



UNIVERSIDAD  
NACIONAL  
DE LA PLATA

Tesis de grado para obtener la Licenciatura en Geofísica

**Inversión simultánea sobre sísmica *pre-stack* y  
propagación de propiedades de reservorio en la  
Formación Quintuco mediante redes neuronales con  
arquitectura *deep learning***

Autor

*Federico Martin Panelo*

Director

*Federico G. E. Späth*

Codirector

*Luis Vernengo*

25 de Abril de 2022



Facultad de Ciencias  
**Astronómicas  
y Geofísicas**  
UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PLATA



# Agradecimientos

Al Muñeco, por la gloria eterna.

A la UNLP y a la FCAGLP, el observatorio, por su calidad de enseñanza.

A YPF S.A, en especial a mis tutores Facundo Pagan y Mirta Suarez por haber confiado en mí para el puesto, como así también por su enorme calidad humana. Ha sido un placer trabajar con ustedes y con toda la gerencia de Exploración.

A mis directores, por hacer todo esto más llevadero. Luis, por cada una de tus palabras para mí, las cuales siempre fueron alentadoras en todos los sentidos, como así también por marcar el ritmo para que este trabajo sea hecho en tiempo y forma. Estoy realmente muy agradecido. También a Caro, por toda su predisposición para este trabajo y principalmente por su excelente forma de ser.

Fede, no me alcanzan las palabras para demostrarte mi gratitud. Para mí, más que mi director sos mi amigo. Un gran amigo. Pero si tengo que agradecerle por algo, es por la infinita paciencia: no es fácil lidiar conmigo. Gracias por todo.

A mis clubes de básquet platenses, por ayudarme a mantener viva mi pasión. Gracias al club UNLP y al club Capital Chica de Los Hornos. Llegué azurro y me voy azurro, del roble y de la iguana.

A mi amigo personal, Ralf Weger, por todas tus palabras y especialmente las correcciones que siempre fueron para sumar. Tenías razón, esto para mi es oro puro, lo mejor del mundo. También a Gregor, uno de los mejores geocientistas que conozco, el *real MVP*.

A mis familias adoptivas de la ciudad: Chelo, Laura, Chechu, Eushi, Pablo, Carmela, etc. Gracias a todos por integrarme en sus familias, hoy las siento como las mías. Gracias Euge por cada una de las invitaciones a celebrar absolutamente lo que sea con tu familia.

Un saludo especial para vos, Mariel. Quiero que sepas cuanto te aprecio, a vos y a toda tu familia (también al papu). Para mí, sos como mi segunda madre.

A lo mejor que me dió la facultad, sumado a los que ya tenía, mis amigos: Juli, Phede, Toron, Yami♥, Lauty, Seta, Ire, Camo, Crack, Puma, Feli, Humo, Tomi, Wally♥, Guille, Romi, Flor, Nati, Manu, Mona, Morsa, Panchito, Guaca, Cata, Ampí und Miris♥. Gracias por entenderme a la perfección y dejarme ser como soy. Quiero que sepan que lo he dado todo por ustedes, nunca me puse a mí por sobre ustedes, lo cual me deja muy tranquilo. Los aprecio mucho a todos y cada uno.

Marco (Antonio), gracias por ser mi compañero y pararte junto a mi todos estos años. Tanto mi familia como yo te estamos muy agradecidos. Sos, por lejos, la mejor persona que tiene nuestra facultad.

Gracias Marina, por Dante. Si alguna vez en mi vida me he sentido solo, hoy tengo una excusa para nunca más estarlo: gané un amigo para toda la vida.

Por último, a lo más importante que tengo en la vida: mi familia. Mi papá, mi mamá y mis dos hermanos. Los que no están ni en las buenas ni en las malas, sino que están siempre. Nada de todo esto hubiera sido posible sin su apoyo. Quiero que sepan que todo lo que hago en esta vida, lo hago por ustedes cuatro.

*Para mi mamá.*



# Resumen

En el presente trabajo se realizó la caracterización sísmica de los reservorios de la formación Quintuco en el sector sur-oriental de la Cuenca Neuquina. Dicha caracterización se llevó a cabo mediante la inversión de trazas sísmicas *pre-stack*. Este tipo de inversión permitió obtener como parámetros elásticos la impedancia de ondas P y S. Posteriormente se propagó un cubo de porosidad mediante redes neuronales con arquitectura *deep learning*.

El área de estudio corresponde a parte del bloque Lindero Atravesado (PAEG) y cubre una estructura geológica cercana a la Dorsal de Huincul.

Se realizó la carga, control de calidad y acondicionamiento de datos sísmicos y perfiles de pozo. Durante el control de calidad se revisaron perfiles para identificar datos anómalos y se calibraron relaciones empíricas a partir del análisis de los perfiles.

Para la ejecución de la inversión *pre-stack* se hicieron tareas como: atado de pozos, estimación de ondículas seguido de la construcción del modelo de bajas frecuencias y parametrización de la inversión.

Se propagó como propiedad de reservorio la porosidad mediante redes neuronales de tipo *deep learning*: se compararon y cuantificaron los resultados con los obtenidos empleando otras metodologías (relaciones empíricas, regresiones lineales, redes neuronales tradicionales).

A partir del estudio se identificaron áreas e intervalos estratigráficos con mejores propiedades petrofísicas dentro del yacimiento y mejores condiciones prospectivas.

Finalmente, se identificó e interpretó un geocuerpo de alta porosidad en la formación Quintuco, al cual se le cuantificaron las reservas de hidrocarburo asociadas al mismo.

El programa empleado para realizar el trabajo de tesis fue Hampson & Russell (Geo-Software), el cual es un software específico para inversión de trazas y caracterización sísmica de reservorios.

# Índice general

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
<b>2. Marco Geológico</b>	<b>4</b>
2.1. Área de Estudio . . . . .	8
2.2. Sistemas Petroleros . . . . .	9
2.3. Antecedentes . . . . .	11
<b>3. Fundamentos Teóricos</b>	<b>13</b>
3.1. Inversión sísmica <i>pre-stack</i> . . . . .	17
3.2. Fundamentos de <i>Machine Learning</i> . . . . .	18
3.3. <i>Deep Feed-forward Network</i> . . . . .	21
<b>4. Información empleada</b>	<b>24</b>
4.1. Datos sísmicos . . . . .	26
4.2. Pozos . . . . .	30
<b>5. Procedimiento</b>	<b>33</b>
5.1. Control de calidad y acondicionamiento de los datos . . . . .	33
5.1.1. Perfiles de pozo . . . . .	33
5.1.2. Datos sísmicos . . . . .	40
5.2. Estimación de ondículas y amarre de pozos . . . . .	49
5.3. Construcción del modelo inicial . . . . .	54
5.4. Pruebas de inversión . . . . .	57
5.5. Inversión . . . . .	62
5.6. Propagación de porosidad . . . . .	65
5.7. Extracción de geocuerpo y cuantificación de reservas . . . . .	69
<b>6. Resultados y conclusiones</b>	<b>74</b>
6.1. Análisis y discusión de resultados . . . . .	74
6.2. Conclusiones . . . . .	75
<b>7. Bibliografía</b>	<b>77</b>



# Capítulo 1

## Introducción

La inversión simultánea de amplitudes sísmicas *pre stack* es parte esencial en la caracterización sísmica de reservorios. Permite estimar parámetros elásticos del subsuelo, como son la impedancia acústica, la relación  $V_P/V_S$  y la densidad (Hampson y Russell, 2005) y otros parámetros, que posteriormente son utilizados para interpretar litologías y derivar propiedades petrofísicas de las rocas reservorio, como pueden ser la porosidad o la saturación de agua (Simm y Bacon, 2014).

Para estimar parámetros petrofísicos es posible emplear relaciones empíricas o modelos de física de rocas que los vinculen a los parámetros elásticos. Las relaciones empíricas que se utilizan normalmente para transformar los parámetros elásticos en propiedades de reservorio, son las regresiones lineales y también las no lineales. Dentro de las técnicas no lineales, aquellas que emplean aprendizaje automático (*machine learning*), evolucionaron a lo largo de las últimas décadas y desde mediados de 2000 surgieron las redes neuronales con arquitecturas *deep learning*, que emplean múltiples capas ocultas.

La caracterización sísmica de reservorios tiene como objetivo principal el obtener una distribución de propiedades que describen el reservorio dentro de una cuenca sedimentaria, entre otras cosas, para poder entender su comportamiento al momento de perforar un pozo. Esta relaciona los datos obtenidos en pozos con la respuesta sísmica de cierta región de interés para así propagar propiedades como la porosidad, el contenido de arcilla o las distintas facies interpretadas en el objetivo estudiado. Es un conjunto de técnicas utilizadas para reducir los riesgos en la búsqueda de hidrocarburos.

Para el presente trabajo se realizó la caracterización sísmica de los reservorios de la Formación Quintuco mediante inversión de trazas *pre-stack*, y posterior propagación de propiedades petrofísicas mediante redes neuronales con arquitectura *deep learning*. El área de estudio corresponde a parte del bloque Lindero Atravesado y cubre una estructura geológica próxima a la Dorsal de Huincul, cuenca Neuquina. A partir del estudio se identificaron áreas e intervalos estratigráficos con mejores propiedades petrofísicas dentro del yacimiento y mejores condiciones prospectivas.

Se cuenta con información sísmica de *offset gathers* con migración *pre stack* en el dominio de la profundidad y velocidades interválicas asociadas, la cual cubre aproximadamente  $65 \text{ km}^2$ , y 8 horizontes, los cuales sirven para facilitar la interpretación y ubicación de distintas formaciones geológicas, entre otras utilidades. Además, se cuenta con información de 7 pozos y sus correspondientes perfiles, tales como: sónico, densidad, velocidad de onda S, *gamma-ray*, perfil resistivo, potencial espontáneo, entre otros. También se poseen sus respectivos pases formacionales. Toda la información fue brindada por la compañía *Pan American Energy*.

Las tareas que se desarrollaron para completar el trabajo de tesis fueron:

- Revisión bibliográfica sobre los fundamentos de inversión sísmica *pre stack* y técnicas de aprendizaje automático (*machine learning*) y su aplicación a la caracterización sísmica de reservorios. Se buscaron antecedentes de este tipo de trabajos particularmente en la zona de estudio y para la formación Quintuco.
- Carga, control de calidad (revisión de perfiles para identificar datos anómalos y calibración de relaciones empíricas a partir del análisis de los perfiles) y acondicionamiento de datos sísmicos, perfiles de pozo.
- Análisis de factibilidad y pruebas de inversión: Se analizó la factibilidad de la metodología propuesta con análisis de la información de pozos mediante crossplots entre propiedades elásticas y petrofísicas, definición e implementación de etapas de acondicionamiento del dato sísmico.

- Inversión determinística, simultánea y *pre-stack*: Para la ejecución de la inversión *pre-stack* se hicieron tareas tales como: Atado de pozos y estimación de ondículas seguido de la construcción de los modelos de bajas frecuencias (para  $Z_p$ ,  $Z_s$  y densidad) y parametrización de la inversión. La inversión concluye con el control de calidad de los resultados y su posterior análisis.
- Propagación de propiedades de reservorio (en este caso, solo la porosidad) mediante redes neuronales de tipo deep learning: se compararon y cuantificaron los resultados con los obtenidos empleando otras metodologías (relaciones empíricas, regresiones lineales, redes neuronales tradicionales). El resultado usando una regresión lineal con un único atributo sísmico fue una correlación del 86.2%, usando regresiones lineales con múltiples atributos del 87.4% (utilizando 6 atributos sísmicos) y para las redes neuronales se utilizó la llamada *Deep Feed-forward Network (DFNN)* obteniéndose una correlación de 88.2% utilizando 6 atributos sísmicos, 3 capas ocultas con 45 nodos en cada capa y 50 iteraciones.
- Interpretación de los resultados y captura de geocuerpo: Se realizó una visualización 3D de la formación en estudio y se identificaron zonas de interés prospectivo a partir de los volúmenes de impedancia y porosidad. En particular, se identificó e interpretó un geocuerpo de alta porosidad interior a la formación Quintuco y se cuantificaron las reservas asociadas al mismo.

El programa empleado para realizar el trabajo de tesis es Hampson & Russell (CCG), el cual es un *software* específico para inversión de trazas y caracterización sísmica de reservorios.

## Capítulo 2

# Marco Geológico

La Cuenca Neuquina se ubica en el sector centro oeste de la República Argentina, limitada al oeste por la Cordillera de Los Andes, abarcando a la provincia de Neuquén en casi su totalidad, como así también parte de las provincias de Mendoza, Río Negro y La Pampa. Es considerada una de las 5 cuencas hidrocarburíferas más importantes de Argentina, abarcando un área de más de 200.000  $km^2$  (Yrigoyen, 1991).

La cuenca, desde un punto de vista geológico, se encuentra delimitada por el sistema de la Sierra Pintada en el noreste, por el Macizo Norpatagónico al sureste y por el arco volcánico andino en el oeste (Figura 2.1). Constituye una cubeta sedimentaria subandina que se asocia a un margen de placas convergentes, donde una de ellas (de naturaleza oceánica) fue parte del proto-océano Pacífico y la otra, formada por corteza continental, constituyó el límite sudoccidental de Gondwana (Arregui et al., 2011).

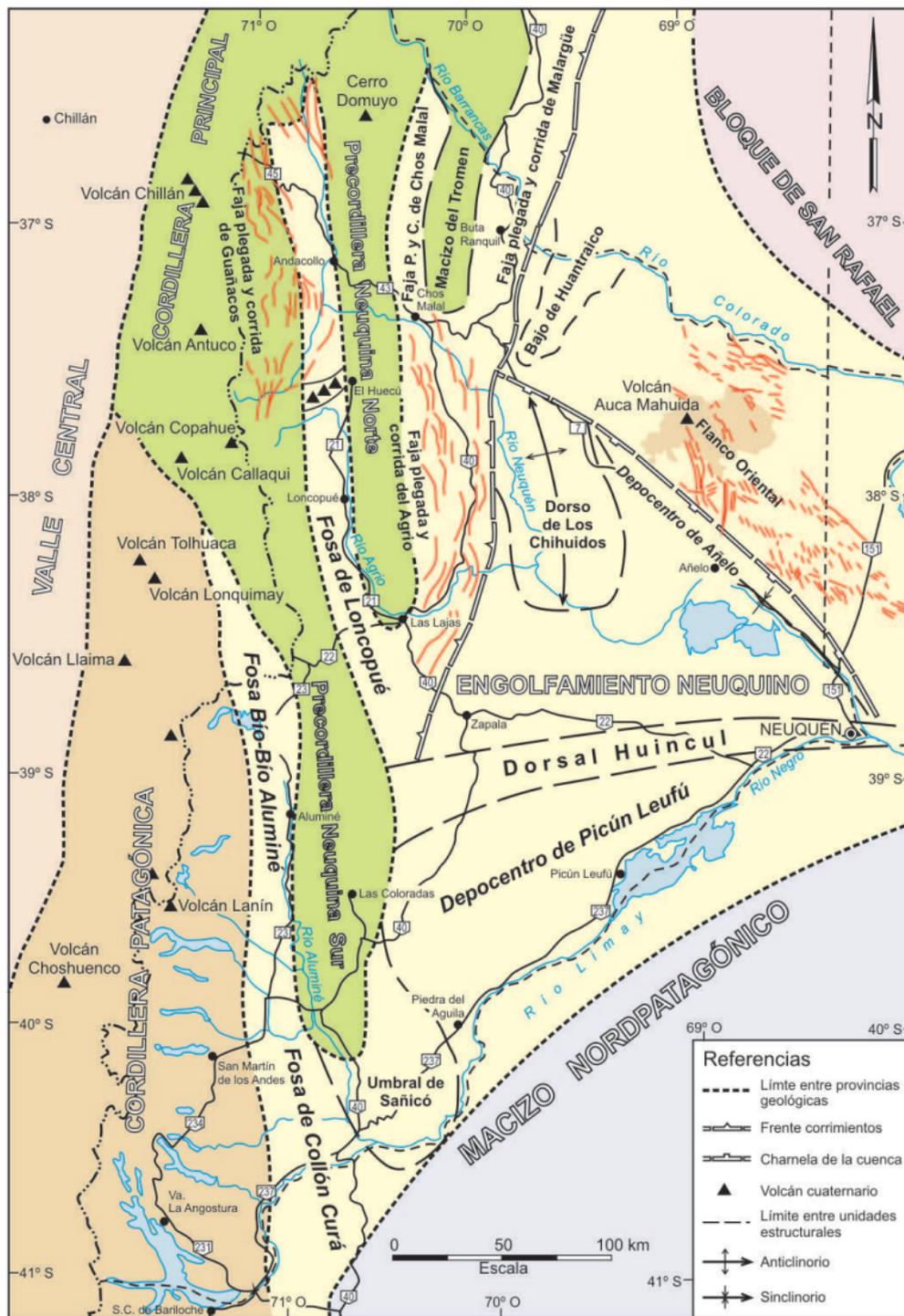


Figura 2.1: Mapa de ubicación geográfica de la Cuenca Neuquina y sus regiones geológicas principales. (Vergani et al., 2011).

Los autores Mpodozis y Ramos (1989) la definieron como una cuenca de retroarco multi episódica, que registra una columna sedimentaria con un espesor geológico importante, sobrepasando los 6000 m de espesor, incluyendo rocas que representan casi todos

los ambientes sedimentarios, expuestos en los afloramientos del sector occidental, como así también una amplia gama de rocas ígneas. En todos los tipos litológicos mencionados se registran múltiples y diferentes casos de acumulamientos de hidrocarburos económicamente comerciales, que abarcan casi por completo la columna estratigráfica, desde granitos basamentales hasta niveles someros del Terciario (Mendiberri y Carbone, 2002).

En cuanto a su estratigrafía, presenta una columna sedimentaria de más de 6000 metros de espesor que incluye rocas marinas y continentales que abarcan desde el Triásico Superior al Paleoceno (Howell et al, 2005) (Figura 2.2). A fines del Triásico, el margen centro-oeste de la placa de América del Sur estuvo sometido a procesos tectónicos extensionales asociados al desmembramiento de Pangea. El resultado de dichos procesos fue la formación de hemigrábenes de rumbo noroeste que se intercomunicaron durante la etapa de enfriamiento térmico. En la etapa de *syn-rift* se intercalan sucesiones volcánicas y facies continentales (Muravchik et al., 2011). Durante el Jurásico Inferior se restableció en el margen occidental de Gondwana un sistema de subducción, desarrollando el primer arco magmático mesozoico y la formación de cuencas de intraarco y retroarco, caracterizadas por depósitos de ambientes mayormente marinos. Desde el Jurásico Medio hasta el Cretácico Inferior la cuenca Neuquina se comportó como una cuenca de retroarco y, hacia fines del Cretácico Inferior, se convirtió en una cuenca de antepaís debido al incipiente levantamiento de la Cordillera de los Andes y a la formación de la faja plegada y corrida del Agrio. Durante el Cretácico Inferior se reconoce una gran área marina andina conectada al Pacífico a través del arco volcánico, la cual está representada de norte a sur por la cuenca de Chañarcillo (Chile) y la cuenca Neuquina, esta última conformada por dos depocentros: la “plataforma del Aconcagua” y el “engolfamiento Neuquino” (Figura 2.3). El proceso de levantamiento cordillerano produjo el retiro definitivo de los mares del Pacífico y permitió la primera transgresión marina procedente del Atlántico durante el Cretácico Superior (Figura 2.3). La reactivación de la faja plegada y corrida durante el Mioceno marcó la culminación de la estructuración de la cuenca (Ramos, 1999; Ramos y Folguera, 2005).

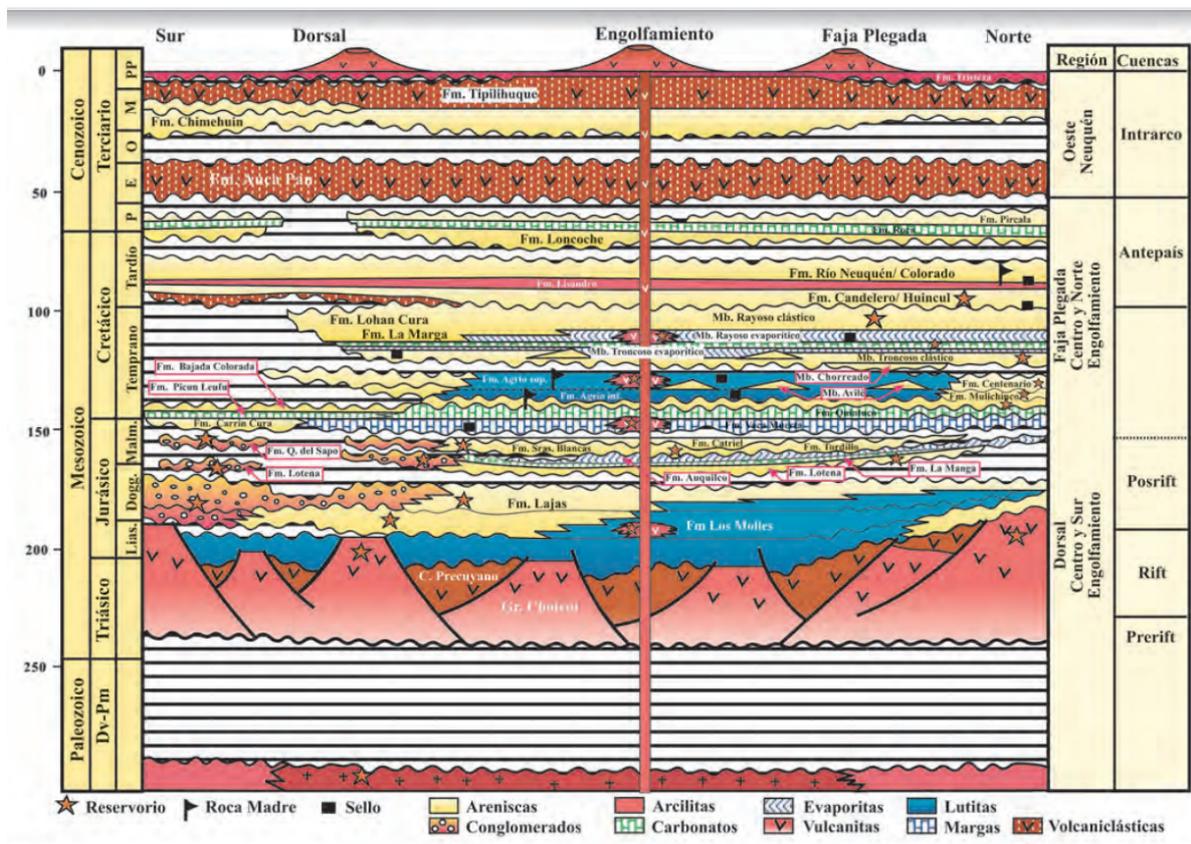


Figura 2.2: Cuadro estratigráfico de la cuenca Neuquina, con las principales unidades litológicas, discontinuidades, rocas reservorio, rocas generadoras y rocas sello (modificado de Vergani et al., 2011).

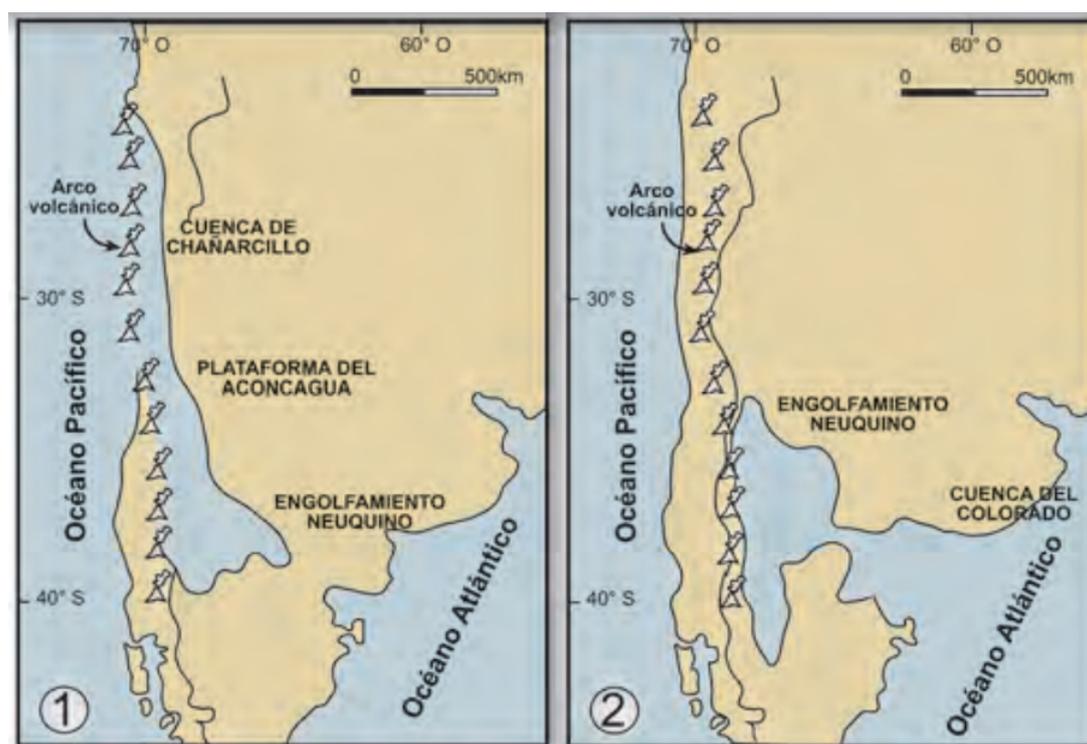


Figura 2.3: Paleogeografía de la cuenca Neuquina. Izquierda: Cretácico inferior, mostrando la ubicación y extensión del engolfamiento neuquino, su continuación hacia el norte en la plataforma del Aconcagua, su conexión con la cuenca de Chañarcillo y la ubicación del arco volcánico. Derecha: Cretácico superior, mostrando la ubicación y extensión del engolfamiento Neuquino, su conexión con la cuenca del Colorado y la ubicación del arco volcánico (Modificada de Malumián *et al.*, 1983)

La cuenca Neuquina constituye, desde el punto de vista de la producción de hidrocarburos, una de las principales cuencas del país. Actualmente, el 42 % de la producción de petróleo de la Argentina y el 55 % de la producción de gas corresponde a yacimientos de esta cuenca.

## 2.1. Área de Estudio

El área de concesión Lindero Atravesado (Figura 2.4) se ubica en la provincia del Neuquén, aproximadamente 30 km al Noroeste de la ciudad homónima, y es operada por Pan American Energy LLC, con 62,5 % de participación, siendo YPF socia con el 37,5 %. Abarca 509 km<sup>2</sup>, dentro de los cuales se encuentra incluido parte del Embalse

Mari Menuco. El área se localiza hacia el límite sur - oriental de la Cuenca Neuquina, al norte de la Dorsal de Huincul.

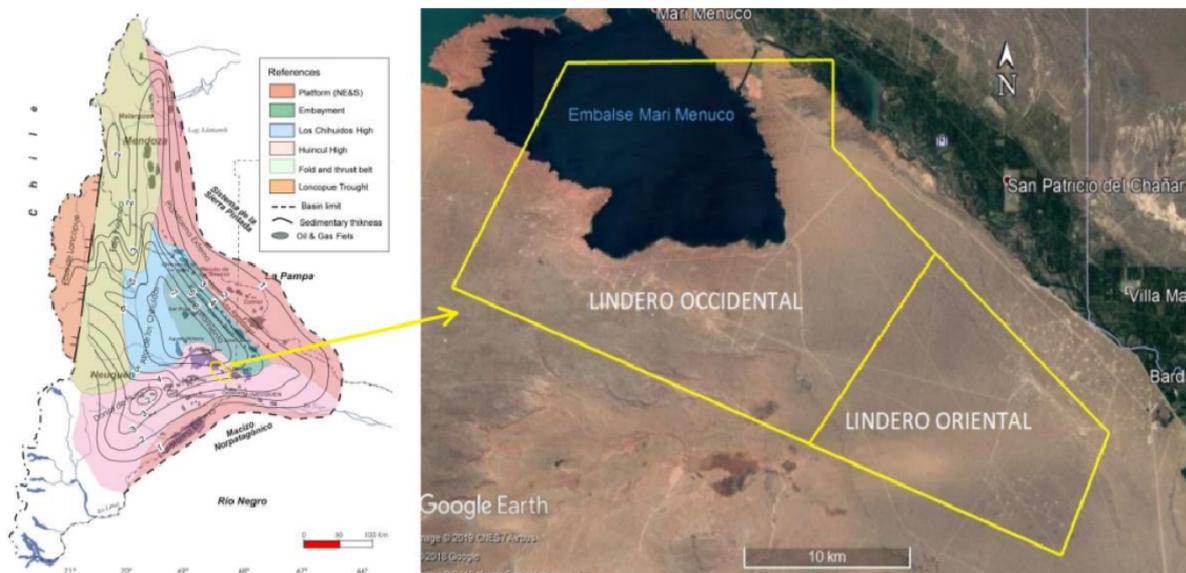


Figura 2.4: Mapa de ubicación Cuenca Neuquina (Modificado de Chebli et al., 2011) y polígono del área de concesión Lindero Atravesado.

