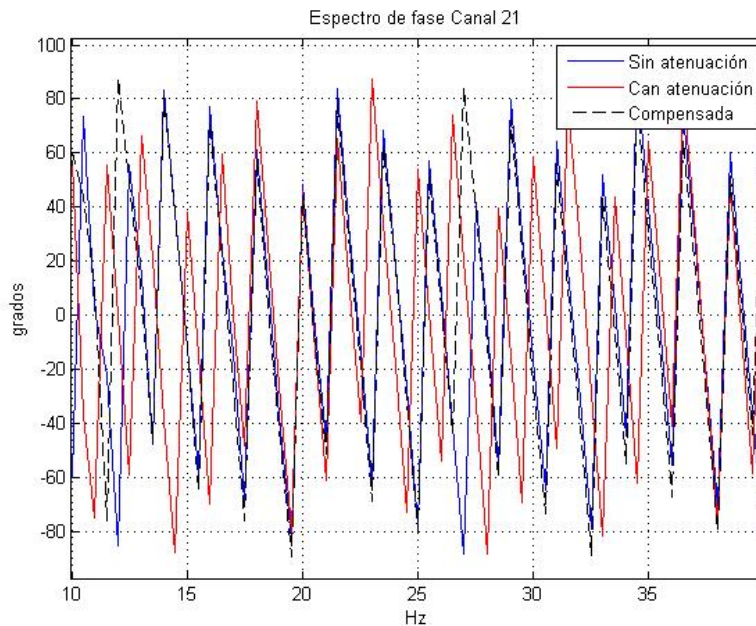


Figura 4.4: Trazas sintéticas de los modelos sin atenuación (Azul), con atenuación (rojo) y con corrección de fase (negro) en el canal 21.

medio no ha afectado la forma de onda de la trazas pero si su tiempo de llegada al receptor, el cual se puede ver que es corregido después de aplicar el corrector de fase. En la Figura 4.6 se muestra la traza captada con el receptor ubicado a 400 m de la boca del pozo, se puede ver como la forma de la ondícula se deformó hasta el punto de perder la simetría. También se puede observar que al aplicar el corrector de fase el tiempo de llegada es corregido y además la forma de la ondícula se recupera hasta el punto de volver a su simetría.

Un análisis cualitativo se observa en la tabla 4.1, en donde se presenta el ancho de banda de la señal compensada y el de la señal sin compensar en los canales 1, 5, 10, 15 y 21, utilizando como límite del ancho de banda los puntos medios de potencia de la señal.

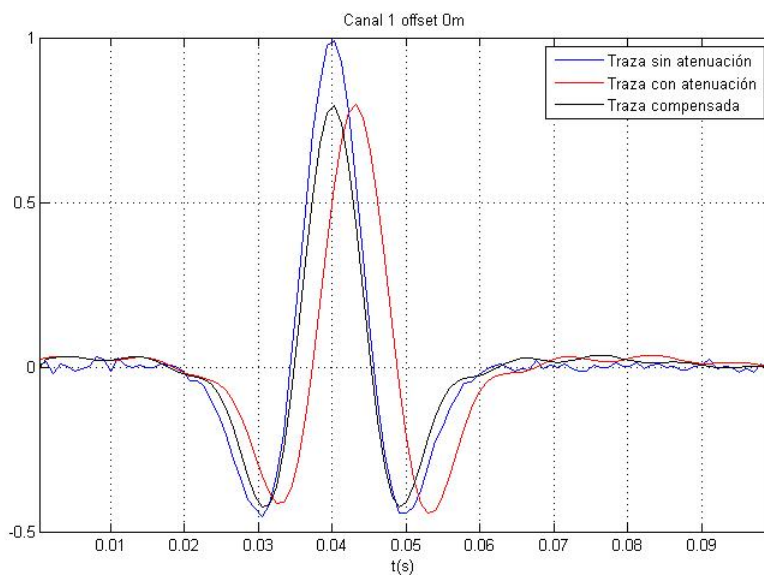


Figura 4.5: Trazas sintéticas de los modelos sin atenuación (Azul), con atenuación (rojo) y con corrección de fase (negro) en el canal 1.

