



# UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PLATA

Tesis de grado para obtener el título de Geofísico

## **Caracterización sísmica de la Fm. Vaca Muerta mediante inversión de trazas del relevamiento sísmico 2D en el sector suroriental de la región geológica de engolfamiento de la Cuenca Neuquina. Calibración con resultados de caracterización preexistentes**

**Autor: Francisco Manuel Gherzi**

Director: Juan Alberto Tavella

Codirector: María Fernanda Serrano Segovia



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

La Plata, Argentina

Febrero de 2022



# Agradecimientos

A mis directores, Juan Tavella y María Fernanda Serrano por dedicarme su tiempo y guiarme en el proceso de elaboración de esta tesis.

A Pan American Energy, especialmente a Luis Vernengo por brindarme autorización para el uso de la información y a Carolina Crovetto por su inestimable colaboración.

A mis padres, por darme la posibilidad de estudiar y acompañarme durante cada paso de esta etapa.

A los jurados, Juan Moirano y Ezequiel Valeff, por sus comentarios y apreciaciones que hicieron de esta tesis un trabajo más completo y organizado.

A los compañeros y amigos que hice en el trayecto de la carrera, por los momentos compartidos y las tardes de estudio.

## Resumen

Se realizó la caracterización sísmica de la Fm. Vaca Muerta en el sector sur oriental del Engolfamiento en la Cuenca Neuquina, a partir de la inversión post-apilado de información sísmica 2D registrada en el área. Este tipo de inversión permitió obtener como único parámetro elástico la impedancia de ondas P.

Se utilizaron relaciones empíricas calculadas mediante un análisis de física de rocas en los pozos aledaños a la zona de interés, que permitieron correlacionar valores de impedancia con el COT (carbono orgánico total). Los valores de la impedancia -y por lo tanto los de COT- calculados sobre las líneas 2D fueron calibrados con el mismo par de alta calidad proveniente de un trabajo vecino de caracterización 3D. Se utilizó para ello la suite Hampson-Russell, un software especializado que es utilizado en la mayoría de los proyectos que requieren de inversión sísmica.

Como resultado de este trabajo, se determinaron en el área de estudio regiones donde la Fm. Vaca Muerta presenta mayores valores de COT, interpretadas como zonas de mayor potencial de generación de hidrocarburos. La utilización de métodos geoestadísticos permitió la elaboración de mapas interpretables de dicho parámetro a distintos niveles sobre la formación objetivo. No obstante, debido a la carencia de información pre-apilado, no se pudieron determinar propiedades geomecánicas que identifiquen regiones con mayor potencial de generación de fracturas para la óptima extracción del recurso.

# Índice general

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| <b>1</b> | <b>Introducción</b>  | <b>3</b>  |
| <b>2</b> | <b>Marco geológico</b>                                     | <b>6</b>  |
| 2.1      | Estratigrafía de la Cuenca Neuquina . . . . .              | 6         |
| 2.2      | Sistemas petroleros en la Cuenca Neuquina . . . . .        | 10        |
| <b>3</b> | <b>Fundamentos teóricos</b>                                | <b>12</b> |
| 3.1      | Inversión pre-apilado . . . . .                            | 16        |
| 3.2      | Inversión post-apilado . . . . .                           | 17        |
| 3.3      | Algoritmo de inversión basado en un modelo . . . . .       | 20        |
| 3.4      | Segunda transformación de la caracterización . . . . .     | 23        |
| <b>4</b> | <b>Procedimiento</b>                                       | <b>25</b> |
| 4.1      | Revisión y acondicionamiento de los datos . . . . .        | 25        |
| 4.1.1    | Acondicionamiento de las líneas 2D . . . . .               | 27        |
| 4.1.2    | Acondicionamiento de los datos de pozo . . . . .           | 31        |
| 4.2      | Extracción de la ondícula para el amarre . . . . .         | 38        |
| 4.3      | Amarre de pozos . . . . .                                  | 40        |
| 4.4      | Extracción de curvas de impedancia del 3D vecino . . . . . | 43        |
| 4.5      | Construcción del modelo inicial . . . . .                  | 46        |
| 4.5.1    | Espectro y filtrado de la información de pozo . . . . .    | 46        |
| 4.5.2    | Parámetros utilizados . . . . .                            | 48        |
| 4.5.3    | Resultados . . . . .                                       | 50        |
| 4.6      | Extracción de ondícula para la inversión . . . . .         | 53        |
| 4.7      | Pruebas de inversión . . . . .                             | 57        |
| 4.8      | Inversión . . . . .  | 65        |

|  |           |
|--|-----------|
| <i>ÍNDICE GENERAL</i>                                      | 2         |
| 4.9 Segunda transformación de la caracterización . . . . . | 67        |
| 4.10 Propagación geoestadística . . . . .                  | 70        |
| <b>5 Interpretación de resultados y conclusiones</b>       | <b>78</b> |

# Capítulo 1

## Introducción

En la industria Petrolera resulta de fundamental importancia la estimación de propiedades sísmicas y petrofísicas para la caracterización de un yacimiento con el fin de reducir el riesgo económico al seleccionar locaciones de perforación y mejorar el rendimiento de la explotación. Gran parte de los trabajos de interpretación de datos se basan en la técnica de inversión sísmica para la estimación de dichas propiedades. Esta técnica utiliza información contenida en la amplitud de las reflexiones, a diferencia del uso clásico de los datos sísmicos para interpretación estructural, donde solo se aprovecha la información del tiempo de arribo.

La inversión sísmica es un método matemático que automatiza la resolución del problema inverso sísmico, es decir, encontrar un modelo de subsuelo caracterizado por una geometría y un conjunto de propiedades de las rocas cuya respuesta al experimento sísmico sea compatible con las observaciones. De esta forma, se puede estimar la distribución de propiedades elásticas del subsuelo tales como la impedancia acústica, la relación  $V_p/V_s$  y la densidad (Hampson y Russell, 2008). A partir de estas últimas, y a través de la integración con información de pozos, se puede arribar a predicciones confiables de la distribución de las propiedades de la formación como reservorio, entre las que se encuentran la porosidad, la fragilidad y el contenido orgánico (Simm, 2014).

Un reservorio no convencional es aquel en el que los hidrocarburos se encuentran contenidos en la misma roca generadora, es decir, que el proceso de migración hacia entrapamientos convencionales o a la superficie

no ocurrió o se desarrolló de manera incompleta. Estos reservorios presentan una relación permeabilidad de la roca / viscosidad del fluido baja en relación a la que se encuentra en reservorios convencionales y por lo tanto requieren del uso de tecnologías para alterar dicho cociente y hacer posible la explotación del recurso (Harris, 2012). Esto representa un desafío importante a la hora de producir hidrocarburos de reservorios no convencionales de forma económicamente viable y es allí donde resulta de vital importancia el conocimiento de los parámetros petrofísicos que se pueden obtener de una inversión de amplitudes.

El objetivo de esta tesis de grado es realizar la caracterización sísmica de un sector de la Fm. Vaca Muerta como reservorio no convencional en la región del Engolfamiento Neuquino, a través del proceso de inversión de amplitudes sísmicas post-apilado. El interés por realizar este estudio en el área nace de los resultados favorables obtenidos en un trabajo previo de caracterización realizado en un área adyacente. En él, mediante la inversión pre-apilado de información sísmica 3D se lograron delimitar regiones que presentan condiciones favorables para la explotación del reservorio no convencional en cuestión. Ahora, se busca conocer la extensión de estas condiciones favorables en la parcela de estudio que no tiene cobertura en la sísmica 3D del estudio previo.

Se cuenta con 27 líneas sísmicas 2D que cubren un área aproximada de 146 km<sup>2</sup>, con información de 6 pozos que navegan debajo del área de interés, y con los resultados de la inversión pre-apilado realizada en el área adyacente. Es de destacar que no se cuenta con información sísmica pre-apilado en la zona de interés. Esto implica que solo se puede realizar una inversión acústica ( $Z_p$ ) y no una elástica ( $Z_p$ ,  $Z_s$  y  $\rho$ ). Además, se sabe que los resultados de la inversión vecina son de elevada calidad y confiabilidad. Es por ello que la incorporación de información proveniente de dicha inversión en forma de condiciones iniciales y restricciones robustecerá la solución de la inversión propuesta.

Como resultado de una inversión post-apilado se obtiene como parámetro elástico la impedancia de ondas P. Por lo tanto, se pueden obtener

ciertas características del reservorio que estén relacionadas con este dato, por ejemplo el COT (contenido orgánico total) con el cual se puede evaluar el potencial intrínseco de la formación. Sin embargo, hay parámetros petrofísicos del reservorio que se relacionan matemáticamente con más de un parámetro elástico, como por ejemplo, la fragilidad. Esto conlleva a que en nuestro caso no sea posible calcularla. Para cumplir con los objetivos planteados para la tesis se dispone del software Hampson-Russell, disponible en el aula informatizada de la Facultad de Ciencias Astronómicas y Geofísicas de la Universidad Nacional de La Plata. Dicho software es el utilizado en la actualidad en la mayoría de los proyectos que requieran de inversión sísmica.

# Capítulo 2

## Marco geológico

La Cuenca Neuquina se encuentra en el centro oeste de la República Argentina, comprendiendo casi la totalidad de la provincia de Neuquén y partes de las provincias de Mendoza, La Pampa y Río Negro. Totaliza una superficie de 120000 km<sup>2</sup> y una columna sedimentaria que supera los 6000 metros de espesor en ciertas regiones. Los sedimentos son de origen tanto continental como marino, abarcando desde el Triásico superior hasta el Paleoceno (Howell et. Al, 2005). Limita al oeste con la cordillera andina, al noreste con el sistema Sierra Pintada y al sureste con el Macizo Nordpatagónico.

### 2.1 Estratigrafía de la Cuenca Neuquina

La depositación de los primeros sedimentos que constituyen la Cuenca Neuquina ocurrió sobre un basamento constituido por rocas ígneas del Grupo Choiyoi (metamorfitas de edad silúrica y plutonitas y vulcanitas del Carbonífero – Triásico superior), sobre depocentros aislados generados a lo largo del Triásico, en lo que se conoce como la etapa de synrift. En esos momentos la placa de América del Sur estaba sometida a esfuerzos extensionales debido al desmembramiento de Pangea. Estos primeros sedimentos formaron las rocas del ciclo Precuyano, una sucesión de flujos lávicos, intrusivos someros y depósitos piroclásticos, aluviales y lacustres.

Posteriormente, durante el Jurásico superior, comenzó la subducción en el margen occidental de Godwana (Franceze et al., 2003), con la posterior

aparición del arco magmático. Estos cambios en el régimen tectónico generaron nuevos depocentros por subsidencia térmica y extensión detrás del arco. Esto generó las condiciones propicias para la depositación de sedimentos durante sucesivos eventos transgresivos y regresivos desde el Pacífico.

Los depósitos generados durante el Jurásico medio son los del ciclo Cuyano. En la primera transgresión marina se depositaron las sedimentitas marinas de la Fm. Los Molles que, gracias a su contenido orgánico, actuó posteriormente como roca madre de la cuenca. Por encima se encuentra la Fm. Lajas, cuyos sedimentos se depositaron en ambientes de plataforma marina somera con influencia fluvial y deltáica. Este ciclo transgresivo-regresivo culmina con las progradaciones clásticas de facies aluviales de la Fm. Punta Rosada y Fm. Challacó, totalizando hasta 2500 metros de espesor sedimentario. Suprayacentes a éstos, se encuentran depósitos evaporíticos característicos del proceso de continentalización de la cuenca y asignados a la Fm. Tábanos.

A continuación, durante un nuevo ciclo transgresivo-regresivo en el Jurásico medio-superior, se depositan los sedimentos que constituyen el grupo Lotena. A diferencia de los depósitos subyacentes del ciclo anterior y de los suprayacentes del ciclo posterior, no registra depósitos marinos profundos, lo que explica la ausencia de rocas madres hidrocarburiíferas (Casadio. et al., 2015).

En siguiente término, se produjo la continentalización de la cuenca durante el Jurásico Superior, producto de un alzamiento en el arco magmático que cerró la entrada al mar. Fue entonces que se depositaron la facies aluviales, fluviales y eólicas de la Fm. Tordillo.

Durante la transgresión marina de mayor extensión en la historia de la cuenca, que aconteció desde fines del Jurásico, se depositaron a lo largo de toda la cuenca los sedimentos pelíticos con elevado contenido de materia orgánica de la Fm. Vaca Muerta. Por encima y formando un límite transicional con la anterior, se encuentra la Fm. Quintuco que se depositó durante un descenso general de nivel del mar. Se formó a partir de depósitos transicionales con gran aporte carbonático, intercalados con niveles



con discordancias estratigráficas o tectónicas aquí no afectaron mayormente a la sedimentación (Casadío. et al., 2015). La Fm. Vaca Muerta presenta en este sector una distribución tabular y simétrica, ya que fue depositada en momentos de subsidencia termal. Esto mismo fue lo que le permitió generar gran cobertura areal. Dentro de la región denominada Engolfamiento Neuquino, el área de trabajo se encuentra más particularmente en zonas de desarrollo moderado de la Fm. Vaca Muerta. Esto contrasta con las zonas de máximo desarrollo que se encuentran hacia el norte, como se esquematiza en la Figura 2.2. El límite de la región de interés hacia el sur con el flanco de la Dorsal de Huincul es transicional mientras que en el límite hacia el noreste con la plataforma se presenta un fuerte acuñamiento de toda la columna sedimentaria (Casadío. et al., 2015).

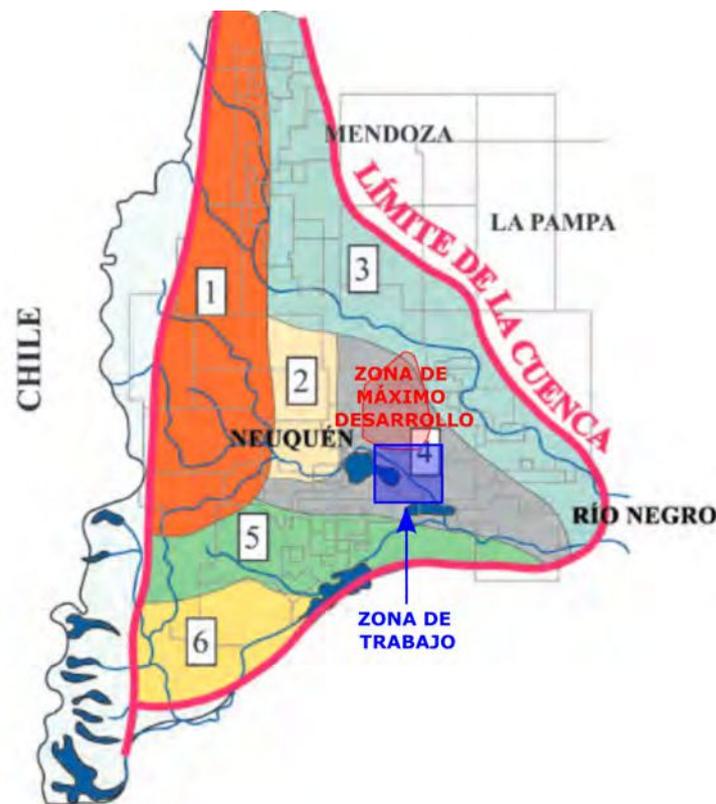


Figura 2.2: Regiones morfológicas en la cuenca neuquina. 1) Faja plegada 2) Alto de los Chiuidos 3) Plataforma nororiental 4) Región del engolfamiento 5) Dorsal de Huincul 6) Sur de la Dorsal. Modificado de Casadío. et al., 2015.

## 2.2 Sistemas petroleros en la Cuenca Neuquina

El advenimiento de los proyectos no convencionales de producción desde las rocas madres resultó en un salto muy significativo en la adquisición de datos, tanto sísmicos como de pozo, en la modernización de las técnicas aplicadas y la actualización de las interpretaciones de los niveles generadores en todas las cuencas.

En 1994 Magoon y Dow definieron a los sistemas petroleros como una porción de roca madre activa y todos los hidrocarburos derivados de ella, incluyendo los elementos (rocas generadoras, reservorio, sello y roca suprayacente) y procesos (generación, migración, entrapamiento y preservación) que, ocurriendo en el orden correcto, hicieron posibles esas acumulaciones. Propusieron entonces una aproximación integral y sistemática al análisis de la geología del petróleo.

Si bien los reservorios no convencionales no cuentan con todos los elementos o procesos mencionados con anterioridad, esto no imposibilita la acumulación de hidrocarburos. En estos casos el proceso de expulsión y migración desde la roca generadora fue incompleto o inexistente y, por lo tanto, la misma actúa como reservorio y sello a la vez. Esto se debe a que una roca generadora está compuesta por material de grano muy fino que presenta una baja permeabilidad en relación a la viscosidad del fluido (Harris, 2012); los poros en los que se acumulan los hidrocarburos tienen bajo grado de comunicación, dificultando el flujo. Esta característica, que permitió la generación, preservación y acumulación de hidrocarburos, produce dificultades a la hora de la extracción del recurso. En esto difieren de los reservorios convencionales, en donde la alta permeabilidad facilita el drenaje y la producción.

Naturalmente, los reservorios no convencionales están enriquecidos en materia orgánica. La formación de rocas con suficiente contenido orgánico requiere la ocurrencia de periodos de alta bioproduktividad que permitan el depósito de grandes cantidades de material orgánico, de un ambiente anóxico o subóxico que limite la degradación de la materia orgánica, y de

una elevada tasa de sedimentación que produzca un rápido soterramiento (Hunt, 1996; Passey et al., 2010; Harris, 2012). Tales condiciones tuvieron lugar en forma recurrente en la Cuenca Neuquina desde el Triásico tardío, debido a las ingresiones marinas pacíficas, dando lugar a la formación de numerosos niveles generadores, que hacen de esta una de las cuencas más prolíficas de Argentina. Uno de esos niveles generadores es la Fm. Vaca Muerta, producto de la máxima ingesión marina que se registró en la Cuenca Neuquina. La formación presenta grandes espesores de hasta 900 metros y está presente en todos los sectores de la cuenca.

El contenido de carbono orgánico total (COT % en peso) cuantifica la riqueza de materia orgánica retenida durante los estadios de depositación y soterramiento y puede ser medido de forma directa a partir de muestras de roca en laboratorios. La acumulación de materia orgánica no es la única condición necesaria para la formación de hidrocarburos; se necesita además una historia térmica y de soterramiento compatible con la maduración de dicha materia orgánica. En este sector de la cuenca las condiciones de presión y temperatura en la Fm. Vaca Muerta fueron las adecuadas para la generación de hidrocarburos a partir de la materia orgánica contenida. Es por esto que al valor de COT se lo considera como un indicador del potencial intrínseco de generación. En el caso de la Fm. Vaca muerta, el COT medido varía entre 2 y 12%, siendo éste derivado de materia orgánica de composición muy homogénea, típicamente marina y precursora de hidrocarburos predominantemente líquidos (Legarreta y Villar, 2012).

# Capítulo 3

## Fundamentos teóricos

En un relevamiento sísmico se inyecta energía en el terreno al mismo tiempo que se registra el campo de ondas en cada punto donde se cuenta con un geófono en superficie. Tanto el dispositivo de campo (arreglos de fuentes y receptores), como el procesamiento posterior de los datos pueden ser diseñados de manera tal que se rechacen las perturbaciones o los modos que no estén asociadas a un evento de reflexión primario y en ese caso se dice que el relevamiento es de sísmica de reflexión. En la mayoría de las campañas sísmicas se utilizan geófonos que registran únicamente la componente vertical del campo de velocidades del terreno y fuentes sísmicas que no generan ondas de corte (Öz Yilmaz, 2001). Cuando este es el caso, se puede afirmar que al final de la cadena de procesamiento y al momento de la inversión, la sísmica contiene la componente compresional o de ondas P asociada solo a reflexiones primarias.

La reflexión de las perturbaciones sísmicas ocurre cuando en el subsuelo hay contactos de unidades rocosas con distintos valores de impedancia, siendo la sísmica de reflexión sensible a estos contrastes. La impedancia se define según la Ecuación 3.1 como el producto entre la densidad y la velocidad de propagación de ondas P.

$$Z = V * \rho \tag{3.1}$$

En el momento en que estas perturbaciones inciden sobre una discon-

tinuidad su energía se divide; parte continua su camino hacia el segundo medio y parte se refleja nuevamente hacia el medio desde el que provino. Vale aclarar que ocurrirá conversión de modos durante la reflexión si la incidencia no es perpendicular a la discontinuidad. La porción de energía reflejada es registrada en superficie por los geófonos y produce la respuesta sísmica que nos interesa capturar. La fracción de energía reflejada es proporcional al cuadrado del cociente entre las amplitudes de los desplazamientos correspondientes a las ondas reflejadas e incidentes (Telford W. M., 1990). Por lo tanto, tratar con fracciones de energía reflejada y cociente entre amplitudes incidente y reflejada resulta equivalente. En este sentido, 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 discontinuidad, 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).

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

Al apartarse del caso de incidencia normal, los coeficientes de reflexión y transmisión vienen dados por las ecuaciones de Zoeppritz en 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  $\phi_2$  de transmisión de ondas S,  $V$  es la velocidad de propagación y  $\rho$  la densidad de los distintos medios (Sheriff, R. E., 1982).

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

De estas ecuaciones 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 pre-apilado que tienen solo información de ondas compresionales, se pueden obtener 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 sísmica que tenga un amplio rango de ángulos de incidencia sobre la formación objetivo, de forma que la variación de la amplitud sea apreciable. En la Ecuación 3.3 se aprecia que el cálculo de la reflectividad de ondas P depende de la razón de impedancias P y S, y la densidad solo para ángulos distintos de cero. Por lo tanto, si solo se cuenta con la amplitud a offset cero, por ejemplo en la sísmica post-apilado, se pueden calcular únicamente los valores de la impedancia acústica o de ondas P.

En el caso de una inversión de amplitudes se tiene como dato el registro sísmico, es decir un conjunto de valores de amplitud que se asignan a un tiempo y a una posición, y se desea obtener el modelo de subsuperficie que genere mediante modelado directo, datos compatibles con los observados. 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. Esto asegurará que la solución a la cual se arribe sea representativa de la realidad. 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 como modelado directo. Cuando los únicos procesos aleatorios tenidos en cuenta son los errores de observación y su propagación a la solución, se dice que la inversión es del tipo determinístico (Simm, 2014). En estos casos, se cuenta con expresiones que vinculan de forma explícita el dominio del modelo con el de los datos del experimento sísmico. El modelado directo implica el uso de las Ecuaciones de Zoeppritz y sus simplificaciones con las que se calculan los valores de reflectividad que encontrarán las ondas durante su propagación. Conjuntamente con los tiempos de tránsito obtenidos mediante trazado de rayos en el modelo, se puede calcular la secuencia de coeficientes de reflexión en función del tiempo con la que se encontrarían las ondas en su propagación. El paso final para la generación de la traza sísmica sintética implica la convolución con el pulso sísmico u ondícula. Este proceso se ilustra en la Figura 3.1.