El área comprende dos yacimientos, Lindero Atravesado Oriental y Lindero Atravesado Occidental, los cuales se distinguen por sus características geológicas y de producción (Martínez et al., 2005).

## 2.2. Sistemas Petroleros

El concepto de Sistema Petrolero (Magoon y Dow, 1994) describe en forma integral y evolutiva los distintos elementos y procesos que intervienen para que una acumulación de hidrocarburos exista, desde el depocentro sedimentario de roca generadora a la trampa que lo aloja (Vergani et al., 2011). Los elementos que conforman el sistema petrolero son: roca madre, roca reservorio y roca sello. La roca madre es aquella típicamente de grano fino, enriquecida de materia orgánica, la cual, bajo ciertas condiciones anóxicas, se convierte en hidrocarburo (esta riqueza se cuantifica en base al contenido orgánico total que se determina en laboratorios). La roca reservorio es una roca sedimentaria o magmática con características petrofísicas (porosidad y permeabilidad) tales que permi-

ten el almacenamiento de hidrocarburos y que puede proveer producción en condiciones económicas luego de las estimulaciones pertinentes, si estas fueran necesarias. La roca sello es una roca de baja permeabilidad que evita el escape del hidrocarburo acumulado en la roca reservorio. Los procesos asociados son la generación, migración, acumulación y preservación de los hidrocarburos conjuntamente con la formación de una trampa que los contiene. Cada uno de los elementos deben estar ubicados en una secuencia de tiempo y espacio compatibles para que puedan formar una acumulación de hidrocarburos (Magoon y Dow, 1994).

Los reservorios no convencionales carecen de los elementos antes descritos y se caracterizan por estar conformados por una roca madre que contiene hidrocarburo en sus poros ya que no ha sufrido el proceso de migración, o este proceso no ha sido completo. En la figura 2.2 es posible apreciar los distintos elementos que conforman los diferentes sistemas petroleros tradicionales de la cuenca Neuquina.

Los principales reservorios de la cuenca neuquina son de rocas clásticas, fundamentalmente continentales, aunque también marinas pero de menor importancia. Están caracterizados por su porosidad de origen primario con diferente grado de influencia diagenética.

En orden le siguen los reservorios carbonáticos originados fundamentalmente por procesos de dolomitización y en menor medida por fracturación (Vergani et al., 2011). Este es el caso de la formación Quintuco ya que son acumulaciones en rocas carbonáticas, depositadas en episodios marinos regresivos del Cretácico y ubicadas en el borde oriental de la cuenca.

Este trabajo está centrado en la caracterización sísmica de reservorios de la formación Quintuco, que es uno de los reservorios de mayor importancia en esta cuenca. La Formación Quintuco es considerada una roca reservorio carbonática depositada en episodios marinos regresivos del Cretácico. Un reservorio de importancia para la Fm. Quintuco, se encuentra en el sector occidental del yacimiento Lindero Atravesado (llamado capa cero), donde se desarrollan pequeñas construcciones coralinas que conforman el reservorio denominado Capa Cero (con diagénesis por exposición y generación de porosidad), su espesor

útil es de 3 metros con porosidades medias de 16 % (Martinez et al., 2005).

## 2.3. Antecedentes

El desarrollo de los reservorios convencionales en el área Lindero Atravesado, comenzó en la década del 60 cuando se perforaron los primeros pozos por ESSO descubriendo gas en las formaciones Sierras Blancas y Lotena. Entre 1968 y 1969, la compañía YPF S.A continuó la exploración, comenzando el desarrollo en el año 1973, a través del consorcio ASTRA-BRIDAS. Desde 1974, el área ha estado produciendo gas y condensado de las formaciones Lotena y Sierras Blancas, y petróleo y gas de la formación Quintuco (Gonzales et al., 2016). Este desarrollo fue en parte guiado con información sísmica 2D resultante de distintas campañas sísmicas realizadas entre 1980 y 1993, totalizando casi 1000 km lineales cubriendo incluso el área abarcada por el Embalse Mari Menuco. Entre 1999 y 2001 el bloque fue cubierto por sísmica 3D, a excepción del área correspondiente al lago, adquirida en 2 etapas, la primera en el sector oriental con 256  $km^2$  registrada en el año 1999/2000 y la segunda en el sector occidental con 342  $km^2$  adquirida durante el 2001 (Figura 2.5) (Zarpellón y Crovetto, 2018). En el año 2000 se inicia el desarrollo de la formación Quintuco como objetivo principal, desarrollándose el reservorio denominado Capa Cero en Lindero Atravesado occidental (con producciones iniciales de petróleo mayores a 200  $m^3/d$ ) y los niveles petrolíferos y gasíferos del miembro Inferior en Lindero oriental. Asimismo, se perforó el primer pozo del yacimiento con objetivos gasíferos a reservorios no convencionales de areniscas compactas del grupo Cuyo, alcanzando los niveles pelíticos de la formación Los Molles.

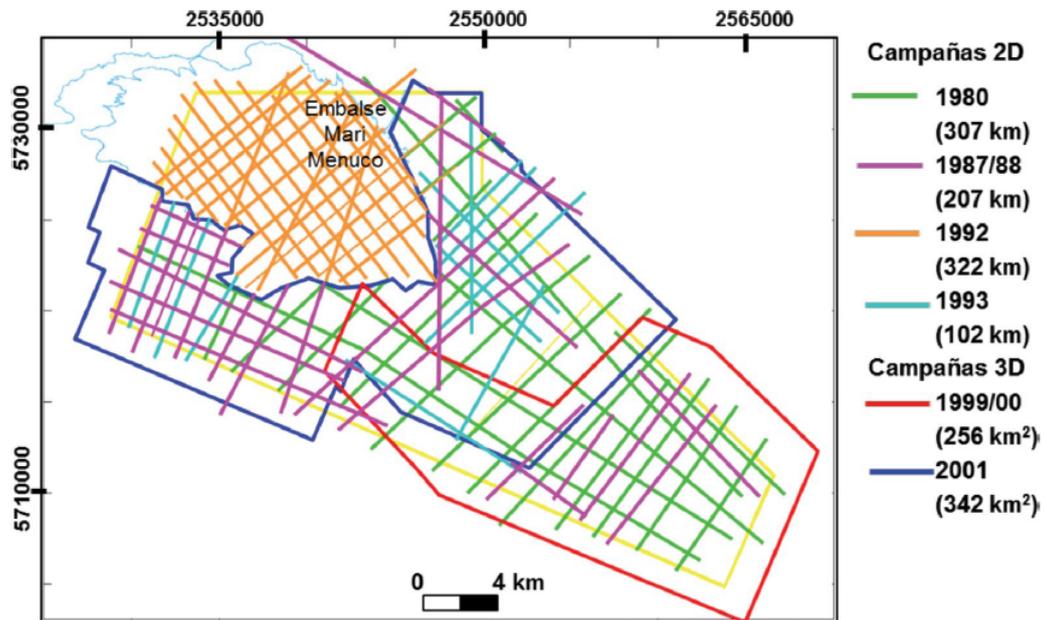


Figura 2.5: Cobertura sísmica en Lindero Atravesado para el año 2001 (Zarpellón y Crovetto, 2018).

El campo se volvió a cubrir con sísmica 3D para iluminar mejor los objetivos profundos y la Vaca Muerta (Zarpellón & Crovetto, 2018).

## Capítulo 3

# Fundamentos Teóricos

Un aspecto de suma importancia en la Geofísica es el hecho de poder inferir parámetros físicos a partir de datos medidos, lo que se conoce como (resolver) el problema inverso. Para llevar esto a cabo se construye un modelo, caracterizado por ciertos parámetros físicos. La respuesta del modelo se compara con los datos observados y en función de la diferencia se calibran, de forma iterativa, los parámetros del modelo. Por lo tanto, el problema inverso consiste en determinar el valor o la variación espacial de propiedades físicas mediante la comparación de las mediciones con las predicciones de un modelo. Un problema inverso típico en geomagnetismo es la determinación de la variación de la conductividad eléctrica de la Tierra a partir de las mediciones de los campos eléctricos y magnéticos inducidos. Es importante recordar que los problemas inversos en geofísica no tienen en general una solución única, por lo que el algoritmo de inversión y las restricciones en forma de información a priori, deben ser elegidos de manera criteriosa.

Los métodos de inversión sísmica son técnicas que permiten extraer la distribución de las propiedades elásticas del subsuelo a partir de la respuesta sísmica; ejemplos de estos son el cálculo de impedancia acústica a partir de los datos *post-stack* o la estimación de las propiedades elásticas (Impedancia P, impedancia S y densidad) a partir de datos sísmicos *pre-stack*. La información obtenida a partir de la inversión puede ser utilizada para propagar parámetros petrofísicos del subsuelo, que combinados con un marco estructural, permiten generar un modelo de reservorio (Yilmaz, 2001).

Como en la sísmica de refracción, en el caso de la reflexión sísmica se suele asumir

que el subsuelo puede representarse por capas horizontales (o buzantes) separadas por interfaces planas. Además se asume que la velocidad en cada capa es uniforme y aumenta con la profundidad, y los rayos están confinados al plano vertical (es decir, un modelo bi-dimensional). Si bien estas suposiciones representan una notable simplificación del verdadero fenómeno físico (propagación de ondas compresionales y de corte a través de un medio tri-dimensional heterogéneo como el subsuelo terrestre), esta aproximación ha sido de suma utilidad para la exploración geofísica durante décadas (Velis, 2020).

Los métodos de sísmica de reflexión se basan en la generación de ondas sísmicas provocadas por una fuente (dinamita, *vibroscis* o cañones de aire), que viajan desde la fuente, ubicada en la superficie, hasta las interfases del subsuelo, donde parte de su energía se refleja regresando a los receptores (geófonos) localizados en la superficie, de esta manera se registra su amplitud y tiempo de ida y vuelta (Figura 3.1).

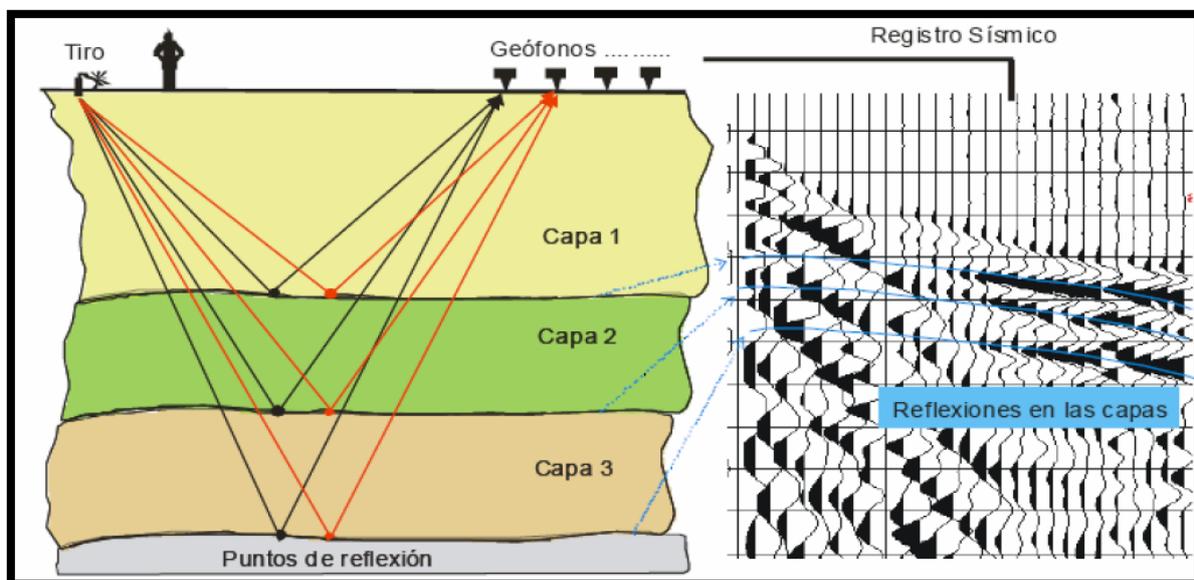


Figura 3.1: Método sísmico de reflexión.

La reflexión de las perturbaciones sísmicas ocurre cuando en el subsuelo hay contactos de unidades rocosas con contrastes de valores de impedancia. La impedancia ( $Z$ ) se define como el producto entre la densidad  $\rho$  y la velocidad de propagación ( $V$ ) de ondas del medio:

$$Z = V * \rho \quad (3.1)$$

El porcentaje de energía reflejada será mayor en la medida que los medios o capas que definen la interfase tengan mayor contraste de impedancia acústica. El aislamiento de estas señales reflejadas de otro tipo de ondas y del ruido permite obtener una imagen de las principales capas del subsuelo llamada sección sísmica o registro sísmico. Se define el coeficiente de reflexión, el cual representa una propiedad de la interfase entre dos medios, como el cociente entre las amplitudes de ondas reflejadas e incidentes. En el caso de incidencia normal a la interfase, dicho coeficiente toma la forma descrita en la ecuación 3.2, donde  $Z_1$  y  $Z_2$  son las impedancias acústicas del medio desde el cual incide el frente de ondas y del segundo medio respectivamente (Sheriff, R. E., 1982).

$$R = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} = \frac{\rho_2 * V_2 - \rho_1 * V_1}{\rho_2 * V_2 + \rho_1 * V_1} \quad (3.2)$$

Cuando no se asume incidencia normal, los coeficientes de transmisión y reflexión de ondas P y S son descritos por las ecuaciones de Zoeppritz (Ecuación 3.3). Dichas ecuaciones serán empleados al momento de trabajar con datos sísmicos en el dominio del ángulo de incidencia.

$$\begin{bmatrix} R_p \\ R_s \\ T_p \\ T_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \theta_1 & -\cos \theta_1 & -\sin \theta_2 & \cos \phi_2 \\ \cos \theta_1 & -\sin \phi_1 & \cos \theta_2 & -\sin \phi_2 \\ \sin 2\theta_1 & \frac{V_{P1}}{V_{S2}} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{S2}^2 V_{P1}}{\rho_1 V_{S1}^2 V_{P2}} \sin 2\theta_2 & \frac{\rho_2 V_{S2} V_{P1}}{\rho_1 V_{S2}^2} \cos 2\phi_2 \\ -\cos 2\phi_1 & \frac{V_{S1}}{V_{P1}} \sin 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{P2}}{\rho_1 V_{P1}} \cos 2\phi_2 & -\frac{\rho_2 V_{S2}}{\rho_1 V_{P1}} \sin 2\theta_2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sin \theta_1 \\ \cos \theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ \cos 2\phi_1 \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

En estas,  $R_p$ ,  $R_s$ ,  $T_p$ ,  $T_s$  son los coeficientes de reflexión de ondas P, reflexión de ondas S, transmisión de ondas P y transmisión de ondas S respectivamente,  $\theta_1$  es el ángulo de incidencia y  $\theta_2$  el de transmisión de ondas P,  $\phi_1$  el ángulo de reflexión y  $\phi_2$  el de transmisión de ondas S,  $V$  es la velocidad de propagación y  $\rho$  es la densidad de los

distintos medios.

Las técnicas de inversión de amplitudes sísmicas pueden dividirse en dos grupos: inversión sísmica *pre-stack* e inversión sísmica *post-stack*. La inversión *pre-stack* tiene como dato de entrada *offset/angle gathers* (o *partial angle stacks*). En la inversión *post-stack* se utilizan las trazas sísmicas apiladas.

De las ecuaciones de Zoeppritz puede concluirse que, en el caso general de incidencia oblicua, el valor de los coeficientes de reflexión, y en particular de  $R_p$ , dependen del ángulo de incidencia, la densidad y las velocidades de ondas compresionales y de cizalla. Esta es la razón por la cual, mediante inversión elástica de datos sísmicos pre-apilado se pueden obtener volúmenes de las impedancias de ondas P y S además de la densidad.

Para que el problema de inversión esté bien condicionado y puedan calcularse las impedancias y la densidad, es necesario contar con *angle gathers* que tengan un amplio rango de ángulos de incidencia sobre la formación objetivo.

El procedimiento exacto que se aplica para resolver el problema de inversión depende del algoritmo utilizado; lo que todos los algoritmos tienen en común es que requieren en alguno de sus pasos de modelado directo. Nos referimos al proceso de generación de datos sísmicos sintéticos a partir de un modelo de subsuperficie. Cuando se habla de la inversión sísmica determinista se hace referencia a la resolución del problema de inversión donde se obtiene un único resultado, considerado la mejor solución, que optimiza una función de costos, dados los datos observados y las restricciones impuestas sobre la solución durante el proceso de inversión (Francis, 2006).

El modelado directo implica el uso de las Ecuaciones de Zoeppritz o aproximaciones de las mismas con las que se calculan los valores de reflectividad que encontrarán las ondas durante su propagación. Se realiza también un transformación de tiempo a profundidad, sino la convolución no tendría sentido. El paso final para la generación de la traza sísmica sintética implica la convolución con el pulso sísmico u ondícula. Este proceso, para el caso de incidencia normal, se ilustra en la Figura 3.2.

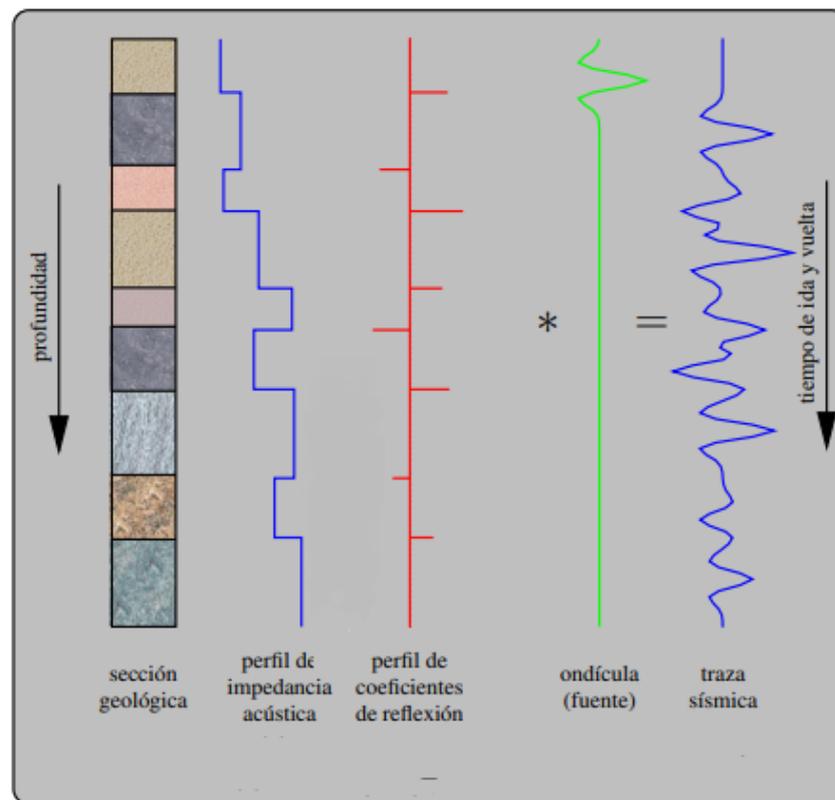


Figura 3.2: A la izquierda se muestra un perfil geológico, el perfil de impedancia acústica asociado al mismo, y los coeficientes de reflexión. En color rojo se muestra la reflectividad como una función del tiempo, en verde la fuente sísmica (ondícula) y la traza sísmica con ruido agregado, que es el resultado de la convolución entre ondícula y reflectividad (Modificado de Velis, 2020).

### 3.1. Inversión sísmica *pre-stack*

El caso más general de inversión sísmica de amplitudes es aquel que tiene como entrada datos sísmicos *pre-stack*. La inversión pre-apilado está diseñada para extraer el modelo elástico completo -densidad e impedancias P y S- a partir de la variabilidad de la amplitud con el ángulo de incidencia (Hampson y Russell, 2008). Por eso, requiere de una multiplicidad de trazas por CRP (*Common Reflection Point*) para distintos ángulos de incidencia.

La mayoría de los algoritmos de inversión *pre-stack* se basan en la relación existente entre la amplitud de las reflexiones y el ángulo de incidencia, usando por ejemplo las ecuaciones de Zoeppritz previamente descritas y el modelo convolucional. Los pasos

previos a la inversión incluyen el acondicionamiento de los gathers sísmicos y, en caso de trabajar con *offset gathers*, su conversión al dominio del ángulo de incidencia empleando algún tipo de velocidades sísmicas de procesamiento, por ejemplo. La inversión de las trazas con los datos *pre stack* es más compleja que la inversión después del apilado porque la fórmula de la reflectividad es más elaborada y depende no sólo de la densidad y la velocidad de las ondas compresionales sino también de la velocidad de las ondas de corte y del ángulo de incidencia. Se suele emplear aproximaciones de las ecuaciones de Zoeppritz y difieren en el número de términos utilizados en la aproximación, entre dos o tres, y además en los parámetros elásticos resueltos. En ese sentido, el *software* empleado en este trabajo, utiliza la aproximación de Fatti, la cual es una aproximación a la ecuación postulada por Aki-Richards (Aki, R. y Richards, P. G, 2002).

### 3.2. Fundamentos de *Machine Learning*.

La inteligencia artificial es la subdisciplina del campo de la Informática, que busca la creación de máquinas que puedan imitar comportamientos inteligentes. Estos comportamientos pueden ser muy diversos, tales como conducir, analizar patrones, reconocer voces o ganar juegos. Son muchas las formas en las que una máquina puede simular un comportamiento inteligente y cada vez se tienen más ejemplos de cómo en ciertas áreas, logran alcanzar un rendimiento mayor al humano.

La limitación a la hora de pensar de estas inteligencias artificiales (IA) las lleva a diferenciarse de los humanos al momento por la forma de realizar diferentes tareas. Las inteligencias artificiales se pueden clasificar en: débiles y fuertes. Las débiles son aquellos sistemas que únicamente pueden cumplir con un conjunto muy limitado de tareas. Por el contrario, las fuertes son aquellas IAs capaces de aplicarse a una gran variedad de problemas y dominios diferentes. A día de hoy, todas las IAs se clasifican en el primer grupo.

Es importante aclarar a que se refiere imitar comportamientos inteligentes. Imitar

no significa que dicho comportamiento sea en esencia un comportamiento cognitivo, es decir, se puede programar de manera clásica un brazo robótico para que siempre realicen el mismo movimiento. Dicha idea en principio no parece muy “inteligente” ya que la lógica del movimiento la ha programado una persona, pero sin embargo encaja en la definición previamente dicha ya que, en apariencia, la máquina realiza un comportamiento inteligente.

Visto así, dentro del campo de la inteligencia artificial se encuentran diferentes subcategorías que responden a diferentes comportamientos inteligentes, como son por ejemplo: el campo de la **Robótica**, el **Natural Language Processing**, o la capacidad de poder **hablar** el cual es un campo en el que se estudia tanto la conversión de voz a texto o la conversión de texto a voz. Todas estas capacidades conforman campos de estudio propios dentro del mundo de la inteligencia artificial.

Sin embargo, si hay una capacidad que de verdad nos define como agentes inteligentes es la capacidad de **aprender**, es decir, el *Machine Learning*. El *machine learning*, o aprendizaje automático, es la rama de la inteligencia artificial que estudia cómo dotar a las máquinas de capacidad de aprendizaje entendido este como la generalización del conocimiento a partir de un conjunto de experiencias.

El *machine learning* es un componente nuclear, dentro del campo de la inteligencia artificial, que se relaciona y conecta con el resto de categorías debido a que las demás capacidades pueden ser imitadas ya sea porque alguien las haya programado o, mucho más interesante, porque el propio sistema haya aprendido a realizarlas.

De esto se concluye que, el *machine learning* y la Inteligencia Artificial no son lo mismo, sino que uno está *contenido* dentro del otro.

Dentro del *machine learning* existen diferentes técnicas que sirven para cubrir distintos tipos de aplicaciones, por ejemplo, existen técnicas como los árboles de decisión, modelos de regresión, modelos de clasificación, técnicas de clusterización, etc. Sin embargo, la técnica más utilizada son las redes neuronales. En cuanto a su estructura, hay tres partes en una red neuronal: una capa de entrada, con unidades que representan los

campos de entrada; una o varias capas ocultas (que es en donde esos parámetros/pesos pueden ir ajustándose de manera inteligente para lograr que la función que la red neuronal representa, encuentre un mínimo de error); y una capa de salida, con una unidad o unidades, que representa el campo o los campos de destino. Su característica más importante es que son capaces de aprender de forma jerarquizada, es decir, la información se aprende por niveles donde en las primeras capas se aprenden los conceptos más concretos y en las capas posteriores se usa la información aprendida anteriormente para aprender conceptos más abstractos. Esto hace que a medida que se añaden más capas, la información que se aprende es cada vez más abstracta (Quoc, et al., 2011)

No hay límites en cuanto a la cantidad de capas que puede tener una red y eso no es un dato menor. La tendencia es que, estos algoritmos, añaden cada vez más capas convirtiéndose en algoritmos cada vez más complejos. Este incremento en el número de capas y en la complejidad es lo que hace que sean conocidos como, o formen una arquitectura, *deep learning* o aprendizaje profundo.

Con la llegada de la digitalización, el abaratamiento de los dispositivos de almacenamiento y un cambio de mentalidad a la hora de apreciar el valor de los datos, existe una tendencia de acumular una gran cantidad de datos y eso se ha denominado **big data**. *Big data* hace referencia al fenómeno de acumular grandes cantidades de datos, aunque también puede referirse al proceso de análisis de estos datos desde el momento que se los captura hasta que se transforman en conocimiento y esto es lo que se llama minería de datos.

La minería de datos es una herramienta importante para la geofísica, debido a que en las distintas ramas de la misma (como la Sísmica, Gravimetría, Geoeléctrica, etc.) se manejan una gran cantidad de datos en las etapas de adquisición, procesamiento e interpretación. Utilizando minería de datos es posible encontrar diferentes tipos de patrones en estos grandes volúmenes de datos para su mejor aprovechamiento y/o entendimiento.

Los métodos de análisis clásicos empleados en los distintos campos de la Geofísica se basan principalmente en un ajuste de modelos a datos medidos, basándose en hipótesis

que se consideran válidas y útiles. Con las distintas técnicas de la minería de datos como, por ejemplo: árboles de decisión, métodos de agrupamiento y las ya mencionadas redes neuronales, se pueden descubrir relaciones no-consideradas dentro de los datos o generar modelos robustos y de buen ajuste sin la necesidad de una hipótesis preconcebida.

La aplicación de los métodos de minería de datos y sistemas inteligentes se encuentra en uso, y en auge, tanto dentro de la investigación geofísica como aplicaciones industriales. Por ejemplo, Rezende et al., 2010, utiliza métodos de minería de datos para encontrar patrones de centelleo ionosférico con fines de mejoramiento de sistemas GNSS. En Gentili y Michelini, 2006, se implementa una red neuronal para determinar los primeros arribos de ondas P y S, una tarea fundamental dentro de la sismología, de manera automática, robusta y general. En Chopra y Marfurt (2018), se utilizan varios sistemas inteligentes para el análisis de facies sísmicas dentro de un ámbito de prospección sísmica en el mar de Barents. Estas publicaciones muestran una clara utilidad de estos conocimientos en cuanto a su aplicación en el ámbito geofísico general.

Particularmente, en este trabajo, los algoritmos de machine learning utilizados para llevar a cabo la propagación de propiedades (obtener el cubo de porosidad) fueron los que provee el software Hampson Russel dentro de su módulo Emerge, los cuales llevan el nombre de *Single Attribute (SA)* debido a que para realizar la estimación sólo utiliza un atributo sísmico, *Multiple Attribute (MA)* ya que utiliza un grupo de atributos sísmicos como parámetros de entrada y las *Deep Feed-forward Network (DFNN)* que utiliza redes neuronales con múltiples capas ocultas y nodos. Dicho algoritmo fue el utilizado en este trabajo y se describe a continuación.

### **3.3. *Deep Feed-forward Network***

El método de *Deep Feed-forward Network (DFNN)* es uno de los métodos más sencillos dentro del campo del machine learning, en el cual se entrena y la valida una red neuronal. Utiliza varias capas ocultas, sus correspondientes nodos los cuales disponen de pesos y

funciones de activación y se itera para calibrar dichos pesos. Es “sencillo” con respecto a otros métodos ya que no se basa en conceptos matemáticos más complejos como, por ejemplo, la convolución, si no que se utiliza un promedio pesado de las entradas de cada neurona (las cuales son las salidas de las neuronas de la capa anterior), y debido a una topología simple con cada nodo de una dada capa conectado a todo nodo de la siguiente capa.

El término “*deep*” (profundo) se refiere al uso típico de varias capas ocultas. El número mínimo de capas ocultas es 0 y no hay un límite superior. A medida que aumenta el número de capas ocultas, la red tiene un número creciente de pesos con los que predecir los datos de entrenamiento. Si se utilizan demasiadas capas en comparación con los datos de entrenamiento, los pesos no se pueden determinar de forma única y los términos de regularización llevan los pesos a cero.