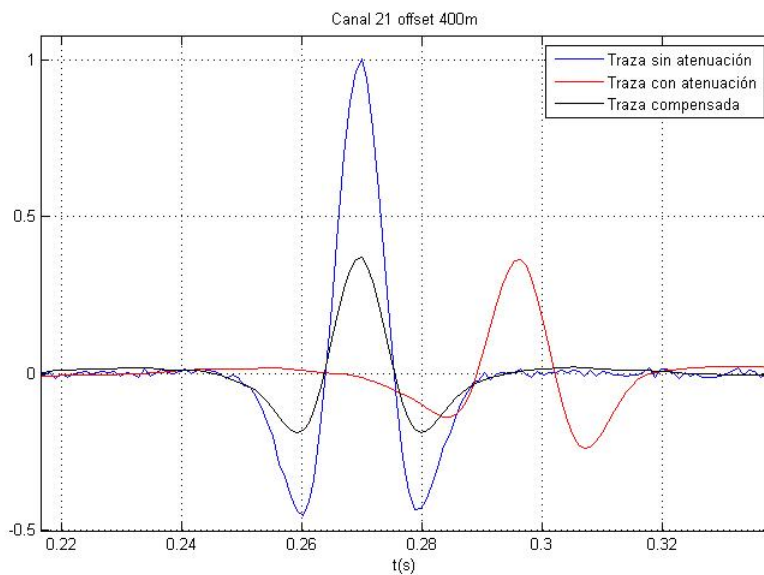


Figura 4.6: Trazas sintéticas de los modelos sin atenuación (Azul), con atenuación (rojo) y con corrección de fase (negro) en el canal 21.

Tabla 4.1: Ancho de banda de la señal sin corrección de fase y con corrección de fase

Ancho de banda [Hz]		
Canal	Señal sin compensar	Señal compensada
1	43.5	49
5	42.5	47.5
10	42	46.5
15	41	44
21	38.5	43

4.2. Compensador de amplitud

Con el compensador de amplitud solo se puede recuperar las pérdidas de amplitud en la onda sísmica, por lo cual el tiempo de llegada al receptor y la forma de la onda no se verán afectadas una vez usado este compensador. Sin embargo, al hacer un análisis del espectro de amplitud del sismograma encontramos que todas las señales registradas presentan aproximadamente el mismo espectro tal como se muestra en la Figura 4.7, donde se muestra el espectro de amplitudes de los canales 1, 5, 10, 15 y 21.

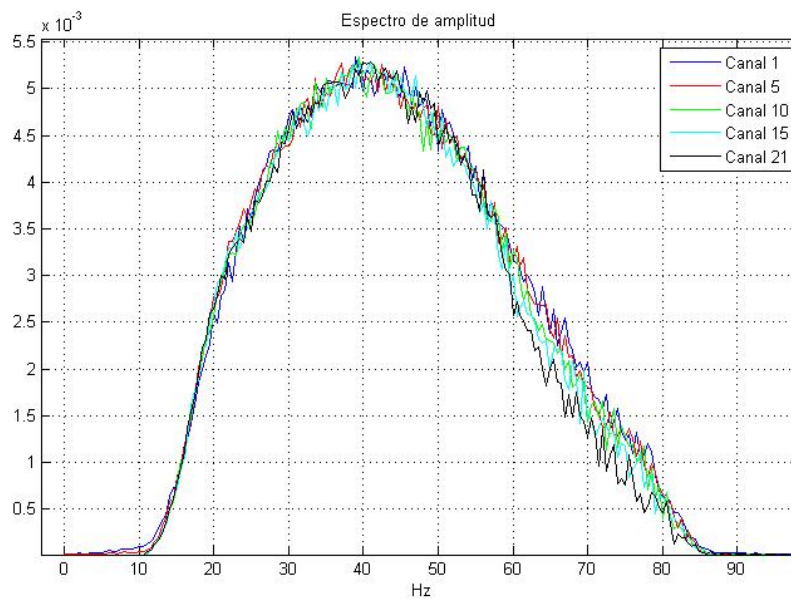


Figura 4.7: Espectro de amplitudes del sismograma modelado y compensado en amplitud.

En la Figura 4.8 se muestra una comparación entre los espectros promedios de amplitud de los sismogramas modelados sin atenuación y compensado en amplitud. Se puede ver que el centroide en ambas señales coincide, sin embargo para las frecuencias mayores 57.8 Hz aproximadamente el espectro deja de coincidir. Este comportamiento se ve reflejado cuando se realiza un análisis en el tiempo para el sismograma modelado.