El tipo de inversión que se utiliza en cada trabajo depende del software con que se cuente y de los datos sísmicos de entrada. La inversión por amplitud basada en modelos utiliza el tiempo de arribo y la amplitud de las ondas sísmicas reflejadas en cada punto de reflexión para resolver las impedancias relativas de las formaciones. Por lo tanto, la inversión produce un modelo de reflectividad en cada muestra de tiempo, que puede invertirse para estimar la impedancia acústica relativa (Russell, 1999).

Para que los resultados de la inversión sean interpretables, es necesario que sus valores tengan carácter absoluto, por lo tanto debe aportarse, a priori a la inversión, información de baja frecuencia que la sísmica no posee. Esta información de baja frecuencia puede provenir, por ejemplo, de información de pozos, VSP o check shots.

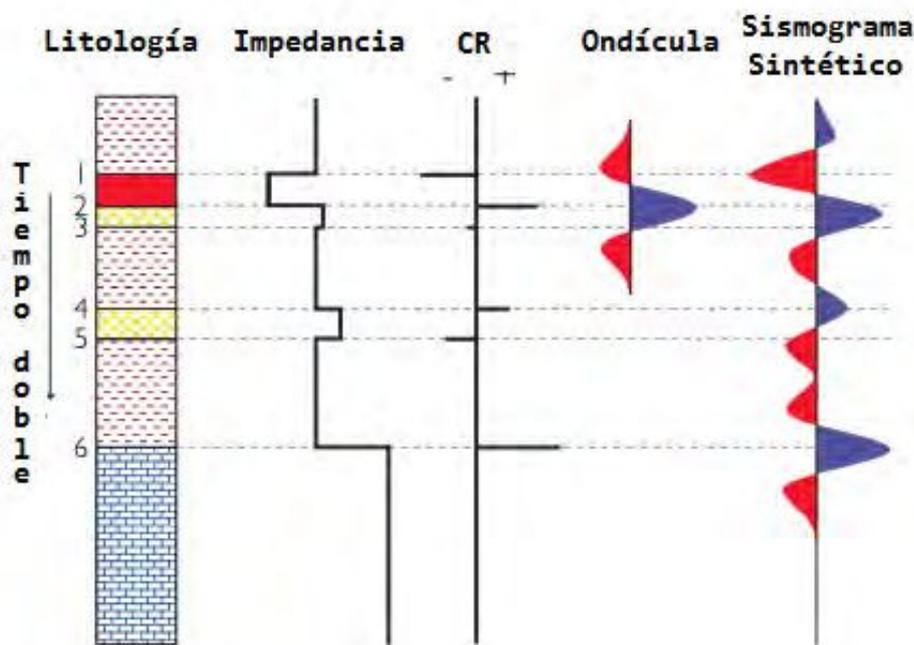


Figura 3.1: Ilustración de la generación de una traza sísmica sintética de offset cero según el modelo convolucional. De izquierda a derecha: el modelo litológico, los valores de impedancia de cada unidad, la secuencia de coeficientes de reflexión calculados a partir de las impedancias según la Ecuación 3.1, la ondícula sísmica seleccionada por el geofísico y finalmente la traza sintética. Modificado de Rob Simm and Mike Bacon, 2014.

### 3.1 Inversión pre-apilado

El caso más general de inversión sísmica de amplitudes es aquel que tiene en su entrada datos sísmicos pre-apilado. 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). Requiere de una multiplicidad de trazas para distintos ángulos de incidencia.

La mayoría de los algoritmos de inversión AVO se basan en la relación existente entre la amplitud de las reflexiones y el ángulo de incidencia. Por consiguiente, los pasos adicionales previos a la inversión incluyen la conversión de los valores de offset de cada traza a ángulos de incidencia de las ondas sobre los reflectores. La inversión de las trazas con los datos AVO es más complicada 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.

Los enfoques simplificados utilizan 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 resueltos. Algunas inversiones de dos parámetros calculan la impedancia de las ondas P y la impedancia de las ondas S. Una inversión de tres parámetros podría determinar  $Z_p$ ,  $Z_s$  y la densidad ( $\rho$ ), pero una inversión de tres parámetros para determinar  $Z_p$ ,  $V_p/V_s$  y  $\rho$  contendría la misma información (Oilfield Review, Verano de 2008 p51, Schlumberger). Algunas aproximaciones se expresan en términos de relación de Poisson ( $\nu$ ), módulo de corte ( $\mu$ ), módulo de compresibilidad ( $\lambda$ ) y  $\rho$ , que nuevamente se relacionan con  $V_p$  y  $V_s$ . El número de parámetros que pueden resolverse depende del rango de ángulos de incidencia disponibles a la profundidad en que se encuentre la formación objetivo y de la calidad de los datos. Si se dispone de un rango de ángulos grandes, y la relación señal-ruido con un offset grande es buena, se pueden resolver tres parámetros. Si los ángulos son limitados, la inversión permite estimar sólo dos parámetros en forma confiable. La densidad es el parámetro más difícil de resolver; el proceso requiere ángulos grandes y datos de alta calidad. (Oilfield Review, Verano de 2008 p44, Schlumberger)

## 3.2 Inversión post-apilado

El apilado es un procedimiento que se aplica a los datos sísmicos en la etapa de procesamiento y consiste en sumar todas las trazas que tengan el mismo punto medio común de reflexión (CMP) luego de haberse aplicado la corrección dinámica. Si bien todas las trazas tienen el mismo punto común de reflexión, al haber sido registradas con distintos offsets, se suman reflexiones que incidieron con distintos ángulos sobre los reflectores (Öz Yilmaz, 2001). Como resultado del apilamiento se obtiene una sección con una única traza por cada CMP. A esta sección se le aplica el proceso de migración previo a la inversión post-apilado y se la conoce con el nombre de sección apilada o apilado. Como secuencia de procesamiento alternativa,

se puede obtener una sección apilada lista para la inversión post-apilado utilizando algoritmos de migración pre-apilado. La traza suma de una sección apilada tiene la ventaja de presentar un ruido aleatorio menor al de las trazas originales, reduciéndose este según  $\sqrt{n}$ , donde  $n$  es el número de trazas que fueron sumadas o fold (Öz Yilmaz, 2001).

La impedancia de ondas P obtenida a partir de inversión de dato apilado es, en general, compatible con la que se obtendría por técnicas que contemplan una gama amplia de ángulos de incidencia a la entrada. Sin embargo, siendo rigurosos, hay diferencias teóricas que hacen que bajo ciertas condiciones aparezcan diferencias en los resultados de ambas soluciones. Para la inversión post-apilado es habitual usar como entrada un apilado de las trazas del gather migrado (Veeken y Da Silva, 2004). En la medida que los eventos sísmicos asociados a los niveles involucrados sean la respuesta a situaciones dentro de la condición de tendencia, no existen diferencias entre las impedancias obtenidas por inversiones pre o post apilado. Es decir, un apilado de los gathers muestra las mismas relaciones de amplitud que se observan en el ensamble que le dio origen por suma de sus trazas. Por el contrario, cuando alguno de los eventos exhibe un carácter anómalo de la amplitud versus el ángulo de incidencia, aparecen diferencias relativas importantes en las amplitudes del apilado.

Analicemos el ejemplo de la Figura 3.2, en el cual se hace un ejercicio a partir de un modelo sintético, cuya secuencia de reflectividades se ve en el extremo izquierdo. Nótese que el intervalo entre los dos coeficientes de reflexión emula un nivel que produce respuesta anómala, controlada por la relación entre  $V_p$  y  $V_s$  (o  $Z_p$  y  $Z_s$ ): al ingresar a este nivel,  $Z_p$  decrece mientras que  $Z_s$  crece. Esto se manifestará en una respuesta sísmica fuera de tendencia o de carácter anómalo. Inmediatamente a la derecha se presenta el gather en ángulo sintetizado a partir del modelo, usando una ondícula de fase cero y banda limitada. Efectivamente, los eventos asociados tanto al tope como a la base del intervalo manifiestan comportamiento anómalo, observable en el típico crecimiento de la amplitud con el ángulo. Las plantillas de detección y clasificación de anomalía que se muestran abajo a la

derecha en la Figura 3.2 indican, además, que estamos ante una Clase II de AVO, resaltada en líneas azul punteado. Siguiendo hacia la derecha, vemos la traza suma del gather repetida ocho veces. Finalmente, en el extremo derecho, la secuencia de reflectividades -e impedancia asociada- obtenida por inversión post-apilado a partir de la traza suma. Ahora comparemos la impedancia P original del modelo, que es equivalente a la que llegaríamos por inversión pre-apilado del gather sintético, con aquella que obtuvimos por inversión post-apilado de la suma: la inversión post-apilado sobrestimó el contraste de impedancias. Claramente, al apilar el gather, la alta amplitud de las trazas lejanas contribuyó a la traza suma, que es supuesta de ángulo cero y esto, a su vez, hizo que la inversión sobrestimara la reflectividad -contraste de impedancia- de la interfase. El ejemplo sencillo muestra que impedancia acústica, entendida como la salida de la inversión post-apilado, no es una estimación sólida de la impedancia de la tierra, tanto menos cuanto más anómala la respuesta sísmica. De acuerdo con esto, se deben tener presentes las limitaciones en la calidad de las predicciones de impedancia y, en consecuencia de las estimaciones de contenido orgánico que se hagan a partir de inversión de datos post-apilado.

Otra limitación que presenta la inversión post-apilado es la imposibilidad de estimar la susceptibilidad de la formación a la inducción de fracturas. El atributo más usado, aunque no el único, para estimar las variaciones de la capacidad de fractura es la fragilidad. Existe una variedad de formulaciones para su cálculo a partir de parámetros elásticos de la roca, aunque todos requieren contar con estimaciones de al menos el módulo Young. Para estimar este último no es suficiente con la impedancia P, sino que además se requiere la impedancia S, lo cual es imposible a partir de la inversión de sísmica de ángulo cero. La fragilidad se une a la estimación del contenido orgánico, para constituir el núcleo predictivo de los reservorios no convencionales. Por lo tanto, los resultados de una inversión post-apilado podrían producir buenas predicciones del potencial intrínseco de la formación vinculado a las variaciones del contenido orgánico, pero no podrían aportar nada acerca de las mejores locaciones para inducir las fracturas

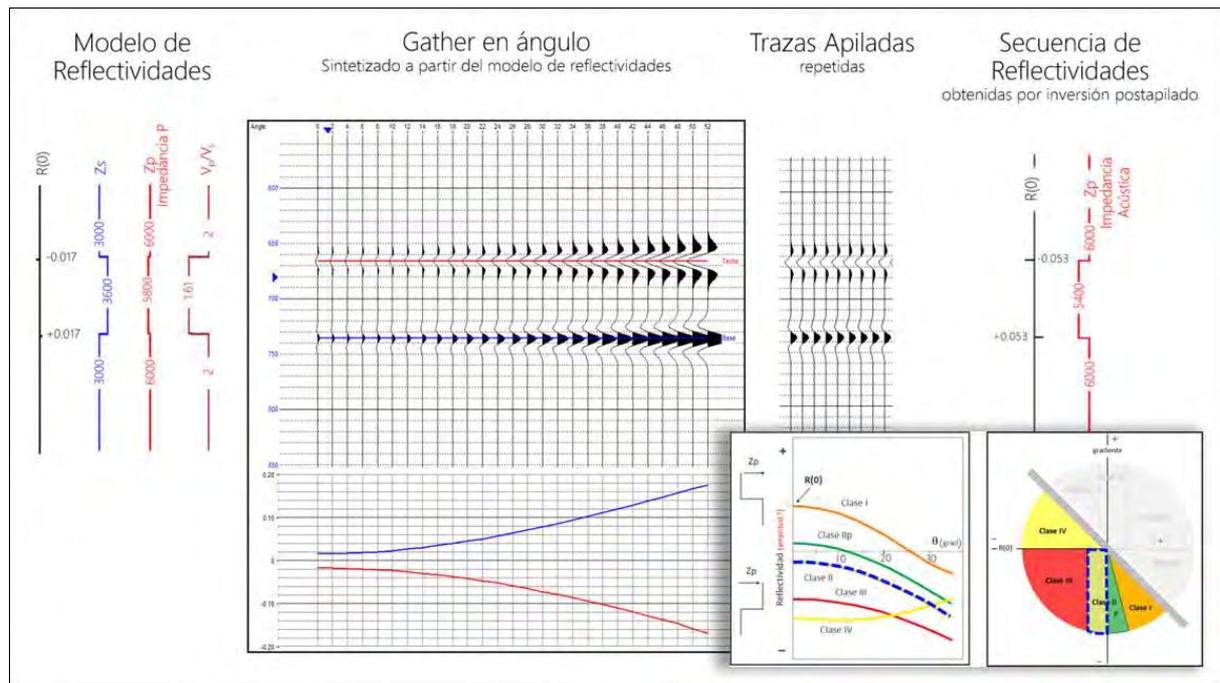


Figura 3.2: Se muestra mediante un ejemplo la diferencia en las impedancias estimadas por una inversión sísmica post apilado y las reales en un caso en que se presentan anomalías de AVA tipo 2.

que posibiliten el drenaje de los hidrocarburos asociados.

### 3.3 Algoritmo de inversión basado en un modelo

Este algoritmo parte de un modelo inicial y lo modifica iterativamente de forma que la entrada en cada iteración sea la salida de la anterior. Este proceso continua hasta llegar a una solución aceptable. El algoritmo opera de forma tal que en cada iteración se reduzca la diferencia entre la sísmica observada y la sintetizada a partir de la salida en cada paso (Veeken and Da Silva, 2004). Se dice entonces que con cada recursión aumenta la consistencia geofísica de la solución.

Podría pensarse, en base a la afirmación anterior, que un número arbitrariamente grande de iteraciones sería óptimo. Sin embargo, esto no es así. En ese caso, se llegaría a una solución con elevada consistencia geofísica pero con pobre consistencia geológica -las impedancias calculadas no guardan relación con las reales-. Esto queda de manifiesto al realizar pruebas del algoritmo con distinto número de iteraciones y controlando los

resultados en aquellas posiciones donde se cuenta con mediciones de pozo. En estas circunstancias se observa que el error RMS entre la solución de impedancia arrojada por el algoritmo y los datos de pozo decrece cuando aumenta la cantidad de iteraciones -indicación de mejora en la consistencia geológica de la solución- pero solo hasta cierto número, ya que luego crece con cada recursión adicional. Con el número óptimo de iteraciones -que se obtiene durante las pruebas de inversión-, se minimiza el error RMS entre impedancias al mismo tiempo que se maximiza la similitud entre sísmica sintética y observada.

La Figura 3.3 esquematiza el diagrama de flujo que sigue el algoritmo durante su aplicación. Primero se genera la sísmica sintética a partir del modelo de entrada provisto por el usuario, la cual es luego comparada con la sísmica observada. Si la diferencia está por debajo de la tolerancia establecida de antemano, el proceso se detiene y el modelo se adopta como solución. En caso contrario, el algoritmo genera modificaciones al modelo, generando uno nuevo que será la entrada de la siguiente iteración. Para asegurar la convergencia y la unicidad de la solución es importante la aplicación de restricciones en cuanto a los valores y la geometría que puede tomar el modelo. Estas pueden darse en forma de apartamientos máximos de los valores del modelo inicial, valores absolutos extremos o geometrías particulares y deben fijarse en función de la información a priori con la que se cuente (Simm, 2014).

El modelo inicial debe ser provisto por el usuario y debe contener la información de baja frecuencia que no contiene la sísmica, de forma de complementar el espectro. Para su construcción se puede utilizar información geológica proveniente de perfiles o mapas, o geofísica, proveniente de VSP, check shots, registros de pozos y horizontes interpretados en la sísmica (Simm, 2014). De esta forma se le da a la solución de inversión un sentido absoluto. Vale recalcar que los pozos -o cualquier otra fuente que se utilice para la incorporación de información de baja frecuencia- solo aportan información en la construcción del modelo de bajas frecuencias y no forman parte de ningún otro paso del algoritmo. En el caso de utilizar

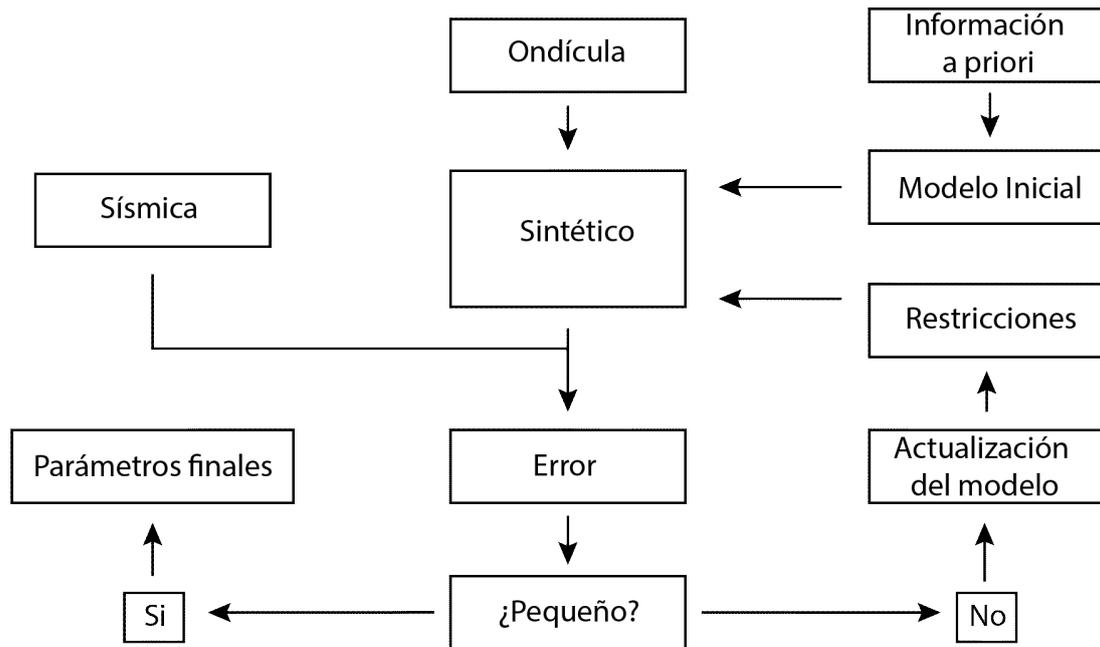


Figura 3.3: Flujo de procesamiento de un algoritmo de inversión basado en un modelo

información de pozos, el uso de horizontes interpretados sobre la sísmica constituye un criterio de interpolación mejor que la aplicación de una función lineal entre las posiciones, ya que los reflectores guardan relación con eventos estratigráficos. Podría generarse un modelo inicial prescindiendo de registros de pozo, utilizando únicamente información geológica a priori, pero se perdería la tendencia del tren de compactación sobre las impedancias. Esto es así puesto que esta tendencia de aumento de las impedancias con la profundidad vendría representada por componentes de muy baja frecuencia -1 Hz o aun menores-, muy por debajo de lo que es capaz de registrar un geófono y por tanto contenido únicamente en un registro de banda más ancha como lo son los perfiles de pozo.

Una inversión en la que no se incorpore información de baja frecuencia sería de difícil interpretación, dada la falta de sentido absoluto de los valores de la impedancia -o parámetros elásticos en general-, impidiendo la predicción de propiedades del reservorio en forma directa a través de sus valores. Sin embargo, las reflectividades -o impedancias relativas- igualmente traerán información útil que podría ser aprovechada para identificar eventos estratigráficos, tales como cambios faciales.

### 3.4 Segunda transformación de la caracterización

Una vez obtenidos los parámetros elásticos mediante inversión, también conocida como primera transformación de la caracterización sísmica, debe hacerse una segunda transformación que permita hallar valores petrofísicos o geomecánicos descriptivos del reservorio. La derivación de relaciones entre parámetros elásticos y propiedades del reservorio, núcleo de la segunda transformación de la caracterización sísmica, es terreno natural de la Física de Rocas. Es una tarea que se beneficia con el aumento de los puntos de control -pozos- y con la abundancia y calidad de información adquirida, como núcleos y ensayos de laboratorio. Relaciones de este tipo permiten realizar la predicción de propiedades del reservorio, que de otra manera se conocerían solamente en los puntos de control, sobre todo el volumen de datos sísmicos. Resulta de particular interés en el marco de la caracterización de reservorios no convencionales el conocimiento del contenido orgánico. Por lo tanto, es crucial la existencia de una relación entre esta propiedad y los parámetros elásticos que se obtienen como resultado de la inversión sísmica.

La materia orgánica retenida en los sedimentos influye sobre las propiedades mecánicas de la roca: la densidad es sensiblemente inferior a las de las rocas de niveles comparables y las velocidades, tanto de ondas compresionales como de corte, también sufren mermas apreciables. Sin embargo, dadas las bajas proporciones de materia orgánica presentes -medias de 5 % volumen/volumen y máximos de 13 %-, no son suficientes por si mismas, para provocar cambios dentro del rango sensible a la respuesta sísmica. A pesar de esto, hay un aspecto que no se puede pasar por alto: la materia orgánica madura a lo largo de la historia de soterramiento. La maduración provoca cambios que, aunque secundarios o asociados, tienen efectos más influyentes en las propiedades mecánicas que la misma presencia de la materia orgánica; nos referimos a la aparición de un nuevo tipo de porosidad secundaria o post deposicional, la orgánica, que para el caso de Vaca Muerta puede tomar valores importantes (Crousse et al., 2015). Esta

porosidad, aunque no es interconectada, sí provoca cambios sensibles a la respuesta sísmica que, adecuadamente reconocidos y aislados, pueden ser cuantificados mediante relaciones. Su aplicación a los productos sísmicos aporta capacidad de predicción.

# Capítulo 4

## Procedimiento

### 4.1 Revisión y acondicionamiento de los datos

Nuestro estudio de caracterización sísmica se enfoca en establecer un modelo elástico útil para ayudar a comprender y predecir las propiedades de la roca (COT) sobre la Fm. Vaca Muerta en un sector de la cuenca Neuquina, Argentina.

Para llevar a cabo la caracterización sísmica se cuentan con los siguientes datos:

- 27 líneas sísmicas 2D post stack que totalizan 254 km lineales, cubriendo un área de aproximadamente 146 km<sup>2</sup>.
- Horizontes interpretados sobre las líneas 2D de límites de secuencias desde SB1 (Catriel), SB4, SB5, SB6, SB7 y Quintuco.
- Registros de densidad y sónico compresional de 6 pozos editados. Están nominados con números del 1 al 6. De estos, 5 tienen una trayectoria desviada y llegan en profundidad a la Fm. Vaca Muerta, mientras que el pozo 1 es único con trayectoria vertical.
- Topes o marcadores de los límites de secuencias a lo largo de la coordenada de la trayectoria de los pozos.
- Un cubo sísmico post-apilado, un cubo de impedancia P y de densidad en un área adyacente.

- Horizontes interpretados sobre el cubo sísmico de límites de secuencias desde SB1 (Catriel), SB4, SB5, SB6, SB7.

En la Figura 4.1 se muestra la distribución en planta de las líneas sísmicas y los pozos. 24 de las líneas forman un grillado con una separación de 1 km aproximadamente y las 3 líneas restantes tienen dirección NE-SW, cruzando al grillado principal de forma oblicua. Por otra parte, 3 de los pozos (1, 2 y 3) se encuentran en la parte norte del sector y los otros 3 (4, 5 y 6) en la parte sur.