Cada capa oculta debe tener uno o más nodos. Aumentar la cantidad de nodos aumenta la cantidad de pesos necesarios para predecir datos (ya que la cantidad de pesos se establece por la cantidad de capas ocultas multiplicada por la cantidad de nodos). Por lo tanto, un mayor número de nodos suele reducir el error de entrenamiento, pero puede aumentar el error de validación. En la figura 3.3 se puede observar cómo es el funcionamiento de una red neuronal simple, con una sola capa oculta.

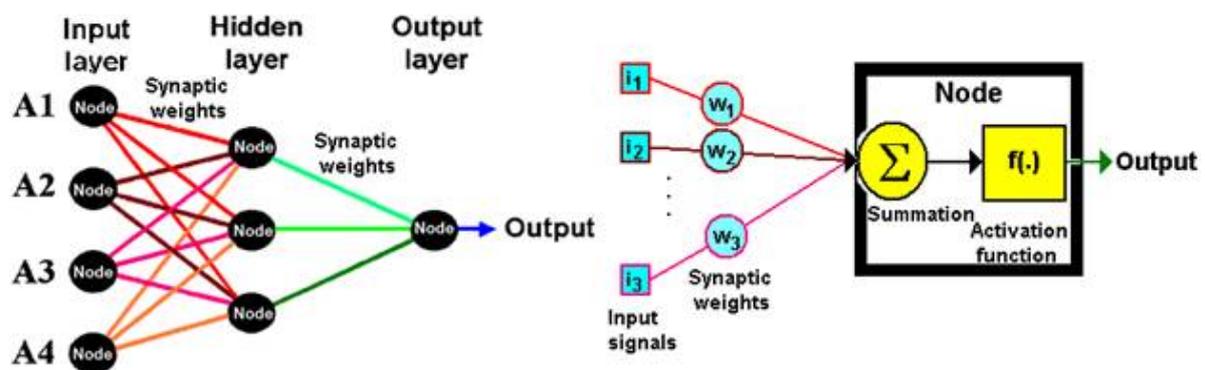


Figura 3.3: Flujo de funcionamiento típico de una DFNN. Imagen tomada del manual del *software* Hampson&Russell

Para la validación de la red neuronal, se selecciona un subconjunto de los datos de entrenamiento para su eliminación de manera aleatoria. La red se entrena nuevamente

utilizando el conjunto de datos reducido, y luego se aplica a la red sobre cada elemento del subconjunto que no fue utilizado para su entrenamiento. Los errores de ajuste resultantes establecen el rendimiento de nuestra red y, junto con los errores de ajuste al aplicarse sobre los datos de entrenamiento, pueden indicar posibles problemas de sobreentrenamiento.

Comparado con el uso de solo uno o varios atributos sísmicos seleccionados previamente para la predicción de la porosidad, utilizar una DFNN ofrece mayores ventajas. A través del ajuste de pesos por retroalimentación (o *feedback*), la DFNN es capaz de rápidamente descubrir y utilizar una expresión matemática de una gran complejidad que resulta irrealizable, y sumamente confuso y opaco en cuanto a su funcionamiento, para el usuario que genere la DFNN, pero con un rendimiento muy elevado debido a dicha complejidad permitiendo muy finos ajustes.

## Capítulo 4

# Información empleada

En este capítulo se describen los datos de entrada disponibles, tales como pozos (distribución, registros, topes de formaciones de interés) y la sísmica (tipo de información *pre-stack*, tipo y origen de las velocidades y horizontes).

El área de estudio Lindero Atravesado, sobre parte de la cual se ha realizado la caracterización sísmica se ubica al norte de la Dorsal de Huincul, en la zona de transición hacia el engolfamiento (Figura 4.1). Dicha zona fue descrita en el capítulo 2.

En el año 2015, se adquirió sísmica 3D sobre  $630.7\text{km}^2$ , aproximadamente, en el bloque. En el año 2018, se realizó un proceso de los mismos que consistió en una migración *pre-stack* en el dominio de la profundidad. Además se cuenta con la información de siete pozos distribuidos en la zona, con información de diferentes perfilajes, como de velocidad de onda P, velocidad de onda S, densidad, gamma ray, resistividad y potencial espontáneo. En la figura 4.1 se muestra la ubicación del bloque en la Cuenca Neuquina y también los  $65\text{ km}^2$  que competen a este trabajo. También se muestra la distribución de los siete pozos utilizados, en el área en la figura 4.2.



## 4.1. Datos sísmicos

La adquisición del dato sísmico fue realizada por una empresa de servicios en el año 2015. La operación presentó complejidades singulares en cuanto a la diversidad de obstáculos en el área de operaciones, dado que la misma se extiende por espacios de yacimientos en desarrollo, zona de perilago del embalse Mari Menuco, acueducto vinculante entre el embalse y el Río Neuquén, valle del Río Neuquén, plantas compresoras de gas, Ruta Provincial 51 y también es atravesada por ductos provenientes de diferentes áreas de producción hidrocarburífera y de líneas eléctricas de media, alta y muy alta tensión.

Los principales parámetros de adquisición utilizados para el proyecto se resumen en la tabla 4.1.

<b>Parámetros básicos</b>	
Cobertura nominal	225
Ancho del bin	25m
Largo del bin	25m
<b>Geometría de emisión</b>	
Distancia entre puntos de vibrado	50m
Distancia entre líneas de emisión	300m
Azimut de las líneas de emisión	NO-SE
<b>Geometría de recepción</b>	
Distancia entre estaciones receptoras	50m
Distancia entre líneas de recepción	300m
<b>Geometría del Patch</b>	
Número de líneas	30
Número de canales/línea	180
Número de canales máximo	5400

Tabla 4.1: Parámetros de adquisición.

Finalizados los controles de las coordenadas de las estaciones de recepción y emisión de todo el proyecto y con los archivos SPS obtenidos, se procesaron los datos en el programa OMNI (el cual es un programa de diseño 3D) generando el diagrama de *full fold* (número total de trazas que constan de un mismo CMP) que se muestra en la figura 4.3, entre otros. Toda esta información fue obtenida del Informe Final de adquisición del año 2015 (UGA Seismic 2015).

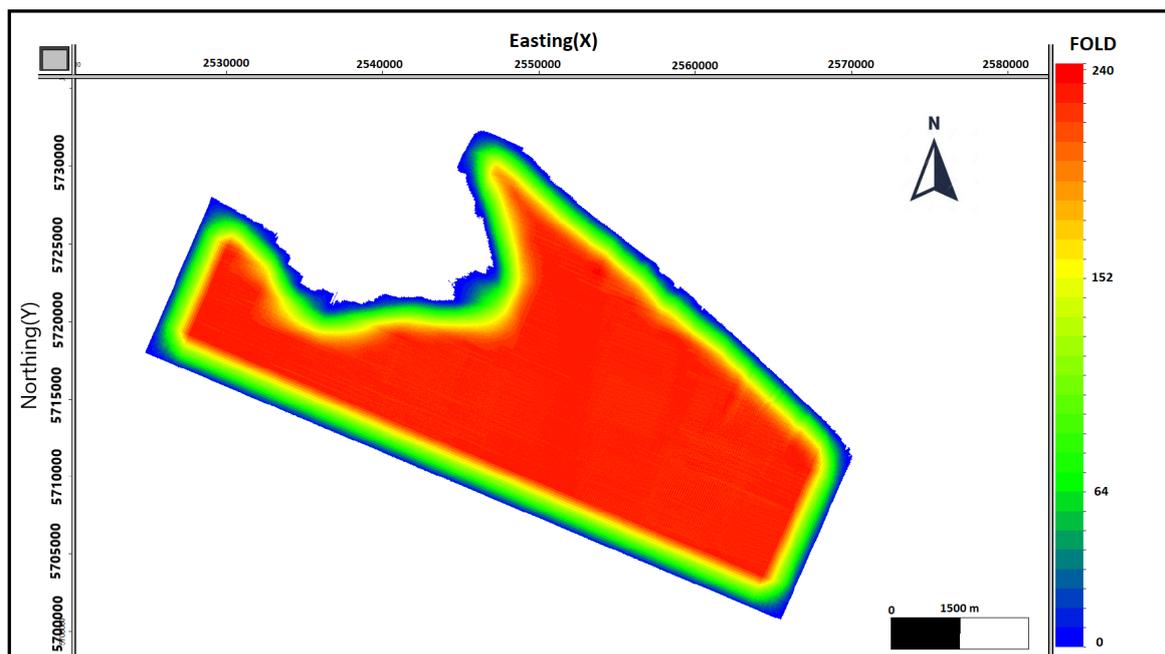


Figura 4.3: Mapa de Fold.

El procesamiento del dato sísmico fue realizado en el año 2018 por la compañía Seiscenter. El mismo involucró un estudio tomográfico de velocidad sísmica del subsuelo y *Pre-Stack Depth Migration* (PreSDM) sobre  $630.7 \text{ km}^2$  del proyecto sísmico 3D y bloque *on-shore* Lindero Atravesado. El estudio tuvo como principal objetivo lograr una imagen sísmica y *gathers en profundidad*, calibrados y aptos para su empleo en la caracterización de los yacimientos existentes.

El esquema general de trabajo fue el siguiente (Seiscenter, 2018) :

1. Estudio tomográfico de velocidad: se utiliza como fuente de datos la salida del algoritmo de migración isotrópica de Kirchhoff. Por inversión tomográfica isotrópica

(Figura 4.4) se calculan, en forma iterativa, ajustes del cubo de velocidad intervállica hasta llegar a una solución final.

2. Pre-stack Depth Migration: con el modelo de velocidad isotrópico se ejecuta:

- Kirchhoff PreSDM isotrópica, siendo sus salidas *gathers* en profundidad (*offset domain*) y sumas asociadas.
- CRAM-PreSDM isotrópica, siendo sus salidas *gathers* en profundidad (*angle domain*) y sumas asociadas. El método CRAM trata de obtener *gathers* en profundidad de mejor calidad para estudios *pre-stack* (AVA/O, inversión elástica) y accesoriamente una posible mejora en las imágenes suma.

3. Calibración: con datos de los pozos intervinientes se procedió a una calibración de la velocidad isotrópica del punto (1) y cubos sísmicos en profundidad del punto (2).

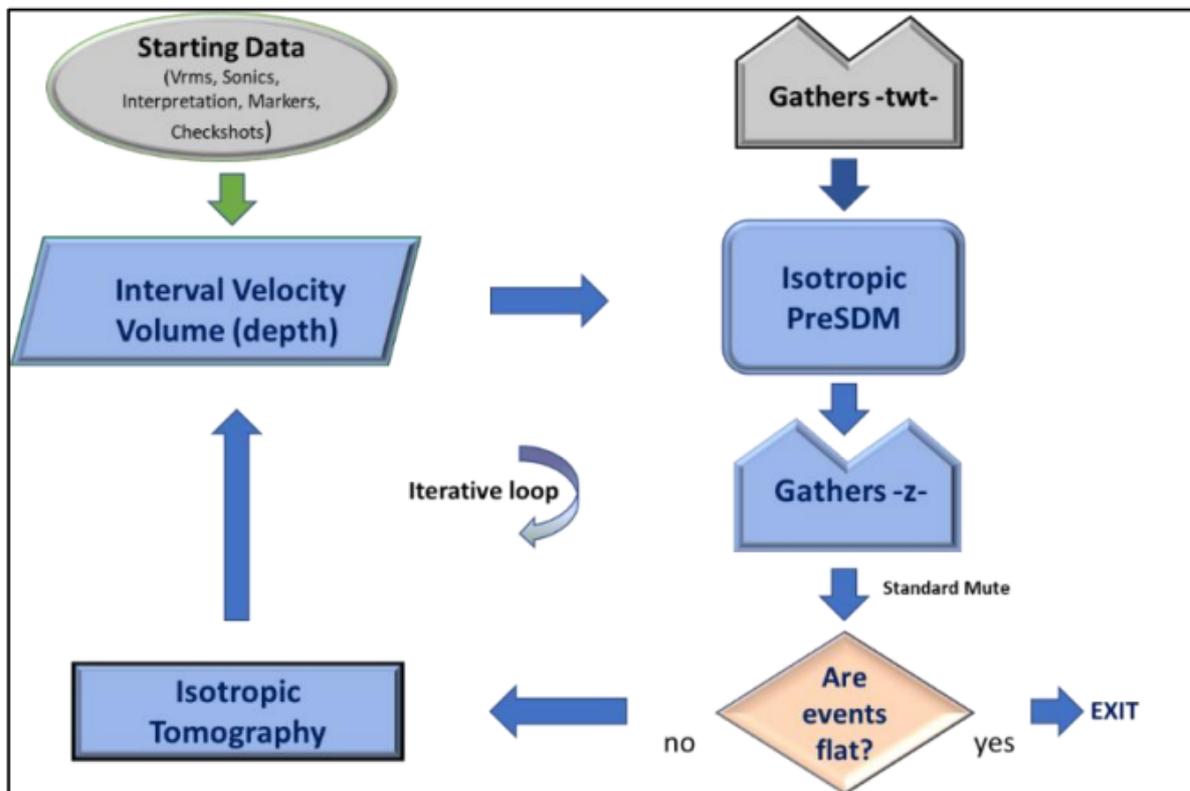


Figura 4.4: Estudio tomográfico isotrópico de velocidad intervállica (Seiscenter, 2018).

El cubo de datos sísmicos cuenta con 7 horizontes interpretados entre el techo de la formación Quintuco y la base de la formación Vaca Muerta. No se emplearon los horizontes de la Fm. Vaca Muerta debido a que el trabajo está centrado en la formación Quintuco. Se puede observar en la figura 4.5 una sección del cubo sísmico (*Xline* que pasa por el Pozo 4) con los horizontes interpretados, identificados como Tope\_Quint, Near\_QCO-S3, QCO-M, QCO-X, Near\_Q-32, Q-30 (en la formación de interés), T3 y TCat. A todos los horizontes se les aplicó un suavizado espacial de 7 *inline* por 7 *xline*, para generar el modelo de bajas frecuencias necesario para la inversión.

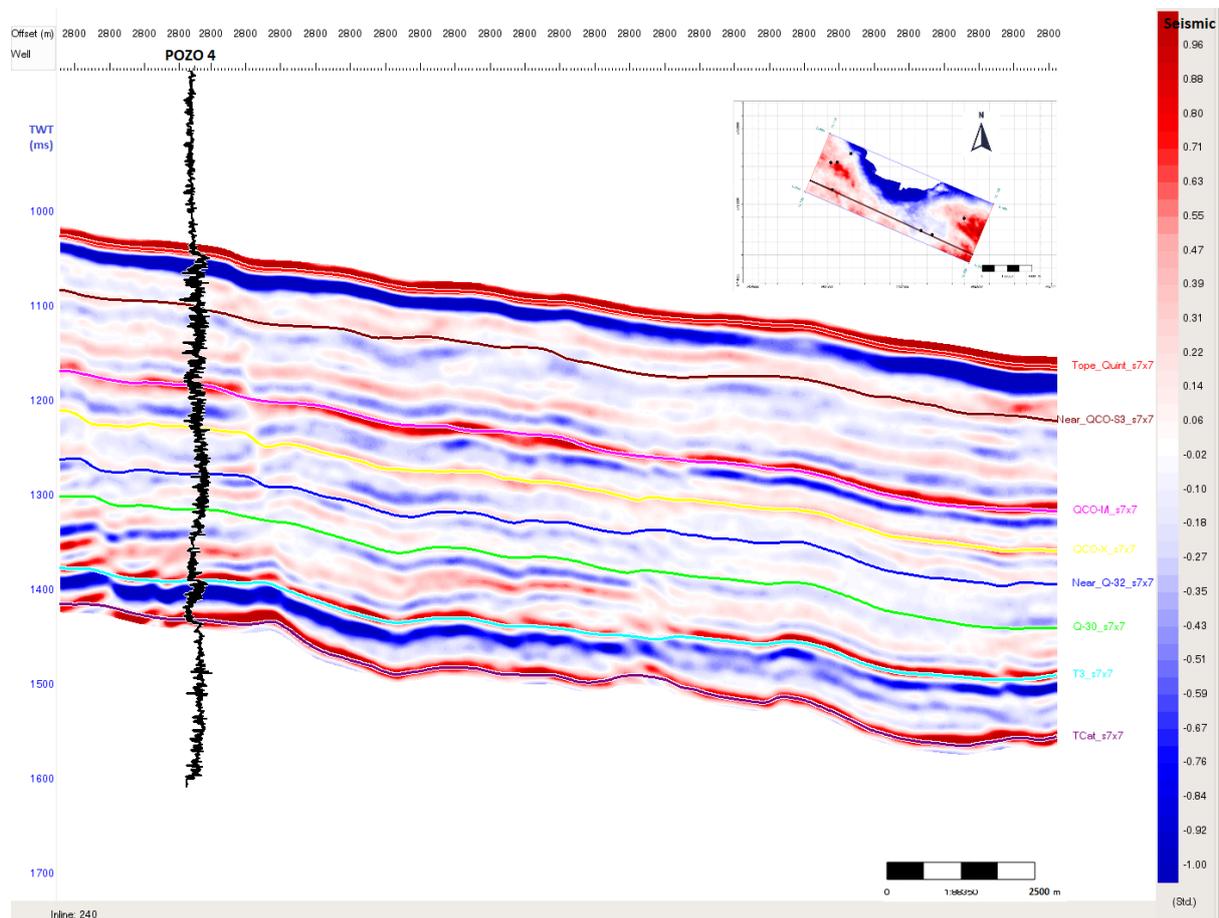


Figura 4.5: Sección sísmica que pasa por el Pozo 4 con horizontes interpretados. Se muestra el perfil de velocidad de onda P.

## 4.2. Pozos

Se cuenta con información proveniente de siete pozos distribuidos en el área de interés. En la Tabla 4.2 se muestra una lista de los perfiles disponibles para cada pozo. Los pozos serán etiquetados cada uno con Pozo 1, 2, 3, 4, 5, 6 y 7.

	1	2	3	4	5	6	7
<b>Velocidad P</b>	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
<b>Velocidad S</b>	Si	Si	Si	Si	Si	Incompleto	Si
<b>Densidad</b>	Si	Si	Si	Si	Si	Incompleto	Si
<b>Gamma Ray</b>	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si
<b>Resistivo</b>	Si	Si	Si	No	Si	Si	No
<b>Potencial Espontáneo</b>	No	No	No	Si	Si	Si	No
<b>Porosidad efectiva</b>	No	No	Incompleto	No	No	Incompleto	No
<b>Saturación de agua</b>	No	Incompleto	No	No	Si	No	No
<b>Volumen de arcillas</b>	No	No	No	No	No	No	No
<b>Porosidad Neutrón</b>	Si	Si	Si	Si	Incompleto	Incompleto	Si
<b>Porosidad derivada del sónico</b>	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si

Tabla 4.2: Perfiles disponibles para cada pozo.

Prácticamente no se cuenta con información petrofísica, por lo tanto se calculó la porosidad efectiva empleando densidad y neutrón. La fórmula empleada por el software es la siguiente:

$$ND_{\theta} = \sqrt{\frac{N_{\theta}^2 + D_{\theta}^2}{2}}, \quad (4.1)$$

donde  $ND_{\theta}$  es la porosidad calculada con neutrón y perfil de densidad,  $N_{\theta}$  es la porosidad de la herramienta neutrón y  $D_{\theta}$  es la porosidad calculada a partir del perfil de densidad.

Se generaron perfiles de porosidad para luego ser utilizados como datos de entrada para dicho módulo y posterior comparación con el volumen generado.

En primer lugar, se generaron siete perfiles de porosidad, uno por cada pozo, a partir de datos de densidad. La fórmula empleada para generar dichos perfiles fue la siguiente:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_{obs}}{\rho_{ma} - \rho_f}, \quad (4.2)$$

donde  $\phi$  es la porosidad calculada,  $\rho_{ma}$  es la densidad de la matriz,  $\rho_f$  es la densidad del fluido y  $\rho_{obs}$  es la densidad de los perfiles de pozo.

Los 7 perfiles generados se pueden observar en la figura 4.6, todos filtrados con un filtro de medianas con una longitud del operador de 45 muestras. Los perfiles fueron generados para la formación Quintuco y se eligieron como parámetros de calibración la densidad de la matriz igual a  $2.71 \text{ g/cm}^3$  (el cual es un valor correcto cuando se trata de carbonatos o “limestones”) y la densidad del fluido igual a  $1.09 \text{ g/cm}^3$  (referido a una “salmuera” o “brine”).

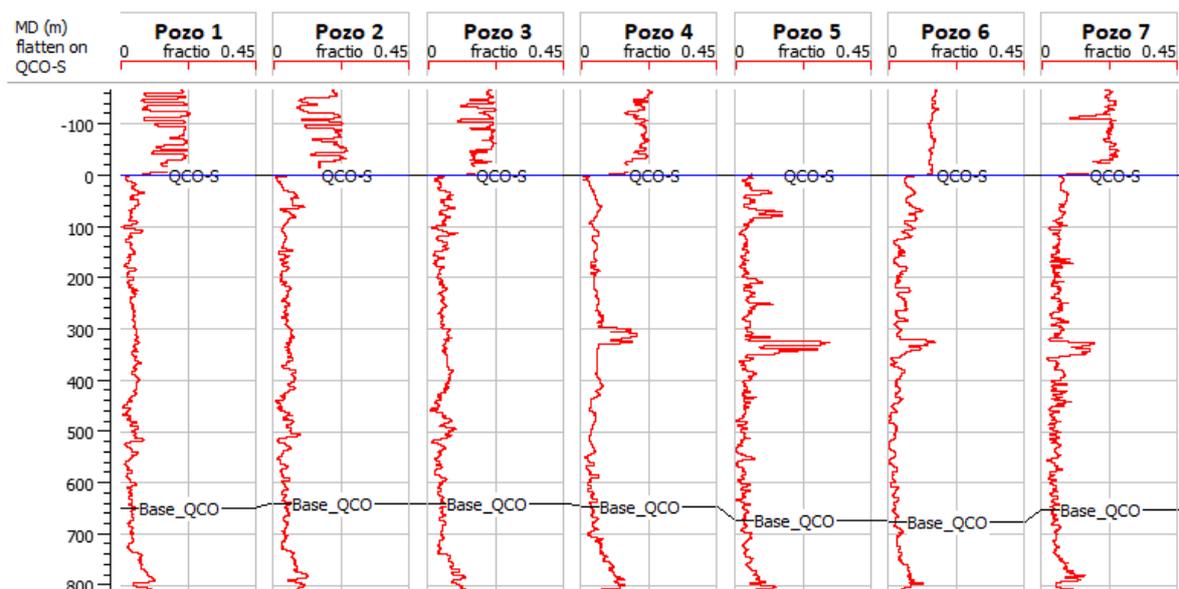


Figura 4.6: Siete perfiles de porosidad generados a partir de la densidad.

Por otro lado, cinco pozos cuentan con perfil de Porosidad Neutrón (figura 4.7) para todo el intervalo de la formación Quintuco. Los pozos 5 y 6 contaban con un perfil

incompleto para dicho intervalo y se utilizó lo obtenido anteriormente.

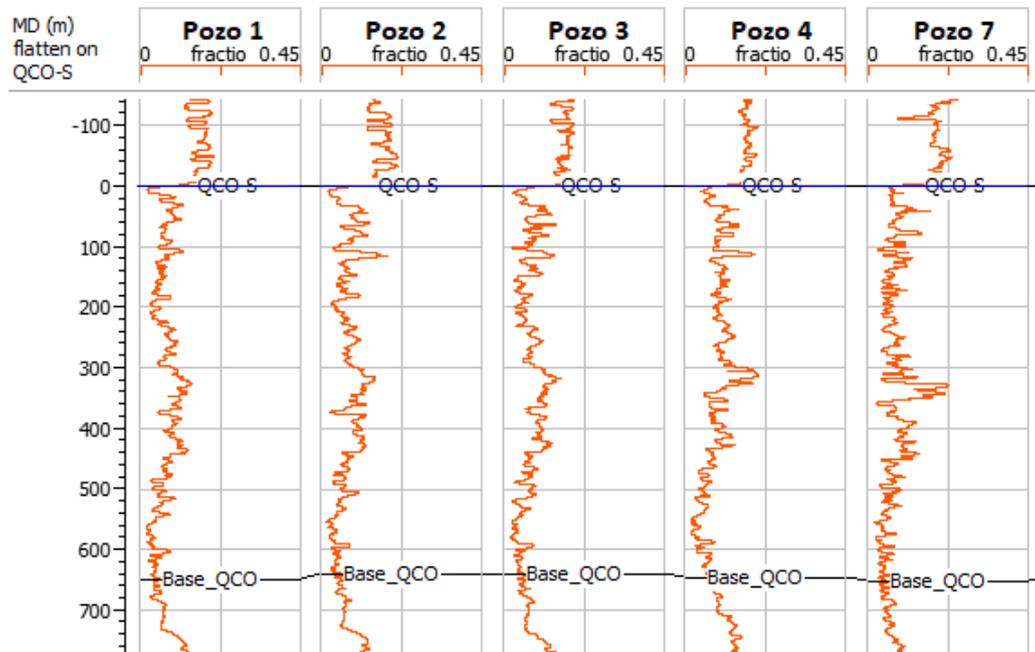


Figura 4.7: Cinco perfiles de porosidad neutrón.

# Capítulo 5

## Procedimiento

En este capítulo se explican los controles de calidad y acondicionamiento realizados tanto sobre la sísmica como sobre los registros de pozo. También se detalla como fue el procedimiento de extracción de ondícula para el amarre de pozos, construcción del modelo inicial, la posterior inversión y la propagación de porosidad.

### 5.1. Control de calidad y acondicionamiento de los datos

A continuación se detallan cada uno de los controles y acondicionamientos realizados sobre los datos tanto de pozo como la sísmica. Los mismos se realizaron para asegurar una mejor calidad de los resultados para su posterior interpretación.

#### 5.1.1. Perfiles de pozo

Los perfiles de densidad, velocidad de onda P y velocidad de onda S, son utilizados en diferentes pasos del proceso de inversión, incluyendo atados de pozo, estimación de ondícula, generación del modelo inicial de bajas frecuencias y el proceso de interpretación. Dichos perfiles fueron revisados de forma de identificar datos anómalos, intervalos con falta de información, etc. Además, se calibraron relaciones empíricas a partir del análisis de los perfiles. En las figuras 5.1, 5.2 y 5.3 se muestran los perfiles de velocidad de onda P,

velocidad de onda S y densidad respectivamente, para cada pozo. El intervalo de interés del trabajo, la formación Quintuco, está abarcada entre dos topes interpretados como QCO-S, su tope, y Base\_QCO, su base.

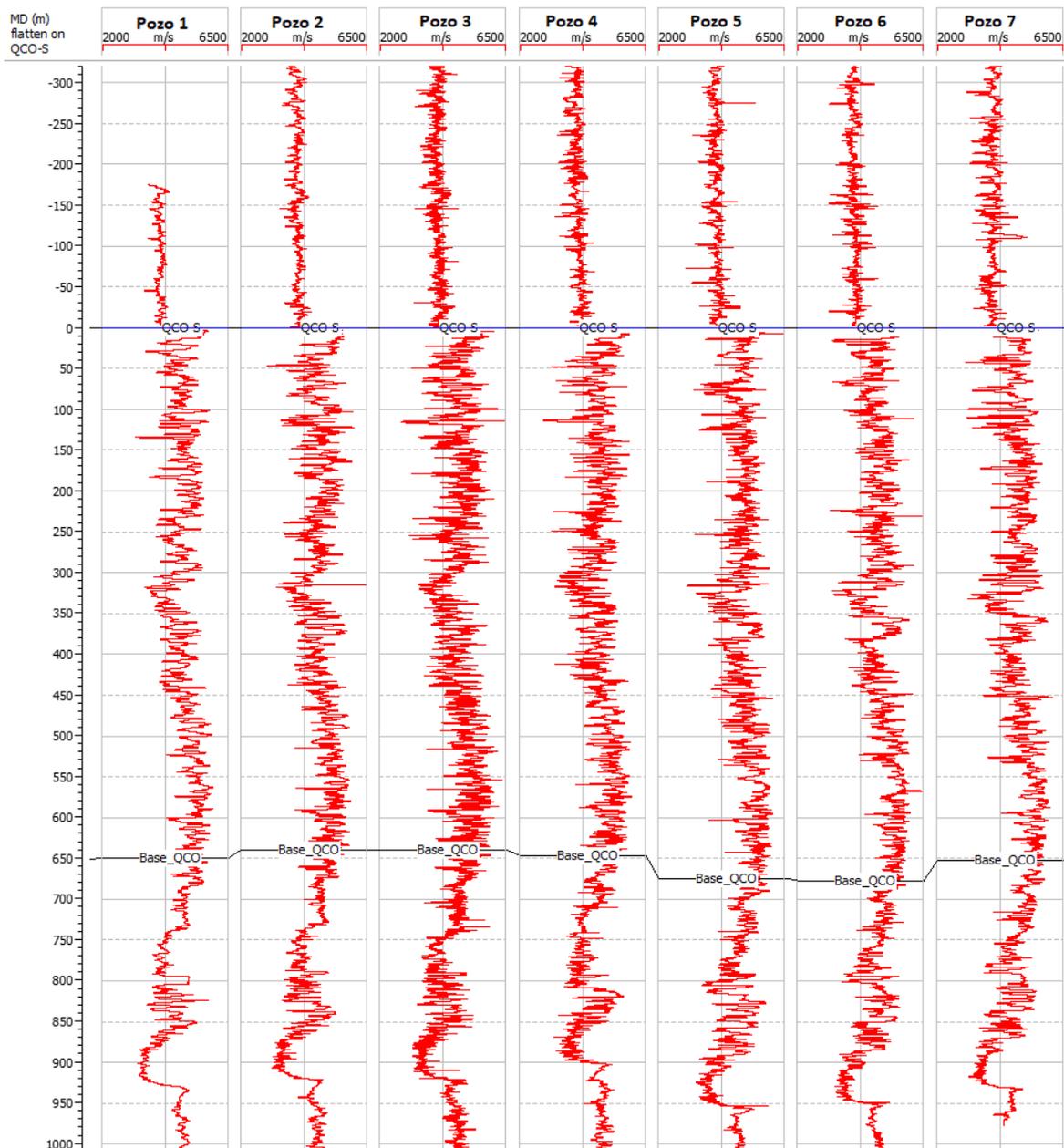


Figura 5.1: Perfiles de velocidad de ondas P en profundidad respecto al tope de Quintuco.