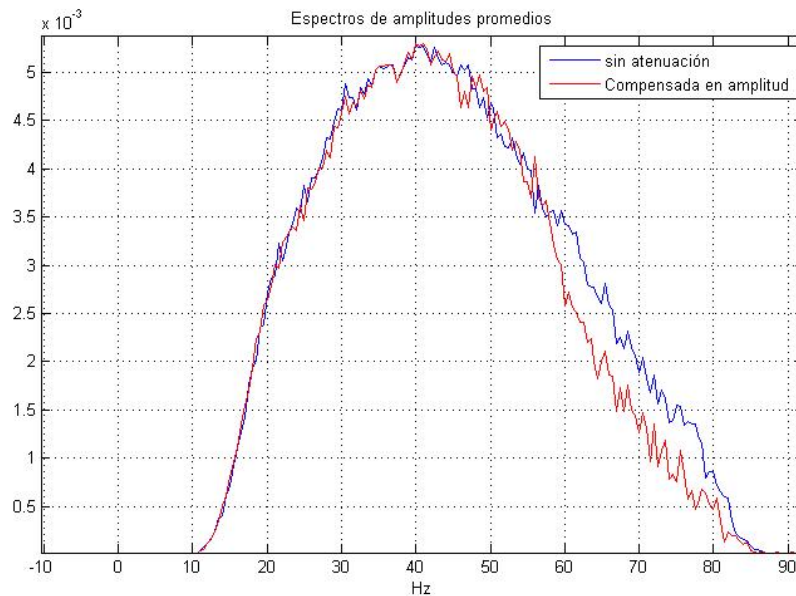


Figura 4.8: Espectro de amplitudes promedios.

En la Figura 4.9 se muestran las trazas correspondientes a los canales 1, 5, 10, 15 y 21 en el tiempo. Se puede apreciar que todas las frecuencias presentan una compensación en amplitud hasta el punto que la diferencia entre la señal en el canal 1 y el canal 21 ubicadas a 0 m y 400 m de la boca del pozo uphole simulado es de 6.8909 % en el máximo de la onda. La diferencia máxima comparada con la señal modelada sin atenuación es de 16.34 %, la cual se presenta en el canal 21. Sin embargo, hay que recordar que a pesar de las mejoras obtenidas por este compensador, los tiempos de llegada de la onda a los receptores y la forma de la onda no presentan mejoras con la utilización de solo este compensador.