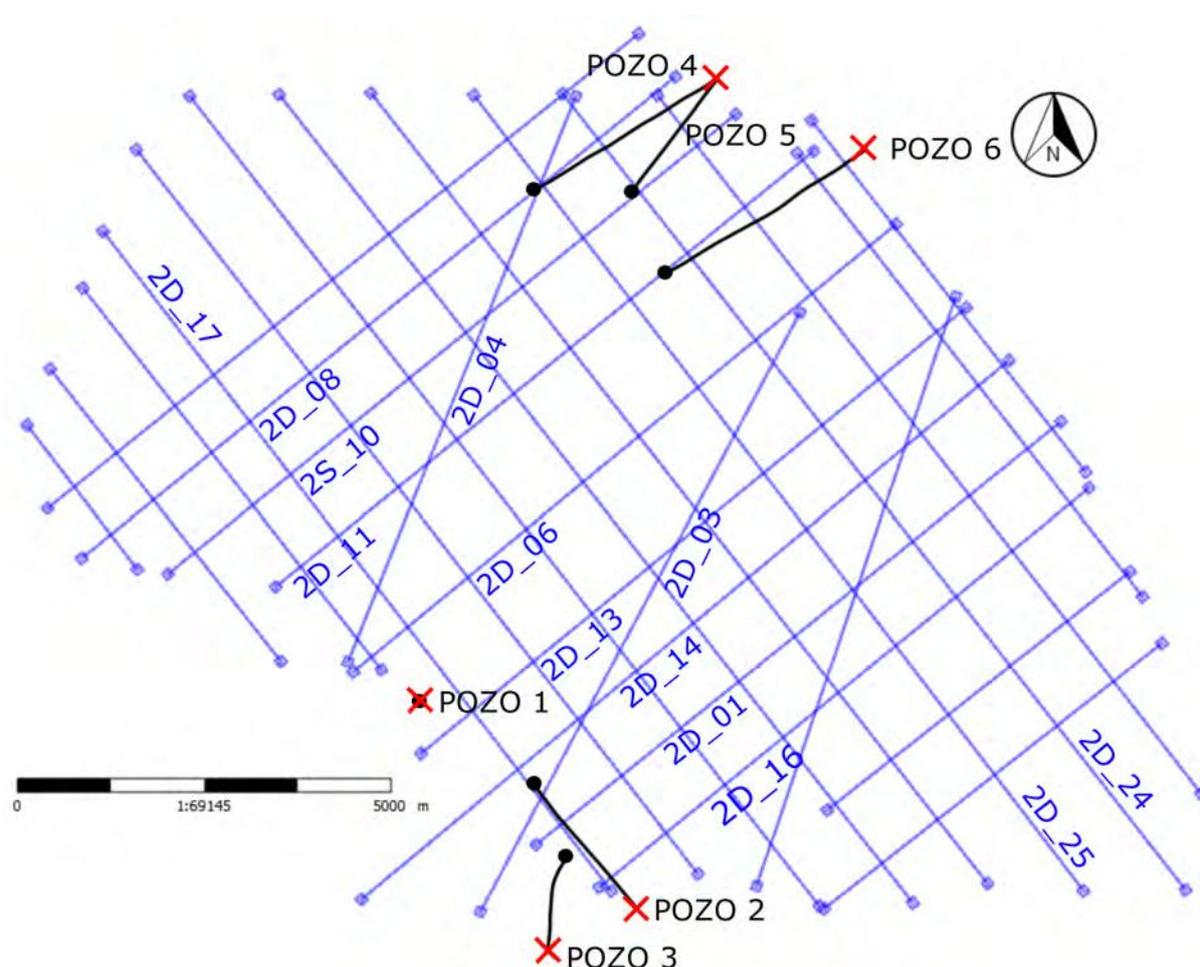


Figura 4.1: Mapa con las 27 líneas sísmicas y los 6 pozos. La boca de los pozos está representada por una cruz, de la cual sale una curva que representa la proyección sobre la horizontal de la trayectoria. La proyección del fondo de los pozos sobre la superficie está simbolizada con un punto negro.

En la Figura 4.2 se presentan los registros sísmicos compresionales corregidos y en la Figura 4.3 los registros de densidad de todos los pozos con los que se cuenta en el área de trabajo.

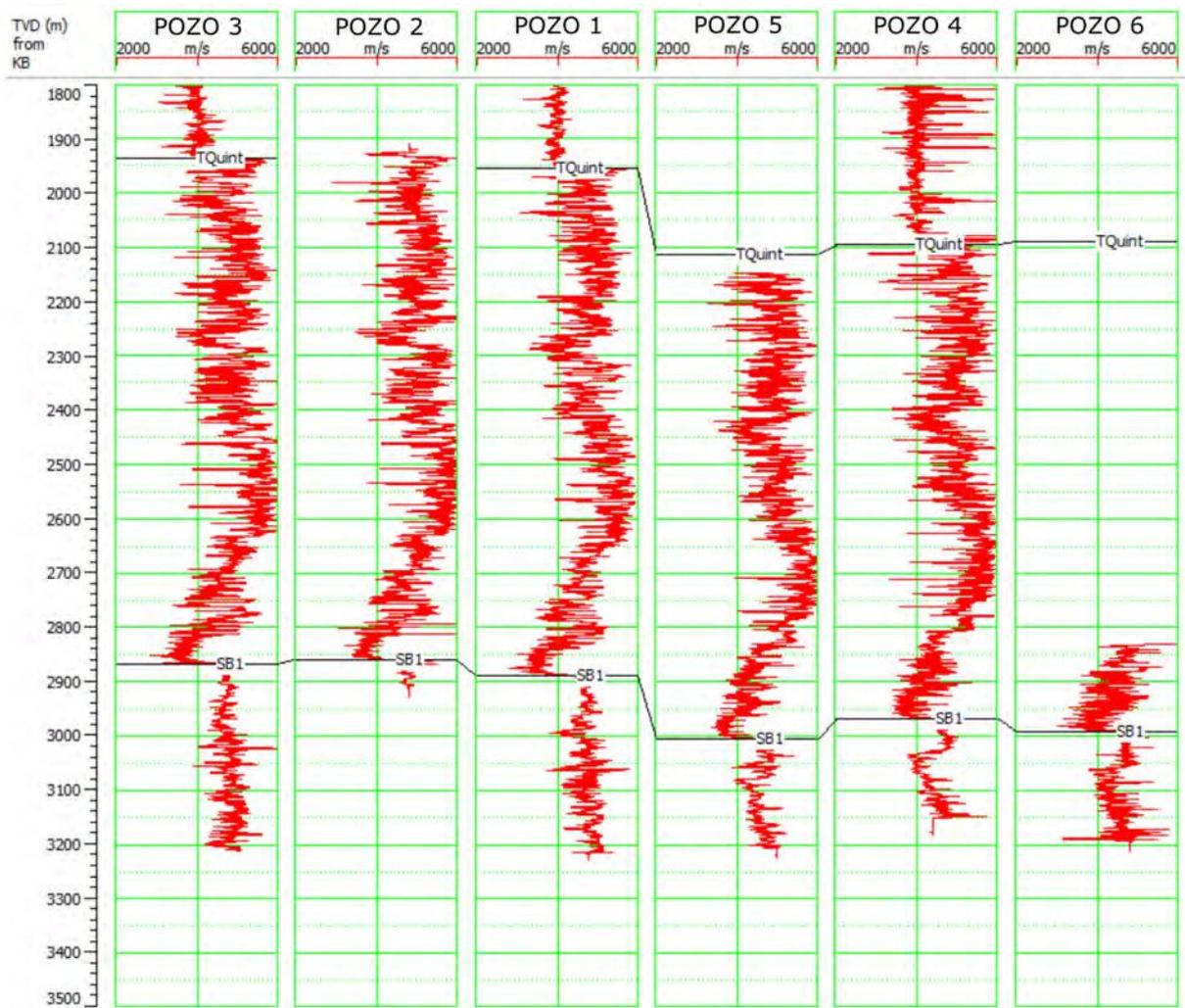


Figura 4.2: Perfiles de sónico compresional en los 6 pozos del proyecto. Los marcadores estratigráficos corresponden al tope de de la Fm. Quintuco y a la base de la Fm. Vaca Muerta.

#### 4.1.1 Acondicionamiento de las líneas 2D

Uno de los principales inconvenientes al trabajar con líneas 2D es la continuidad de los eventos en los cruces. Por lo tanto, fue necesario aplicar una compensación a todas las líneas para mejorarlos. El software SeisEarth de la Suite Paradigm, realiza una correlación cruzada entre trazas cercanas a cada intersección y calcula un desajuste de amplitud, corrimiento temporal (Bulk shift) y rotación fase para cada una. Los desajustes óptimos calculados se muestran en las Figuras 4.4 a 4.6. Luego, calcula las correcciones que deben ser aplicadas a cada línea para minimizar los desajustes. Estas correcciones se muestran en la Tabla 4.1.

Este análisis se realizó entre dos horizontes (Quintuco y Vaca Muerta

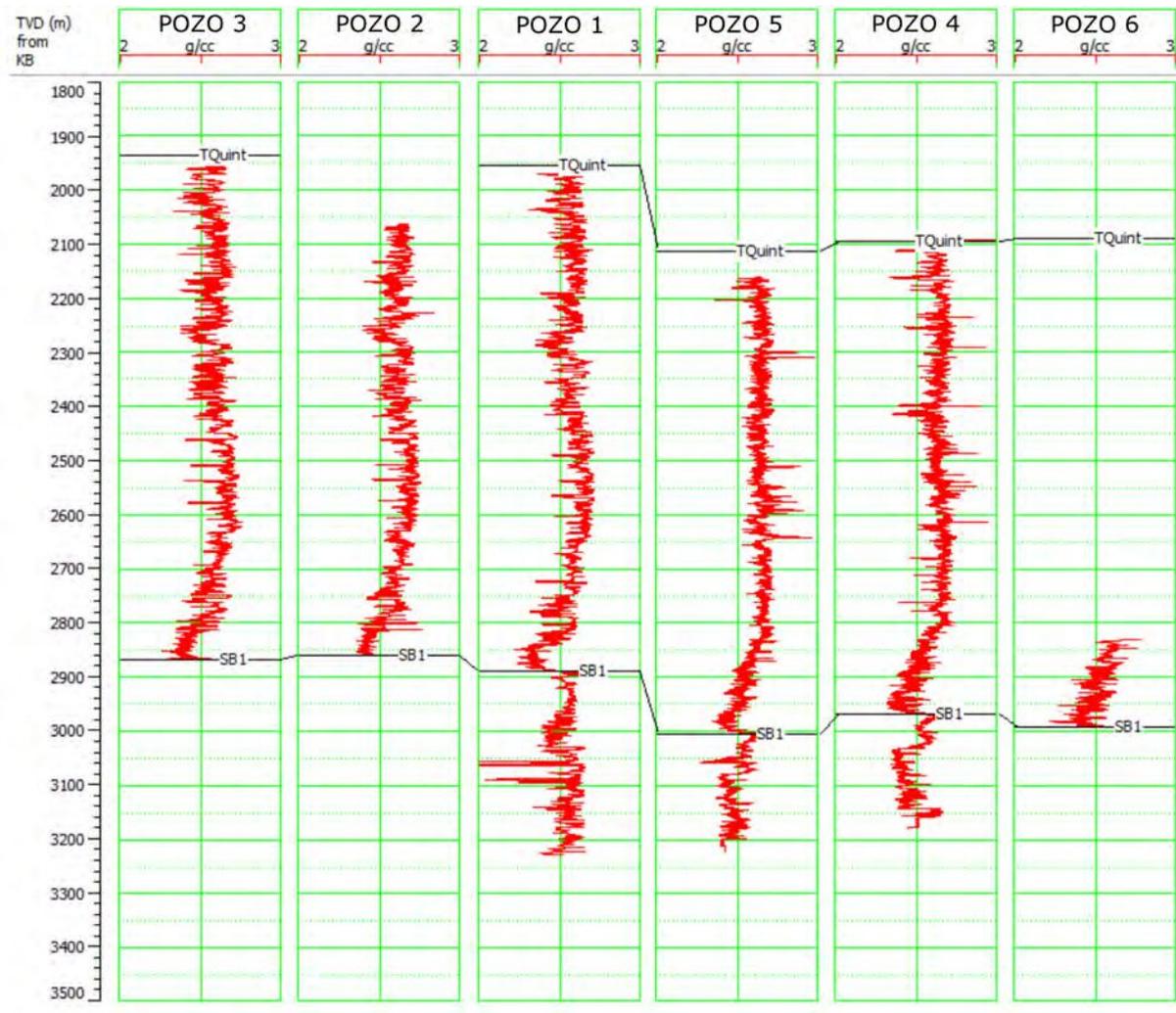


Figura 4.3: Perfiles de densidad en los 6 pozos del proyecto. Los marcadores estratigráficos corresponden al tope de de la Fm. Quintuco y a la base de la Fm. Vaca Muerta.

+/- 50 ms) que delimitan el objetivo en este trabajo, además su amplitud favorece a un control visual para determinar la continuidad de los mismos a través de los cruces. Existen algunas intersecciones que no intervienen en el análisis debido a su baja correlación entre trazas (menor 0.3) o si estas se encuentran cercanas al borde de la sección. Debido a que la compensación es global para cada línea, es de esperarse que la continuidad de los horizontes en los cruces mejore en algunos más que en otros. Lo que ocurre con seguridad es que, en conjunto, el error es mínimo.

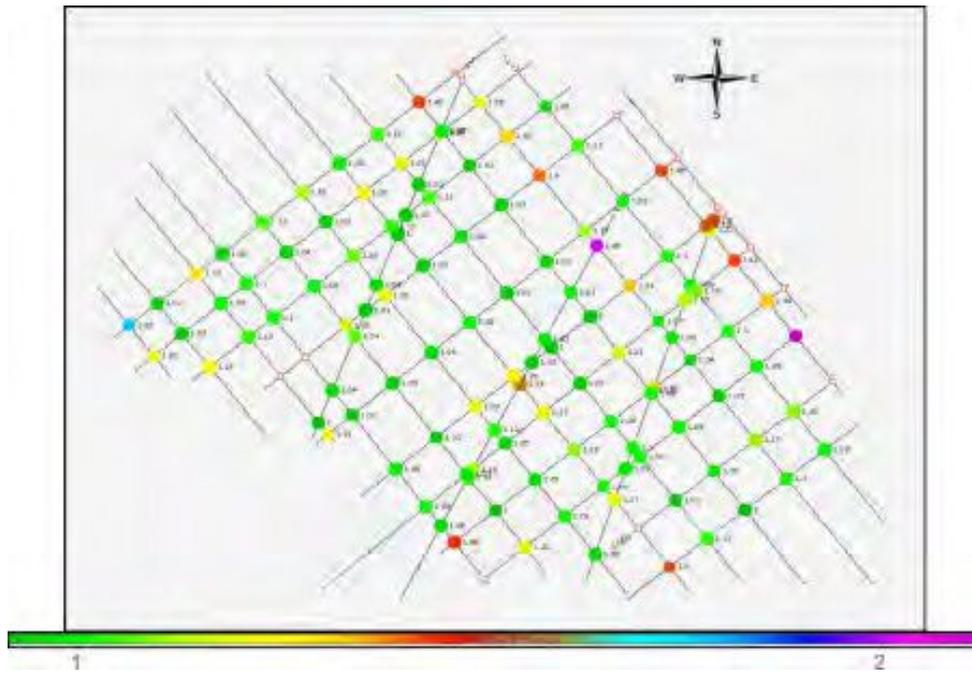


Figura 4.4: Shifts de amplitud óptimos por cruce.

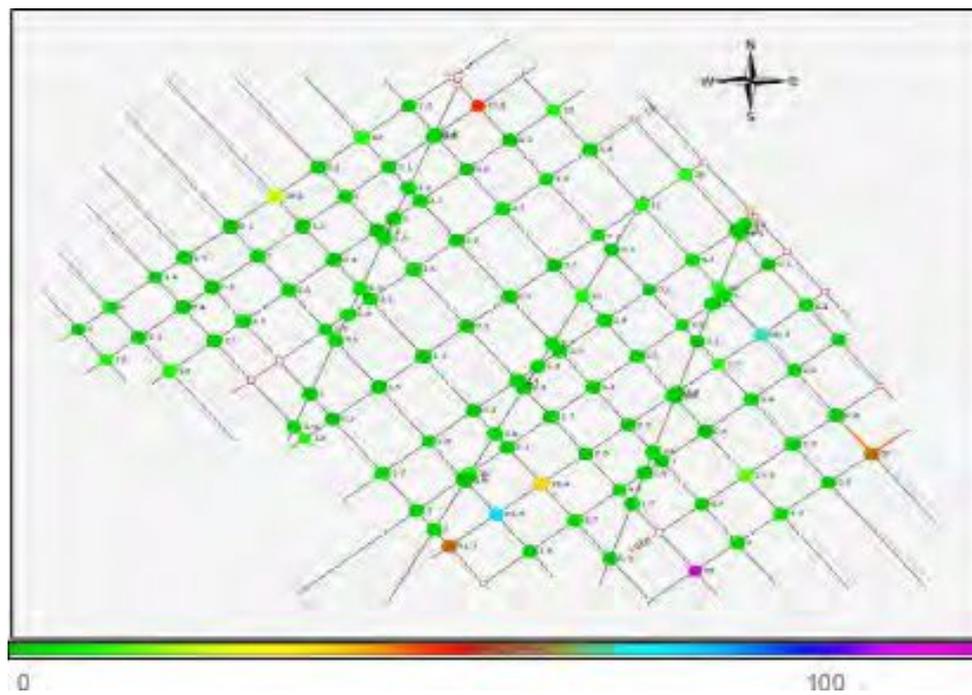


Figura 4.5: Shifts de fase óptimos por cruce.

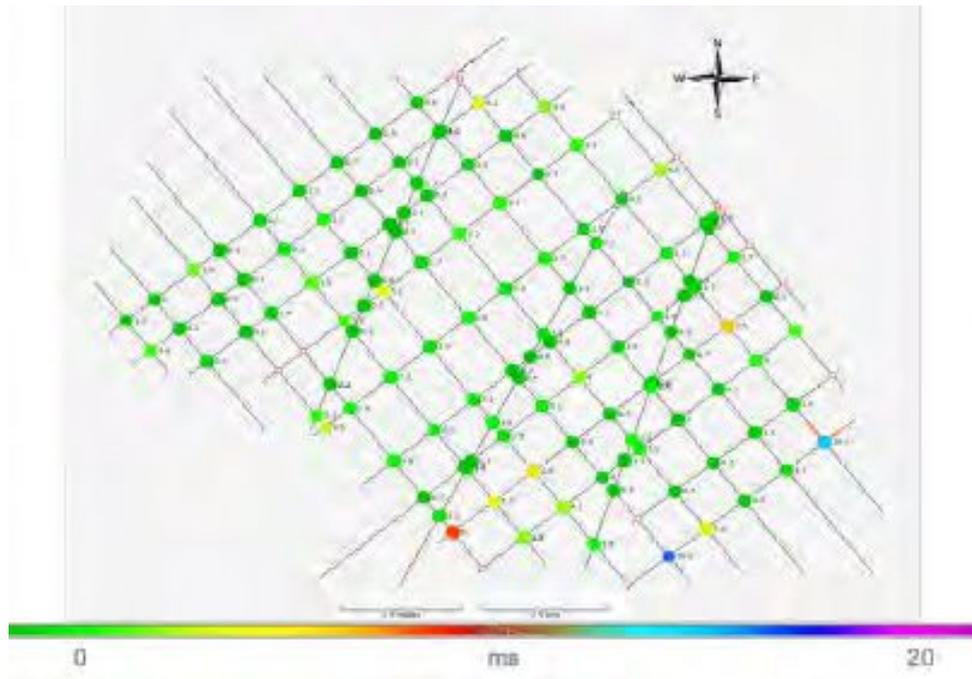


Figura 4.6: Shifts temporales óptimos por cruce.

Vale recalcar que los datos de entrada ya habían sido sometidos a una corrección similar durante su procesamiento. Estas correcciones constituyen una solución de compromiso para obtener el mejor ajuste a lo largo de toda la ventana temporal. Con la aplicación de los ajustes aquí propuestos se busca optimizar los cruces entre líneas sobre la ventana temporal correspondiente a la Fm. Vaca Muerta, objetivo de estudio del trabajo.

| Línea | Amplitud       | Bulk shift [ms] | Fase [deg]    |
|-------|----------------|-----------------|---------------|
| 2D_01 | 1.02           | -0.6            | 2.0           |
| 2D_02 | 1.07           | -1.4            | -2.0          |
| 2D_03 | 1.02           | -0.9            | 1.4           |
| 2D_04 | 1.06           | 0.3             | -0.8          |
| 2D_05 | 0.94           | -1.1            | -7.9          |
| 2D_06 | 1.06           | -2.4            | -1.9          |
| 2D_07 | 1.00           | 0.6             | 4.3           |
| 2D_08 | 1.02           | 0.0             | 3.5           |
| 2D_09 | 0.69           | 2.5             | 8.5           |
| 2D_10 | 1.11           | -0.4            | -3.8          |
| 2D_11 | 1.10           | 0.2             | -1.6          |
| 2D_12 | 0.98           | 1.0             | 7.3           |
| 2D_13 | 1.07           | -1.2            | -1.2          |
| 2D_14 | 0.98           | -0.4            | -2.2          |
| 2D_15 | 0.99           | 1.6             | -1.6          |
| 2D_16 | 1.15           | -1.7            | -5.2          |
| 2D_17 | 0.97           | 1.5             | 6.1           |
| 2D_18 | 0.94           | 6.0             | 20.9          |
| 2D_19 | 1.04           | 0.6             | -5.5          |
| 2D_20 | 1.11           | 1.7             | -0.1          |
| 2D_21 | 1.11           | -1.4            | -4.9          |
| 2D_22 | 1.00           | 0.3             | -0.1          |
| 2D_23 | 1.07           | -0.2            | 0.4           |
| 2D_24 | 0.94           | -1.3            | -3.4          |
| 2D_25 | 1.03           | -1.9            | -13.7         |
| 2D_26 | 0.72           | -1.3            | 1.6           |
| 2D_27 | 1.00           | 0.0             | 0.0           |
|       | Promedio: 1.07 | Promedio: 1.4   | Promedio: 4.1 |

Tabla 4.1: Correcciones aplicadas a cada línea.

#### 4.1.2 Acondicionamiento de los datos de pozo

Los datos de pozo con los que se cuenta son los registros sónicos y de densidad editados. Es decir, sin valores anómalos ocasionados por problemas de la herramienta durante la registración. A partir de estos datos se pueden calcular las impedancias  $P$  a lo largo del pozo. Para poder vincular los datos de pozo con los datos sísmicos fue necesario realizar una verticalización y reposicionamiento de los mismos.

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 y de forma más estricta, 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.