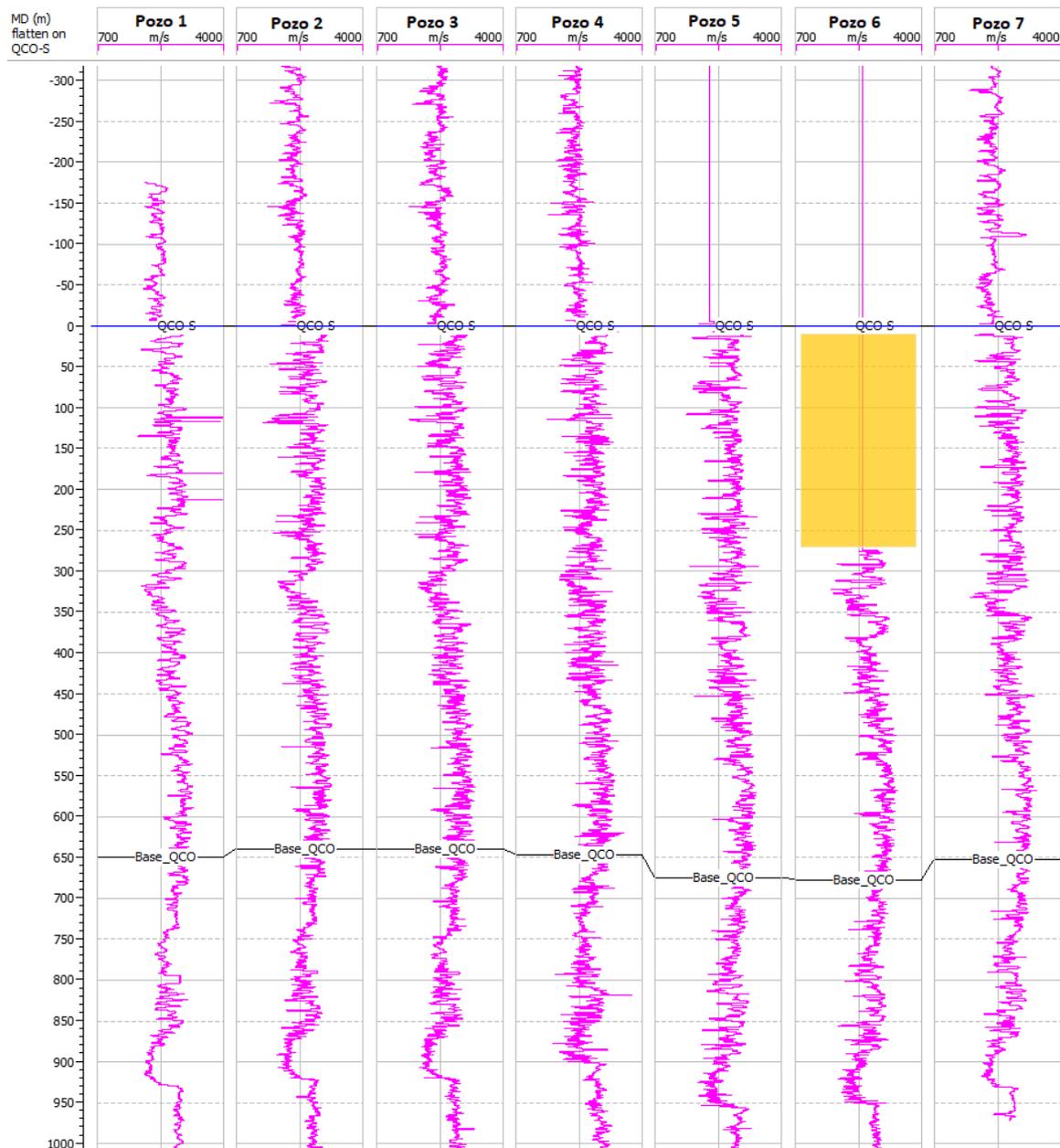


Figura 5.2: Perfiles originales de velocidad de onda S en profundidad respecto al tope de Quintuco. En amarillo se observa el intervalo sin información

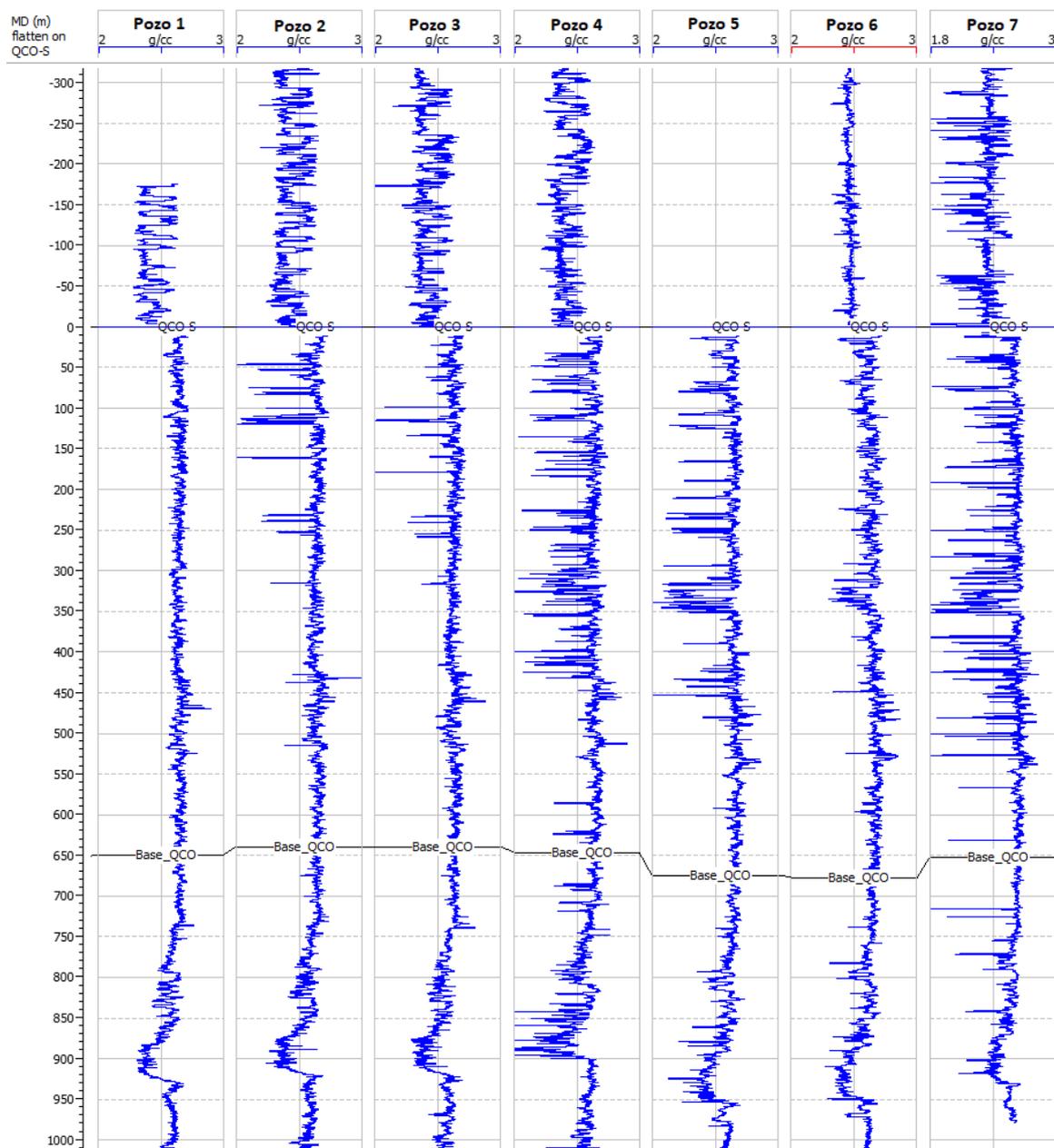


Figura 5.3: Perfiles originales de densidad en profundidad medida respecto al tope de Quintuco

Se observa que los perfiles de sónico compresional son correctos y se pudo proseguir el trabajo con los mismos sin ninguna edición. No fue así el caso de los perfiles de densidad, los cuales presentaban muchos picos o *spikes*, particularmente en los pozos 4, 5 y 7. Dichas *spikes* fueron corregidos manualmente utilizando la herramienta *Log Editing* provista por el software *Hampson & Russell*. En la figura 5.4 se pueden observar los perfiles de densidad editados.

Por otro lado también se observó que el perfil de velocidad de onda S para el pozo 6 estaba incompleto (recuadro amarillo en figura 5.2). Para salvar este problema, se hizo uso de la ecuación de Castagna, la cual establece una relación lineal entre las velocidades de onda P y S de la siguiente forma:

$$V_s = a * V_p + b \quad (5.1)$$

Donde a y b son constantes que fueron calibradas empleando los pozos que sí cuentan con  $V_p$  y  $V_s$ . La ecuación calibrada empleada para generar el perfil de  $V_s$  en el pozo 6 es:

$$V_s = 0,53666 * V_p + 200,182 \quad (5.2)$$

El perfil de velocidad de onda S definitivo se muestra en la figura 5.5.

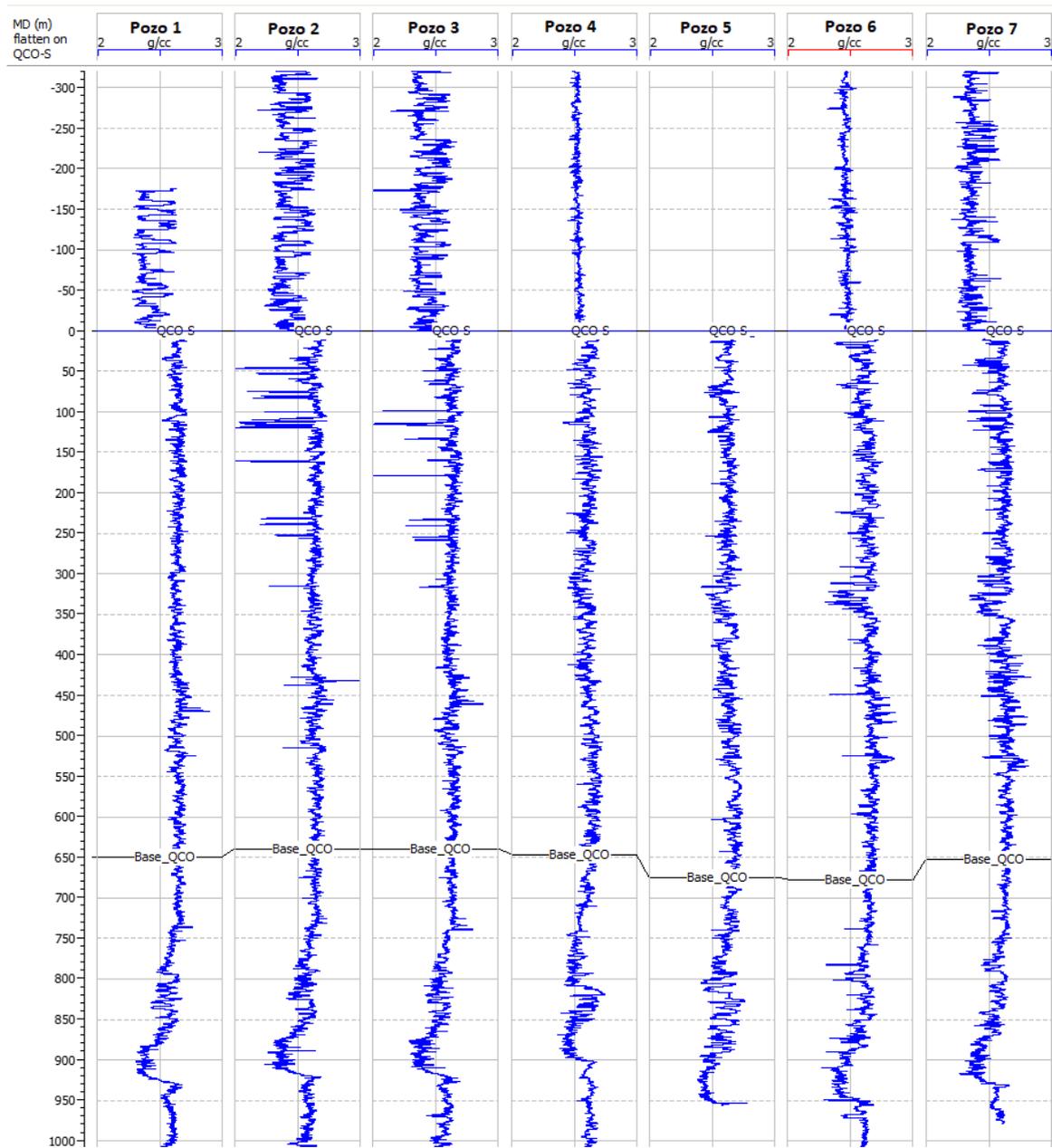


Figura 5.4: Perfiles de densidad editados

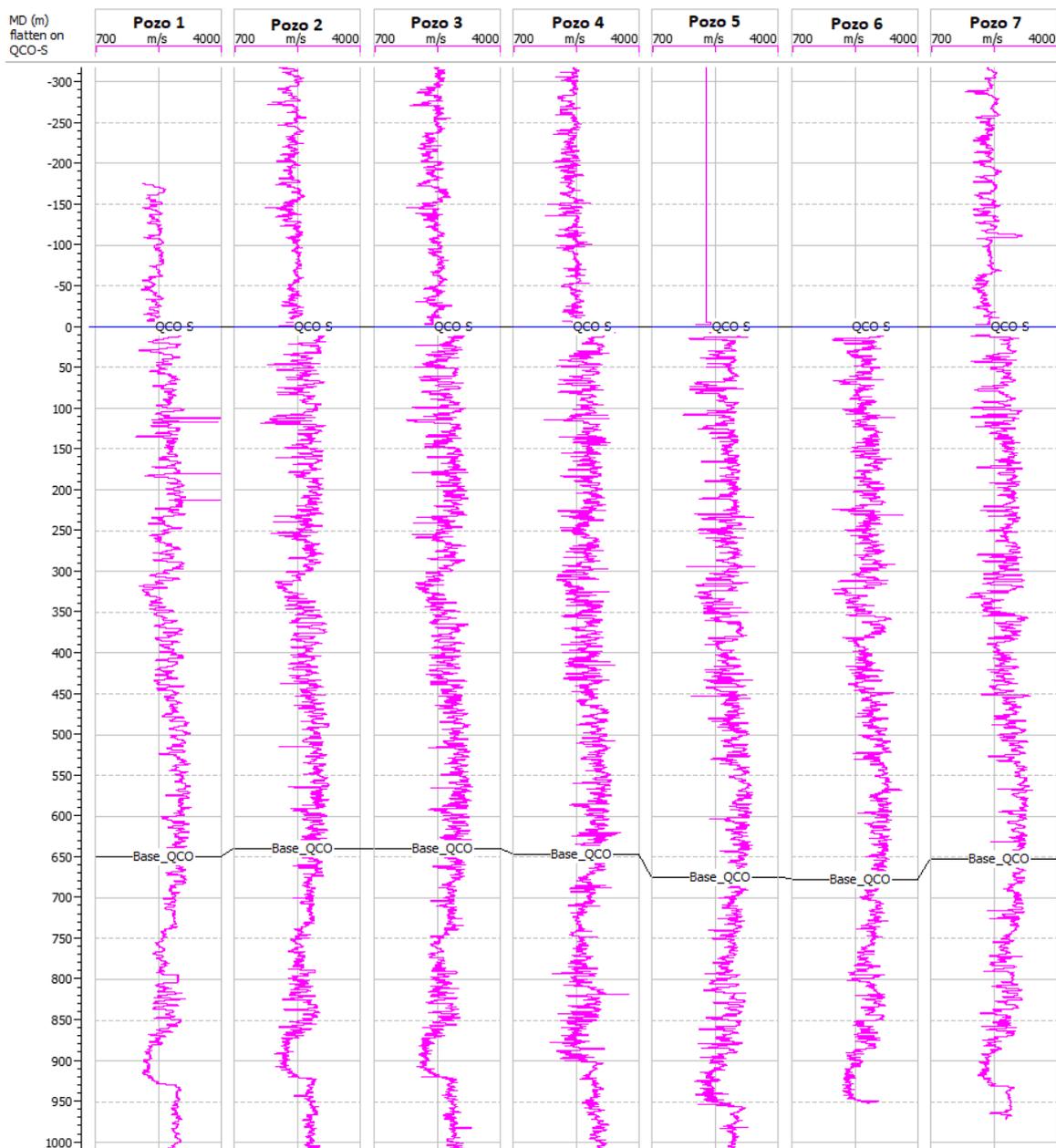


Figura 5.5: Perfiles definitivos de velocidad de onda S

Se procedió al cálculo de perfiles de impedancia P y S para cada pozo haciendo el producto entre el perfil de densidad y de velocidad de onda P y S, respectivamente. Dichos perfiles serán utilizados en análisis posteriores y se muestra, el de impedancia P, en la figura 5.6.

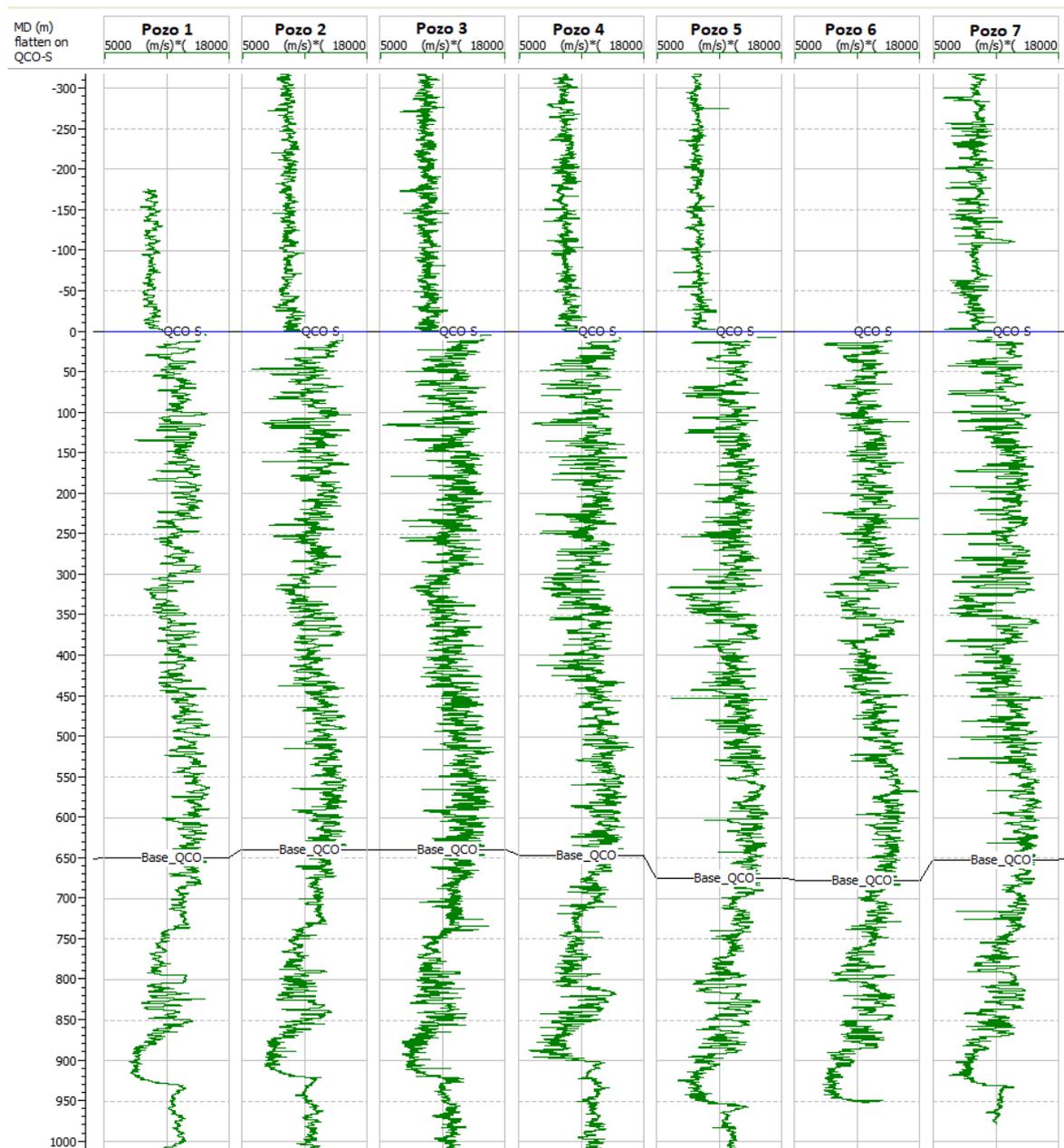


Figura 5.6: Perfiles de impedancia P. Su unidad es  $(m/s) \cdot (g/cc)$

### 5.1.2. Datos sísmicos

Como control de calidad del dato sísmico, se analizaron las amplitudes con el objetivo de identificar variaciones de las mismas no asociadas a la geología del subsuelo. Los *angle gathers*, generados empleando velocidades interválicas de procesamiento, fueron acondicionados mediante la eliminación de ruido aleatorio, ruido coherente y alineación

de reflexiones (*trim statics*).

La información sísmica disponible para el trabajo son *offset gathers (OG)* y velocidades interválicas con Offset Gathers (OG), los cuales son trazas en función del *offset*. En la figura 5.7 se muestran los OG para la ubicación del pozo 7. Dichos datos presentan valores anómalos de amplitud para offsets muy cercanos y también para los lejanos. A su vez, se puede observar presencia de ruido aleatorio y reflexiones múltiples.

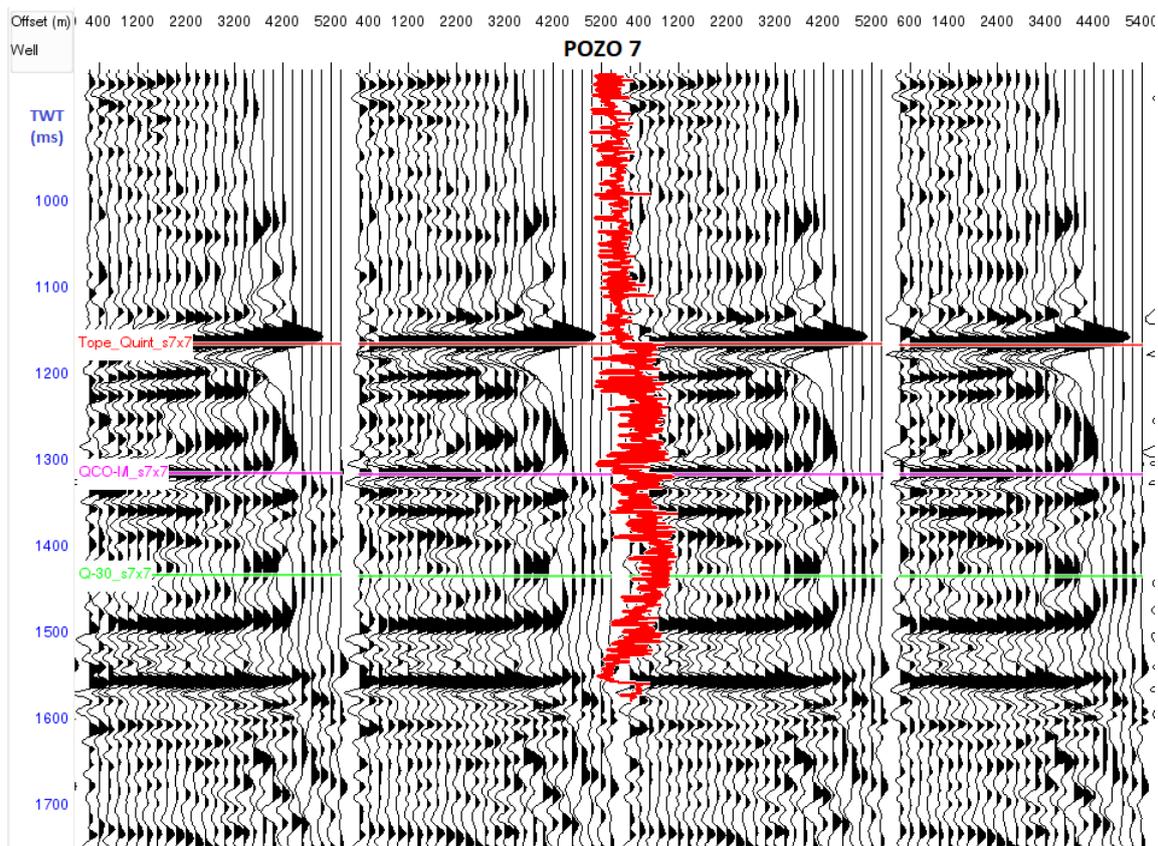


Figura 5.7: *Offset gathers* para la ubicación del pozo 7.

Mediante la generación y análisis de mapas de amplitud sísmica extraída empleando distintos horizontes se pudo identificar la presencia de *footprint*, el cual no fue compensado durante el procesamiento (Figura 5.8). El *footprint* se manifiesta como un patrón cuadrículado en estos mapas y es lo que se conoce como la huella de registración. La distancia entre las líneas de *footprint* guarda correspondencia con la distancia entre líneas receptoras y de fuentes empleadas en la adquisición de adquisición detallados en el capítulo 4. Su efecto fue minimizado al momento de generar *angle gathers* restringiendo el rango

de *offsets* empleados para la conversión. El mapa de la figura 5.9 se construyó usando una ventana de  $20ms$  centrados en el horizonte QCO-M y mostrando valores de amplitud RMS (del inglés *Root Mean Square*).

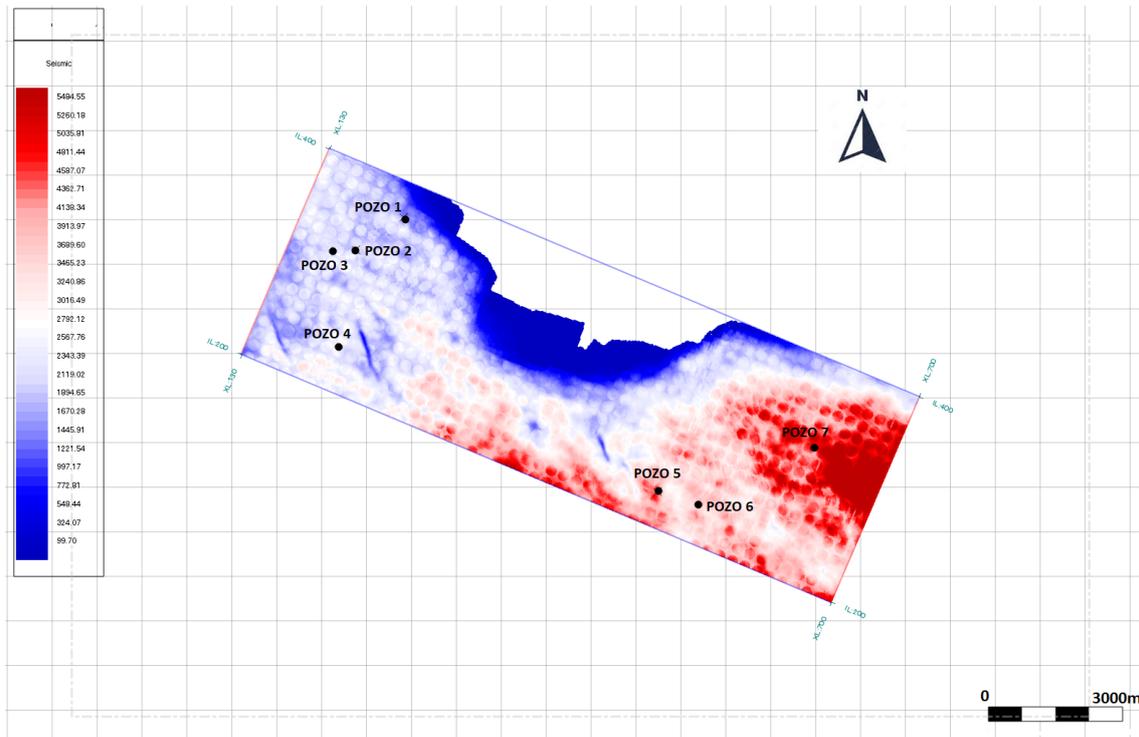


Figura 5.8: Mapa de amplitud RMS centrado en horizonte QCO-M. Se observa fenómeno de *footprint*.