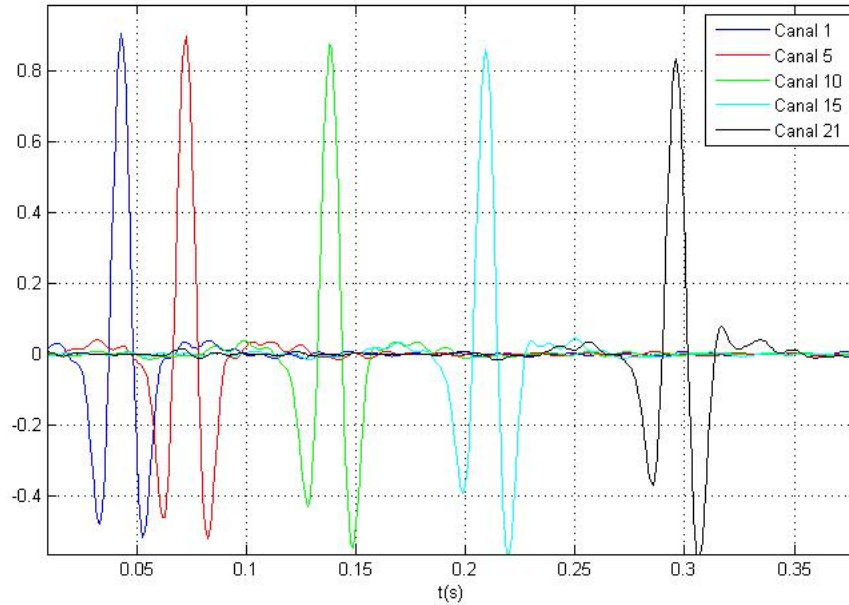


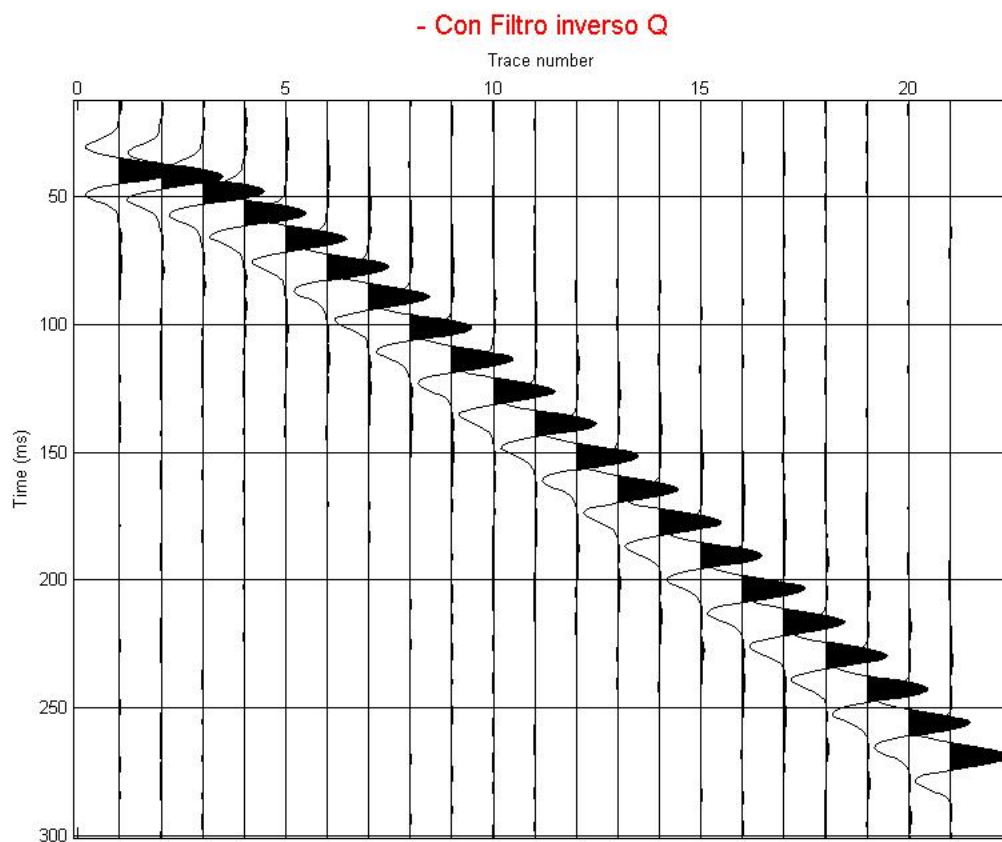
Figura 4.9: Trazas 1 (Azul), 5 (Rojo), 10 (Verde), 15 (Cyan) y 21 (Negro) compensadas en amplitud.

4.3. Aplicación Completa del filtro inverso Q

Terminado el análisis de los compensadores por separado, se procede a aplicar el filtro inverso Q en su totalidad. El resultado obtenido se puede ver en el sismograma mostrado en la Figura 4.10. Como es de notar se puede apreciar cualitativamente que el sismograma compensado presenta una forma de onda simétrica en todos sus canales y que la amplitud entre un canal y otro no varía considerablemente.

En la Figura 4.11 se muestra el espectro de amplitud de los canales 1, 5, 10, 15 y 21 de la señal filtrada, se puede ver que los espectros tienden a ser parecidos para todos los canales al igual que en el sismograma modelado sin atenuación. Sin embargo, se puede ver que los canales 15 y 21 presentan un leve aumento en la amplitud del espectro con respecto a las señales de los canales 1, 5 y 10. En la tabla 4.2 se muestra una comparación entre el ancho de banda de los canales 1, 5, 10, 15 y 21 para los sismogramas sin atenuación, con atenuación y compensada con el filtro inverso.

El ancho de banda del sismograma modelado sin atenuación cambia muy poco, además este cambio se debe al ruido aleatorio de baja frecuencia. Sin embargo, se puede ver el que en



20-Mar-2011 13:52:

Figura 4.10: Sismograma con el filtro inverso Q.

Tabla 4.2: Ancho de banda de la señal sin atenuación, con atenuación y con el filtro inverso Q

Ancho de banda [Hz]			
Canal	Señal sin atenuación	Señal con atenuación	Señal filtrada
1	45.5	43.5	48
5	46	42.5	49.5
10	44.5	42	45.5
15	46	41	44.5
21	46	38.5	43.5

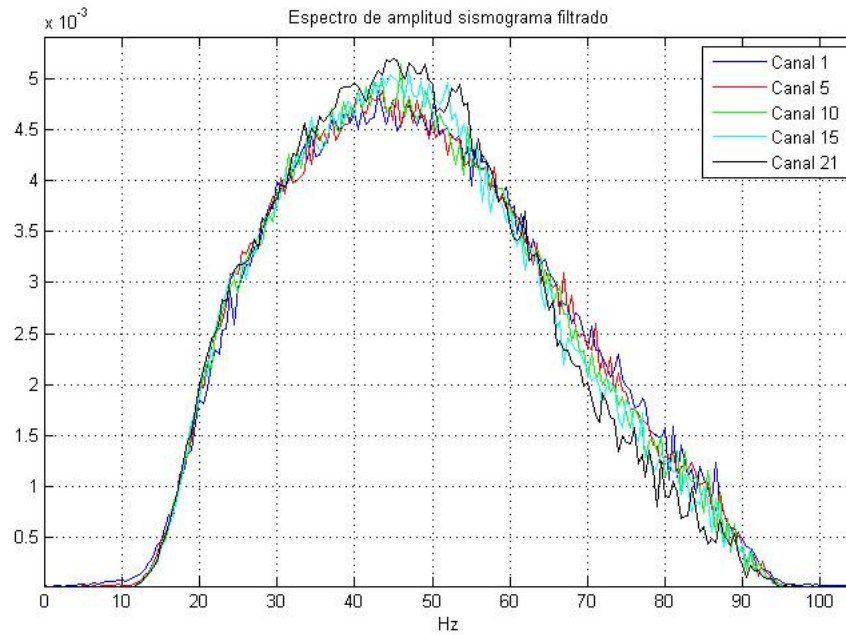


Figura 4.11: Sismograma con el filtro inverso Q.