#### **Verticalización de los pozos**

La dificultad adicional que se presenta en este proyecto a la hora de amarrar los pozos es que las perforaciones son desviadas, es decir, que no siguen trayectorias verticales. Por lo tanto integrar el registro sónico a lo largo de la trayectoria del pozo no arrojaría el resultado buscado. Es aquí donde resulta útil recordar las definiciones de Measured Depth (MD) y True Vertical Depth (TVD). El valor de MD en un punto del pozo donde se realizó una medición representa la distancia a lo largo de la trayectoria del pozo desde la superficie de referencia. Por otro lado, el TVD representa la profundidad medida de forma perpendicular a la superficie horizontal de referencia. En la Figura 4.7 quedan representadas gráficamente ambas magnitudes para el caso de una perforación desviada. Los registros de pozo son generados durante la medición en función de la MD a medida que la herramienta sube por el pozo, pero a posteriori, teniendo información de la geometría del pozo, pueden ser convertidos a registros en función de la TVD. De esta forma se obtiene algo similar a lo que se mediría en una perforación vertical; esto se esquematiza en la Figura 4.7B. Queda claro que la exactitud de esta última afirmación depende enteramente de la horizontalidad y la

continuidad lateral de los estratos sedimentarios que son atravesados por la perforación. En el caso límite en que las capas fueran horizontales y se extendieran infinitamente, el registro que se obtendría de verticalizar un pozo desviado resultaría igual al que se obtendría a lo largo de un pozo vertical.

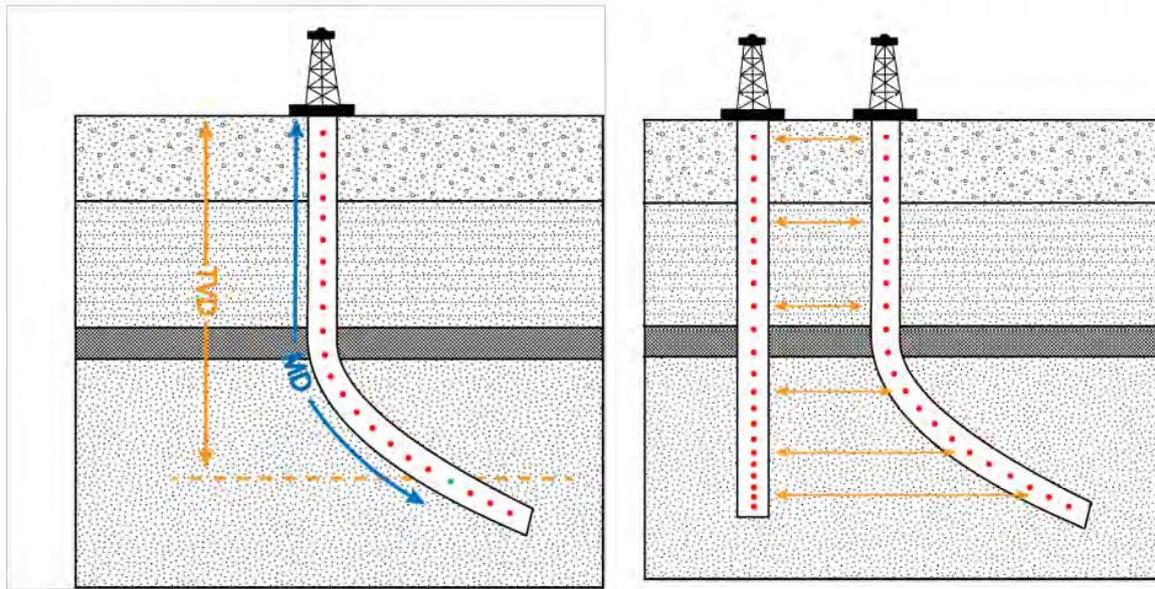


Figura 4.7: Los puntos representan las posiciones donde se cuenta con una medición a lo largo del pozo. A) Esquematización de los valores de TVD y MD para la muestra marcada en verde. B) Reposicionamiento de las mediciones durante el proceso de verticalización del pozo.

Llamaremos entonces verticalización de un pozo desviado al proceso de convertir los registros al dominio TVD y asignárselos a un pozo vertical ficticio. Para cada muestra del registro original -ya sea por ejemplo de tiempo de tránsito, densidad, etc.- se calcula el valor de TVD que corresponde y se asigna el par medición-profundidad a un nuevo registro que corresponderá al pozo verticalizado.

#### Ubicación de los pozos verticalizados

La creación de un nuevo registro correspondiente a un pozo verticalizado ficticio trae aparejada la necesidad de definir una ubicación para esta nueva perforación teórica, para lo cual no hay un único criterio posible.

Podrían elegirse, por ejemplo, la ubicación de la boca del pozo desviado, la proyección en superficie de su punto medio o del fondo del pozo. En este caso, dado que el objetivo exploratorio es la Fm. Vaca Muerta, resultaría conveniente elegir como ubicación para el pozo verticalizado aquella correspondiente a la proyección en superficie de la intersección de la perforación desviado con dicha formación. De esta forma se preservaría al máximo posible la representatividad espacial de las mediciones. Desafortunadamente, solo se cuenta con información sísmica 2D y los pozos deben posicionarse por encima de un perfil sísmico de manera que pueda efectuarse el amarre. Es por ello que se ubicaron los pozos en el CDP más cercano a la posición óptima anteriormente discutida. En casos donde el CDP más cercano correspondía al borde de alguna línea donde la calidad del dato sísmico podía verse comprometida, se eligió una posición sobre otro perfil sísmico cercano. En las Figuras 4.8 a 4.12 se muestran las ubicaciones que les corresponden a los pozos verticalizados con este criterio. En estas figuras la curva roja representa la proyección en superficie de la trayectoria del pozo, el círculo rojo la proyección en superficie del fondo del pozo, el triángulo verde la proyección en superficie de la intersección del pozo con la base de la Fm. Vaca Muerta y la estrella azul es la posición elegida para ubicar el pozo verticalizado.

Debido a que el pozo 1 es originalmente vertical, no es afectado por el proceso de verticalización y solo debió ser reubicado sobre una línea. En el caso de esta perforación, las distancias a las líneas 2D\_13 y 2D\_17 eran similares, pero se descartó la 2D\_13 para evitar efectos de borde sobre dicho perfil. Esta situación se ilustra en la Figura 4.8.

Notar que estos nuevos pozos tienen todos los registros que tenían los originales pero, naturalmente, el intervalo de muestreo se verá modificado perdiendo su uniformidad original como se aprecia en la Figura 4.7B.

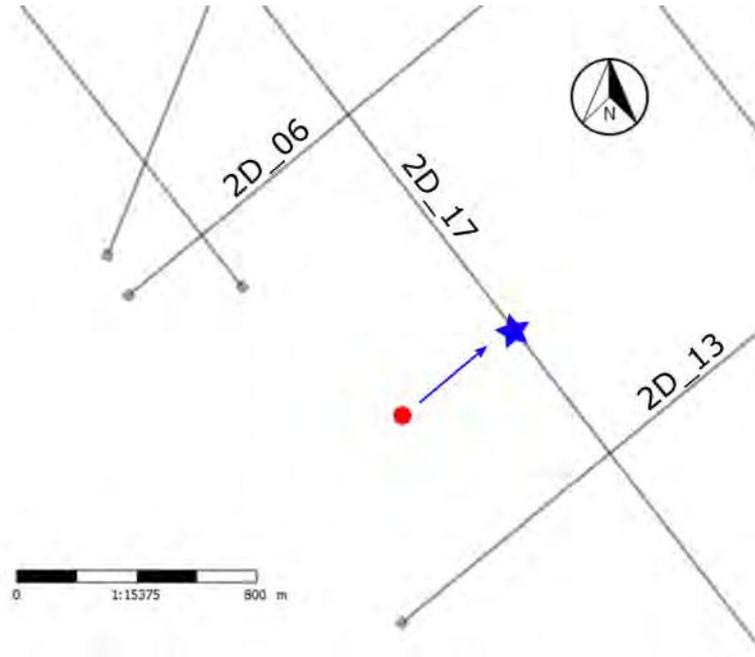


Figura 4.8: Reubicación del pozo 1 verticalizado. La estrella azul representa su nueva ubicación sobre la línea 2D\_17.

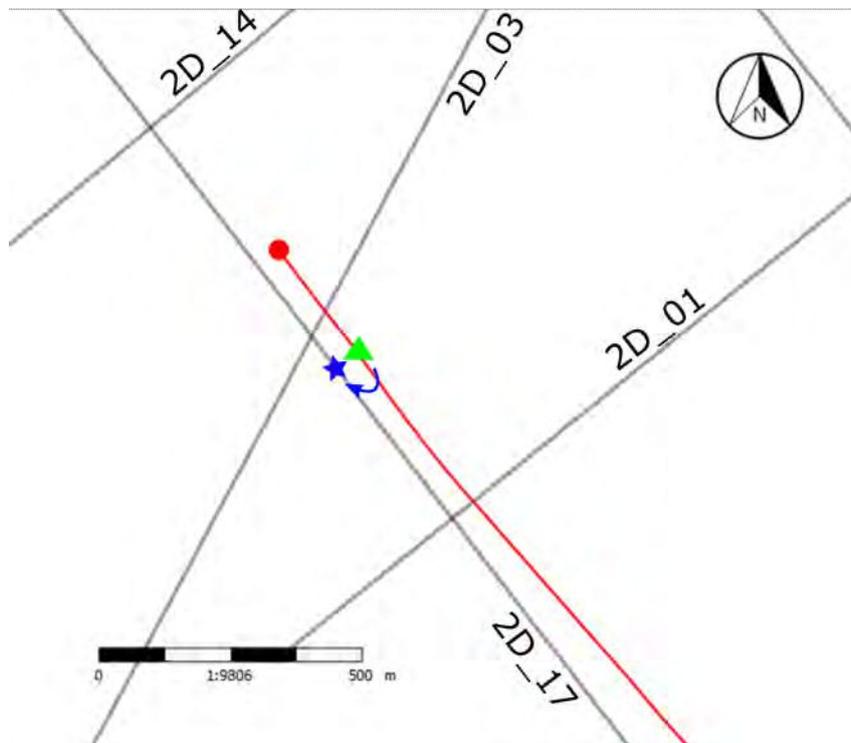


Figura 4.9: Reubicación del pozo 2 verticalizado. La estrella azul representa su nueva ubicación sobre la línea 2D\_17.

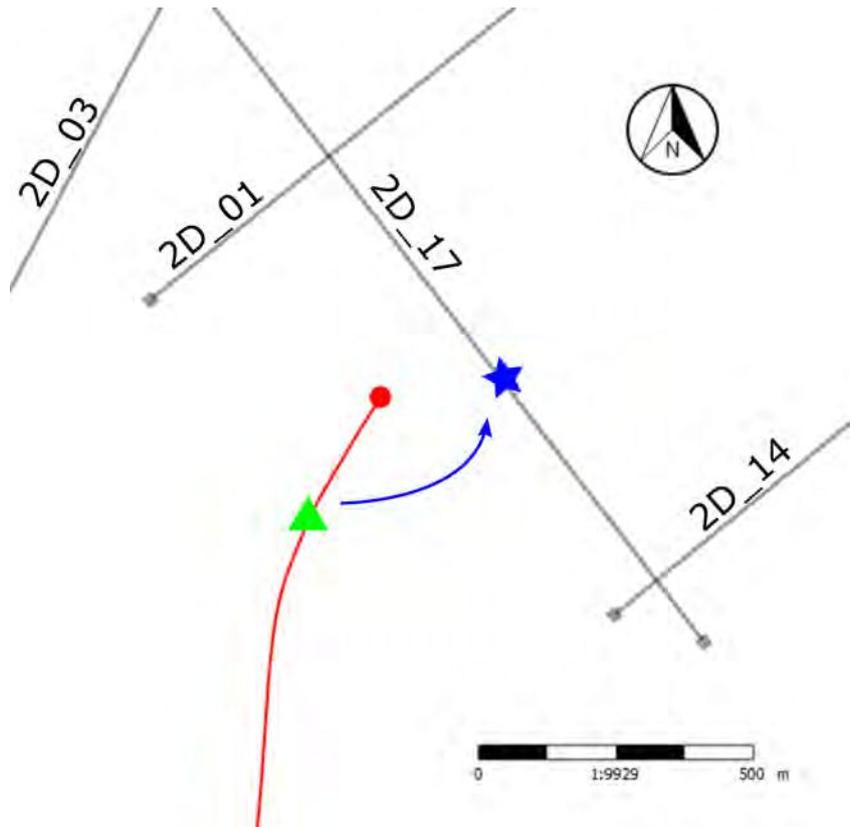


Figura 4.10: Reubicación del pozo 3 verticalizado. La estrella azul representa su nueva ubicación sobre la línea 2D\_17.

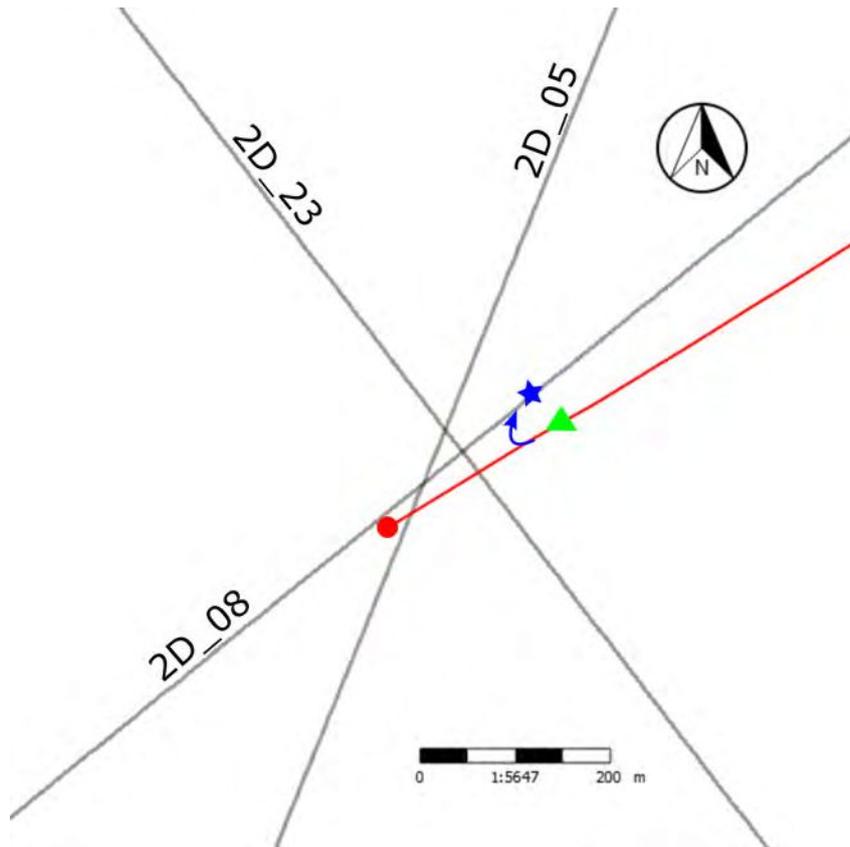


Figura 4.11: Reubicación del pozo 4 verticalizado. La estrella azul representa su nueva ubicación sobre la línea 2D\_08.

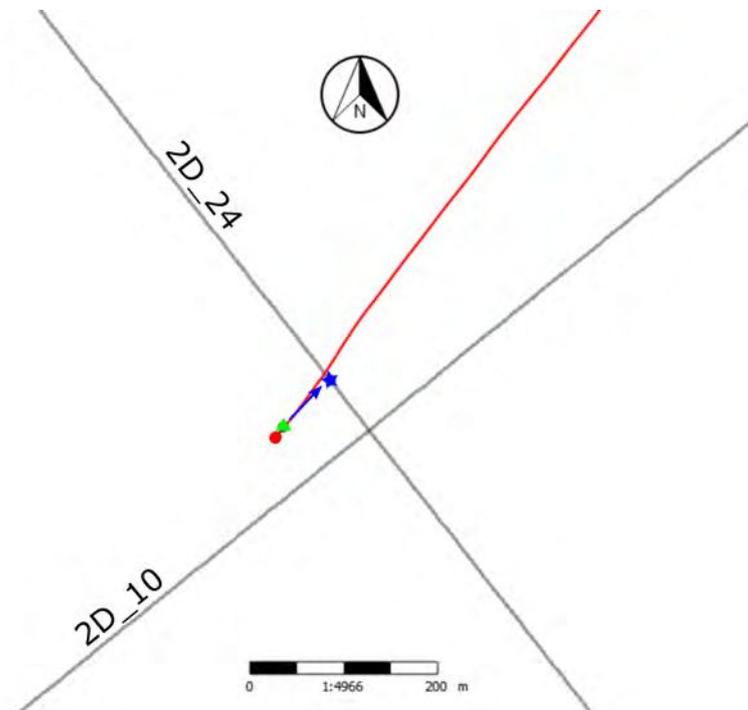


Figura 4.12: Reubicación del pozo 5 verticalizado. La estrella azul representa su nueva ubicación sobre la línea 2D\_24.

## 4.2 Extracción de la ondícula para el amarre

El amarre de un pozo implica un proceso de correlación entre una traza sísmica extractada de un perfil y una sintetizada a partir de datos de pozo. Para la generación de dicho sismograma sintético mediante la operación de convolución con las impedancias calculadas, es necesario contar con una estimación del pulso sísmico. Si bien sabemos que la ondícula no es estacionaria a lo largo de un relevamiento, es decir, que presenta variabilidad espacial por variaciones laterales en las propiedades de las rocas y que también presenta variación en el tiempo ya que las rocas actúan como un filtro atenuando y retardando ciertas componentes de la señal, se determinó que no considerar esta variabilidad no produce un deterioro marcado en la calidad del amarre. Es por ello que el amarre de todos los pozos en el proyecto se realizó utilizando una única ondícula estadística.

Una ondícula estadística es aquella que se extrae usando únicamente a la sísmica, es decir, sin emplear información de pozos en el procedimiento. Esta extracción se basa en el hecho de que una traza sísmica puede ser modelada como la convolución de una secuencia de coeficientes de reflexión con la ondícula que intentamos conocer, más una componente de ruido aleatorio que a efectos prácticos es despreciada. Como además la secuencia de coeficientes de reflexión puede pensarse como equivalente a una secuencia de ruido aleatorio -y por tanto con espectro plano-, se asume que el espectro de amplitud de la traza es igual al de la ondícula. El problema que trae esta estimación es que no se puede recuperar el espectro de fase, por lo que debe asumirse. En este caso se asumió que la ondícula es de fase cero y por tanto, queda determinada como aquella secuencia que tiene igual espectro de amplitud que la sísmica y espectro de fase constante e igual a cero. Al amarrar los pozos deben aplicarse rotaciones de fase constantes a la ondícula, intentando encontrar valores mayores de correlación y buscando simetría en el correlograma para una mejor aproximación al espectro de fase.

Se analizó la posibilidad de extraer una ondícula diferente para el amarre

de cada uno de los pozos, pero esto fue descartado ya que el espectro de amplitud de la sísmica presentó una variabilidad muy menor a lo largo de las distintas líneas, como se evidencia en la Figura 4.13. Allí se muestran las ondículas estadísticas extraídas de las líneas 2D\_17 y 2D\_24 y aquella que se obtiene utilizando el conjunto de todos los perfiles sísmicos. En todos los casos, la ventana temporal utilizada tiene como techo al reflector que corresponde al techo de la Fm. Quintuco y como base al reflector que corresponde a la base de la Fm. Vaca Muerta. Esto se debe a que si bien la zona de interés resulta ser la formación Vaca Muerta, por encima de esta se presentan varios reflectores de buena amplitud que permitirán mejorar el amarre y por tanto se buscó que la ondícula fuera representativa de dichos eventos sísmicos. Además, por más que no sea el objetivo de estudio de este trabajo, la ventana de inversión incluirá la Fm. Quintuco, por lo que el amarre debe ser válido sobre el reflector que representa el tope de dicha formación.

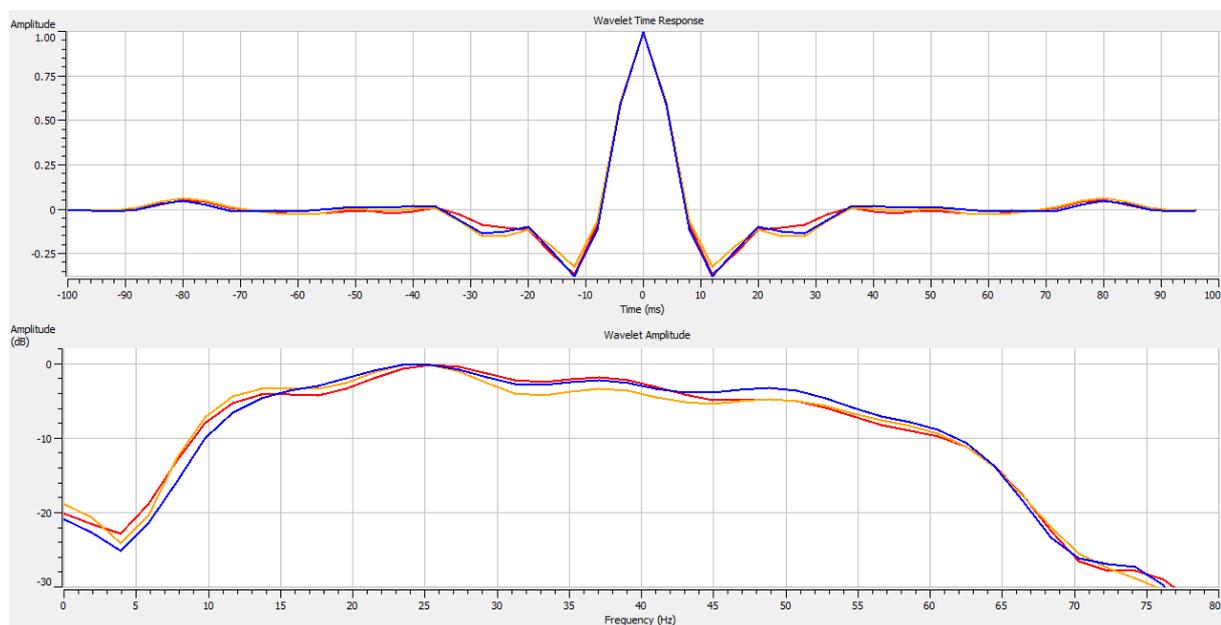


Figura 4.13: Ondículas estadística de fase cero extraídas usando todas las líneas (en rojo), la línea 2D\_17 (en naranja) y la línea 2D\_24 (en azul).

### 4.3 Amarre de pozos

El pozo 6 cuenta con registros solo en el intervalo correspondiente a la Fm. Vaca Muerta, lo cual resulta escaso para un amarre efectivo y por este motivo fue descartado. La Tabla 4.2 muestra el resultado del amarre en el resto de los pozos. Este resultó en valores de correlación mayores para las perforaciones del sector sur (1, 2 y 3) que para las del sector norte (4 y 5). En cuanto a la rotación de fase óptima encontrada para la ondícula estadística en cada uno de los pozos, se observa una tendencia levemente negativa con un promedio de rotación de  $-13^\circ$ . Las Figuras 4.16 a 4.18 muestran el resultado de los amarres.

| Pozo     | Correlación [%] | Rotación de fase [°] |
|----------|-----------------|----------------------|
| POZO 1   | 84.3            | -21                  |
| POZO 2   | 85.2            | -15                  |
| POZO 3   | 83.8            | -2                   |
| POZO 4   | 67.9            | -8                   |
| POZO 5   | 63.3            | -30                  |
| Promedio | 76.9            | -15,2                |

Tabla 4.2: Resultados del amarre logrado entre la sísmica y los registros de pozo.