Se aplicó un *mute* interno a los *gathers* migrados para mitigar el efecto del *footprint*. No tener aplicado este *mute* a los *gathers*, sumado a la variación que hay del contenido de ángulos de incidencia a lo largo de cada *box* de la geometría, es lo que podría producir este efecto de *footprint* por la presencia y ausencia sucesivas y periódicas de trazas internas con amplitudes anómalas. La función de *mute* que se usó se detalla en la tabla 5.1.

<i>Two-way time (TWT)</i>	<i>Offset</i>
100	250
600	250
1000	450
1750	1050
2750	1350
4000	1350

Tabla 5.1: *Mute* aplicado para mitigar el *footprint*.

Los *offset gathers* "muteados" en la posición del pozo 1 y 7 se muestran en las imágenes 5.9 y 5.10 respectivamente.

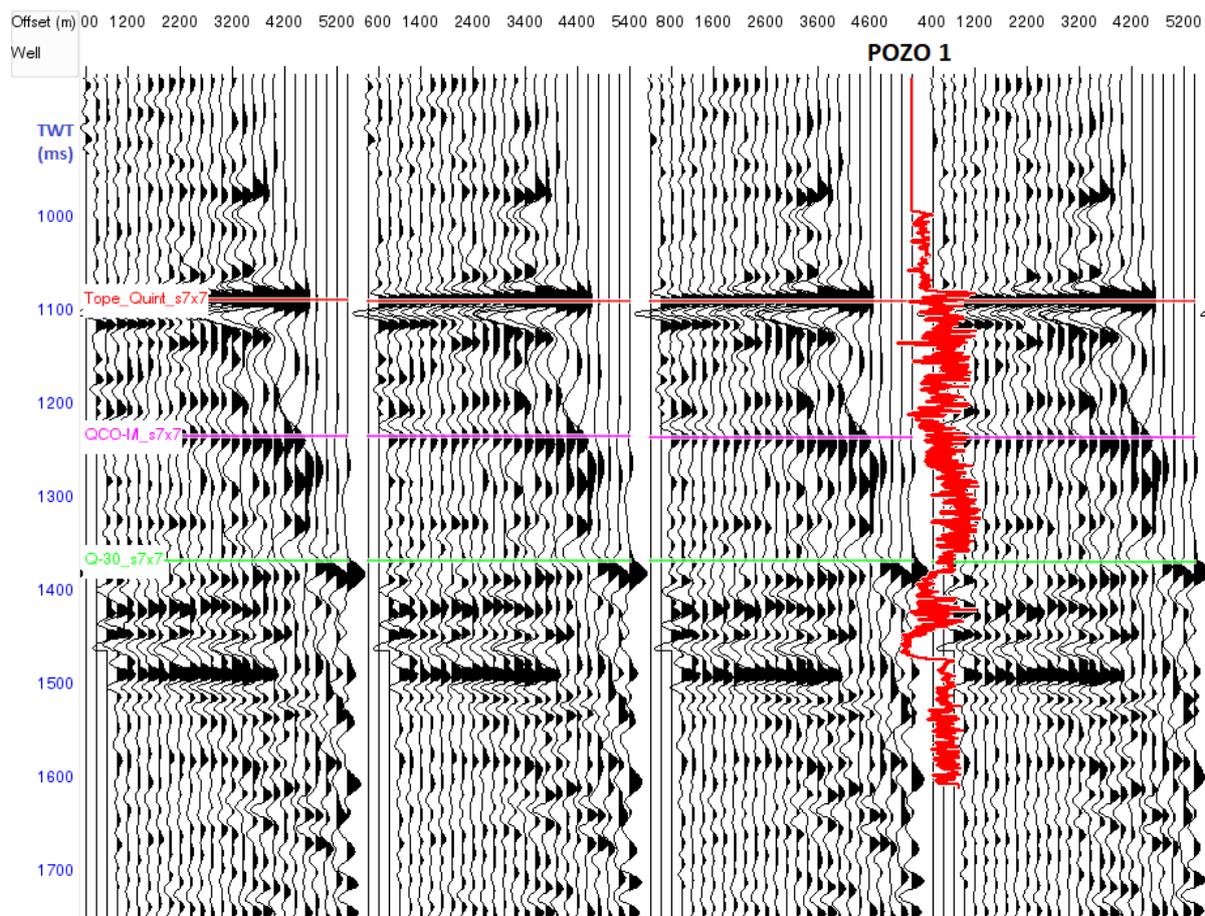


Figura 5.9: *Offset gathers* "muteados" para la posición del pozo 1.

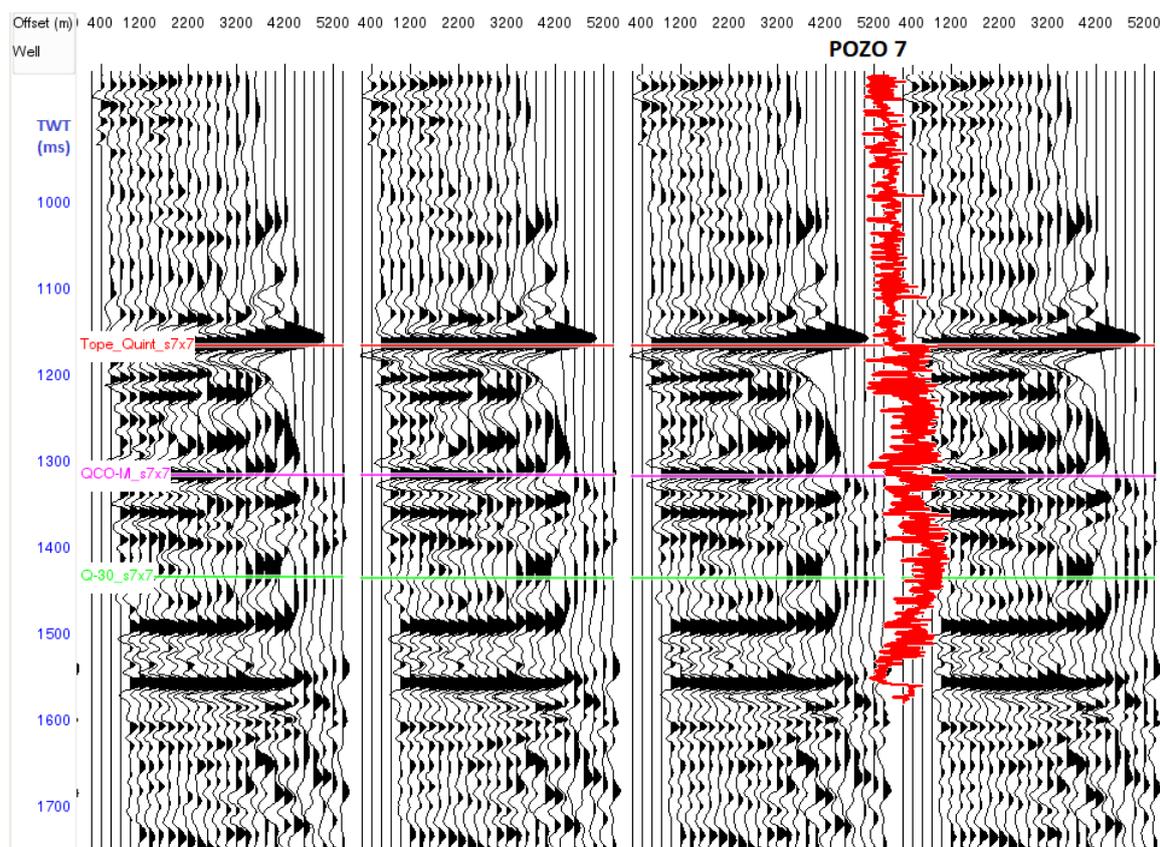


Figura 5.10: *Offset gathers* "muteados" para la posición del pozo 7.

Entre la información con la que se cuenta para este trabajo también se tienen velocidades interválicas, las cuales se obtienen luego del proceso de migración en profundidad. Se transformaron los *gathers* ya muteados en el dominio del *offset* al dominio del ángulo utilizando las velocidades interválicas, obteniéndose así *Angle Gathers* (AG). Se generan AG debido a que dicho dominio es el adecuado para trabajar con las ecuaciones de Zoeppritz, las cuales dependen de los ángulos de incidencia (ecuación 3.3).

Los *angle gathers* se generaron para un rango de ángulos de incidencia entre 0 y 44 grados con una traza cada 2 grados.

En la figura 5.11 se comparan los *offset gathers* y los *angle gathers*, en la posición del pozo 4. Se observa una menor cantidad de trazas en los AG y el efecto del *mute* aplicado. También se puede ver que la tendencia a disminuir del rango de ángulos de incidencia a medida que aumenta el tiempo de tránsito.

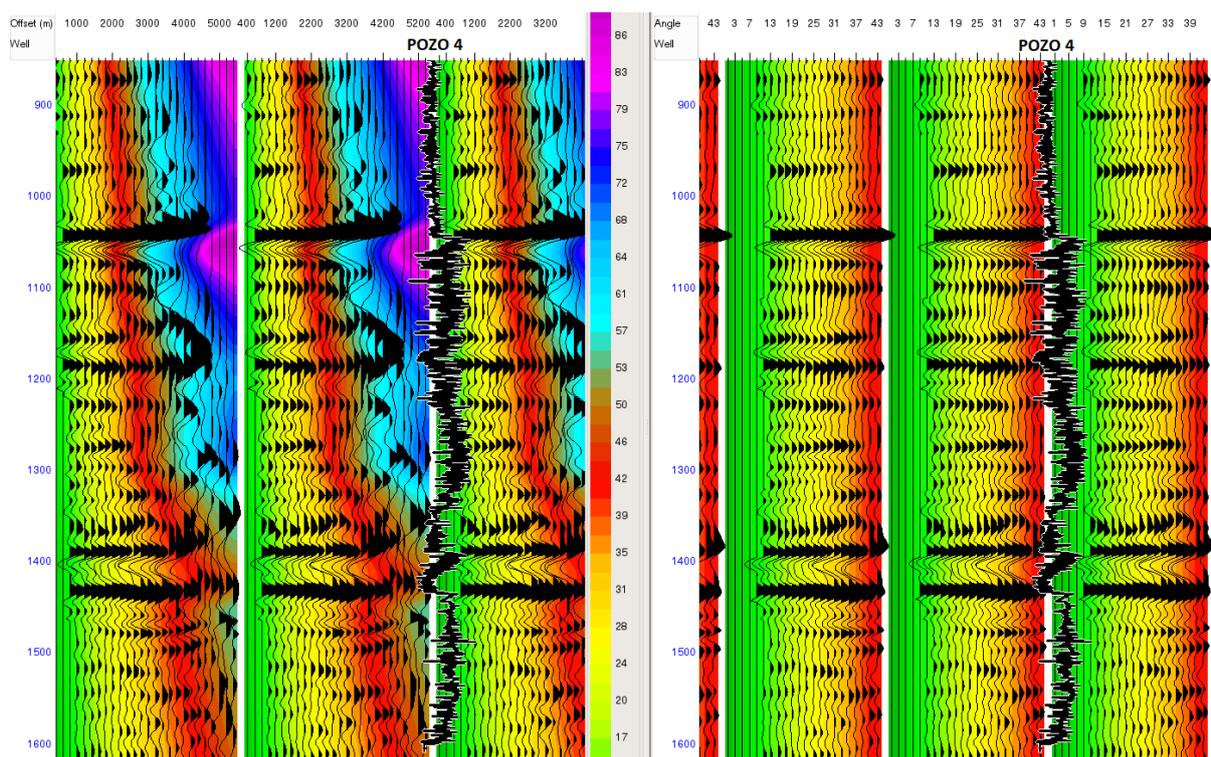


Figura 5.11: Comparación entre *offset gathers* y *angle gathers* para la posición del pozo 4. En colores se muestran los ángulos de incidencia.

Luego se pasó a atenuar el ruido aleatorio presente en los *angle gathers*, para esto se utilizó un filtro que emplea la Transformada Radón parabólica. Este filtro preserva las tendencias AVO, siempre y cuando nuestro dato sea lo suficientemente bueno, lo cual es importante para la inversión *pre-stack*. Dicho filtro trabaja en el dominio  $\tau$ -p para mitigar el ruido aleatorio (Velis, D., 2020).

Se deben definir distintos parámetros del filtro. Entre ellos se tiene que indicar los *move-out* residuales para poder indicar donde está presente el dato. El parámetro más importante a definir es la relación señal-ruido ya que define cuán severo va a ser el filtro, es decir, hasta qué punto va a considerar qué es ruido aleatorio y qué no. El listado de los parámetros utilizados se muestra en la Tabla 5.2.

Type of Filter	Random Noise Suppression
Maximun Frequency (Hz)	100
Low Delta-T (ms):	-10
High Delta-T (ms):	100
Maximun Offset:	43
Number of Curves	50
Desired Noise/Signal Ratio:	0.1
Noise Smoother Length (ms):	200
Taper Length (ms):	100
Sparseness Option:	No Sparseness constraint
Prewhitening (%)	1
Modelling Type:	Radon Parabolic Modeling

Tabla 5.2: Parámetros para utilización de filtro Radón parabolico para atenuar ruido aleatorio.

En la figura 5.12 pueden observarse los *angle gathers* con y sin el ruido aleatorio ya mitigado, en la posición del pozo 4.

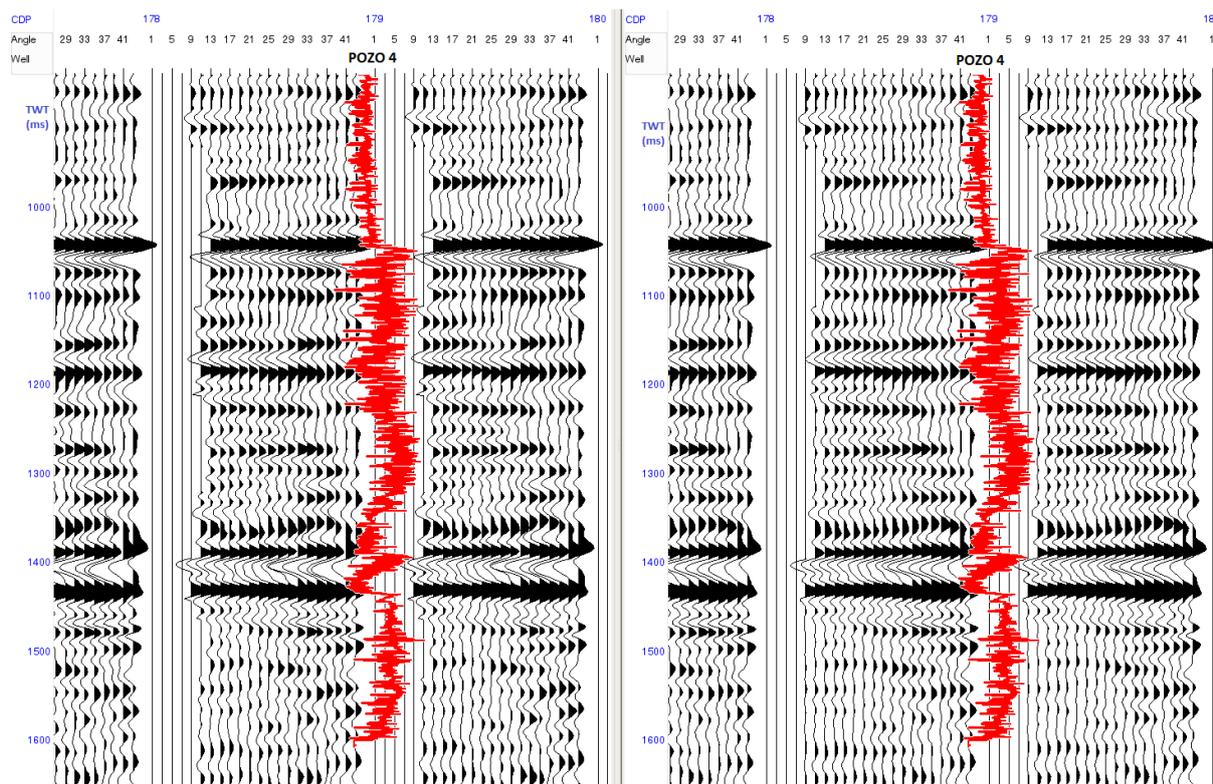


Figura 5.12: *Angle gathers* (izquierda) con ruido y *Angle gathers* (derecha) con filtro Radón para ruido aleatorio para la posición del pozo 4.

Se aplicó el mismo filtro Radón para la atenuación de ruido coherente ya que el dato tenía presencia de reflexiones múltiples. Se consideró que las reflexiones múltiples tienen lugar en los *moveouts* entre los 30 y 100 milisegundos para *offsets* máximos. Los parámetros utilizados en dicho filtro se muestran en la tabla 5.3:

Type of Filter	Multiple Suppression
Delta-T for Multiple Cutoff Low (ms)	30
Delta-T for Multiple Cutoff High (ms)	100

Tabla 5.3: Parámetros para utilización de filtro Radón parabólico para atenuar ruido coherente.

Una vez atenuado el ruido aleatorio y coherente de los *gathers* se aplicó una corrección de *move out* residual (*trim statics*), la cual se utiliza cuando se observan reflexiones que no están completamente horizontales y queremos alinearlas. Se usa para ajustes sutiles y locales y son un tipo de correcciones estáticas. Se le permitió al *trim* un desplazamiento

máximo de 8 ms. En la figura 5.13 pueden observarse los *angle gathers* con el ruido aleatorio y coherente mitigado y las correcciones estáticas de tipo *trim* aplicadas, en la posición del pozo 4.

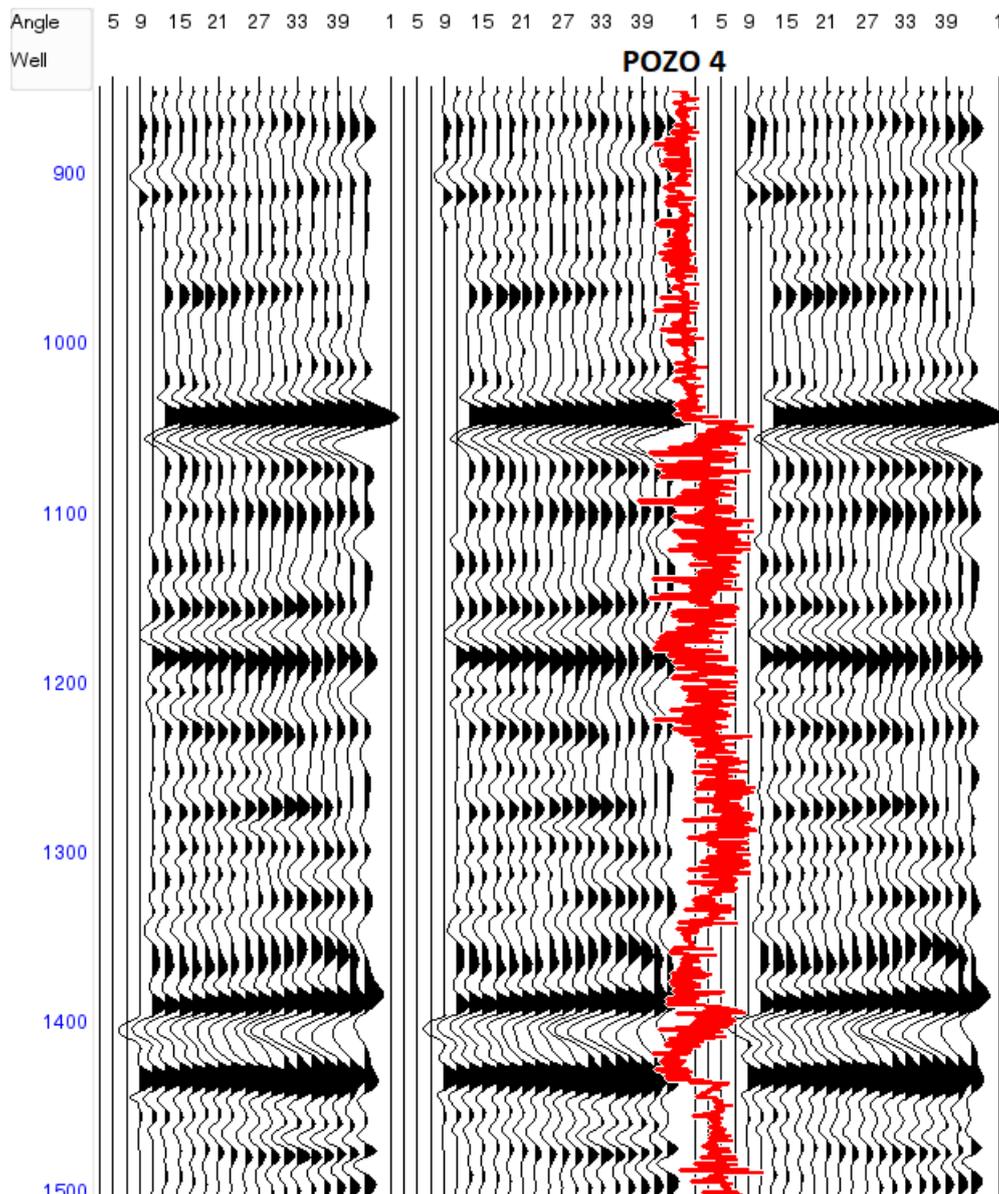


Figura 5.13: *Angle gathers* con filtro Radón para ruido aleatorio, coherente y correcciones estáticas tipo *trim* para la posición del pozo 4.

En la figura 5.14 se comparan los datos de *offset gathers* sin acondicionar y los *angle gathers* ya acondicionados con mute para mitigar *footprint*, filtro Radón parabólico para atenuar ruido aleatorio, ruido coherente y correcciones estáticas tipo *trim*, para la posición del pozo 4. En colores se muestran los ángulos de incidencia. Queda definido así el dato

definitivo para proceder con el amarre de pozo-sísmica y la posterior inversión.

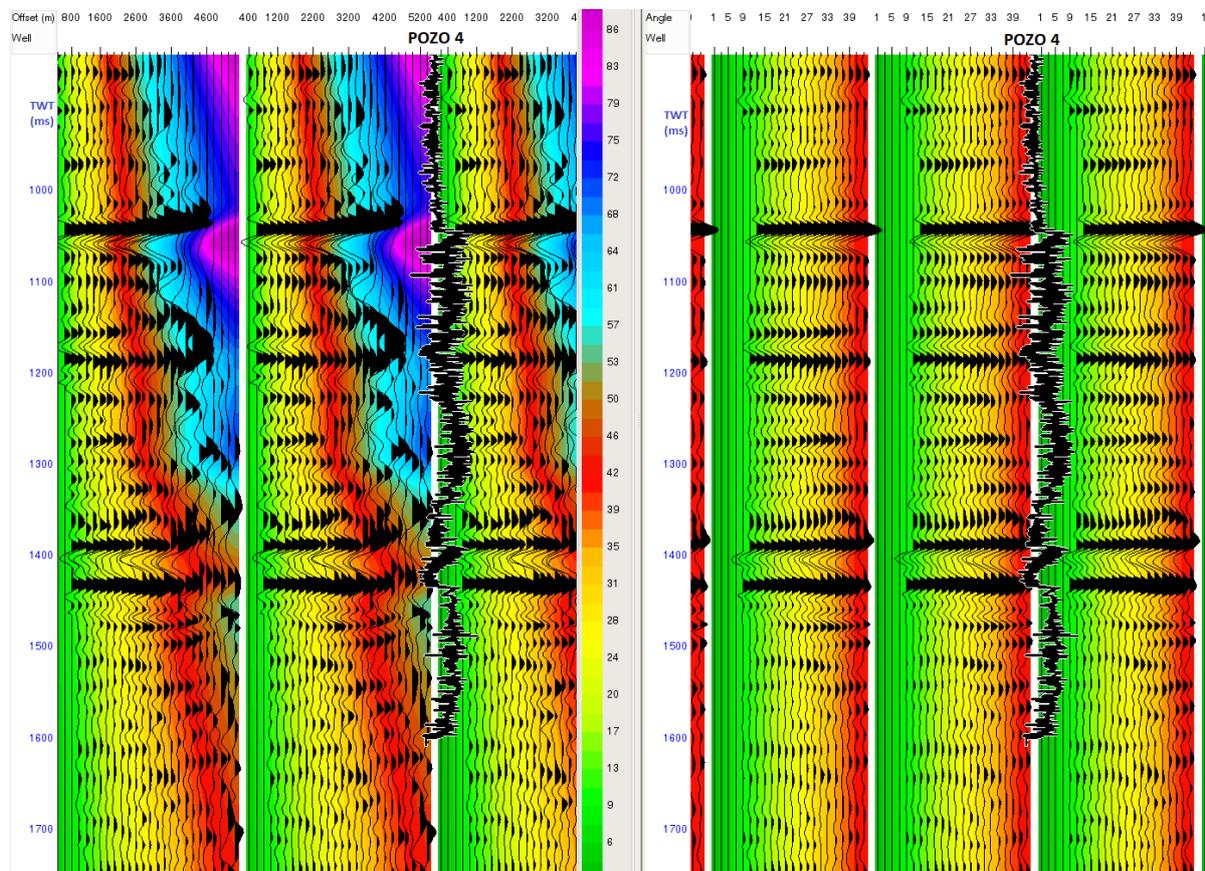


Figura 5.14: Comparación entre *offset gathers* (izquierda) y *angle gathers* (derecha) acondicionados para la posición del pozo 4. En colores se muestran los ángulos de incidencia

## 5.2. Estimación de ondículas y amarre de pozos

La forma de vincular datos sísmicos cuyo dominio natural es el temporal, con datos de pozo cuyo dominio es el espacial, es mediante una ley de tiempo-profundidad. Es por ello que se necesita tener conocimiento de las velocidades de propagación de ondas en el medio. Se cuenta con dicha información a lo largo de la trayectoria de los pozos, en donde la herramienta sónica mide el tiempo de tránsito de las ondas compresionales a través de una distancia conocida dentro de la formación. Por lo tanto, para obtener la ley de tiempo-profundidad en una determinada posición donde se cuenta con una perforación, bastaría con integrar el tiempo de tránsito a lo largo de la trayectoria del pozo. En

realidad, el tiempo de tránsito que se mide corresponde a ondas de mayor frecuencia que las sísmicas, sin embargo el dato es útil como aproximación al tiempo de tránsito sísmico. Por lo anterior, entre otros motivos que hacen que las registraciones a lo largo de los pozos no sean directamente comparables con datos sísmicos, esta relación requiere de calibración adicional mediante un proceso conocido como amarre de pozos.

El amarre de un pozo implica un proceso de correlación entre una traza sísmica extractada en la posición de un pozo y una sintetizada a partir de datos de pozo. Para la generación de dicho sismograma sintético mediante la operación de convolución con las reflectividades calculadas, es necesario contar con una estimación del pulso sísmico (una ondícula representativa para la sísmica en la zona de estudio). Lo que se intenta lograr en el amarre de pozos es hacer coincidir la sísmica sintética con la información sísmica cercana al pozo.

El obtener la ondícula es un paso de gran importancia en el flujo de trabajo ya que la misma se emplea para vincular la sísmica con los datos de pozo y realizar la inversión de los datos sísmicos. La estimación puede realizarse de forma estadística, empleando únicamente información sísmica, o a partir de datos de pozo junto con información sísmica.

La estimación estadística se basa en la hipótesis de que la autocorrelación de los datos sísmicos es igual, salvo una constante, al espectro de potencia de la autocorrelación de la ondícula. El problema con este procedimiento es que, si bien se obtiene información del espectro de amplitud, toda información respecto a la fase de la ondícula se pierde y es necesario suponer que la misma es de fase mínima o constante (Russell, 1999).

Utilizar datos de pozo junto con los sísmicos para realizar una extracción de ondícula tiene la ventaja de que no es necesario hacer ningún tipo de hipótesis o suposición acerca de la fase de la misma. Esto presenta una ventaja frente a la extracción de tipo estadística ya que se reduce el número de parámetros asumidos, aunque requiere de datos de muy buena calidad.