los otros dos sismogramas existe una disminución apreciable en el ancho de banda a medida que el canal se aleja de la boca del pozo. Es de destacar que el ancho de banda de las trazas compensada es mayor que el de las trazas sin compensar y es mucho más parecido al del modelo sin atenuación. En los canales 1 y 5 el ancho de banda es mayor que el modelado sin atenuación y a la vez, los canales 15 y 21 presentan un ancho de banda menor que el modelado sin atenuación. Este cambio se debe a que la compensación en amplitud no es igual en todas las trazas y a que una parte de la energía de alta frecuencia de la onda sísmica es atenuada completamente, por lo cual no es posible recuperar en un totalidad todo el ancho de banda en las trazas más atenuadas. El hecho de que el ancho de banda sea mayor en las primeras trazas se puede deber al ruido aleatorio que ha sido amplificado por el filtro inverso Q. Esto demuestra que es importante diseñar un filtro inverso conservativo para que este tenga un comportamiento estable frente al ruido.

En la Figura 4.12 se muestra el comportamiento de estas trazas en el tiempo. Las trazas azules son las modeladas sin atenuación, las negras son las compensadas y las rojas son el modelo con atenuación. Realizando un análisis cualitativo se puede observar la semejanza entre las trazas compensadas y las modeladas sin atenuación. La diferencia de amplitud en el punto máximo de estas señales se muestra en la Figura 4.13. Se puede observar que la diferencia

de amplitudes es poco apreciable en este punto de la traza si se compara la modelada sin atenuación con la compensada, a diferencia de la traza con atenuación, la cual en el canal 1 ha perdido el 12.7 % de su amplitud y en el canal 21 ha perdido el 60.2 %.

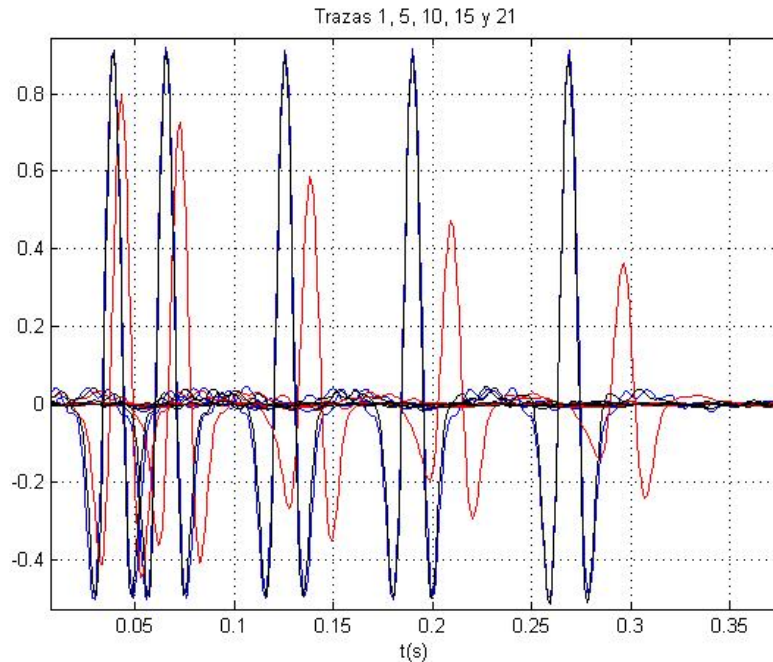


Figura 4.12: Trazas 1 , 5 , 10 , 15 y 21 sin atenuación (Azul), con Atenuación (Rojo) y filtrada (Negro).

Una comparación entre los espectros de amplitud promedio de la señal filtrada, la señal modelada sin atenuación y con atenuación se muestra en la Figura 4.14. Se puede observar que la señal compensada tiene energía de alta frecuencia hasta los 95 Hz aproximadamente mientras que la señal sin atenuación tiene energía de alta frecuencia hasta los 87.5 Hz. A la vez se puede apreciar que el centroide de la señal filtrada se ha trasladado si se compara con la señal sin atenuación. En la tabla 4.3 se encuentran los valores y la ubicación en frecuencia de los centroides en los espectros de amplitudes promedios, además se muestra el ancho de banda de las señales utilizando los puntos medios de potencia como límites.