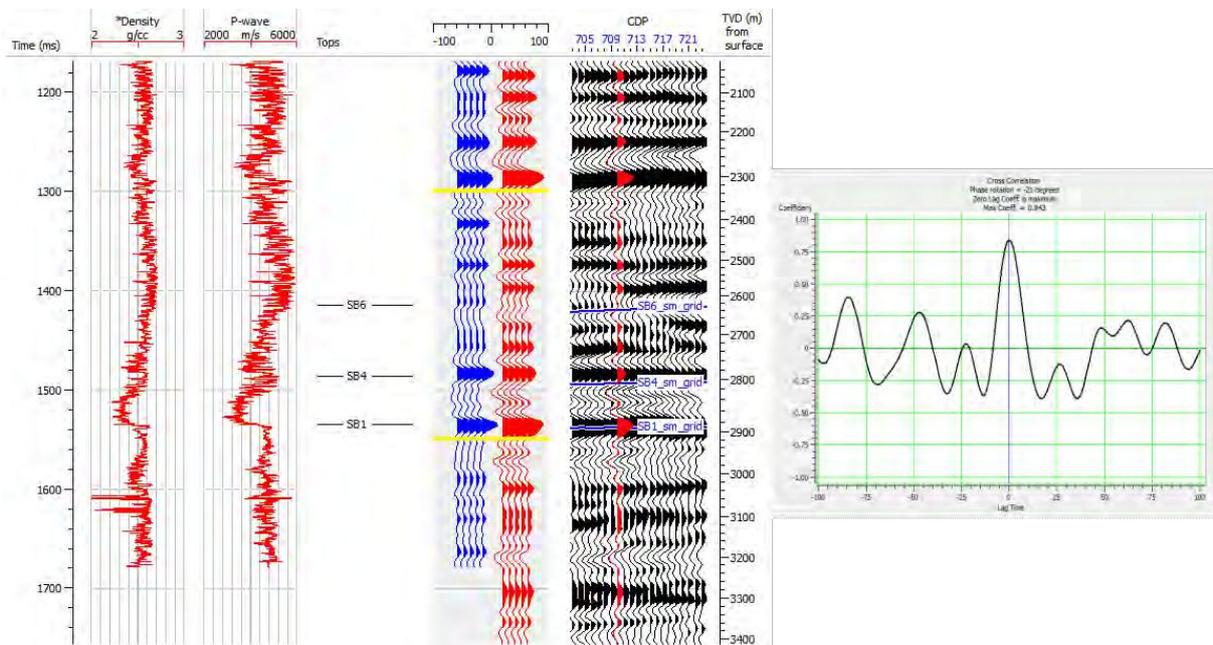


Figura 4.14: Amarre del pozo 1. De izquierda a derecha: perfiles de densidad y de velocidad de ondas P, traza sintética repetida 5 veces (azul), traza extraída de la sísmica en la posición del pozo repetida 5 veces (rojo), 2D\_17 sobre la cual se ubica el pozo y la cross correlación entre las trazas sintética y extractada.

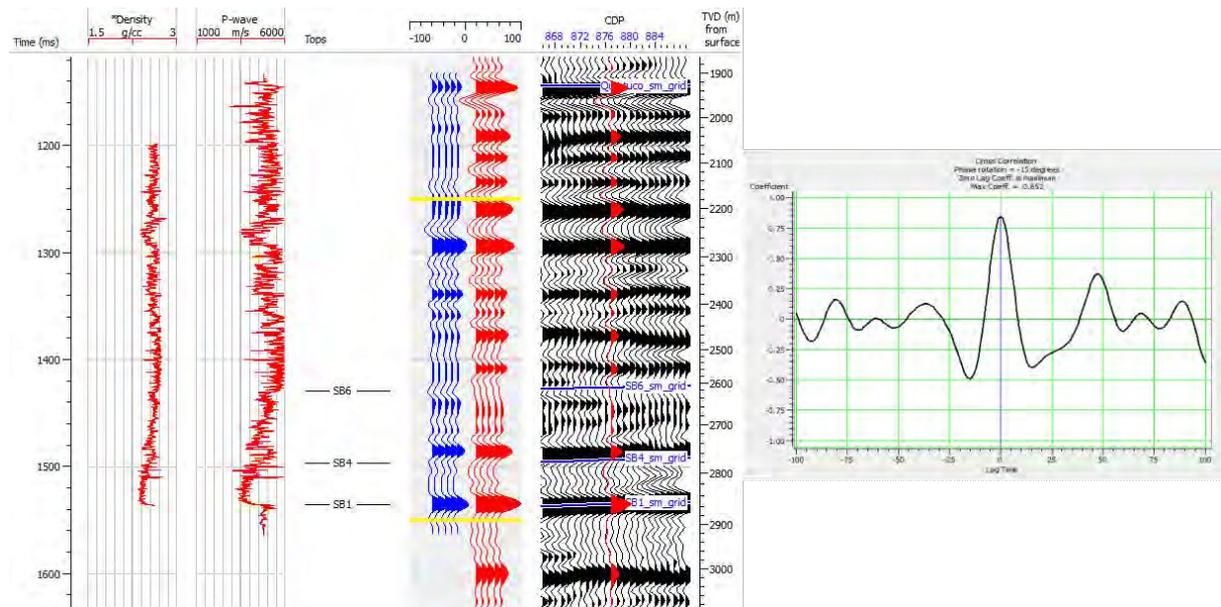


Figura 4.15: Amarre del pozo 3. De izquierda a derecha: perfiles de densidad y de velocidad de ondas P, traza sintética repetida 5 veces (azul), traza extraída de la sísmica en la posición del pozo repetida 5 veces (rojo), 2D\_17 sobre la cual se ubica el pozo y la cross correlación entre las trazas sintética y extractada.

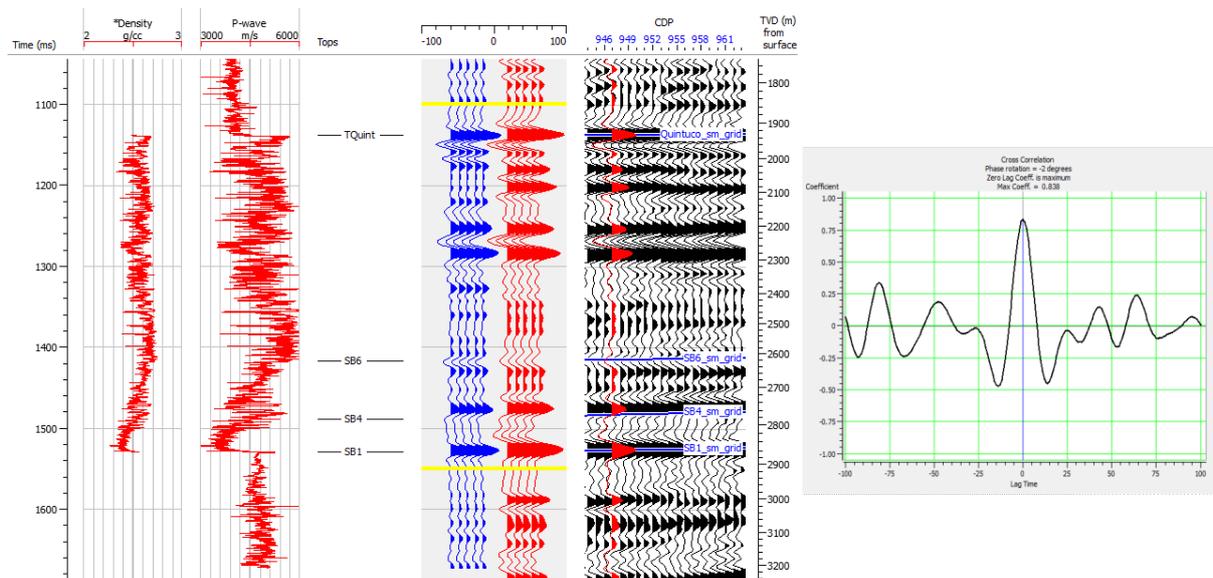


Figura 4.16: Amarre del pozo 3. De izquierda a derecha: perfiles de densidad y de velocidad de ondas P, traza sintética repetida 5 veces (azul), traza extraída de la sísmica en la posición del pozo repetida 5 veces (rojo), 2D\_17 sobre la cual se ubica el pozo y la cross correlación entre las trazas sintética y extractada.

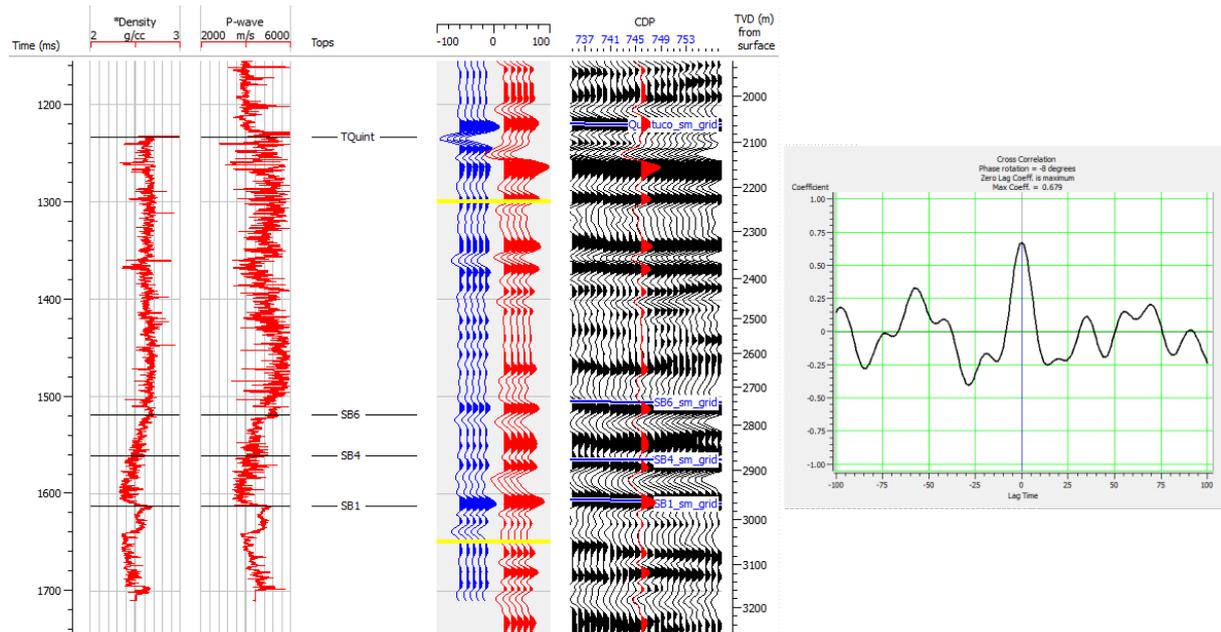


Figura 4.17: Amarre del pozo 4. De izquierda a derecha: perfiles de densidad y de velocidad de ondas P, traza sintética repetida 5 veces (azul), traza extraída de la sísmica en la posición del pozo repetida 5 veces (rojo), 2D\_08 sobre la cual se ubica el pozo y la cross correlación entre las trazas sintética y extractada.

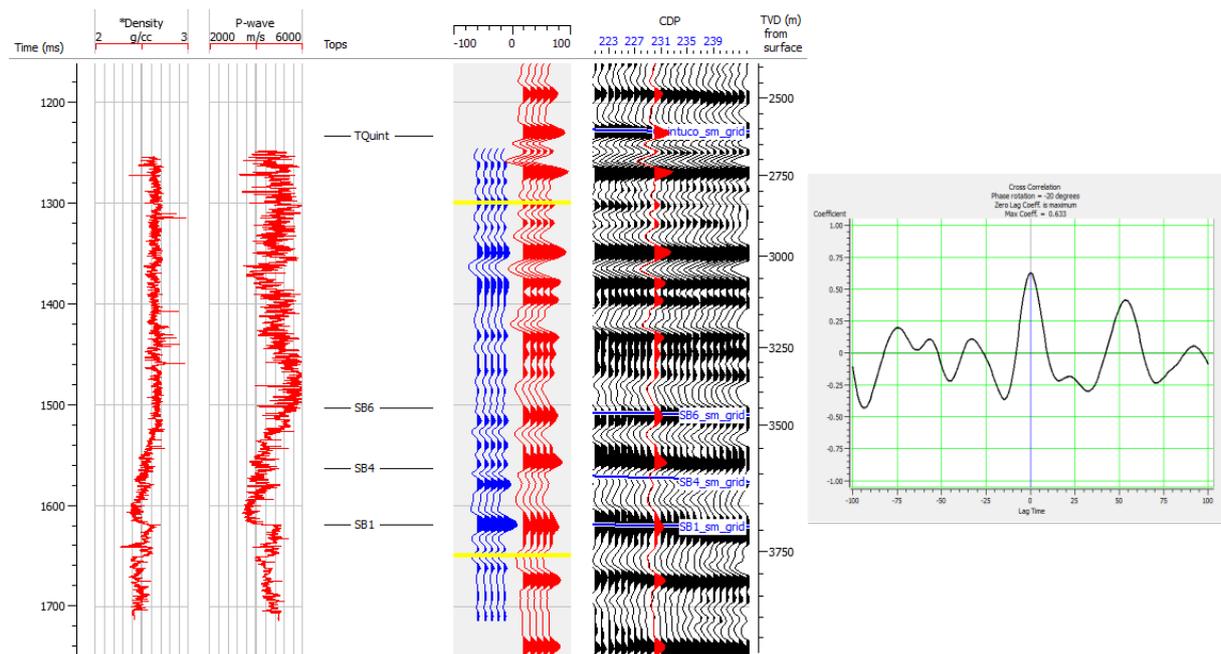


Figura 4.18: Amarre del pozo 5. De izquierda a derecha: perfiles de densidad y de velocidad de ondas P, traza sintética repetida 5 veces (azul), traza extraída de la sísmica en la posición del pozo repetida 5 veces (rojo), 2D\_24 sobre la cual se ubica el pozo y la cross correlación entre las trazas sintética y extractada.

## 4.4 Extracción de curvas de impedancia del 3D vecino

Debido a que solo se cuenta con sísmica post-apilado en la zona de interés, no es posible hacer una inversión elástica. A pesar de esto, y debido a la elevada calidad de la inversión vecina, se juzgó conveniente garantizar la consistencia de los resultados de la inversión 2D con los del 3D mediante operaciones tendientes a que en la zona de unión, las impedancias concuerden. Luego de aplicar las operaciones presentadas en esta sección y la siguiente, se llegará a un modelo inicial de baja frecuencia que incorpore a la inversión información de tendencias de larga longitud de onda proveniente de la inversión en el área adyacente.

Como primer paso para realizar dicha compatibilización, deberán extraerse del volumen invertido adyacente una serie de curvas de impedancia de ondas P y densidad, que luego serán asignadas a pozos ficticios en la zona de cobertura de las líneas sísmicas. A estos pozos ficticios se los denomina pseudo-pozos, ya que no representan perforaciones realizadas en el campo y, naturalmente, el registro de impedancia P que se les asigna no es proveniente de perfilado con ninguna herramienta. En la Figura 4.21 pueden apreciarse las 10 posiciones dentro del volumen invertido, denominadas locaciones de extracción y nombradas de la A a la J, de donde se extraen las curvas. En dicho mapa también se representan las ubicaciones de los pseudo-pozos asociados a cada una de las locaciones. En las Figuras 4.19 y 4.20 se presentan las curvas de impedancia P y densidad extraídas en cada una de las locaciones.

Sobre la elección de las locaciones para extracción de trazas, se debe aclarar que fueron elegidas con cierta distancia del límite de la zona de cobertura con el objetivo de evitar efectos de borde; esto implica una mayor distancia entre locación de extracción y el pseudo-pozo. Idealmente se buscaría minimizar dicha distancia con el objetivo de que los datos introducidos sean lo más representativos posibles de la realidad en la ubicación del pseudo-pozo. De todas formas, en el caso de este sector de la Cuenca

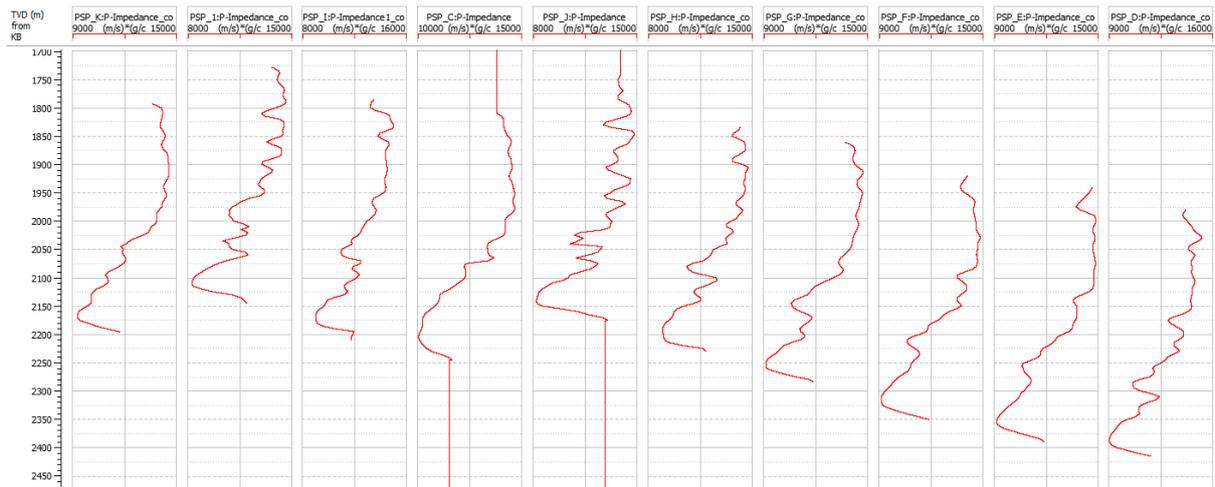


Figura 4.19: Curvas de impedancia de ondas P extraídas en cada una de las locaciones sobre el cubo 3D adyacente invertido.

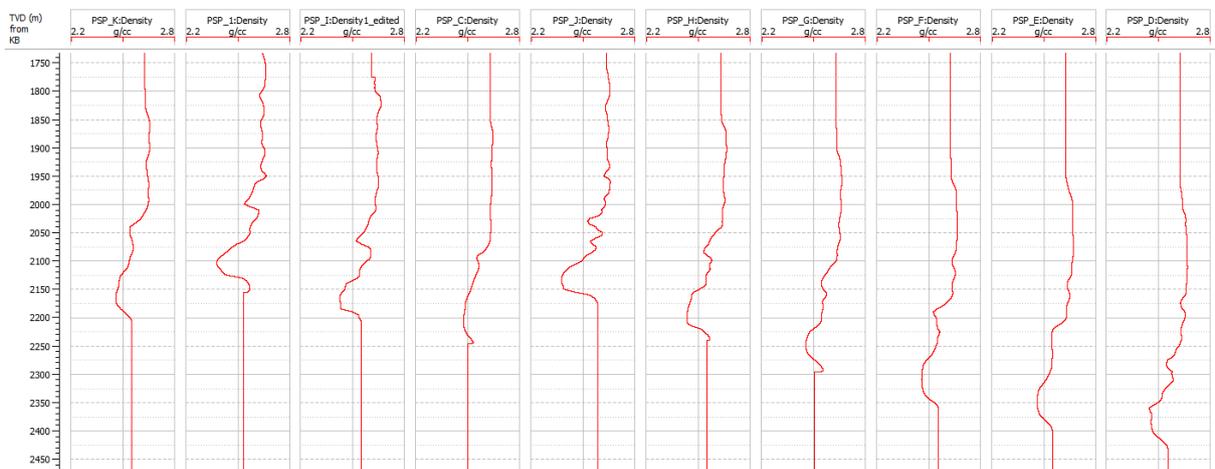


Figura 4.20: Curvas de densidad extraídas en cada una de las locaciones sobre el cubo 3D adyacente invertido.

Neuquina, pueden tomarse mayores libertades en este aspecto debido a la buena continuidad lateral de la geología. Si por el contrario, la geología presentara variaciones abruptas, se vería limitada la representatividad de los datos introducidos en los pseudo-pozos. De todas maneras, la comparación de los sismogramas sintetizados para los pseudo-pozos con la sísmica del lugar a la hora del amarre servirá como control. En cuanto a la elección de las posiciones de los pseudo-pozos sobre la sísmica se prefirió, en los casos en los que fue posible, evitar los últimos CDP de las líneas en dónde se esperaban problemas debidos a efectos de borde en la sísmica.

Durante el amarre de los pseudo-pozos se encontró que tanto el pseudo-pozo D como el E presentan baja correlación con la sísmica y por lo tanto

fueron descartados. Se atribuye la falta de correlación a la baja resolución de la inversión 3D en las posiciones de extracción de esas trazas.

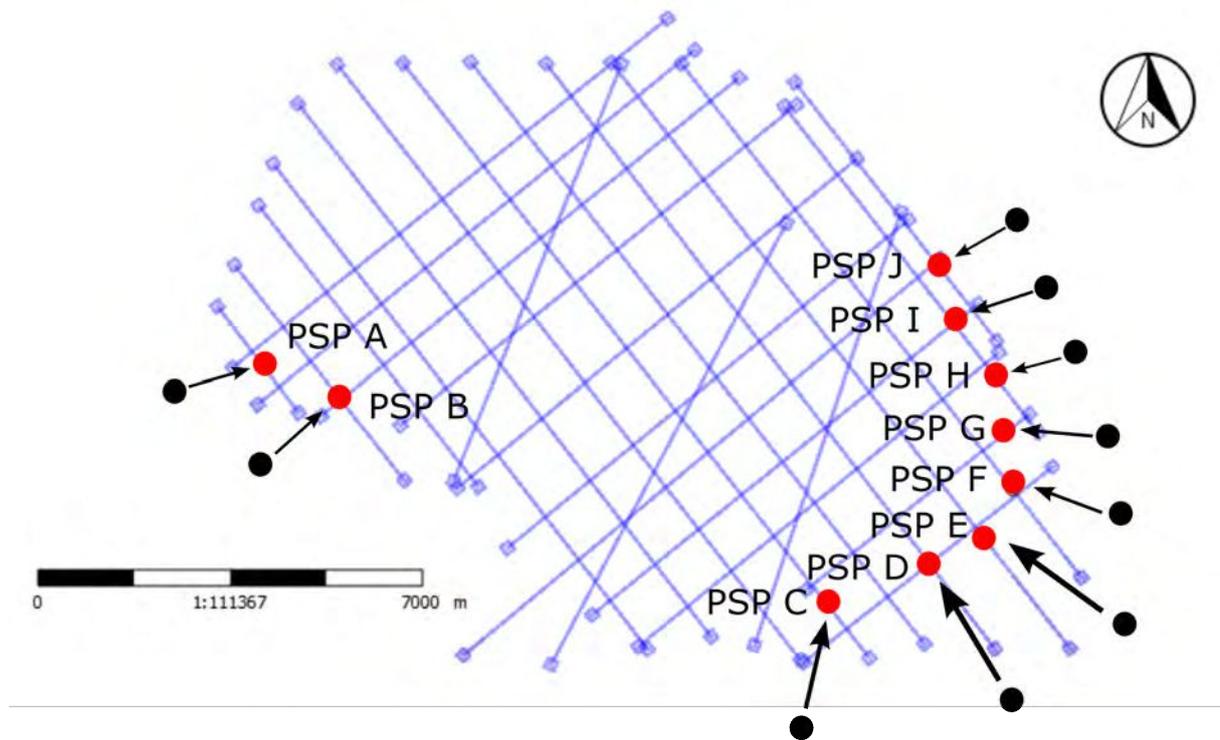


Figura 4.21: Locaciones sobre la inversión vecina para la extracción de trazas de impedancia (puntos negros) y de los pseudo-pozos asociados sobre las líneas 2D (puntos rojos).