Como primera instancia, se procedió a la extracción de la ondícula estadística en la posición de cada pozo, que es representativa de la sísmica, con el objetivo de realizar un

amarre inicial o preliminar.

Luego se procedió a extraer una ondícula en cada pozo empleando el método de Roy White y Rob Simm (2003), el cual emplea tanto información sísmica como los perfiles de pozo al momento de la estimación. Esto se hace ya que la calidad de la futura inversión está fuertemente condicionada por el grado de conocimiento que se tenga del pulso sísmico. Al momento de ejecutar el algoritmo de inversión, el cual se encarga de resolver de forma automática el problema inverso, resulta crucial la utilización de una ondícula que sea representativa de la zona de inversión. El método, además de estimar el espectro de amplitud y de fase de la ondícula, tiene la ventaja de entregar parámetros de diagnóstico como, por ejemplo, el PEP (porcentaje de energía predicha), que permiten evaluar la calidad de la ondícula estimada.

Un parámetro importante a la hora de extraer las ondículas es la ventana de extracción; la cual indica qué porción de la sísmica, en tiempo, va a emplear el método para hacer la estimación de la ondícula. El intervalo empleado fue desde el tope de la formación Quintuco hasta la base de la formación Vaca Muerta.

Como se tienen *angle gathers* acondicionados como datos de entrada para la inversión *pre-stack*, la ley tiempo profundidad se obtuvo mediante un amarre *pre-stack* de los *angle gathers*. Para realizar el amarre *pre-stack* hacemos uso de los perfiles de densidad, velocidad de onda P y, a diferencia de un amarre *post-stack*, de velocidad de onda S, para poder calcular el coeficiente de reflexión en función del ángulo de incidencia.

Se extrajeron diferentes ondículas utilizando el algoritmo de Roy White dependientes del ángulo de incidencia para cada uno de los siete pozos. Se extraen ondículas por rango de ángulos porque al hacer inversión *pre-stack*, se asume que la ondícula también es variable por ángulo de incidencia. Los cuatro rangos de ángulos utilizados fueron: de  $1^\circ$  a  $12^\circ$ , de  $12^\circ$  a  $22^\circ$ , de  $22^\circ$  a  $33^\circ$  y de  $33^\circ$  a  $43^\circ$ .

Se extrajeron 4 ondículas por pozo para cada uno de los 7 pozos. Luego se promediaron las ondículas en función del rango de ángulo y finalmente se generó una ondícula grupal, la cual contiene 4 ondículas y las mismas son promedios representativos de cada pozo para

cada uno de los cuatro rangos de ángulos previamente descritos. Se realizó el amarre de todos los pozos con esta ondícula grupal para ángulos de incidencia medios. En la figura 5.15 se muestra las ondículas generada para los distintos rangos de ángulos.

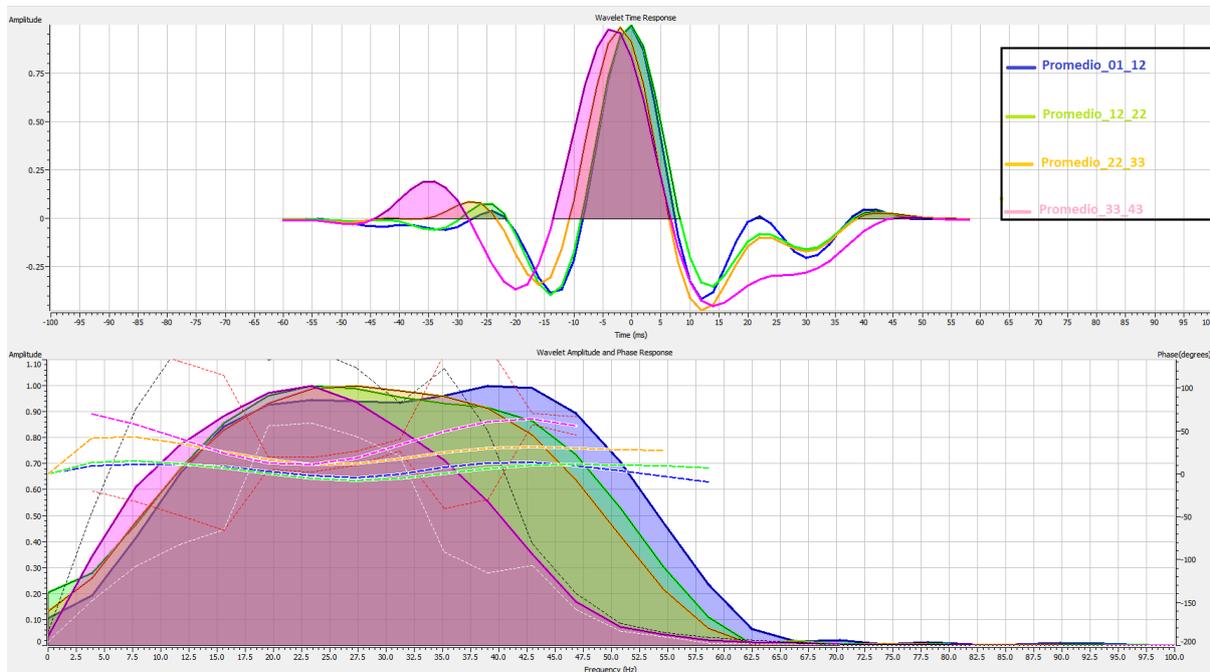


Figura 5.15: Arriba: ondículas promediadas según rango de ángulos. Juntas forman la ondícula grupal definitiva. Abajo: espectro de amplitud y fase (fase promedio en línea punteada).

La correlación cruzada es una herramienta matemática que se utiliza con el fin de cuantificar numéricamente la similitud entre la sísmica sintética y el dato sísmico en el amarre. En la tabla 5.3 se resumen los valores de correlación cruzada según sea el rango de ángulos utilizados para realizar el amarre, para cada pozo. A modo de ejemplo, se ilustran en la figuras 5.16 y 5.17, el resultado del amarre del pozo 2, para diferentes rangos de ángulos y con su respectiva correlación cruzada.

Correlación Cruzada	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4	Pozo 5	Pozo 6	Pozo 7
De 1° a 12°	0.861	0.905	0.893	0.877	0.801	0.868	0.790
De 12° a 22°	0.857	0.893	0.909	0.886	0.815	0.874	0.822
De 22° a 33°	0.856	0.818	0.827	0.798	0.784	0.880	0.833
De 33° a 43°	0.712	0.472	0.526	0.497	0.592	0.739	0.652

Tabla 5.4: Resultados de correlación cruzada para los distintos pozos según rangos de ángulos.

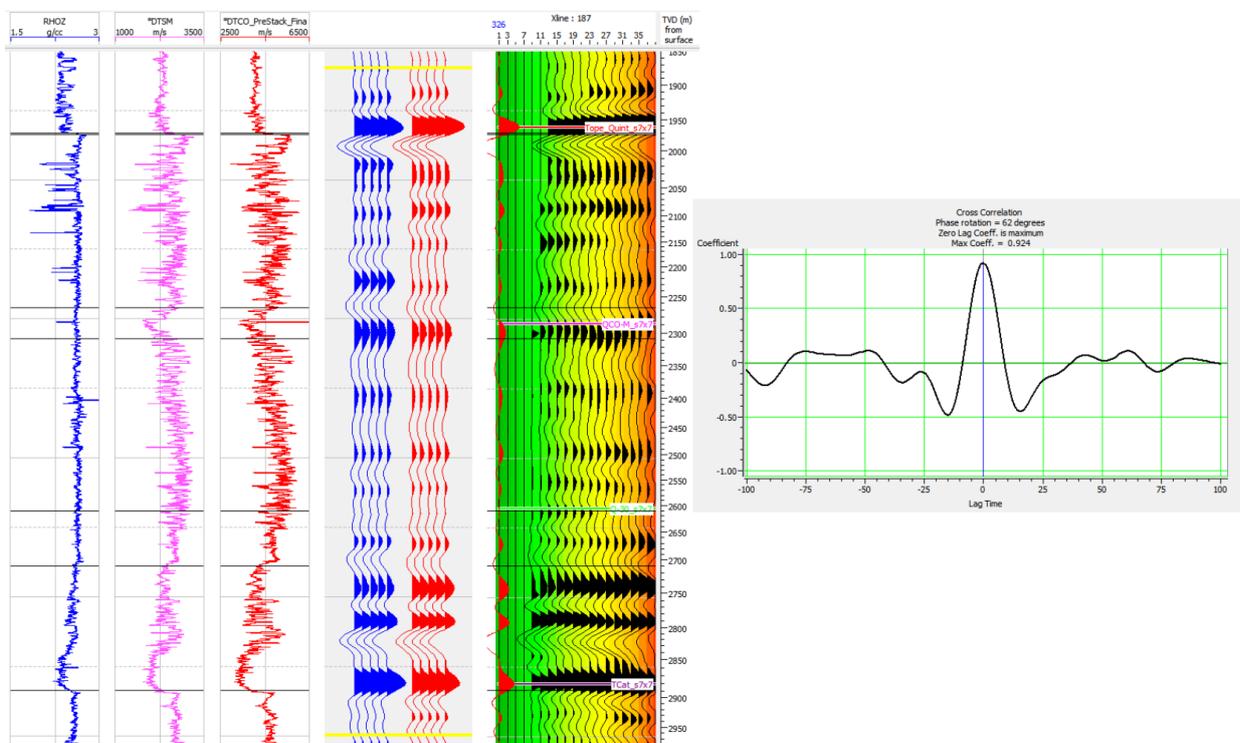


Figura 5.16: Amarre para el pozo 2 para el rango de 12° a 22°. De izquierda a derecha: perfiles de velocidad de onda P, velocidad de onda S y perfil de densidad, traza sintética repetida 5 veces (azul), traza extraída de la sísmica en la posición del pozo repetida 5 veces (rojo), *Angle Gathers* y la cross-correlación entre las trazas sintética y extraída.

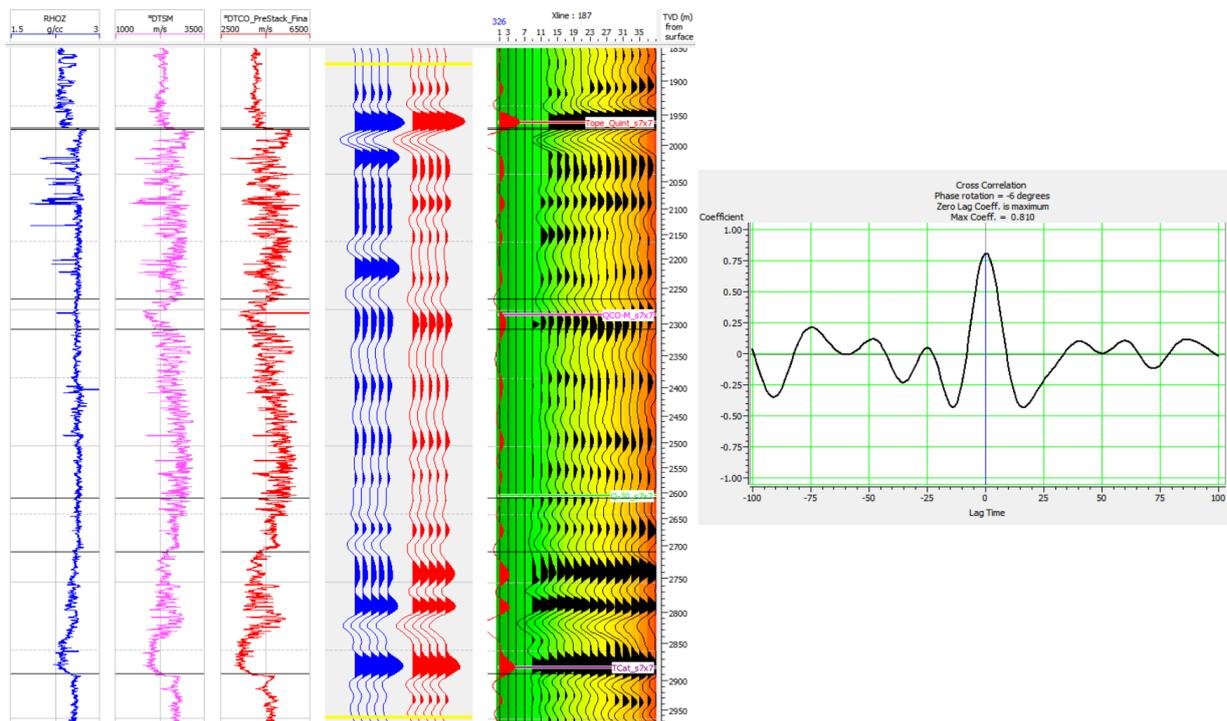


Figura 5.17: Amarre para el pozo 2 para el rango de 22° a 33°. De izquierda a derecha: perfiles de velocidad de onda P, velocidad de onda S y perfil de densidad, traza sintética repetida 5 veces (azul), traza extraída de la sísmica en la posición del pozo repetida 5 veces (rojo), *Angle Gathers* y la cross-correlación entre las trazas sintética y extraída.

### 5.3. Construcción del modelo inicial

La inversión de los datos sísmicos requiere la generación del modelo inicial o modelo de bajas frecuencias. Esto se hace debido a la falta de información de bajas frecuencias en el dato sísmico. La figura 5.18 muestra el espectro de amplitud de la sísmica para la formación Quintuco. Se observa la falta de energía para las bajas frecuencias entre 0 y 10 Hz aproximadamente.

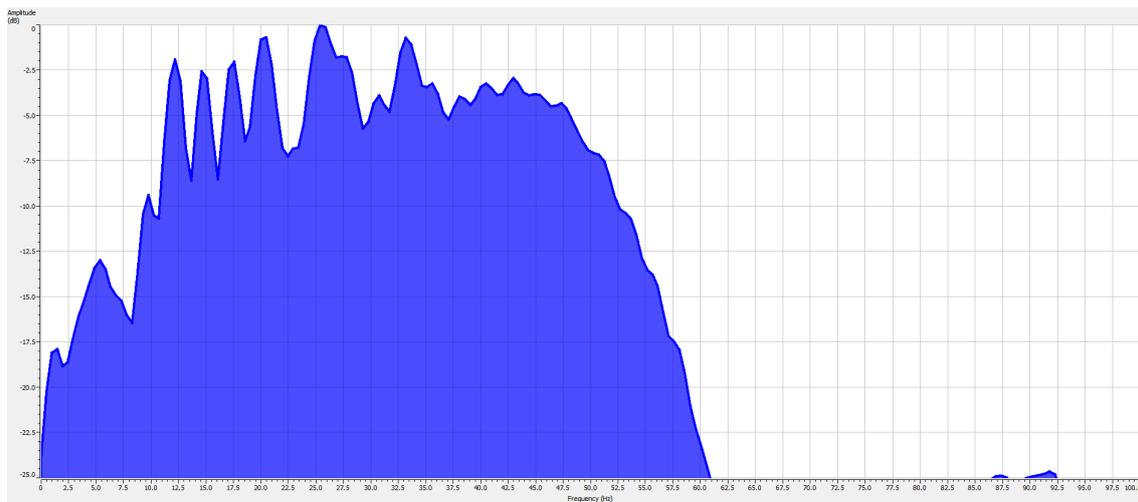


Figura 5.18: Espectro de amplitud de los datos sísmicos.

El modelo inicial se construyó a partir de propagación de información de pozos filtrada con un pasabajos con frecuencia de corte 10 Hz. Se utilizaron los horizontes suavizados lo cual ayuda a darle un sentido geológico a los datos de pozos interpolados y extrapolados a lo largo del cubo sísmico. El no suavizar los pozos puede llevar a que se genere ruido al momento de interpolar y propagar las propiedades de los pozos.

El algoritmo utilizado para interpolar entre pozos fue el de *kriging* con un rango de 10 km.

Los modelos generados fueron 5: velocidad de onda P y S, densidad e impedancias P y S donde estos últimos dos son calculados por el *software* mediante el producto de velocidades y densidades. Para la inversión solo se utilizan los modelos generados de impedancia P, S y densidad.

En las figuras 5.19, 5.20 y 5.21 se pueden observar los modelos de bajas frecuencias de impedancia P, impedancia S y densidad, respectivamente. Se muestran a lo largo de una línea arbitraria que pasa por los siete pozos para poder observar variaciones laterales de las distintas propiedades elásticas.

Al no observarse discontinuidades laterales en las propiedades de los modelos, se concluye que son resultados razonables.

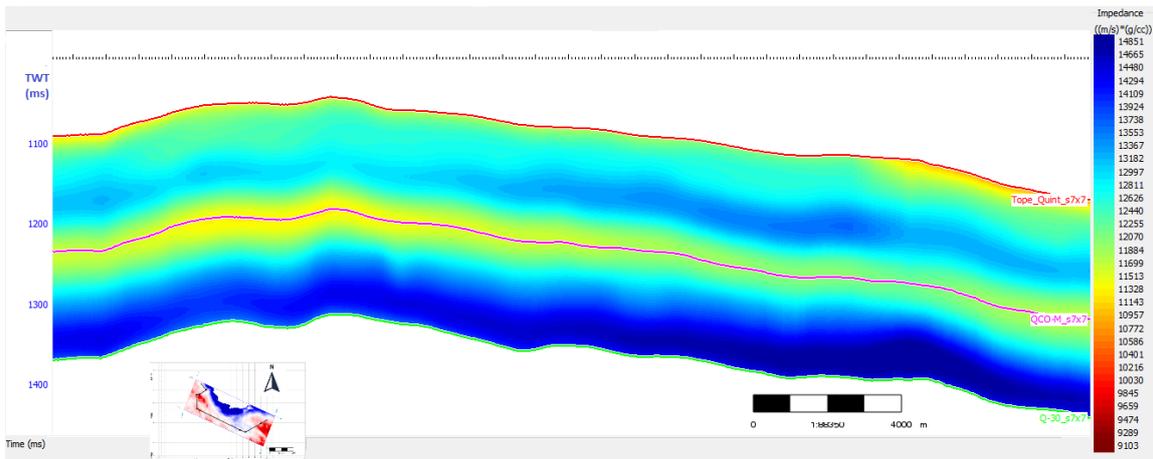


Figura 5.19: Modelo de bajas frecuencias. Impedancia P en colores.

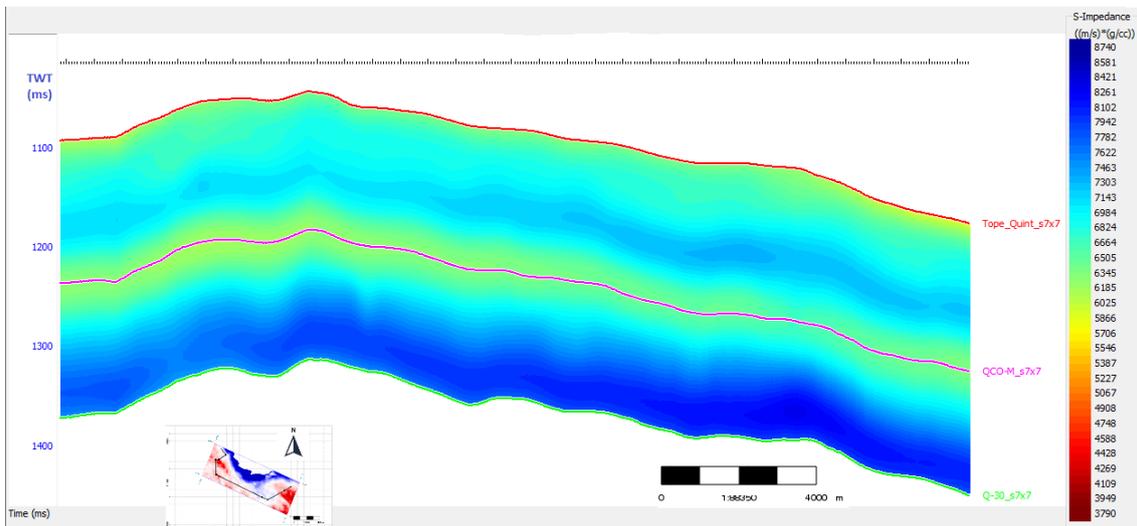


Figura 5.20: Modelo de bajas frecuencias. Impedancia S en colores.

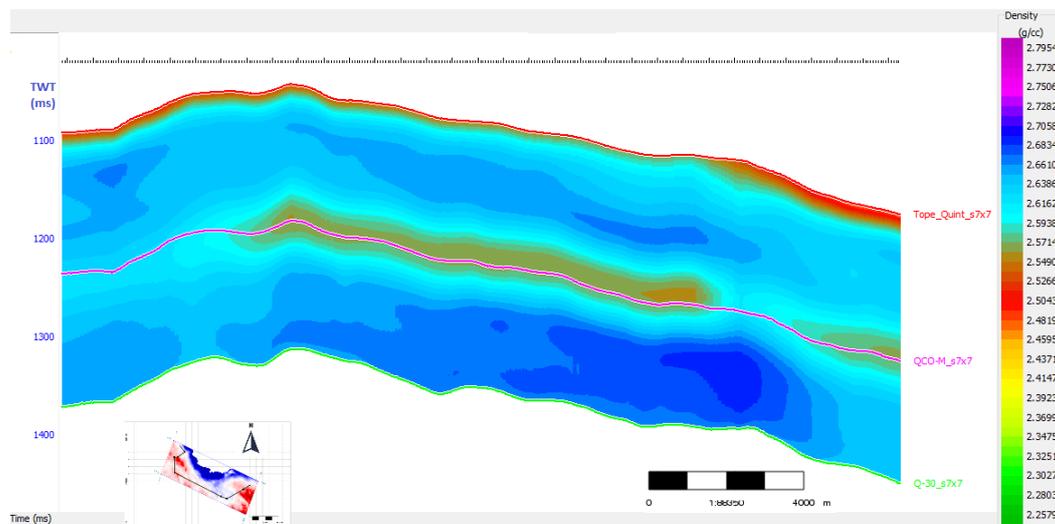


Figura 5.21: Modelo de bajas frecuencias. Densidad en colores.

## 5.4. Pruebas de inversión

Se cuenta con todos los elementos (modelo de bajas, ondícula grupal y todos los pozos amarrados con esa ondícula) para hacer una inversión, el cual es uno de los últimos pasos dentro del flujo de trabajo para obtener el cubo de porosidad.

Previo a hacer una inversión de todo el volumen se hicieron pruebas en las posiciones de los pozos. Dichas pruebas son una herramienta útil a la hora de calibrar los parámetros que utiliza el algoritmo de inversión, como por ejemplo: la ondícula, el número de iteraciones, preblanqueo, etc. Todos estos parámetros son modificados sin la necesidad de realizar la inversión completa de todas las trazas. Naturalmente, donde hay pozos se tiene información de impedancia P, impedancia S y densidad que se usaron para calibrar los resultados de la inversión.

Los datos de entrada fueron los *angle gathers* acondicionados. El modelo inicial utilizado fue el generado y explicado en la sección anterior. Se hicieron las pruebas de inversión en todos los pozos. La ondícula que se empleó es la ondícula grupal mostrada en la figura 5.15.

En primer lugar se calibraron relaciones lineales entre el logaritmo de  $Z_p$  y el loga-

ritmo de  $Z_s$ , y entre el logaritmo de  $Z_p$  y el logaritmo de la densidad (figura 5.22). La reflectividad varía con el ángulo de incidencia y el parámetro que tiene más peso en la reflectividad es la impedancia P, luego la impedancia S y por último la densidad. Una manera de lidiar con el problema del peso relativo de los diferentes parámetros elásticos en la reflectividad en función del ángulo de incidencia, es asumir que existe una relación lineal entre el logaritmo de  $Z_p$  y el logaritmo de  $Z_s$ , y entre el logaritmo de  $Z_p$  y el logaritmo de la densidad, y luego perturbar esa relación lineal. Se configuró el cross plot en el dominio bilogaritmico para la formación Quintuco y se obtuvieron las constantes de la recta que mejor ajusta los datos.

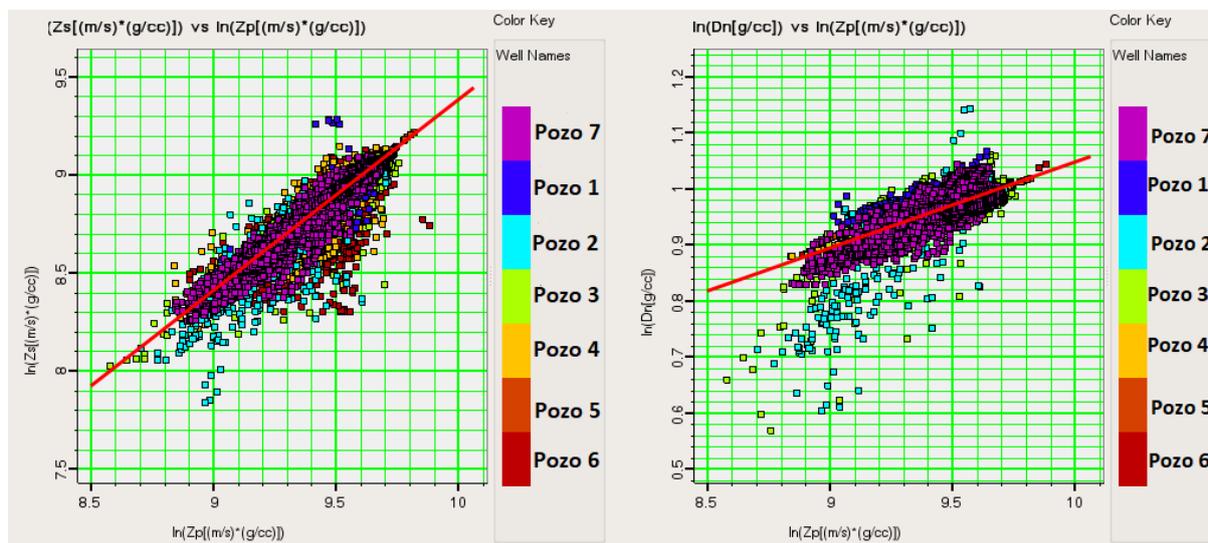


Figura 5.22: *Cross plots* obtenidos en las pruebas de inversión

A la hora de elegir parámetros a actualizar mediante la inversión, se eligió obtener como resultado un volumen de impedancia P y otro de impedancia S, dejando a un lado uno posible de densidad debido a la pobre calidad del dato sísmico para ángulos de incidencia mayores a 33 grados. Se utilizó un pre-blanqueo de 1% y un número de 5 iteraciones. El número de iteraciones fue obtenido mediante un test de iteraciones, el cual se muestra en la figura 5.23. El rango de ángulos de incidencias utilizados fue de 3° a 40°.

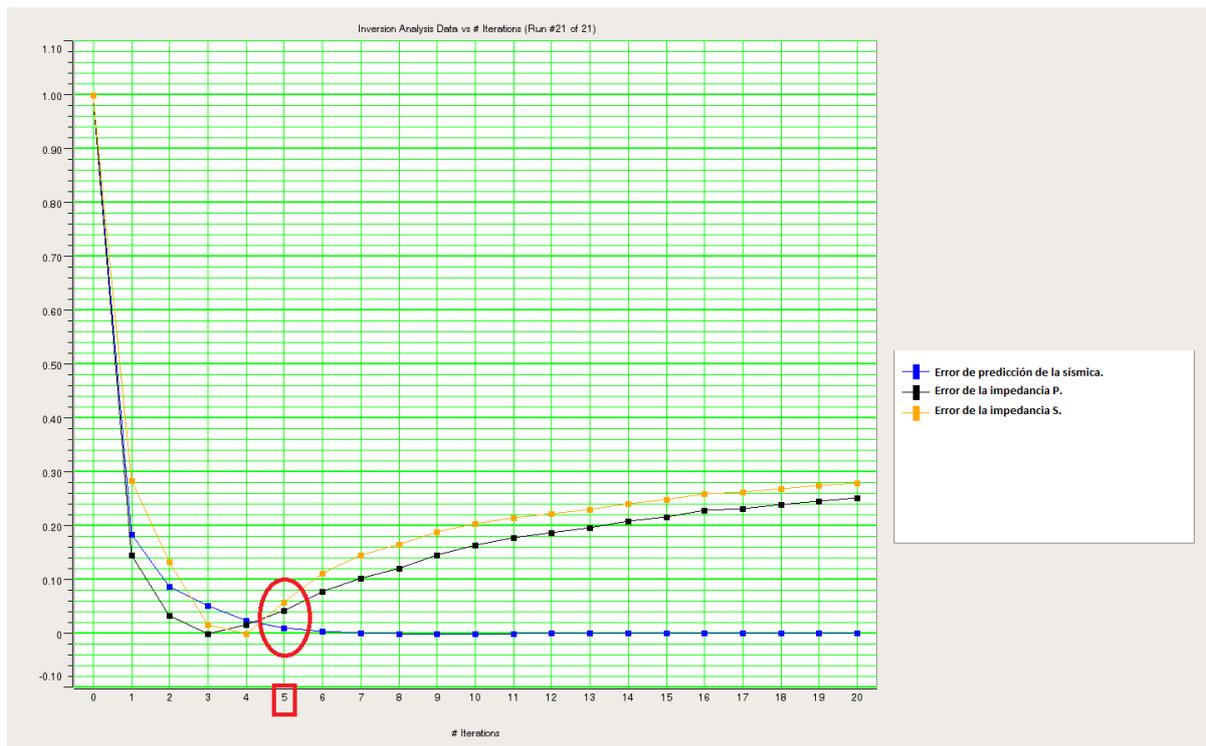


Figura 5.23: Test de iteraciones. Se observa que 5 iteraciones es un número óptimo.