Analizando los resultados de la tabla 4.3 se puede ver que el centroide de la señal filtrada se ha trasladado 4 Hz en promedio a las frecuencias altas y el centroide promedio de la señal con atenuación se trasladó 10 Hz a las frecuencias bajas. También se ve que el ancho de banda de la señal filtrada es menor 2.5 Hz a la señal sin atenuación, es decir un 5.43 % menor

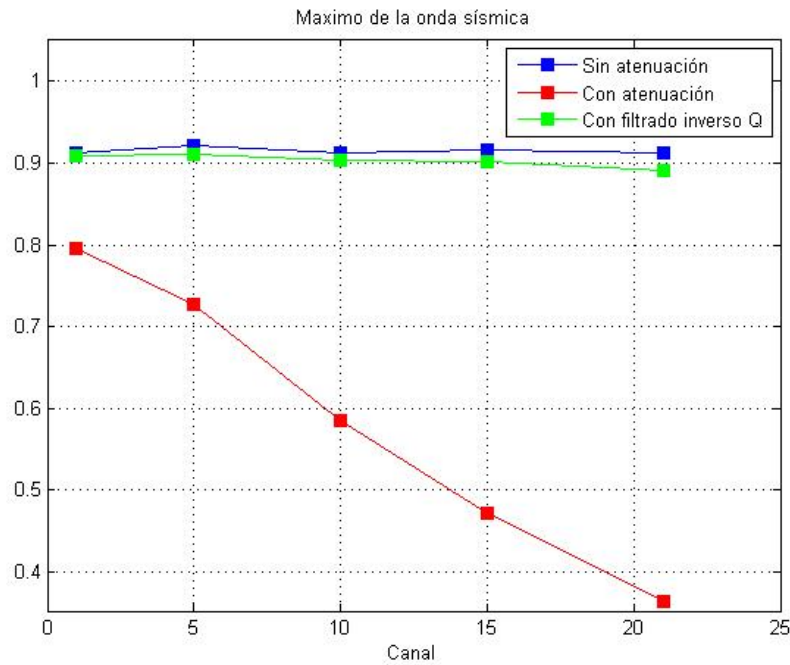


Figura 4.13: Amplitud del máximo de la ondícula sin atenuación, con atenuación y con el filtro inverso Q.

Tabla 4.3: Frecuencia del centroide, amplitud del centroide y ancho de banda de la ondícula sin atenuación, con atenuación y con el filtro inverso Q

Señal sin atenuación	Señal con atenuación	Señal filtrada
Frecuencia del centroide [Hz]		
41	31	45
Amplitud del centroide		
0.0053	0.0025	0.0052
Ancho de banda [Hz]		
46	38.5	43.5

pero si se compara con el ancho de banda de la señal atenuada promedio que es de 38.5 Hz, el nuevo ancho de banda promedio es 11.5% mayor, por lo cual el aumento del ancho de banda demuestra la recuperación en frecuencia del filtro inverso Q. También se debe tener en cuenta que la amplitud del centroide de la señal sísmica filtrada y la modelada sin atenuación