En las Figuras 4.22 a 4.24 se muestran los amarres de los pseudo-pozos B, C y G. Se eligió mostrar esos en particular por su distribución geográfica diversa. En la Tabla 4.3 se muestran los resultados de los amarres del resto de los pseudo-pozos, evidenciando una alta correlación y no habiendo necesitado stretching más allá de las tolerancias aceptadas. Esto último concuerda con la información geológica conocida a priori de que no existen cambios estructurales ni estratigráficos importantes en distancias cortas sobre la zona de estudio.

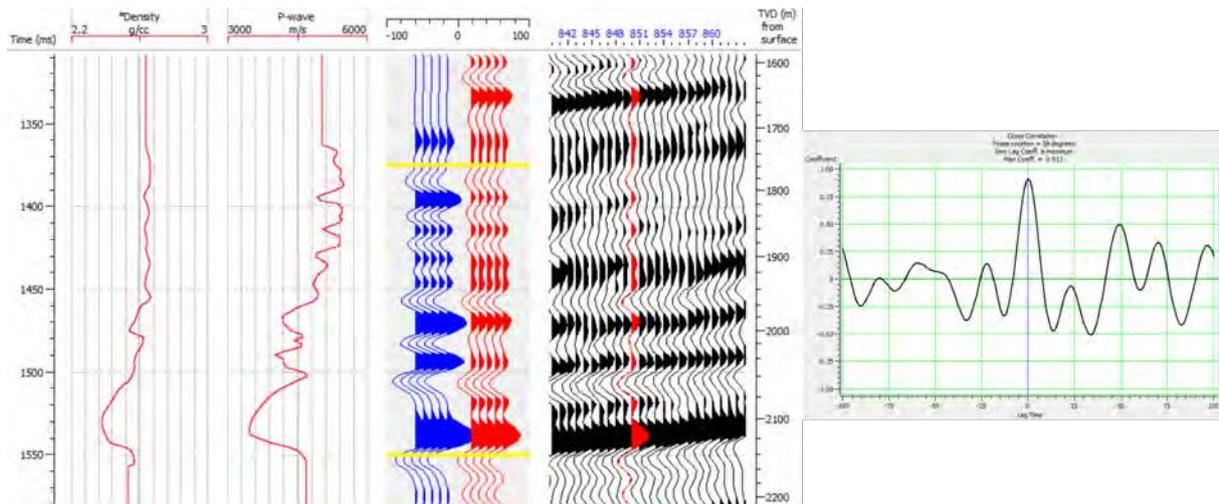


Figura 4.22: Amarre del pseudo-pozo B. De izquierda a derecha: perfiles de densidad y de velocidad de ondas P, traza sintética repetida 5 veces (azul), traza extraída de la sísmica en la posición del pozo repetida 5 veces (rojo), 2D\_10 sobre la cual se ubica el pseudo-pozo y la cross-correlación entre las trazas sintética y extractada.

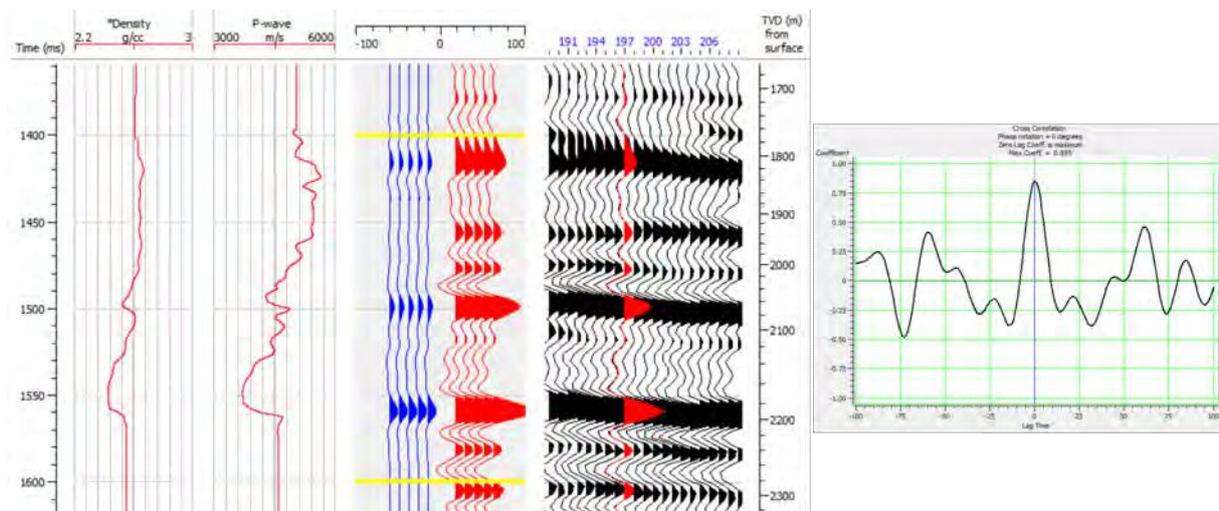


Figura 4.23: Amarre del pseudo-pozo C. De izquierda a derecha: perfiles de densidad y de velocidad de ondas P, traza sintética repetida 5 veces (azul), traza extraída de la sísmica en la posición del pozo repetida 5 veces (rojo), 2D\_21 sobre la cual se ubica el pseudo-pozo y la cross-correlación entre las trazas sintética y extractada.

## 4.5 Construcción del modelo inicial

### 4.5.1 Espectro y filtrado de la información de pozo

Ante la imposibilidad de la sísmica para proporcionarnos información de baja frecuencia, debemos obtenerla de otra fuente. En este caso utilizamos información de pozos que, adecuadamente tratada, permitirá aportar a la solución aquello que la sísmica no puede. La Figura 4.25 ilustra el espectro

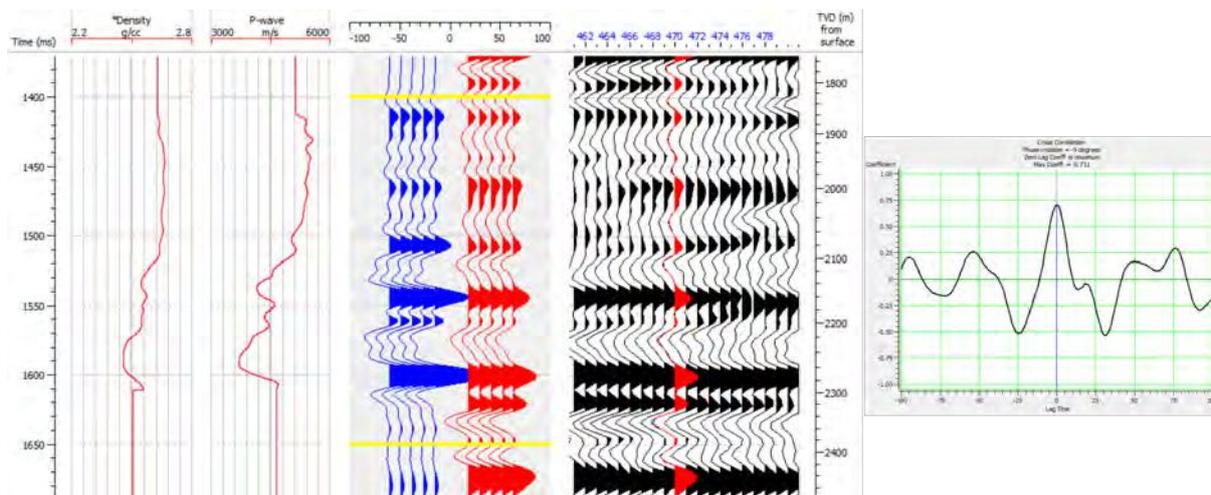


Figura 4.24: Amarre del pseudo-pozo G. De izquierda a derecha: perfiles de densidad y de velocidad de ondas P, traza sintética repetida 5 veces (azul), traza extraída de la sísmica en la posición del pozo repetida 5 veces (rojo), 2D\_05 sobre la cual se ubica el pseudo-pozo y la cross-correlación entre las trazas sintética y extractada.

| Pseudopozo | Correlación [%] |
|------------|-----------------|
| PSP_A      | 79.2            |
| PSP_B      | 91.3            |
| PSP_C      | 85.5            |
| PSP_F      | 80.7            |
| PSP_G      | 71.1            |
| PSP_H      | 88.4            |
| PSP_I      | 82.4            |
| PSP_J      | 72.3            |

Tabla 4.3: Resultados de amarre de los pseudo-pozos.

de amplitud de la sísmica entre los objetivos de Quintuco y Catriel. Allí se observa la carencia de energía sísmica en la banda baja mencionada. El filtro corta-alto de respuesta complementaria se graficó en línea llena roja. Esta corresponde a un corta-alto de valores de esquina 7.5-12 hz. Precisamente, este es el filtrado a aplicar a las curvas de pozo antes de propagarlas para construir los modelos.

La inversión post-apilado requiere de un modelo inicial de baja frecuencia de impedancia de ondas P. El mismo se construye a partir de la propagación de la información de los pozos disponibles a toda la zona que se desea invertir, según criterios geológicos. Estos criterios serán aportados, como ya se mencionó, por los horizontes interpretados, que intentaron seguir marcadores sísmicos asociados a eventos estratigráficos.

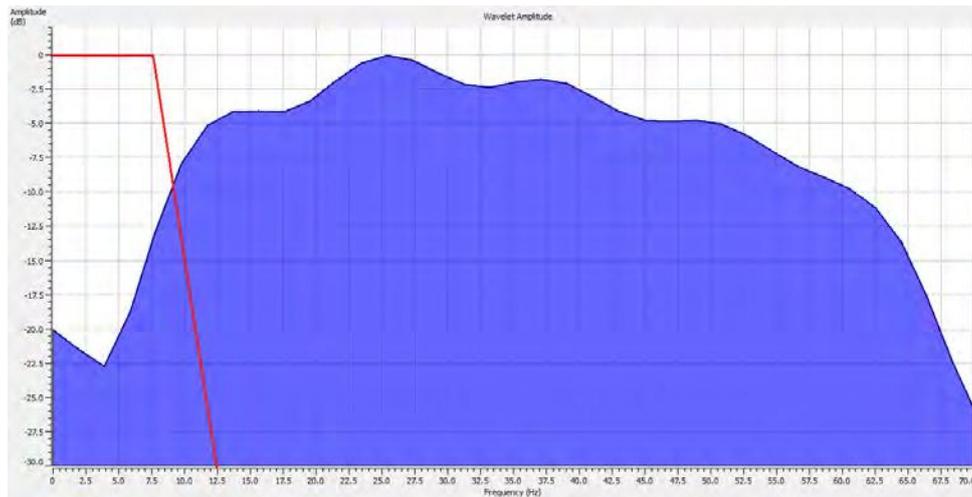


Figura 4.25: En azul el espectro de frecuencias de los datos sísmicos. En rojo el filtro en frecuencias aplicado a los datos de banda ancha.

### 4.5.2 Parámetros utilizados

Se utilizó información de 5 pozos y 8 pseudo-pozos, logrando así el mejor equilibrio entre calidad, cantidad de información y cobertura espacial:

- POZO 1
- POZO 2
- POZO 3
- POZO 4
- POZO 5
- PSP\_A
- PSP\_B
- PSP\_C
- PSP\_F
- PSP\_G
- PSP\_H
- PSP\_I

- PSP\_J

Los pozos fueron seleccionados con criterio múltiple:

- Calidad de información
- Contenido de curvas (es preferible quedarse con aquellos que tengan sónicos y densidad medidos en la formación objetivo)
- Confiabilidad del amarre
- Distribución geográfica y cobertura

Se utilizaron 4 horizontes:

- Quintuco
- SB6
- SB4
- SB1

En la Figura 4.26 se presentan dichos horizontes sobre el perfil sísmico 2D\_19, elegido al azar para ilustrar la interpretación empleada.

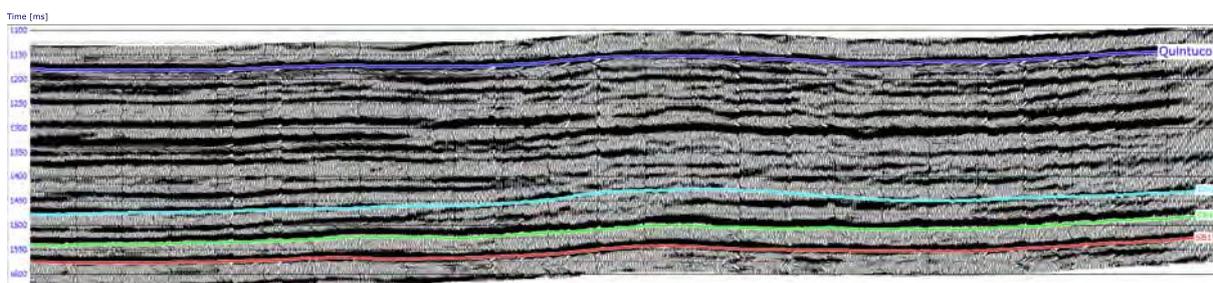


Figura 4.26: Horizontes Quintuco, SB6, SB4 y SB1 sobre el perfil sísmico 2D\_19.

El filtro esquina aplicado a los registros de pozo antes de la propagación, como quedó justificado, fue de 0-0-7.5-12 Hz mientras que el tipo de algoritmo de interpolación espacial aplicado fue de inversa del cuadrado de la distancia. Con los parámetros descritos se procedió a la construcción del modelo solicitado por el software para proceder a la inversión post-apilado.

### 4.5.3 Resultados

En este paso se aprecia la contribución de los pseudo-pozos en la calibración de la solución, para hacerla comparable con la impedancia P de la inversión pre-apilado vecina. Su efecto puede notarse en las Figuras 4.27, 4.28 y 4.29 donde se muestra una extracción del horizonte SB4 sobre el modelo de baja frecuencia sin utilizar pseudo-pozos, y luego usando 4 y 8 pseudo-pozos, respectivamente. Todos los slices tienen aplicada una operación de suavizado con un filtro promediador de 25 x 25 muestras para ayudar a la visualización.

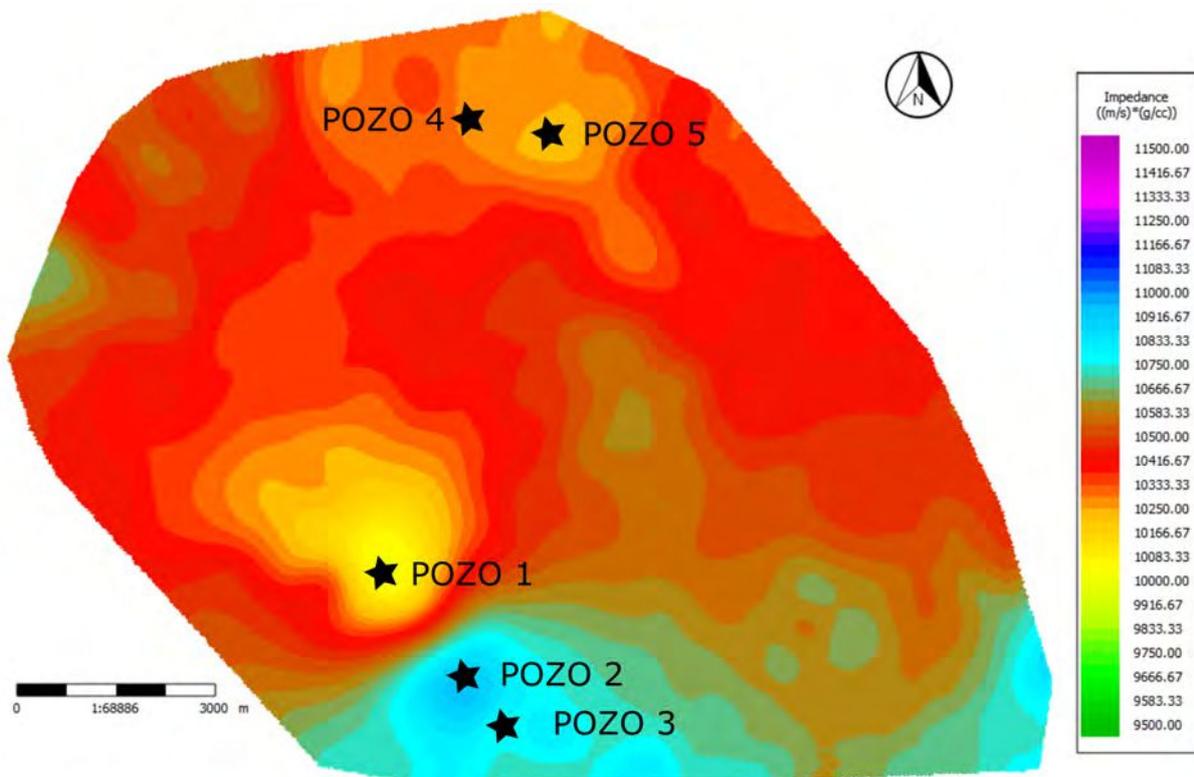


Figura 4.27: Slice de amplitud del modelo inicial construido sin información de pseudo-pozos sobre SB4.

De la comparación entre los modelos de las Figuras 4.27 a 4.29, se desprende la conveniencia de incluir los pseudo-pozos debido a la continuidad que provoca para la tendencia de alta impedancia identificada en el noroeste del 3D (colores naranja). De lo contrario esta no tendría representación en la zona de cobertura 2D que, como sabemos, no tiene control de pozo en ese extremo. La elección entre 4.28 y 4.29 resultó menos clara, dado que

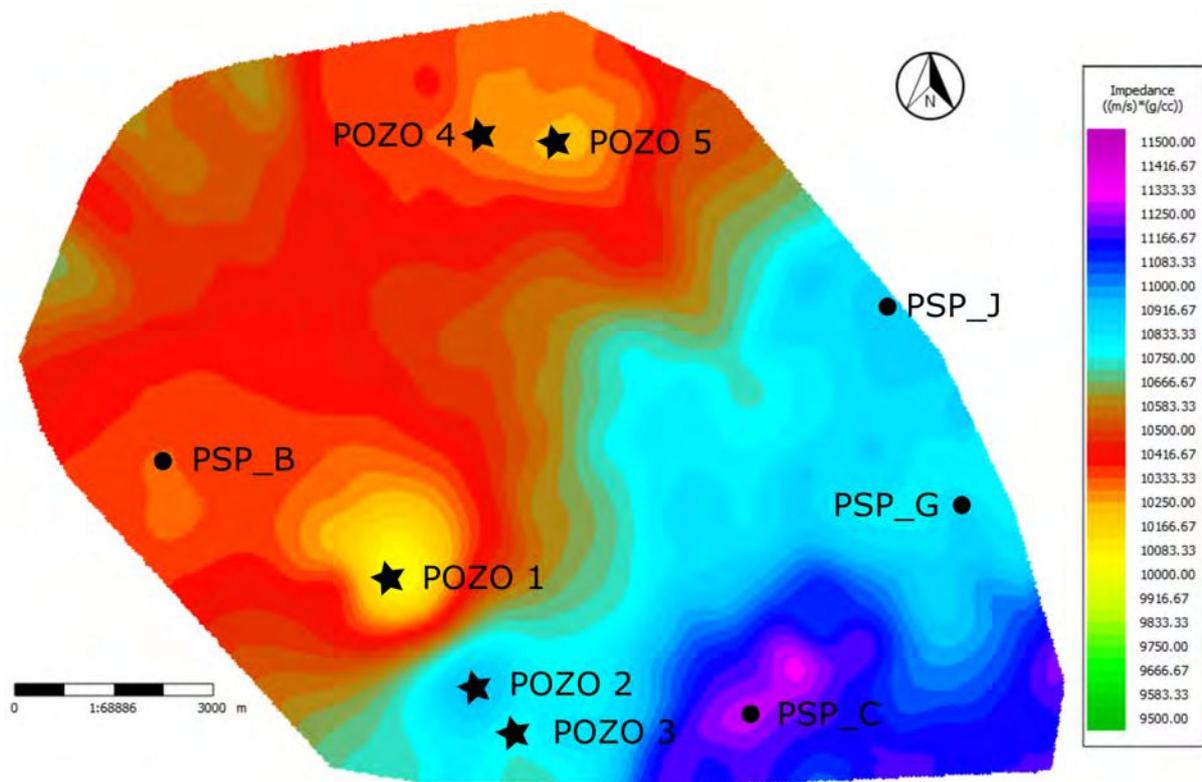


Figura 4.28: Slice de amplitud del modelo inicial construido con información de 4 pseudo-pozos sobre SB4.

no hay diferencias esenciales entre ambas, representando tendencias compatibles. Sin embargo, a instancias de los intérpretes del área, se concluyó que el modelo construido incluyendo los 8 pseudo-pozos resultó algo más consistente con el esquema sedimentario aceptado para la zona del Engolfamiento Pacífico, exhibiendo tendencias más claras. En la Figura 4.30 se presenta un corte del modelo elegido sobre el perfil de la línea 2D\_17.

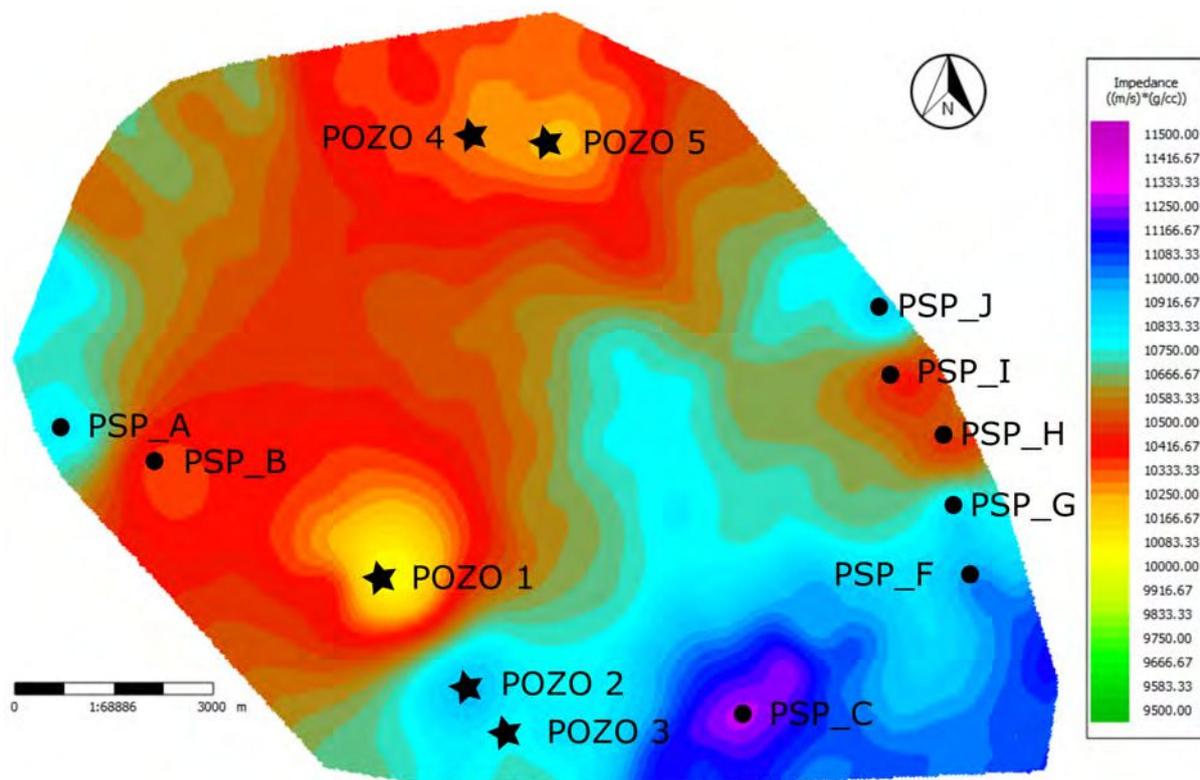


Figura 4.29: Slice de amplitud del modelo inicial construido con información de todos los 8 pseudo-pozos sobre SB4.