El programa funciona partiendo de los modelos de bajas frecuencias que se generaron para cada uno de los parámetros elásticos, con dichos modelos y la ondícula grupal, genera una sísmica sintética que se la compara con los gathers reales y en función del error sísmico itera (modifica estos modelos) para que vayan aproximándose la sísmica sintética a la sísmica real.

Una vez elegidos todos los parámetros adecuados, se habilita la ventana de análisis de inversión, la cual se visualiza por pozos. En dicho menú se observan diferentes indicadores, los cuales cuantifican la calidad de la inversión. Los indicadores que se muestran son:

- Traza error: es aquella resultante de la diferencia entre la traza sísmica observada y la sintetizada a partir de la salida del proceso de inversión.
- Correlación entre las impedancias calculadas a partir de registros de pozo y las resultantes de la inversión.
- Error RMS entre las impedancias invertidas y calculadas.

Este análisis se realizó para una ventana que se extiende 10ms por encima y por debajo de los horizontes Tope\_Quint y  $Q - 30$ , de manera tal que abarque por completo a la formación Quintuco.

En la figura 5.24 se muestra un resultado del análisis de inversión para el pozo 2. En la primera columna se muestra la impedancia P: en negro se observa el modelo inicial, en azul es el perfil de pozo filtrado y en rojo el resultado de la inversión. Los perfiles de pozo tiene mayor contenido de altas frecuencias, de modo que se filtró con un pasabajos para tener un contenido de frecuencias más comparable a los parámetros invertidos. En amarillo se identifican los límites en los cuales calcula el error (error proveniente de comparar el sintético y la sísmica). En la columna siguiente, lo mismo para la impedancia S. Se observa que el resultado de la inversión (impedancia P y S) se asemeja mucho más al perfil de pozo que al modelo de bajas.

Con esos dos parámetros elásticos el programa genera la sísmica sintética que se ve en la columna que se encuentra a la derecha de la ondícula grupal en la misma figura. A su derecha están los *angle gathers* en la posición del pozo y junto a ellos se ve el error, el cual es la diferencia entre ambos.

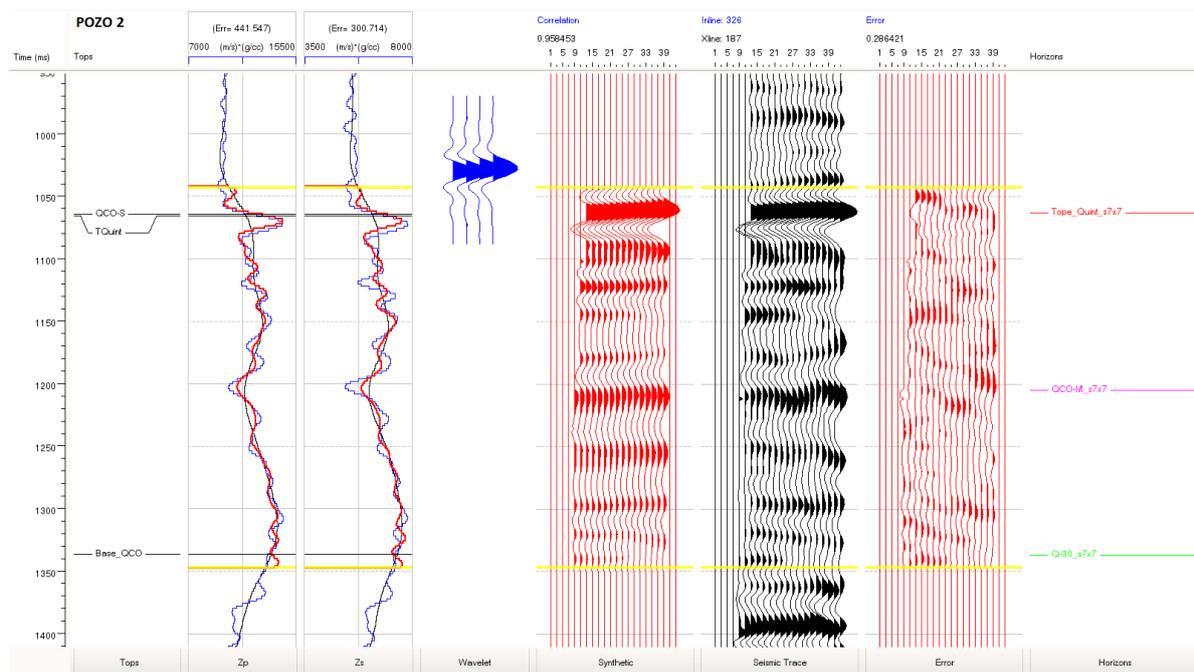


Figura 5.24: Resultado de la inversión sobre el pozo 2 en la Fm. Quintuco. De izquierda a derecha: Impedancia P y S invertida (en rojo) junto a la impedancia de pozo (en azul) filtrada para que su espectro no contenga frecuencias mayores a las sísmicas y al modelo de bajas frecuencias (en negro), ondícula grupal, sismograma sintético, traza sísmica de la posición del pozo y diferencia entre ambos.

Los gráficos de dispersión entre valores de impedancia predichos y observados en los pozos son de mucha utilidad para estimar la exactitud de la inversión. En la figura 5.25, se observa este tipo de gráfico para todos los pozos. Con la recta unidad dibujada en color rojo, se puede apreciar de manera directa las dispersiones y desviaciones en las tendencias.

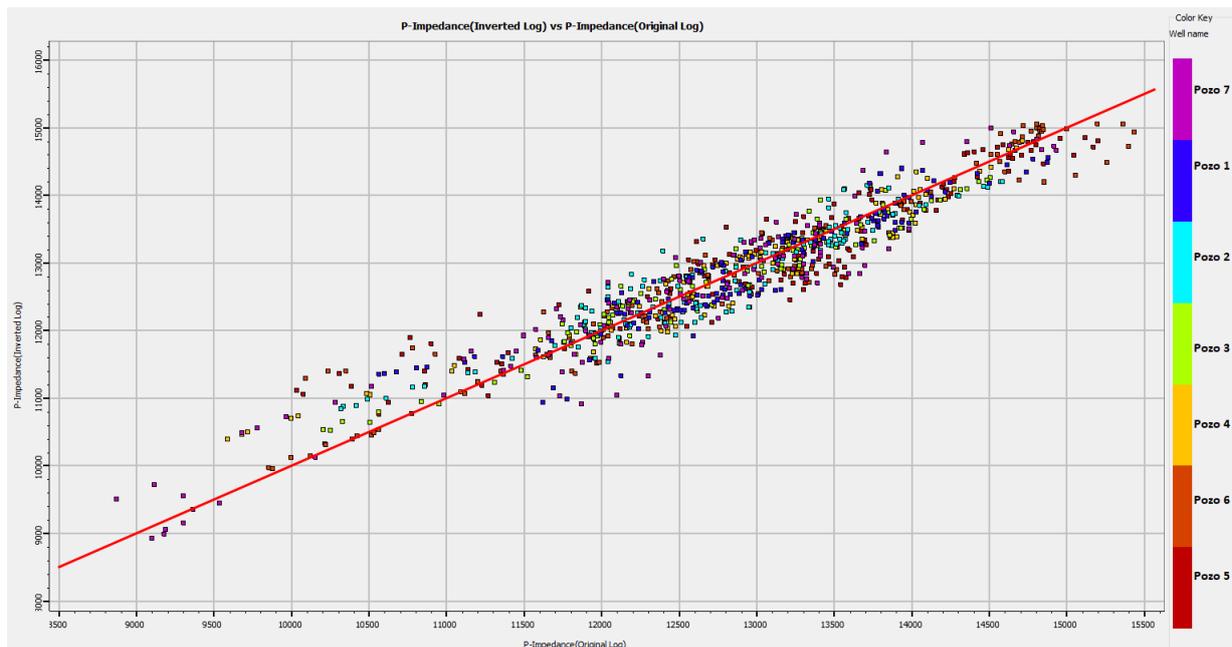


Figura 5.25: *Cross plot* entre valores predichos y observados de impedancia P para todos los pozos.

## 5.5. Inversión

Se ejecutó el algoritmo de inversión para todo el volumen sísmico acondicionado, en una ventana temporal que abarca la formación Quintuco.

Como resultado se obtuvo un cubo de impedancia de ondas P y otro de impedancia de ondas S. En las figuras 5.26 y 5.27 pueden observarse los resultados sobre una línea arbitraria que pasa por todos los pozos del proyecto. Se muestran los perfiles filtrados de los pozos para ser concordantes con el espectro sísmico. Se observa una buena correlación entre lo invertido y los datos de pozo, demostrando un correcto resultado de la inversión.

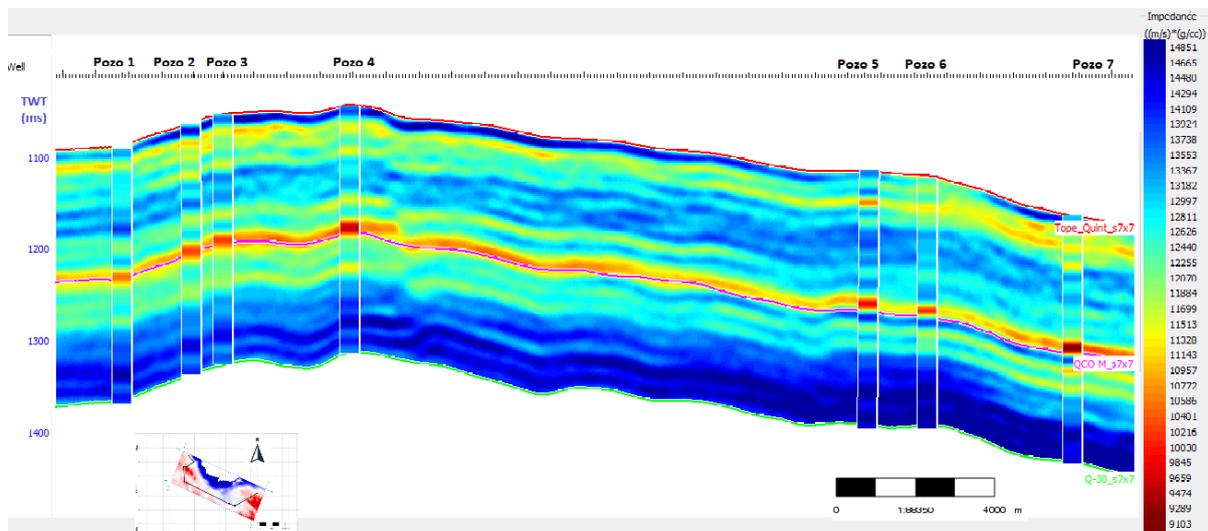


Figura 5.26: Resultado de la inversión para impedancia P.

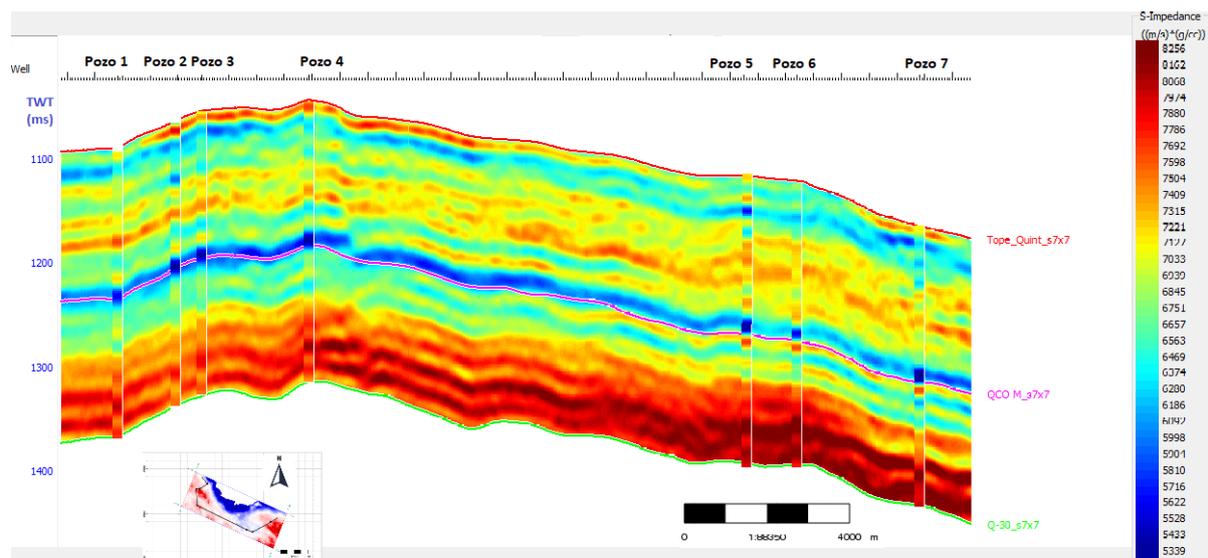


Figura 5.27: Resultado de la inversión para impedancia S.

En la figura 5.28 y 5.29 se compara el modelo de bajas frecuencias previamente con los resultados de las inversiones para los dos tipos de impedancias. Se observa el aporte del dato sísmico.

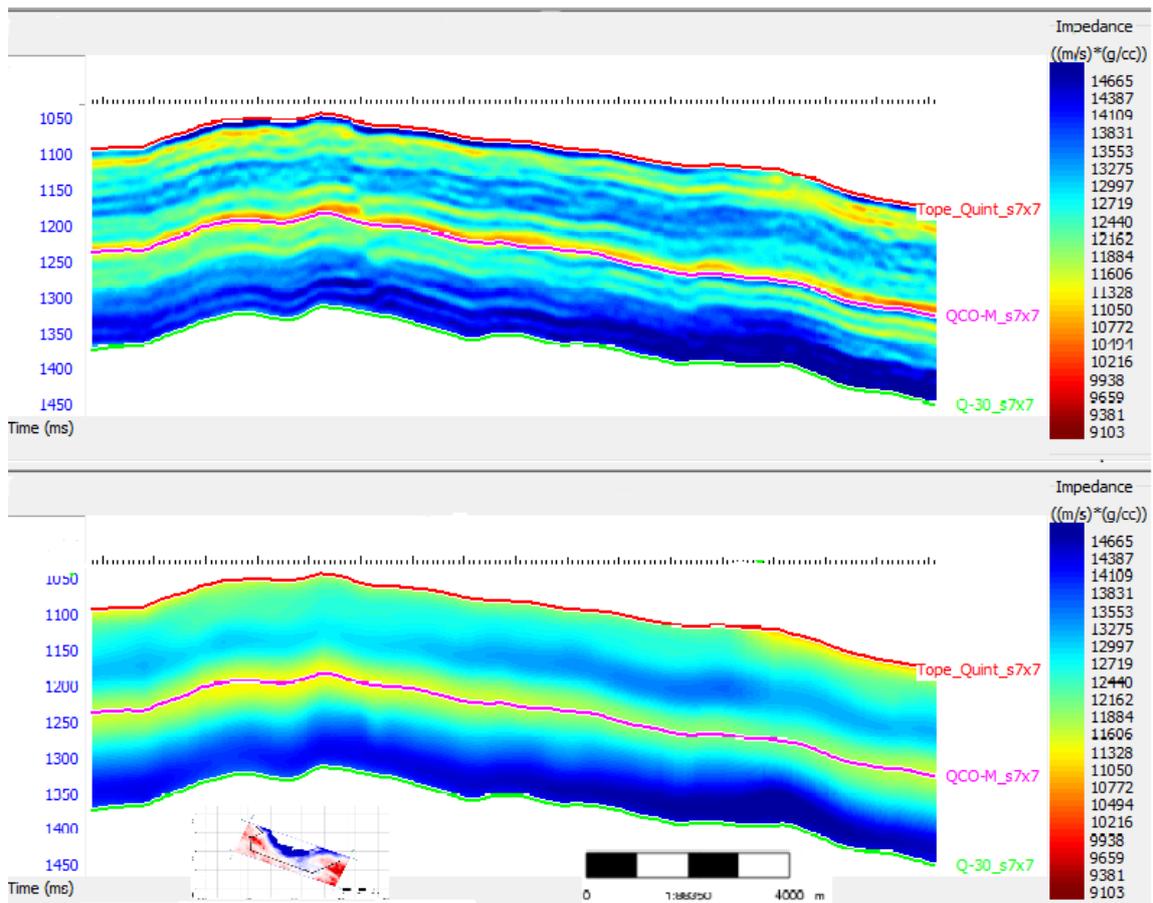


Figura 5.28: Comparación entre sección de impedancia P (arriba) y modelo de bajas frecuencias (abajo).

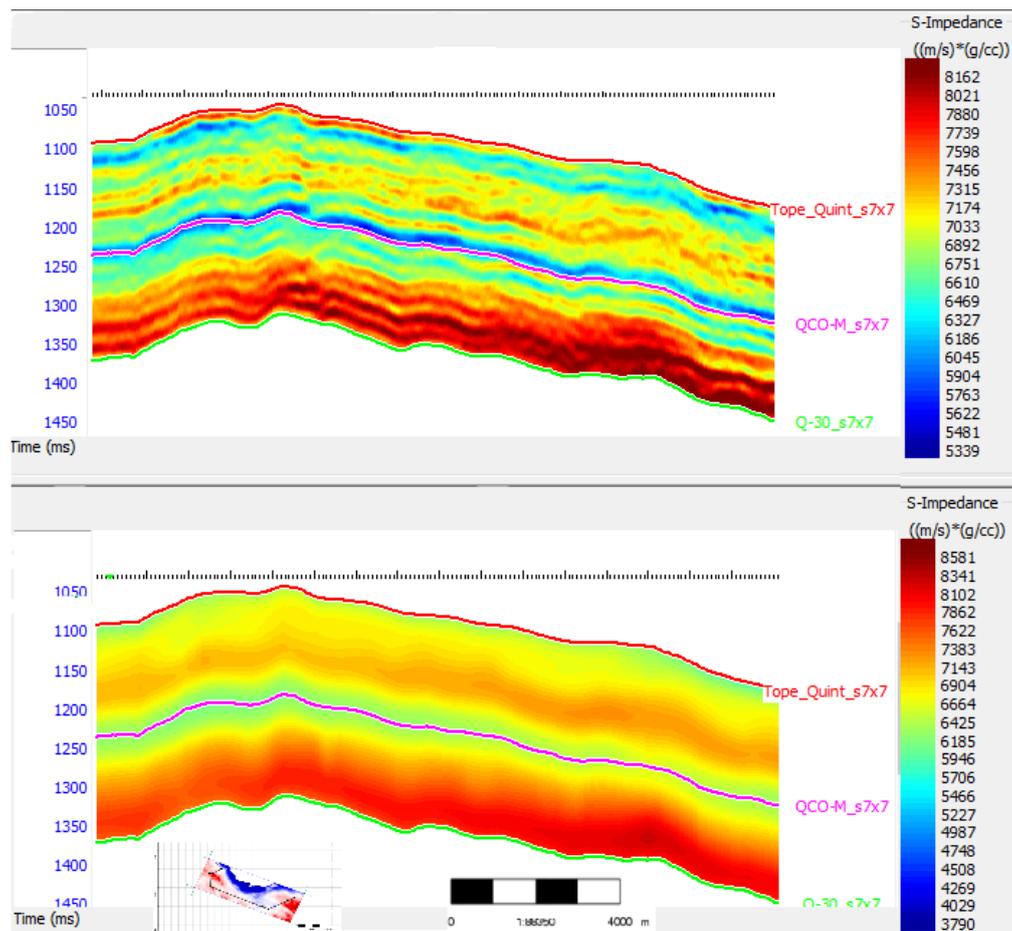


Figura 5.29: Comparación entre sección de impedancia S (arriba) y modelo de bajas frecuencias (abajo).

## 5.6. Propagación de porosidad

En una primera instancia se obtuvieron parámetros elásticos (impedancias de ondas P y ondas S) que caracterizan el subsuelo, para la misma cobertura areal que se tenía para el dato sísmico para la formación Quintuco. En un segundo paso, entre las propiedades del reservorio, se eligió propagar la porosidad a partir de dichos parámetros elásticos.

Se utilizó el módulo Emerge del programa, el cual permite realizar la propagación de propiedades utilizando 3 distintos métodos los cuales son:

- *Single Attribute*: Utiliza un solo atributo para vincular parámetros elásticos y petrofísicos.

- *Multiple Attribute*: Utiliza un grupo de atributos en su algoritmo.
- *Neural Network*: Utiliza redes neuronales con arquitectura *Deep Learning* para realizar la propagación de propiedades.

Se procedió a correr el módulo *emerge* utilizando métodos distintos y para ambos escenarios: en primer lugar utilizando los siete pozos los cuales cuentan con perfiles de porosidad generados a partir de datos de densidad y en segundo lugar para los cinco pozos que cuentan con perfil de neutrones.

Los resultados son considerablemente mejores para el escenario donde se utilizan los perfiles de porosidad obtenidos a partir de la porosidad-neutrón. Esto se debe a que son mucho más representativos de una propiedad de reservorio frente a la situación de utilizar densidad para obtener los perfiles de porosidad.

En la figura 5.30 se observa un cubo de porosidad generado con el método de *Single Attribute* en una vista de línea arbitraria que pasa por los cinco pozos involucrados, los cuales se muestran filtrados a la frecuencia del dato sísmico. El atributo utilizado para llegar a este resultado fue la inversa de la impedancia  $P$ , su correlación fue del 84.5% y su error de 19%.

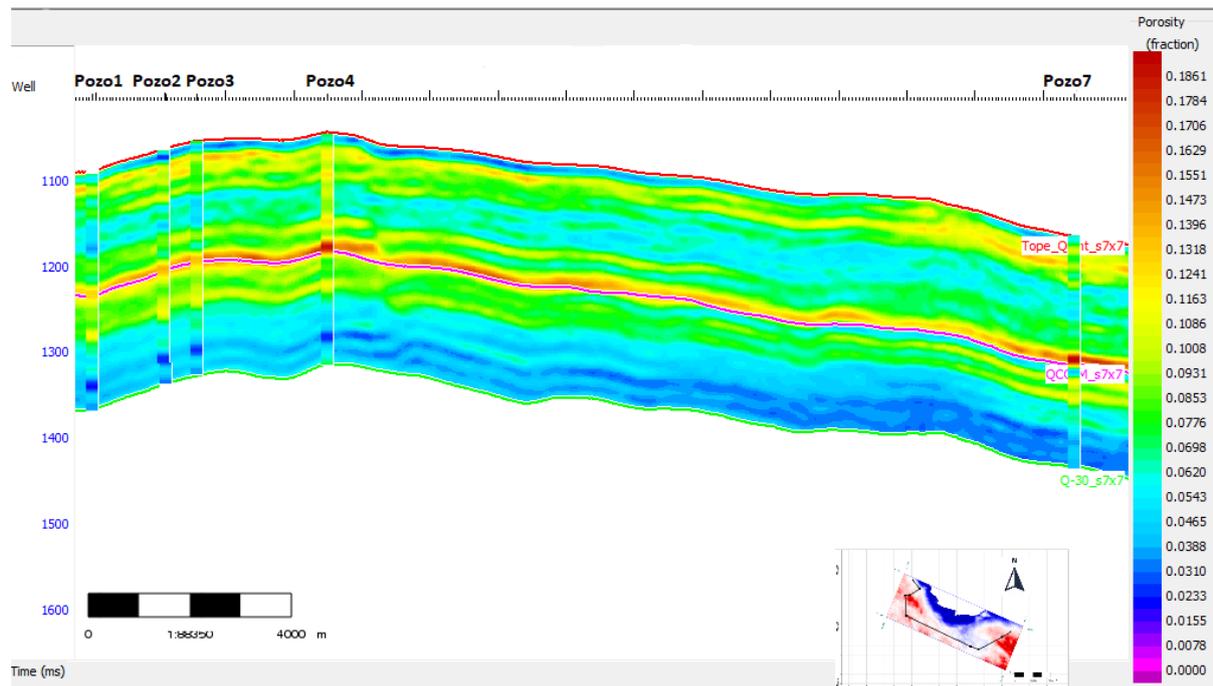


Figura 5.30: Volumen de porosidad calculado con el método *Single attribute*.

En la figura 5.31 se muestra el resultado del cubo de porosidad para el método de *Multiple Attribute* a lo largo de una línea arbitraria que pasa por los cinco pozos filtrados. La regresión lineal múltiple utilizada emplea 6 atributos y un tamaño del operador de 5 puntos. La lista de atributos se muestra en la figura 5.32. La correlación obtenida para este método fue de 87.4% y un error de 17.5%. Se observa una mejoría sustancial frente al método anterior, particularmente en la zona del horizonte llamado QCO-M.

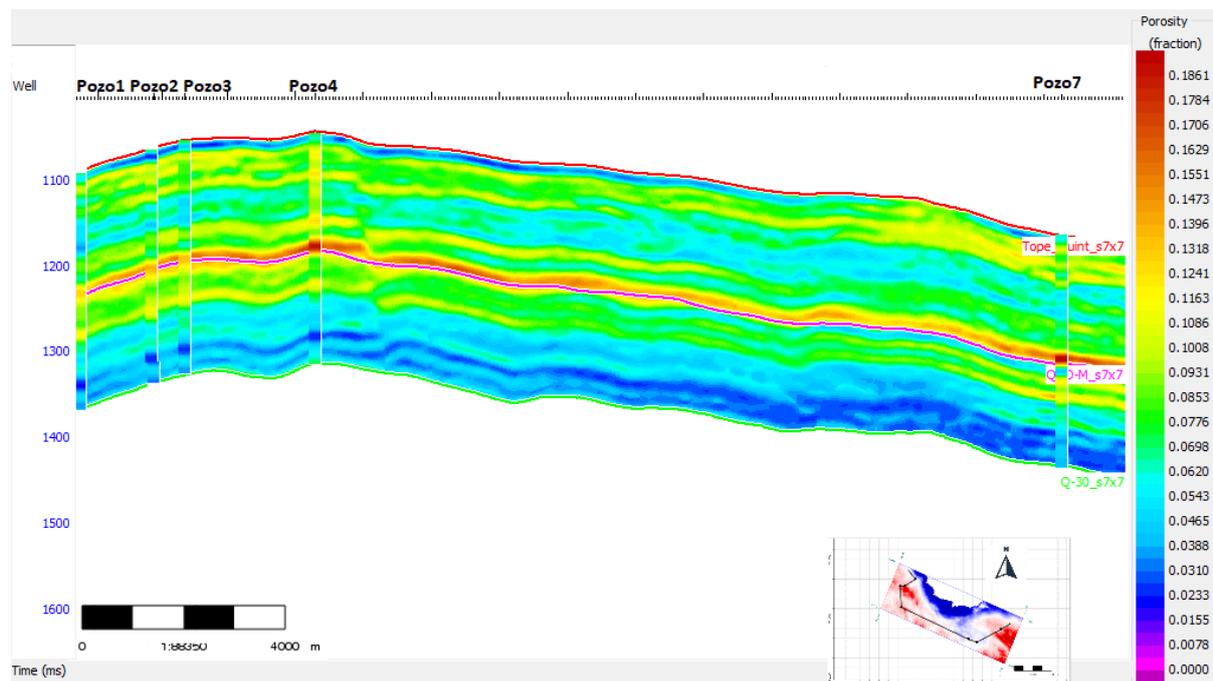


Figura 5.31: Volumen de porosidad calculado con el método *Multiple attribute*.

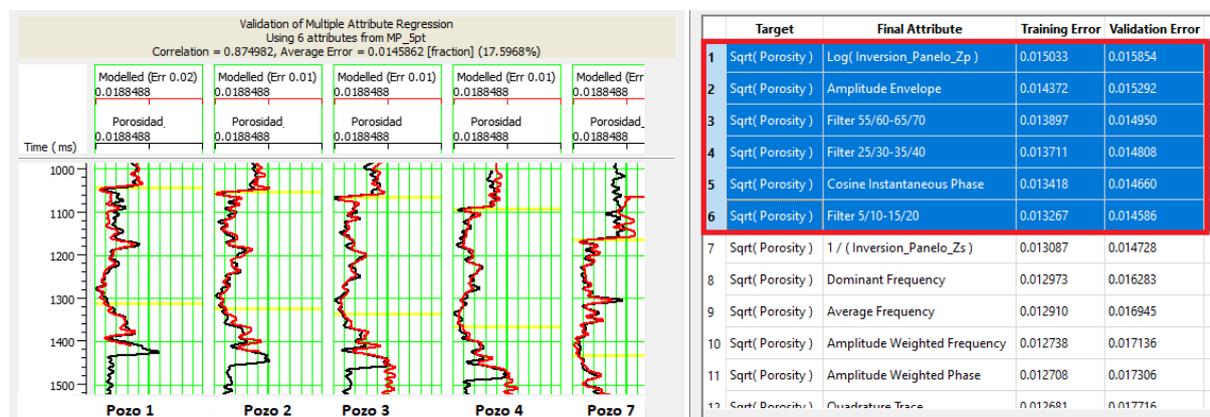


Figura 5.32: A la izquierda se observa los perfiles de porosidad de cada pozo (negro) y la curva predicha (rojo). A la derecha, la lista de 6 atributos (recuadro rojo) que fueron utilizados para la generación del volumen de porosidad.