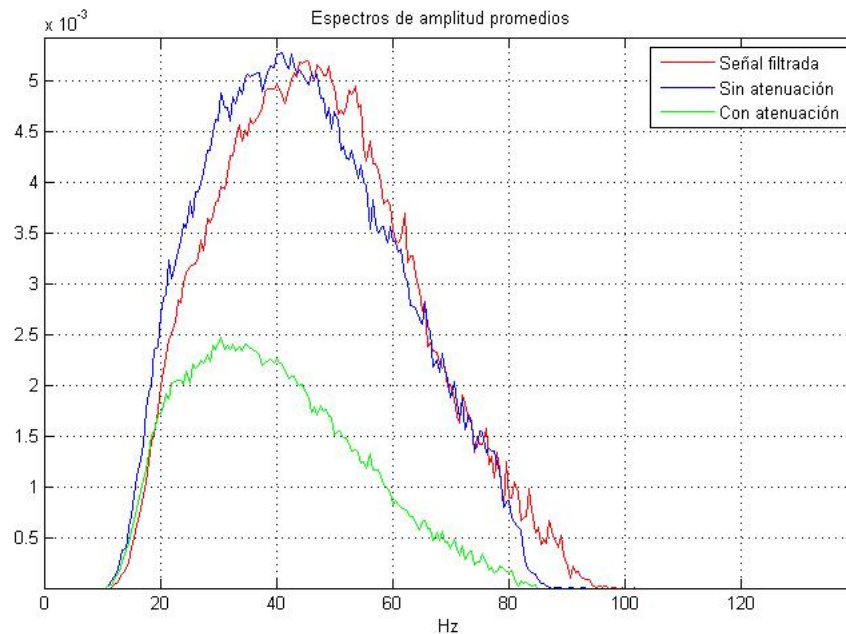
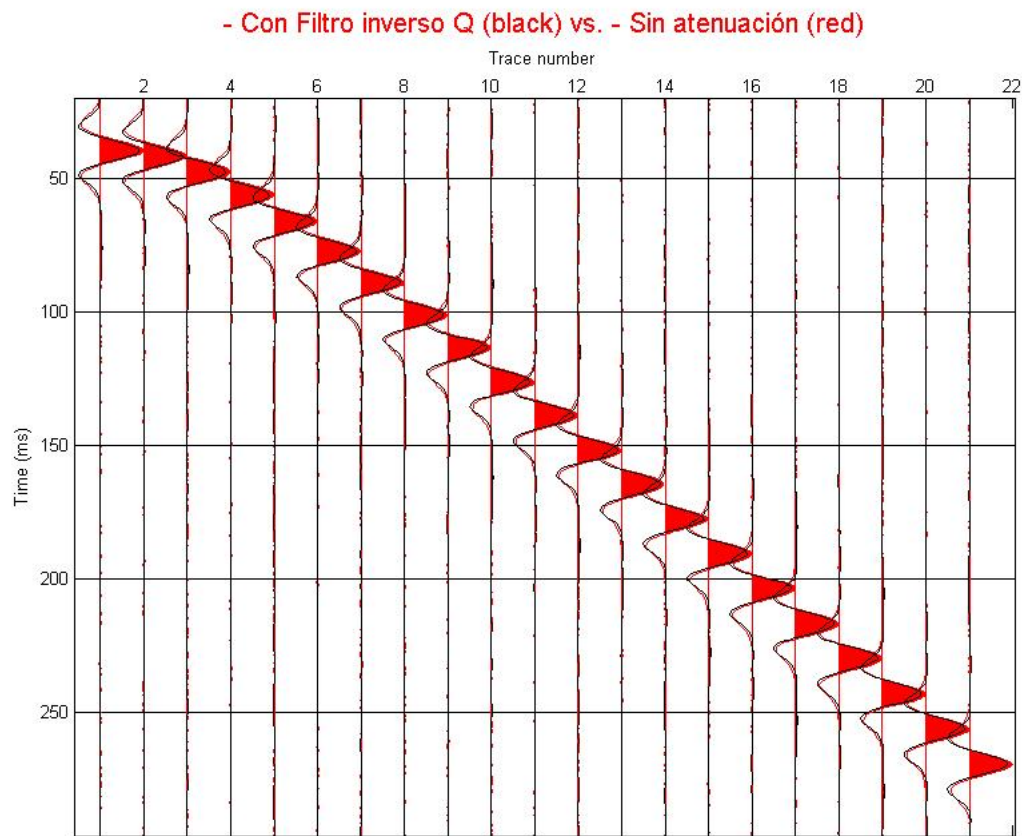


Figura 4.14: Espectro de amplitud promedio del sismograma con el filtrado inverso Q (Rojo), sin atenuación (Azul) y con atenuación (Verde).

tiene una diferencia de 0.0001. El análisis del espectro de fase muestra los mismos resultados aplicando en su totalidad el filtro inverso que solo aplicando el corrector de fase, un análisis del espectro de fase de los canales 1 y 21 se puede ver en las Figuras 4.3 y 4.4 respectivamente.

Del análisis realizado anteriormente se puede decir que el filtro inverso Q cumple el objetivo para el que fue diseñado, es decir aumentó el ancho de banda de la señal sísmica atenuada y recuperó la forma de la onda de la señal. Además, corrigió el tiempo de llegada de la señal. Sin embargo, hay que destacar que los cambios más importantes de la señal en tiempo corresponde a el corrector de fase mientras que la homogenización del espectro de las trazas que conforman el sismograma corresponden al compensador de amplitud. Es opción del usuario final usar alguna de las componentes del filtro inverso Q o usarlo en su totalidad. En la Figura 4.14 se muestra la comparación entre el sismograma sin atenuación y el sismograma con el filtrado inverso.



20-Mar-2011 13:52:

Figura 4.15: Comparación entre el sismograma sin atenuación y el sismograma filtrado.

4.4. Conclusiones

El filtro diseñado si recupera parte de la energía de alta frecuencia de la onda sísmica modelada, esto se ve reflejado en el aumento del ancho de banda de la señal sísmica compensada y en los cambios en la forma de onda y del espectro de amplitudes. Se debe tener en cuenta que aquellas componentes frecuenciales que se atenuaron totalmente no serán recuperadas, lo cual se puede ver que en el análisis del ancho de banda de la señal, el cual incluso después de ser compensada y a pesar de ser mayor que el de la señal sin compensar, presenta una disminución apreciable a medida que el tiempo de viaje y la distancia recorrida aumenta. También hay que recordar que los datos sintéticos simulados solo presentan ruido gaussiano blanco, no se puede asegurar el comportamiento del filtro diseñado en caso de la inclusión un

algún ruido del tipo dispersivo.