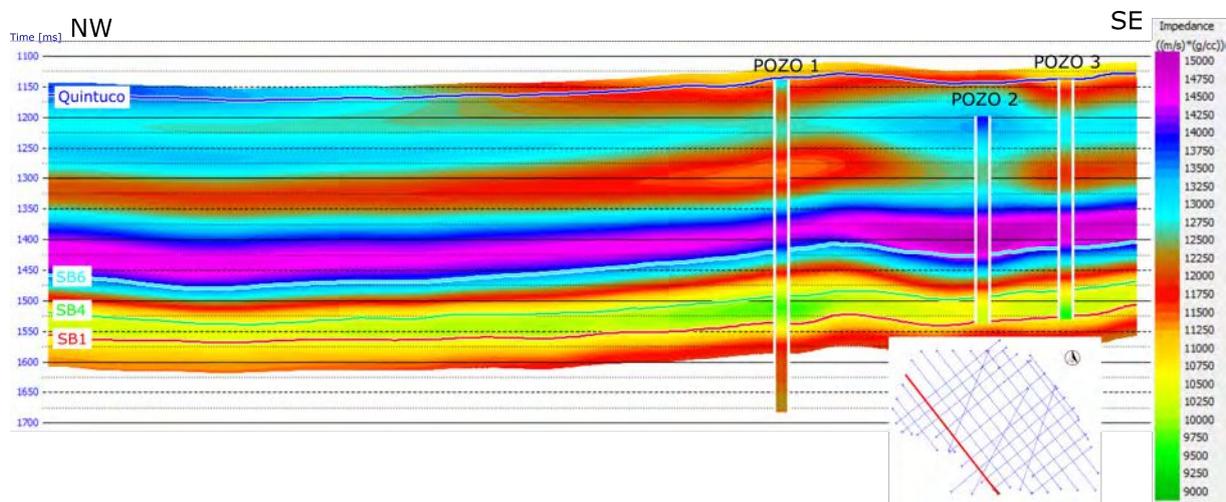


Figura 4.30: Valores de impedancia del modelo inicial de bajas frecuencias sobre la línea 2D\_17.

## 4.6 Extracción de ondícula para la inversión

La calidad de la inversión está fuertemente condicionada por el grado de conocimiento que se tenga del pulso sísmico u ondícula. Recordemos que el proceso de modelado de la traza sísmica utilizado en la resolución del problema directo y del inverso, involucra la convolución de la secuencia de coeficientes de reflexión con el pulso sísmico que actúa como un filtro de frecuencias. Al momento de ejecutar el algoritmo de inversión, encargado de resolver de forma automática el problema inverso, resulta crucial la utilización de una ondícula que sea representativa de la zona de inversión. Hasta ahora se cuenta solo con ondículas estadísticas con igual espectro de amplitud y diferentes rotaciones de fase, utilizadas para el amarre de los pozos y pseudo-pozos. A continuación se busca encontrar, con ayuda de técnicas que utilizan información de pozos, una ondícula que produzca mejores resultados de inversión.

Si bien se sabe que la ondícula no es estacionaria a lo largo de la traza sísmica debido a que las rocas por las cuales se propagan las ondas sísmicas atenúan de distinta manera a las diferentes componentes en frecuencia del pulso sísmico, este fenómeno pierde importancia al restringir el intervalo temporal de extracción a aquel que es de interés para este trabajo. El otro aspecto que puede afectar la confiabilidad de los resultados de la inversión, es la falta de condición estacionaria de la ondícula en términos espaciales. En otras palabras, cuando encontramos variaciones importantes tanto de espectro como de fase de posición a posición. El análisis de las ondículas extraídas en los pozos muestra que, si bien hay algún grado de variabilidad espacial, este no es lo suficientemente severo como para impulsarnos a la implementación de inversión variable espacialmente. Se consideró, entonces, que el uso de una ondícula promedio de compromiso no produciría errores que pudieran comprometer la interpretación de los resultados.

Una extracción de ondícula Full Wavelet necesita como datos de entrada los registros de impedancia de pozo para el cálculo de la secuencia de coeficientes de reflexión, la traza sísmica de la posición de cada uno de los

pozos y la longitud deseada para la ondícula. La operación que realiza el algoritmo consiste en encontrar el filtro conformador de Wiener (W) de una longitud especificada por el usuario de forma que se cumpla la relación de la Ecuación 4.1, donde  $s(t)$  es la traza sísmica sintética y  $r(t)$  la secuencia de coeficientes de reflexión.

$$s(t) = W(t) * r(t), \quad (4.1)$$

El filtro de Wiener será aquel que haga mínimo el error según el criterio de los cuadrados mínimos. Tiene la ventaja de que se obtiene como resultado un operador -ondícula- de la longitud deseada sin necesidad de hacer estimaciones de su espectro de fase en una segunda instancia. Sin embargo, presenta el problema de que la solución es muy sensible a errores de amarre en los pozos. Errores pequeños en la alineación de los sismogramas producen errores grandes en la ondícula estimada. Es por esto que debe ser utilizado con cautela, mas aún luego de haber necesitado verticalizar y mover las posiciones de los pozos para que queden por encima de la zona con cobertura sísmica. Con esta técnica se extrajo una ondícula de 200 ms de longitud utilizando los pozos 1,2,3 y 4 ya que son los que presentaron mejores valores de correlación al momento del amarre. Se tomó el intervalo comprendido entre el tope de la Fm. Quintuco y la base de la Fm. Vaca Muerta y se obtuvo como resultado la ondícula que se muestra en la Figura 4.31.

Se extrajo también una ondícula de fase constante utilizando información de pozos. En este procedimiento se determina el espectro de amplitud de la misma forma que se hizo para la ondícula estadística y se lo acompaña de un espectro de fase constante. La constante de fase se determina de forma tal que la correlación entre sismogramas sintéticos y sísmica sea máxima para el conjunto de todos los pozos seleccionados. Tiene la ventaja, frente a las ondículas con rotación de fase constantes utilizadas en los amarres, de que es representativa de toda el área del relevamiento y no solo de una posición particular. Naturalmente este método sigue siendo sensible al correcto amarre de los pozos. En el cálculo de esta ondícula se

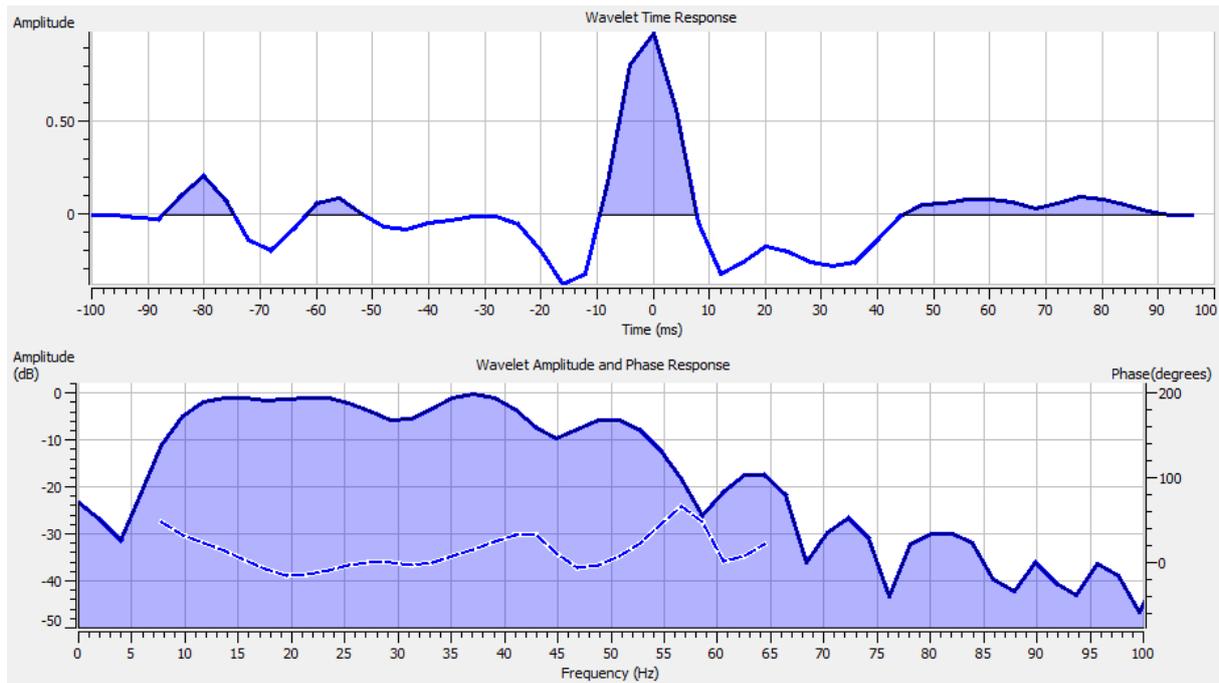


Figura 4.31: Arriba: ondícula extraída con el método Full Wavelet en tiempo. Abajo: espectro de amplitud y de fase.

utilizó una longitud de 200 ms y los mismos pozos que en el caso anterior, obteniéndose por resultado la ondícula de la Figura 4.32.

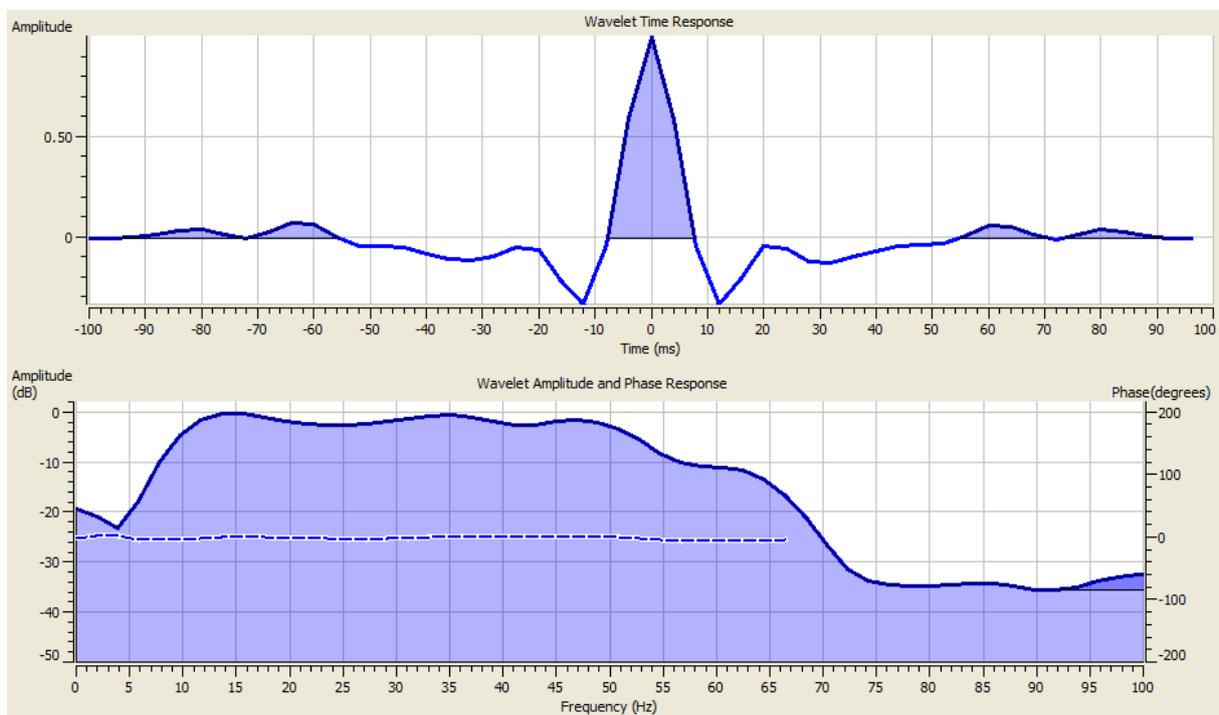


Figura 4.32: Arriba: ondícula extraída con el método Constant Phase en tiempo. Abajo: espectro de amplitud y de fase.

Se hizo otra estimación para la ondícula utilizando el algoritmo propuesto por Roy White y Rob Simm en 2003. Al igual que los anteriores, utiliza la información de pozos en conjunto con la sísmica para la estimación de la ondícula. Tiene la ventaja de entregar un parámetro de diagnóstico, el PEP -porcentaje de energía predicha-, que permite estimar la representatividad de la ondícula extraída. El resultado de esta extracción se presenta en la Figura 4.33.

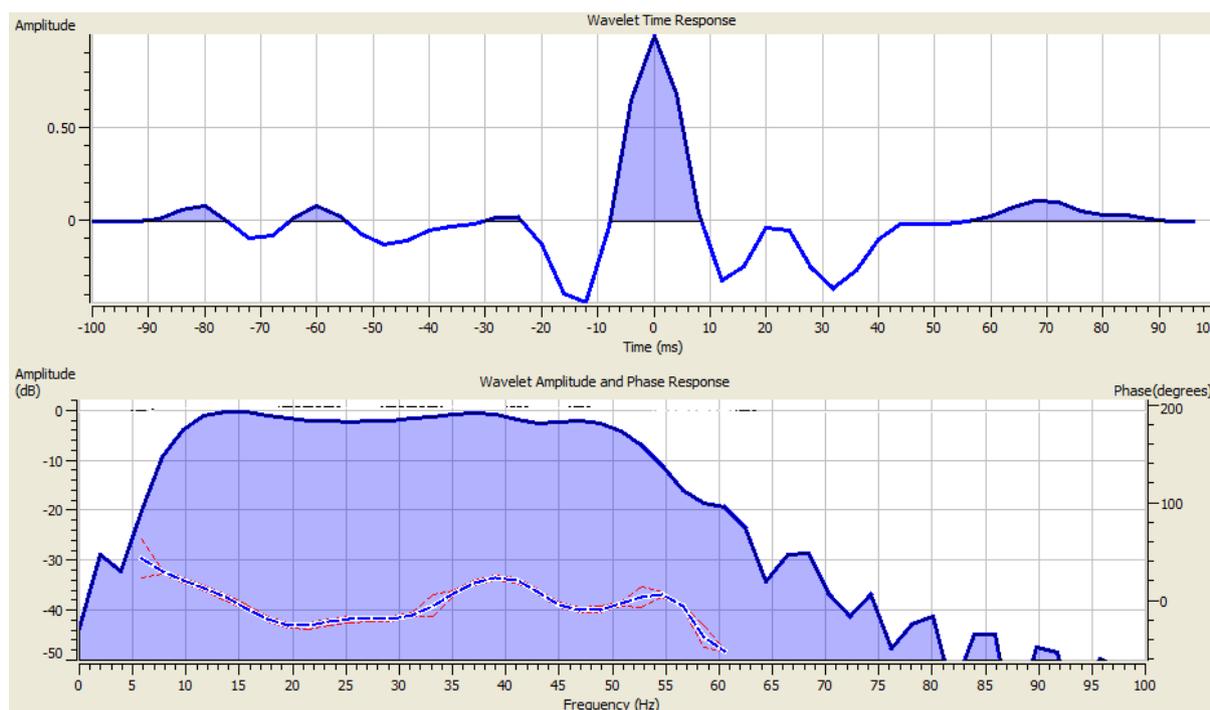


Figura 4.33: Arriba: ondícula extraída con el método de Roy White en tiempo. Abajo: en líneas gruesas el espectro de amplitud y de fase. Las líneas claras son estimadores estadísticos del error cometido en la estimación para los espectros.

Por último, a modo de control, se estudió la ondícula estadística utilizada para el amarre del pozo 2. Su selección frente a las utilizadas en los amarres del resto de los pozos fue aleatoria. El objetivo de considerarla en las pruebas de inversión es determinar si la calidad de la inversión mejora de forma apreciable al utilizar los métodos de extracción de ondículas con información de pozos. Se la presenta en la Figura 4.34, donde se puede apreciar que tiene un espectro de fase constante e igual a  $-17^\circ$ .

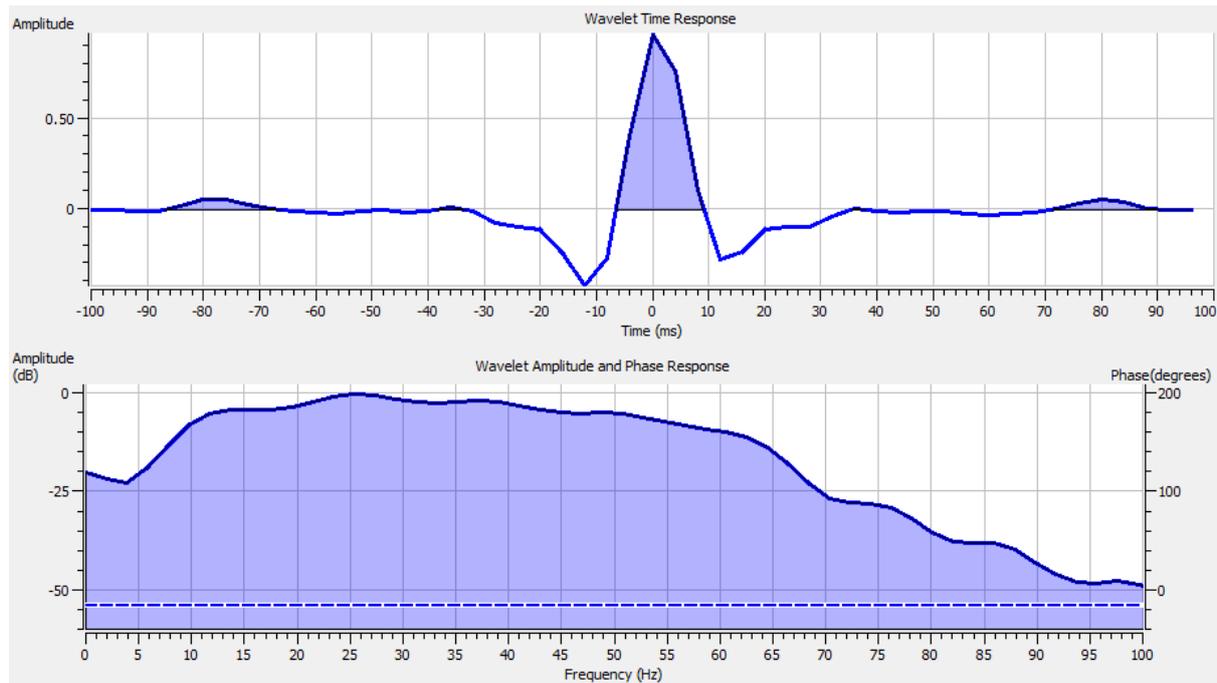


Figura 4.34: Arriba: ondícula estadística. Abajo: espectro de amplitud y de fase.

## 4.7 Pruebas de inversión

Un test de inversión es una herramienta que permite calibrar los parámetros que gobiernan el comportamiento del algoritmo de inversión -ondícula, número de iteraciones, preblanqueo, constraints, etc- sin necesidad de realizar la inversión completa de todas las trazas ante cada modificación. Lo que se hace durante un test de inversión es aplicar el algoritmo solo a algunas trazas en particular. Como es natural, se eligen para las pruebas aquellas locaciones en donde conocemos el modelo terrestre, es decir, en la posición de los pozos. Esto permite visualizar en forma rápida y clara la eficiencia de predicción de la solución del proceso de inversión en aquellas posiciones donde la solución es conocida a priori mediante el cálculo de indicadores.

En esta etapa del trabajo se definen indicadores que cuantifiquen la calidad de la inversión y se observan sus cambios en tiempo real a medida que se modifican parámetros del algoritmo. Este análisis se realizó para una ventana que se extiende 20 ms por encima y por debajo de los horizontes SB7 y SB1, de manera tal que abarque por completo a la Fm. Vaca muerta y se incluyan los contrastes que representan su techo y su base.

Se define como traza error a aquella resultante de la diferencia entre la traza la sísmica observada y la sintetizada a partir de la salida del proceso de inversión. La energía promedio de una traza sísmica se define según la Ecuación 4.2, donde  $A_i$  es la  $i$ -ésima muestra. Por lo tanto, la energía de la traza error será un indicador de la consistencia sísmica de la inversión. Los valores de este indicador entregados por el software Hampson and Russell representa la fracción de la energía no predicha por la inversión frente a la energía total y se calculan según la Ecuación 4.3, donde  $E_i$  es la  $i$ -ésima muestra de la traza error y  $A_i$  es la  $i$ -ésima muestra de la traza original. Los valores de este indicador para cada punto de control se observan por encima de la traza error en cada una de las Figuras 4.35 a 4.39.

$$E = \frac{\sum_{n=1}^N A_i^2}{N} \quad (4.2)$$

$$F_e = \frac{\sum_{n=1}^N E_i^2}{\sum_{n=1}^N A_i^2} \quad (4.3)$$

Otro indicador del grado de ajuste de la inversión en la posición de control viene dado por la correlación entre las impedancias calculadas a partir de registros de pozo y las resultantes de la inversión. Los valores de este indicador para cada posición se muestran en cada una de las Figuras 4.35 a 4.39. Por otro lado el software entrega el error RMS entre las impedancias invertidas y las calculadas. Este indicador, que tiene también unidades de impedancia, se muestra para cada punto de control en las Figuras 4.35 a 4.39, por encima de las curvas de impedancia.

También resultan de gran utilidad, para estimar la exactitud de la inversión, los cross-plot entre los valores de impedancia predichos y los observados en los pozos. Al añadir la recta identidad a este tipo de gráficos se pueden validar las tendencias en las impedancias invertidas y se pueden apreciar de manera directa las dispersiones y desviaciones. En las Figuras 4.35 a 4.39 se pueden apreciar dichos cross-plot para cada punto de control. De forma adicional, en la Figura 4.40 se presenta otra gráfica de este tipo,

de gran utilidad a modo de control global. En ella se incluyen los valores de impedancias invertidas y medidas sobre todos los pozos utilizados en las pruebas de inversión, junto a la recta identidad. De la observación de dicha figura puede apreciarse un comportamiento similar para todos los pozos, sin tendencias anómalas en ninguno de los casos.