Por último, en la figura 5.33 se observa el resultado del cubo de porosidad para el método de *Neural Network* en una vista de línea arbitraria que pasa por los cinco pozos filtrados. Se utilizó una DFNN con 3 capas ocultas, 45 nodos en las capas ocultas y 50 iteraciones. Su correlación fue de 88.2% y su error de 17.2%. Los resultados son buenos, aunque no difieren mucho del método de *Multiple Attribute*. El volumen obtenido con esta red neuronal es el considerado como resultado definitivo y fue empleado para la

interpretación de un geocuerpo.

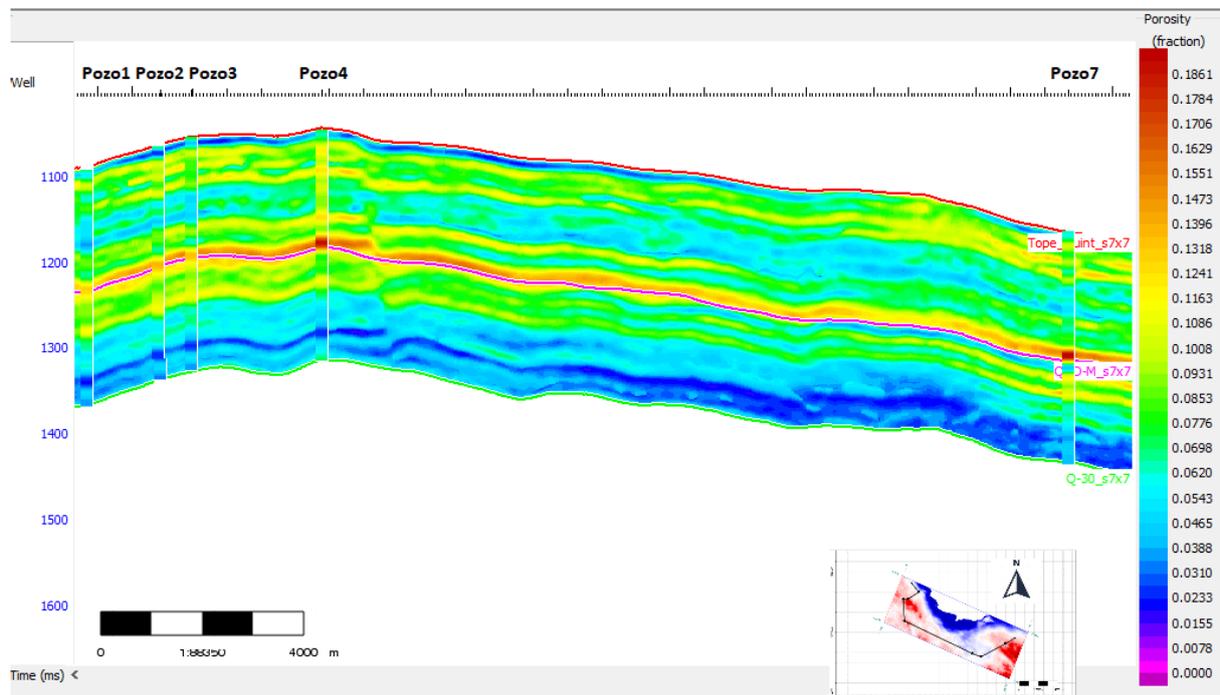


Figura 5.33: Volumen de porosidad calculado con el método *Neural Network*.

## 5.7. Extracción de geocuerpo y cuantificación de reservas

Como instancia final se identificó e interpretó un geocuerpo y se cuantificaron las reservas asociadas al mismo. La interpretación se realizó a partir de un gráfico de dispersión entre los volúmenes de impedancia P y porosidad para la formación Quintuco, el cual se puede observar en la figura 5.34.

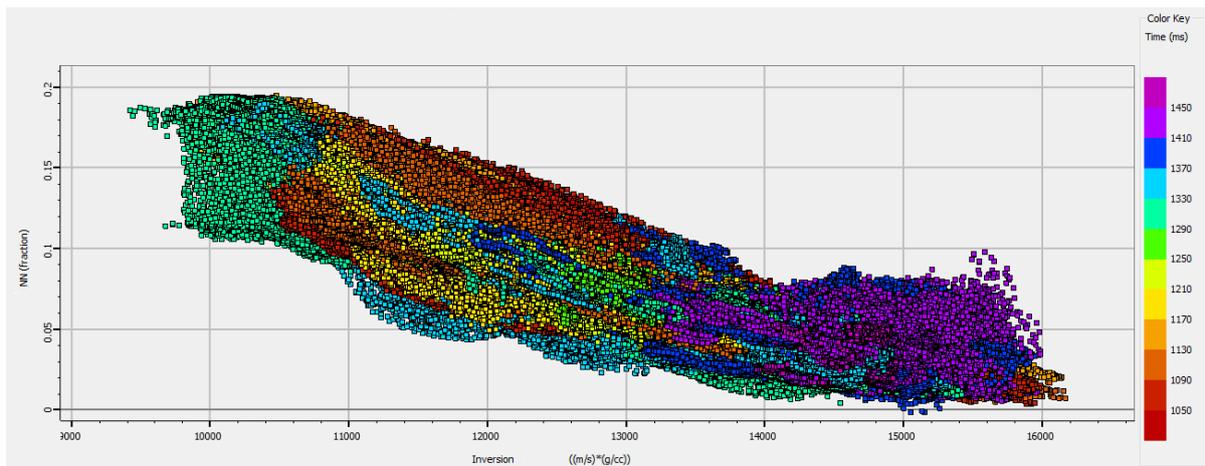


Figura 5.34: *Cross plot* entre impedancia P y porosidad.

En base a este gráfico se pudo definir lo que podría ser el reservorio: altas porosidades que implican bajas impedancias. En base a esto se interpretó, con la ayuda de un polígono, las variables de interés en el *crossplot* entre impedancia P y porosidad (Figura 5.35), el cual refiere a impedancias menores a 11000((m/s)\*(g/cc)) y porosidades mayores al 9%. El geocuerpo capturado con dichas características se muestra en la figura 5.36.

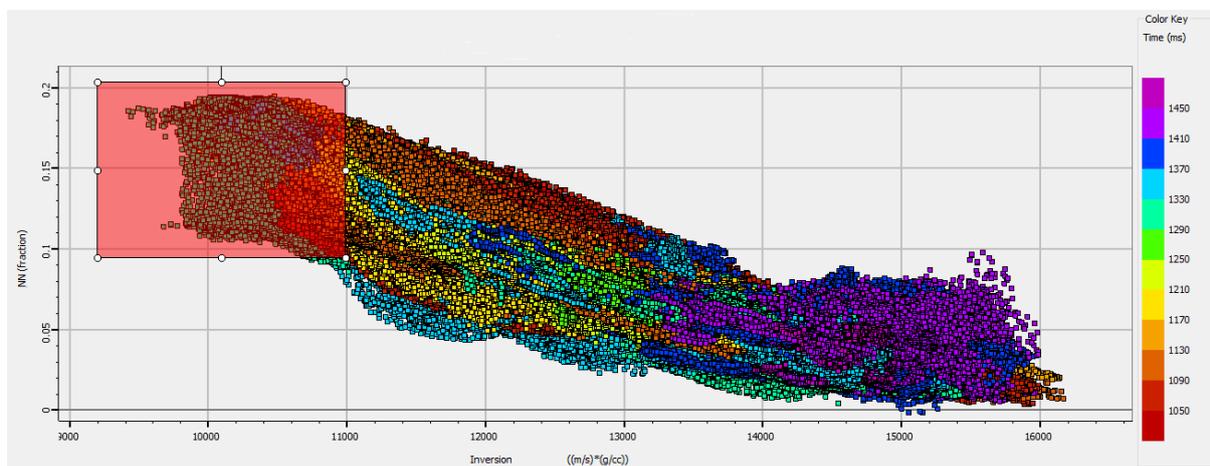


Figura 5.35: Polígono de zona de interés en *cross plot* entre impedancia P y porosidad.

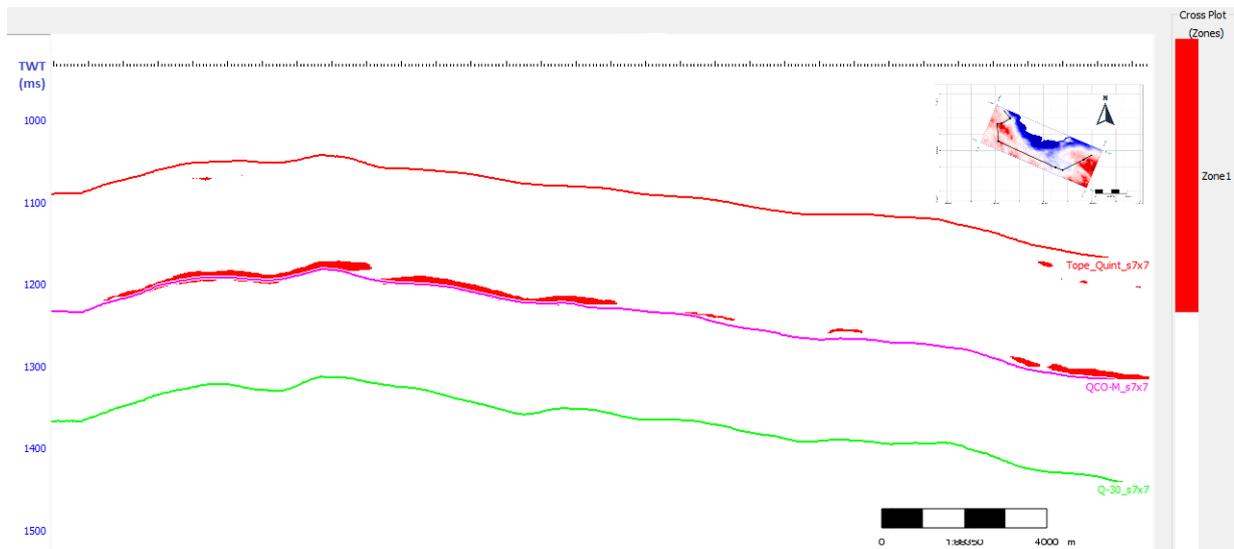


Figura 5.36: Geocuerpo extraído en vista de línea arbitraria.

Una vez establecido este criterio para obtener el geocuerpo, se procedió a calcular su distribución espacial. En un primer paso se calculó un mapa de espesor en tiempo doble. El mapa fue convertido a espesor en metros empleando velocidades medias de los pozos para el nivel interpretado (tabla 5.5). El mapa de espesor en metros puede observarse en la figura 5.37.

Pozo	Velocidad interváltica P (m/s)	Promedio (m/s)
Pozo 1	4293.77	
Pozo 2	4175.07	
Pozo 3	4067.19	
Pozo 4	4266.8	
Pozo 7	4364.98	
		<b>4233.562</b>

Tabla 5.5: Velocidades interválticas empleadas.

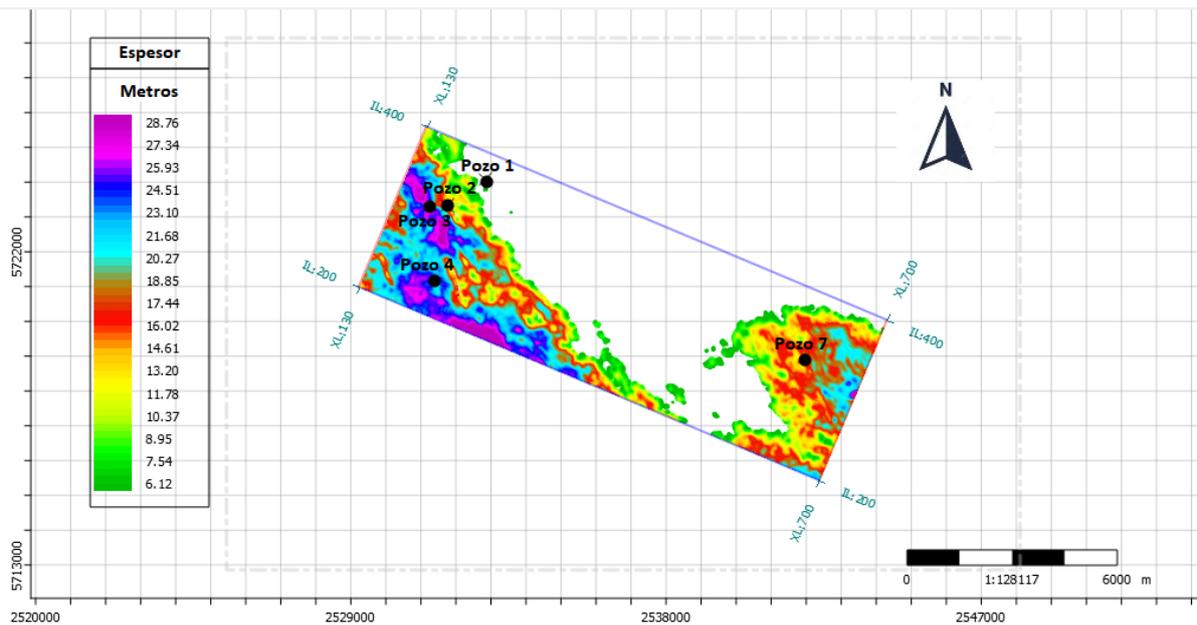


Figura 5.37: Mapa de espesor en metros del geocuerpo interpretado.

Multiplicando el área del geocuerpo interpretado por el espesor promedio en metros se obtuvo un volumen representativo del geocuerpo. Dicho volumen se multiplicó por un valor de porosidad media para cuantificar el espacio poral de la roca saturada con fluidos. El correspondiente mapa se observa en la figura 5.38.

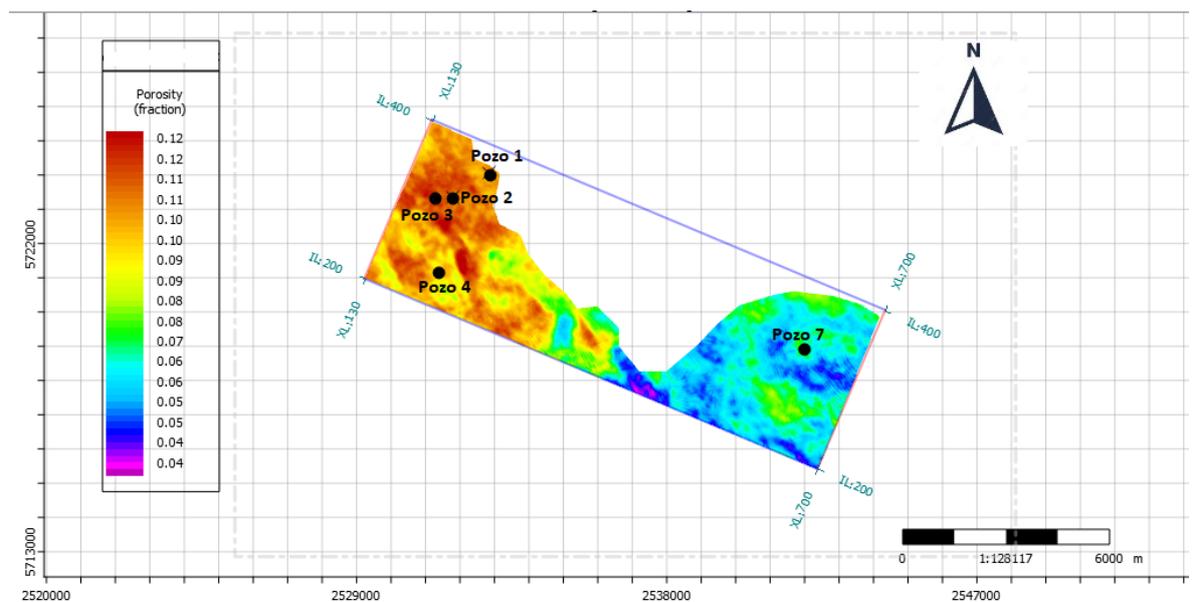


Figura 5.38: Mapa de porosidad media del geocuerpo.

Al no contar con perfiles de saturación, para obtener el volumen de hidrocarburo

asociado al geocuerpo se plantearon distintos escenarios. Los escenarios y sus correspondientes volúmenes asociados fueron los siguientes:

- Si la saturación es del 25 %  $\rightarrow 14.999.570 \text{ m}^3$
- Si la saturación es del 40 %  $\rightarrow 23.999.312 \text{ m}^3$
- Si la saturación es del 50 %  $\rightarrow 29.999.140 \text{ m}^3$

Por último, se utilizó una conversión de unidades a barriles de petróleo para expresar los resultados de una forma más adecuada. Los resultados son los siguientes:

- Si la saturación es del 25 %  $\rightarrow 94.347.297$  barriles de petróleo.
- Si la saturación es del 40 %  $\rightarrow 150.955.675$  barriles de petróleo.
- Si la saturación es del 50 %  $\rightarrow 188.694.594$  barriles de petróleo.

## Capítulo 6

# Resultados y conclusiones

### 6.1. Análisis y discusión de resultados

En cuanto a la propagación de propiedades de reservorio, los cubos de porosidad obtenidos fueron satisfactorios. Los tres cubos obtenidos con los diferentes métodos arrojan resultados que guardan buena correlación con los perfiles de porosidad de pozos (mayor al 80 % en todos los casos).

El método de *Single Attribute* genera un cubo que es fiel con los perfiles de pozo y tiene una correlación mayor al 80 %, y el atributo empleado fue la inversa de la impedancia P.

Los resultados mejoran cuando se trabaja con el método de *Multiple Attributes*. Esto era de esperarse ya que se trabaja con un grupo de 6 atributos y eso contribuye a que el algoritmo sea más robusto a la hora de generar el cubo de porosidad. Su correlación llega hasta un valor de 87.4 %. El cubo obtenido se condice de muy buena manera con los perfiles de pozo.

Por último, los resultados utilizando el método de *Neural Network* son levemente mejores que los anteriores. Su correlación llega al 88.2 % y hay una muy buena coincidencia de los perfiles de pozo con el volumen de porosidad generado. No obstante, no dista mucho del resultado obtenido utilizando un grupo de 6 atributos sísmicos, posiblemente esto se deba a la poca cantidad de pozos disponibles para la generación del modelo de bajas frecuencias, para la calibración de la inversión y para el entrenamiento de la red neuronal. También a la distribución poco uniforme en el área de estudio de los mismos,

ya que cuatro pozos se encuentran en el sector noroeste del proyecto y solo uno del lado este.

Una forma de mejorar los resultados para el método de *Neural Network* sería contar con una mayor cantidad de pozos para el entrenamiento, ya que los resultados de los algoritmos que utilizan una arquitectura deep learning están fuertemente ligados a la cantidad de datos con los que se entrena la red neuronal.

Por otro lado, una mejor distribución areal de los pozos podría brindar mejores resultados por el hecho de no tener una parte del área de trabajo sobrepoblada de información y otra zona del proyecto con una menor cantidad de datos.

La extracción del geocuerpo permitió identificar y cuantificar las reservas asociadas al mismo. Los resultados están sujetos al hecho de haber tomado valores medios para propiedades físicas como la velocidad y para propiedades de reservorio como lo es la porosidad. También están fuertemente ligados a los escenarios de saturación de hidrocarburos planteados. Se podría reducir la incertidumbre de los resultados si se tuviera conocimiento de la saturación de ese nivel en particular, por ejemplo, con perfiles de pozo.

## 6.2. Conclusiones

Se realizó una inversión simultánea sobre una sísmica *pre-stack* y posterior propagación de porosidad en la formación Quintuco utilizando técnicas de *machine learning* en el bloque llamado Lindero Atravesado ubicada en el sector centro-sur de la cuenca Neuquina.

Luego de los análisis realizados a lo largo del presente trabajo se llegó a las siguientes conclusiones:

- La inversión simultánea *pre-stack* realizada permitió generar dos cubos de impedancia P y S, los cuales se emplearon como datos de entrada para la propagación de porosidad.
- Se propagó la propiedad de porosidad con 3 métodos diferentes (*Single attribu-*

te, *multiple attribute y neural network*). Los tres métodos arrojaron muy buenos resultados con correlaciones superiores al 80 % de correlación.

- Los cubos obtenidos con los métodos de *Multiple Attributes y Neural Network* son considerados mejores resultados (correlación superior al 85 %) que el obtenido con el método de *Single Attribute* (correlación del 84 %) y esto se debe a que éste último solo trabaja con un solo atributo sísmico para llevar a cabo su cometido.
- Si se comparan los resultados obtenidos con los métodos de *Multiple Attribute* y el de *Neural Network* vemos que éste último brinda un resultado levemente mejor que el anterior. La correlación en el método de MA resulta en un 87.4 % y el que utiliza redes neuronales, del 88.2 %. En cuanto a su visualización, ambos se parecen mucho entre sí, como se puede observar en las imágenes 5.39 y 5.41.
- Se puede concluir, por un lado, que utilizar técnicas de aprendizaje automático para la obtención de propiedades de reservorio, en este caso porosidad, entrega resultados mejores que los métodos convencionales. Por otro lado, debido a la falta de pozos para entrenar a la red neuronal, y a su distribución irregular en la zona de trabajo, en este trabajo utilizar el método de *Multiple Attributes*, con sus parámetros bien calibrados, arroja resultados que podrían considerarse equivalentes a los obtenidos con la red neuronal y que permitirían continuar con el flujo de trabajo y poder extraer algún geocuerpo y cuantificar así sus reservas de hidrocarburos.

# Capítulo 7

## Bibliografía

- Aki, R. y Richards, P. G., 2002. *Quantitative Seismology*. University Science Books.
- Arregui, C., Carbone, O., y Leanza, H. A., 2011. Contexto tectosedimentario. In Congreso Geológico Argentino (Vol. 18, pp. 29-36).
- Avseth, P., Mukerji, T. y Mavko, G., 2005. *Quantitative Seismic Interpretation*. Cambridge University Press.
- Brown, A. R., 2011. *Interpretation of three-dimensional seismic data*. AAPG y SEG.
- Chebli, G., Mendiberri, H., Giusiano, A., Ibáñez, G., Alonso, J., y Stinco, L. P., 2011, November. El shale gas en la Provincia del Neuquén. In *Trabajos Técnicos: VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos* (pp. 669-692).
- Chopra, S., y Marfurt, K. J., 2018. Seismic facies classification using some unsupervised machine-learning methods. *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2018* (pp. 2056-2060). Society of Exploration Geophysicists.
- Fatti, J.L., Smith, G.C., Vail, P.J., Strauss, P.J., and Levitt, P.R., 1994, "Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: a 3D Seismic Case History Using the Geostack Technique", *Geophysics*, vol 59, p 1362-1376.
- Francis A., 2006. *Understanding stochastic inversion: Part 1, First Break*. Vol. 24.
- Gentili, S., y Michelini, A. 2006. Automatic picking of P and S phases using a neural tree. *Journal of Seismology*, 10(1), 39-63.
- Gonzales, G., Jait, D., Benoit, S y Sylwan, C., 2016. *Lindero Atravesado. Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta: Integración de sísmica, registros de pozos, co-*

ronas y afloramientos. Instituto Argentino del Petróleo y el Gas. Asociación Geológica Argentina. 45-59 p.

Hampson, D. y Russell, B., 2005. Simultaneous inversion of pre-stack seismic data. CSEG National Convention.

Howell, J.A., Schwarz, E., Spaletti, L.A. y Veiga, G.D., 2005. The Neuquén Basin: an overview. En: Veiga, G.D., Spalletti, L.A., Howell, J.A. y Schwarz, E. (eds.). The Neuquén basin, Argentina: A case study in sequence stratigraphy and basin dynamics, Geological Society, London. Special Publications. 252: 83-107.

Lasalle, D., 2014. Caracterización integral geológica-estadística de la formación Quintuco, en el yacimiento Lindero Atravesado, Cuenca Neuquina, Argentina. Conference: VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. At: Mar del Plata, Provincia de Buenos Aires, Argentina.

Magoon, L. y Dow, W. (Ed.), 1994. The petroleum system. The Petroleum System from source to Trap. American Association of Petroleum Geologists Memoir 60.

Malumián, N., Nullo F.E. y Ramos, V.A., 1983. The Cretaceous of Argentina, Chile, Paraguay and Uruguay. En: M. Moullade y A.E.M. Nairn (eds.). The Phanerozoic Geology of the World, II, The Mesozoic B, Amsterdam, pp. 265-304.

Maretto, H. y Pángaro, F., 2011. Edad de formación de algunas de las grandes estructuras del engolfamiento de la cuenca neuquina: actividad tectónica durante la depositación de la Fm. Quintuco.

Martínez, E., Lasalle, D y Pecuch, D., 2005. Entrampamiento en el yacimiento Lindero Atravesado. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina. Mar del Plata. 317-330 p.

Mendiberri, H. y Carbone, O., 2002. Cuenca Neuquina: Marco Geológico y reseña histórica de la actividad petrolera. En rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina. Schiuma, Hinterwimmer y Vergani Ed. V Congreso de exploración y desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata. 201-228 p.

Mpodozis, C. y Ramos, V.A., 1989. The Andes of Chile and Argentina. In *Geology of the Andes and its relation to Hydrocarbon and Mineral Resources*. (Ericksen, G.E., Cañas, M.T., Reinemud, J.A. and editors). Circumpacific Council for Energy and Mineral Resources, Earth Science Series 11:59-90.

Muravchik, M., D'Elia, L., Bilmes, A. y Franzese, J.R., 2011. Syn-eruptive/inter-eruptive relations in the syn-rift deposits of the Precuyano Cycle, Sierra de Chacaico, Neuquén Basin, Argentina. *Sedimentary Geology* 238: 132–144.

Le, Quoc, et al., 2011. Building high-level features using large scale unsupervised learning. *Proceedings of ICML*. 1.

Ramos, V., 1999. Evolución Tectónica de la Argentina. En: R. Caminos (ed.), *Geología Argentina*, Servicio Nacional Minero Geológico. Anales 29: 715-784.

Ramos, V. y Folguera, A., 2005. Los Andes Australes: una evolución tectónica excepcional entre el sur de Mendoza y el norte de Neuquén. 6° Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Actas en CD ROM. Mar del Plata.

Ramos, V. Folguera, A y Morabito, E., 2011. Las provincias geológicas del Neuquén. Relatorio del XVIII congreso geológico argentino.

Rezende, L. F. C., De Paula, E. R., Stephany, S., Kantor, I. J., Muella, M. T. A. H., de Siqueira, P. M., y Correa, K. S. 2010. Survey and prediction of the ionospheric scintillation using data mining techniques. *Space Weather*, 8(6).

Russell, B., 1999. Comparison of poststack seismic inversion methods, SEG, Technical Program Expanded Abstracts.

Seiscenter, 2018. Lindero Atravesado 3D. Informe final de procesamiento.

Sheriff, R. E., 1982. Structural interpretation of seismic data. American Association of Petroleum Geologists. Volume 23.

Simm, R. y Bacon, M., 2014. *Seismic Amplitude: An interpreter's handbook*. Cambridge University Press.

Silvestro, J. y Zubiri, M., 2008. Convergencia oblicua: modelo estructural alternativo para la Dorsal Neuquina (39°S)- Neuquén. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*,

63(1), 49-64.

UGA Seismic, 2015. Lindero Atravesado 3D. Informe final de adquisición.

Velis, D., 2020. Métodos sísmicos de prospección: Notas de clase.

Vergani, G., Arregui, C. y Carbone, O., 2011. Sistemas petroleros y tipos de entrapamientos en la Cuenca Neuquina. Relatorio del XVIII congreso geológico argentino.

White, R. y Simm, R., Oct. 2003. Tutorial: Good practice in well ties, First Break, Vol. 21, pp. 75–83.

Yilmaz, Ö., 1987. Seismic Data Processing. Doherty, S.M. Society of Exploration Geophysicists.

Yrigoyen, M.R., 1991. Hydrocarbon resources of Argentina. In World Petroleum Congress, No. 13. Petrotecnia, Special Issue: 38-54. Buenos Aires.

Zarpellón, C., y Crovetto, C., 2018. Estudios sísmicos en el área Lindero Atravesado de la Cuenca Neuquina: flujo de trabajo utilizado. 10° congreso de exploración y desarrollo de hidrocarburos.

Zarpellón, C., Crovetto, C., y Parra D., 2018. Caracterización sísmica de la Fm. Lajas en el área de Lindero Atravesado Cuenca Neuquina. 10° congreso de exploración y desarrollo de hidrocarburos.