El costo computacional del filtro inverso depende proporcionalmente de la cantidad de datos en el sismograma, dado que se realiza una operación punto a punto para todas las trazas. La implementación del algoritmo se realizó separando los compensadores principales del filtro, lo cual permite aplicar uno de los compensadores o el filtro en su totalidad según la decisión del usuario. El filtro inverso Q diseñado puede aplicarse en datos *uphole* multicapas, teniendo en cuenta que el costo computacional aumentará y una evaluación de esta implementación no fue posible. Esto se debe a la complejidad de simular datos sintéticos multicapa por los fenómenos correspondientes a la dispersión. Sin embargo, se debe tener en cuenta que el estudio *uphole* se realiza sobre el estrato somero y por lo general este es manejado como un medio de una sola capa.

El uso del modelo Q de Kjartansson utilizado en el filtro inverso diseñado arrojó buenos resultados. El sismograma compensado no es exactamente el mismo modelado sin atenuación pero si es mucho más cercano que el sismograma sin compensar. La precisión del filtro inverso Q depende de factores como el modelo Q utilizado y el valor de Q . Sin embargo, la sencillez del modelo de Kjartansson y los resultados obtenidos en la validación con los datos sintéticos muestran que el uso de este modelo Q es acertado siempre y cuando se tenga un buen valor de Q .

La aplicación del filtro inverso Q por separado arrojó mejoras en el sismograma según el compensador utilizado. El corrector de fase es el encargado de aumentar el ancho de banda de la señal, mejorar la forma de onda, corregir el desfase del sismograma y por ende corregir los tiempos de llegada de la señal. El compensador de amplitud a pesar de no lograr mejoras apreciables en la forma de onda de la señal, el espectro de amplitud obtenido después de aplicarlo se muestra más parecido al de los datos modelados sin atenuación. La aplicación del filtro inverso en su totalidad presentó ambas mejoras en los datos y por ende los mejores resultados. Se recomienda tener en cuenta que se debe tratar de aplicar un filtro inverso Q conservativo, en otras palabras no utilizar un valor de Q muy bajo porque se intentaría compensar una atenuación mayor y podría aumentar el ruido presente en los datos.

Bibliografía

- [1] M. Cox, *Static Corrections For Seismic Reflection Survey*, M. Cox, Ed. Society Of Exploration Geophysicists, 1999.
- [2] Y. Wang, *Seismic inverse Q filtering*. Blackwell Publishing, 2008.
- [3] 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-Mecánicas Trabajo de Grado en Ingeniería Electrónica, 2009., 2009.
- [4] K. Aki and P. Richards, *Quantitative seismology*. W.H. Freeman & Company, 1980.
- [5] C. Lomnitz, “Linear dissipation in solids,” *Journal of Applied Physics*, vol. 28, 1957.
- [6] W. Futterman, “Dispersive body waves,” *Journal of Geophysical Research*, vol. 67, 1962.
- [7] E. Kjartansson, “Constant Q wave propagation and attenuation,” *Journal of Geophysical Research*, vol. 84, 1979.
- [8] A. V. Oppenheim and A. S. Willsky, *Tratamiento De Señales En Tiempo Discreto*, 2nd ed. P. Hall, 2000.
- [9] F. Collins and C. Lee, “Seismic wave attenuation characteristics from pulse experiments,” *Geophysics*, vol. 21, 1956.
- [10] P. E. Harris, C. Kerner, and R. E. White, “Multichannel estimation of frequency-dependent Q from VSP data,” *Geophysical Prospecting*, vol. 45, 1997.
- [11] L. Knopoff and G. J. F. MacDonald, “Attenuation of Small Amplitude Stress Waves in Solids,” *Rev. Mod. Phys.*, vol. 30, 1958.
- [12] H. Kolsky, “The propagation of stress pulses in viscoelastic solids,” *Philosophical Magazine*, vol. 1, 1956.

- [13] W. P. Mason, *Physical acoustics and properties of solids*. Van Nostrand, 1958.
- [14] F. J. McDonal, F. A. Angona, R. L. Mills, R. L. Sengbush, R. G. Van Nostrand, and J. E. White, "Attenuation of shear and compressional waves in Pierre shale." *Geophysics*, vol. 23, 1958.
- [15] M. N. Toksöz, D. H. Johnston, and A. Timur, "Attenuation of seismic waves in dry and saturated rocks: I, laboratory measurements," *Geophysics*, vol. 44, 1979.
- [16] C. Zhang and J. Ulrych, "Estimation of quality factors from CMP records," *Geophysics*, vol. 67, 2002.