En el caso de este trabajo se encontró que los resultados de la inversión cambian de forma apreciable solo frente a cambios en la ondícula suministrada y frente a cambios en el número de iteraciones del algoritmo. Otro de los otros parámetros que puede ser elegido es el apartamiento porcentual máximo permitido para los valores de impedancia en cada iteración. Su reducción desde el valor por defecto de 100% no produce cambios hasta llegar a valores cercanos al 20%, donde se produce una reducción en la calidad de la inversión en los puntos de control. Cambios en el valor de pre-blanqueo no afectan de forma significativa los resultados. Es por esto que en esta etapa se busca encontrar el conjunto de ondícula e iteraciones que produzca resultados óptimos según los indicadores.

Cuando se requiere que el valor de  $F_e$  sea representativo de más de un punto de control, se concatenan las trazas de todas las posiciones, obteniéndose una única traza con longitud igual a la suma de las longitudes. En base a esta se calcula el valor del indicador. Lo mismo ocurre en el caso del error RMS, donde se concatenan los valores de impedancia.

| Ondícula       | Iteraciones | $F_e$ | Error RMS |
|----------------|-------------|-------|-----------|
| Full Wavelet   | 7           | 0.151 | 658       |
| Roy White      | 7           | 0.170 | 736       |
| Estadística    | 8           | 0.135 | 640       |
| Fase Constante | 7           | 0.096 | 639       |

Tabla 4.4: Indicadores de inversión para cada una de las ondículas calculados durante las pruebas de inversión.

En la Tabla 4.4 se muestran los resultados obtenidos con cada una de las ondículas para el número óptimo de iteraciones que se determinó para cada caso, de manera tal de minimizar tanto a  $F_e$  como al error RMS. De acuerdo a estos indicadores, se seleccionó para la inversión la ondícula de fase constante de la Figura 4.32 y se realizaron 7 interacciones.

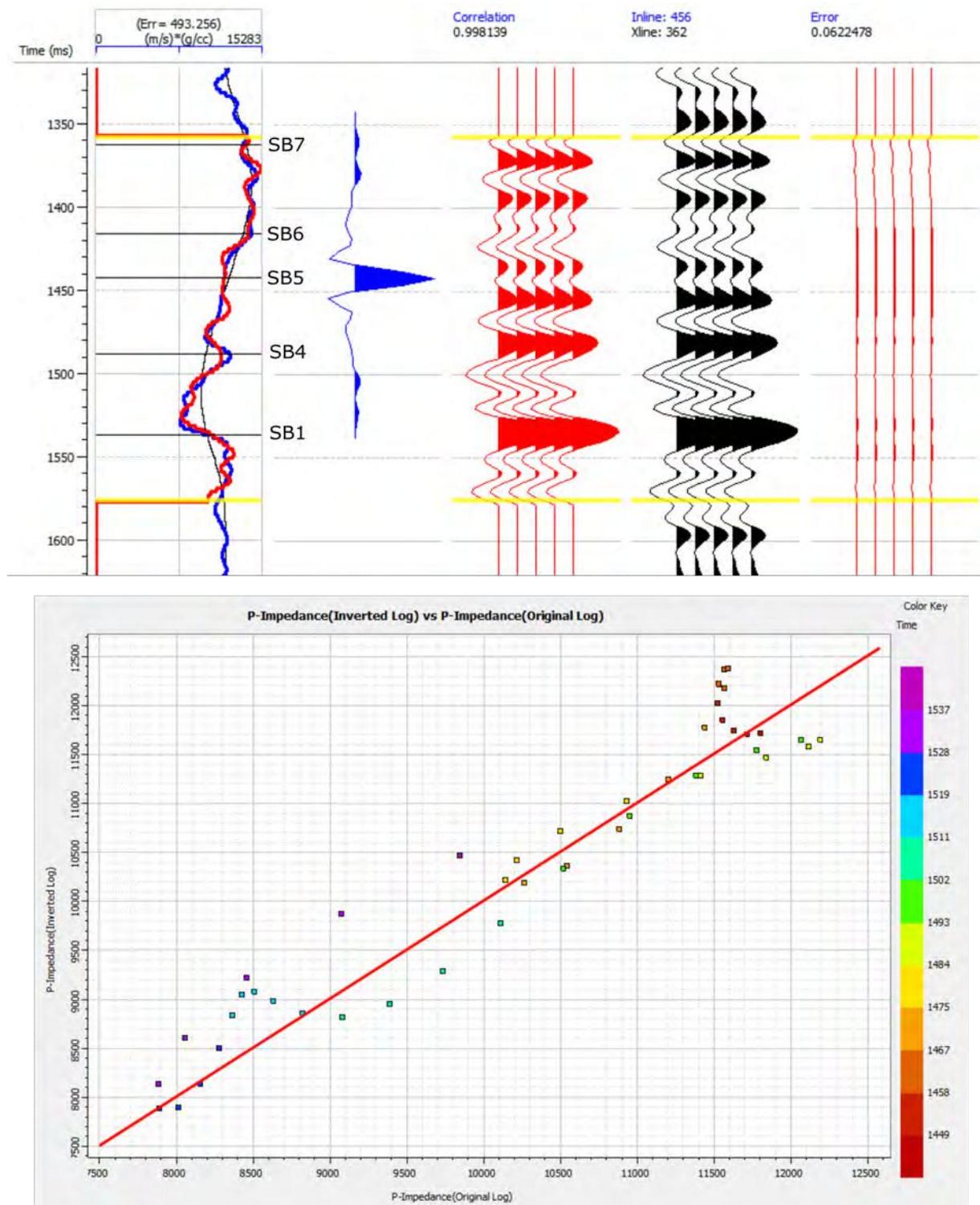


Figura 4.35: Resultado de la inversión sobre el pozo 1 en la Fm. Vaca Muerta. Arriba de izquierda a derecha: Impedancia invertida (en rojo) junto a la impedancia de pozo (en azul) filtrada para que su espectro no contenga frecuencias mayores a las sísmicas y al modelo de bajas frecuencias (en negro), sismograma sintético generado a partir de la inversión, traza sísmica de la posición del pozo y diferencia entre ambos. Abajo: cross-plot entre impedancias de pozo e invertidas.

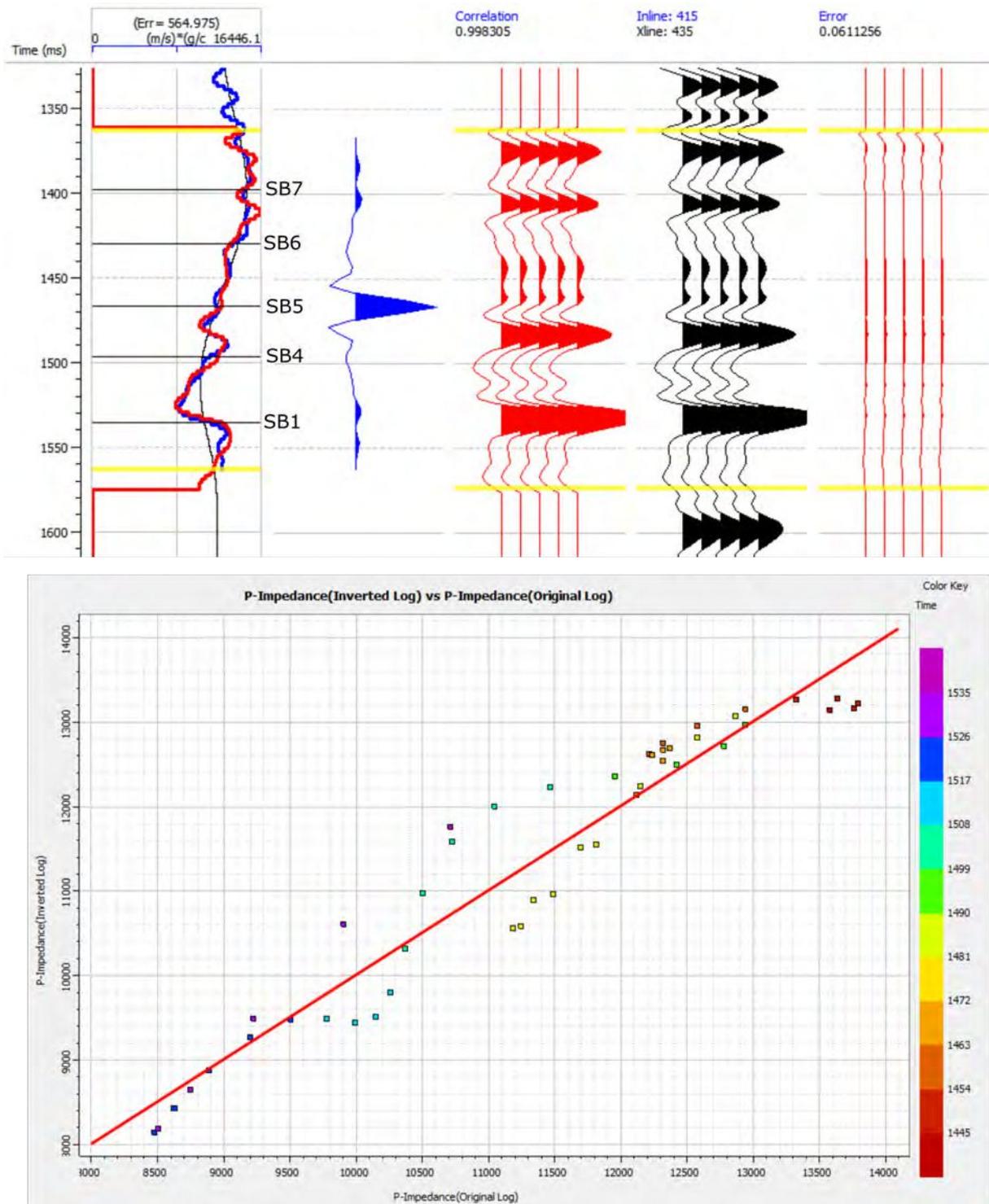


Figura 4.36: Resultado de la inversión sobre el pozo 2 en la Fm. Vaca Muerta. Arriba de izquierda a derecha: Impedancia invertida (en rojo) junto a la impedancia de pozo (en azul) filtrada para que su espectro no contenga frecuencias mayores a las sísmicas y al modelo de bajas frecuencias (en negro), sismograma sintético generado a partir de la inversión, traza sísmica de la posición del pozo y diferencia entre ambos. Abajo: cross-plot entre impedancias de pozo e invertidas.

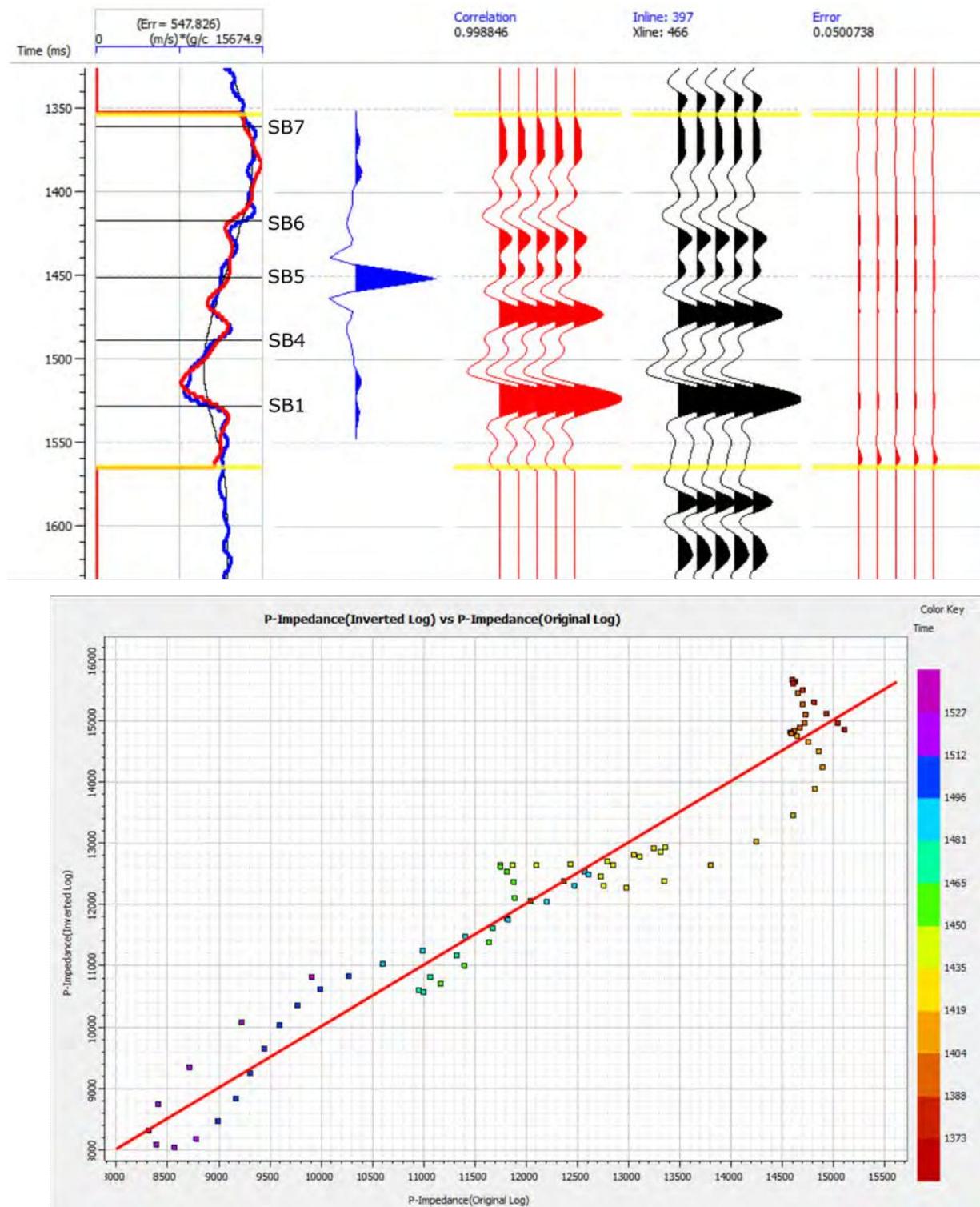


Figura 4.37: Resultado de la inversión sobre el pozo 3 en la Fm. Vaca Muerta. Arriba de izquierda a derecha: Impedancia invertida (en rojo) junto a la impedancia de pozo (en azul) filtrada para que su espectro no contenga frecuencias mayores a las sísmicas y al modelo de bajas frecuencias (en negro), sismograma sintético generado a partir de la inversión, traza sísmica de la posición del pozo y diferencia entre ambos. Abajo: cross-plot entre impedancias de pozo e invertidas.

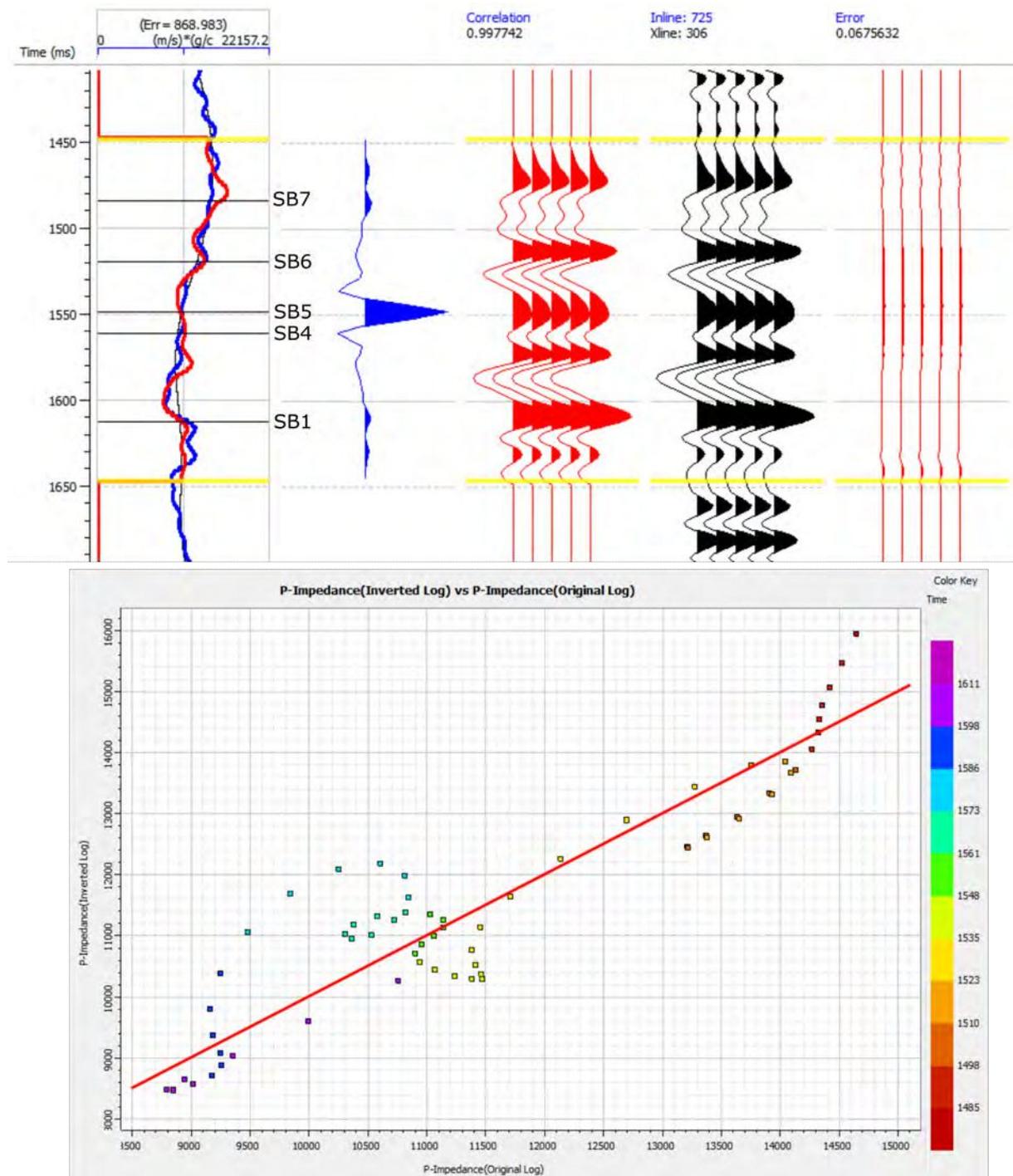


Figura 4.38: Resultado de la inversión sobre el pozo 4 en la Fm. Vaca Muerta. Arriba de izquierda a derecha: Impedancia invertida (en rojo) junto a la impedancia de pozo (en azul) filtrada para que su espectro no contenga frecuencias mayores a las sísmicas y al modelo de bajas frecuencias (en negro), sismograma sintético generado a partir de la inversión, traza sísmica de la posición del pozo y diferencia entre ambos. Abajo: cross-plot entre impedancias de pozo e invertidas.

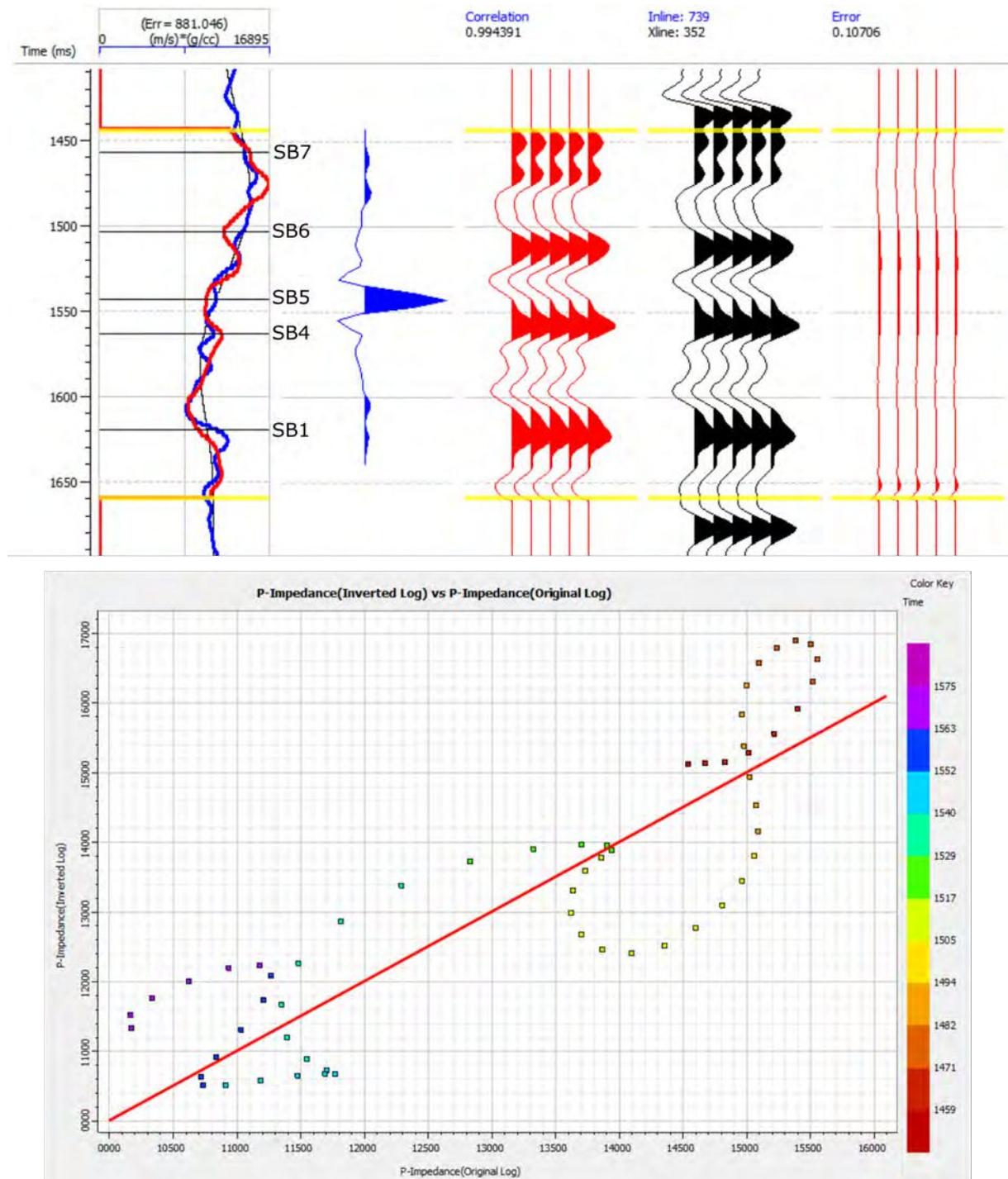


Figura 4.39: Resultado de la inversión sobre el pozo 5 en la Fm. Vaca Muerta. Arriba de izquierda a derecha: Impedancia invertida (en rojo) junto a la impedancia de pozo (en azul) filtrada para que su espectro no contenga frecuencias mayores a las sísmicas y al modelo de bajas frecuencias (en negro), sismograma sintético generado a partir de la inversión, traza sísmica de la posición del pozo y diferencia entre ambos. Abajo: cross-plot entre impedancias de pozo e invertidas.

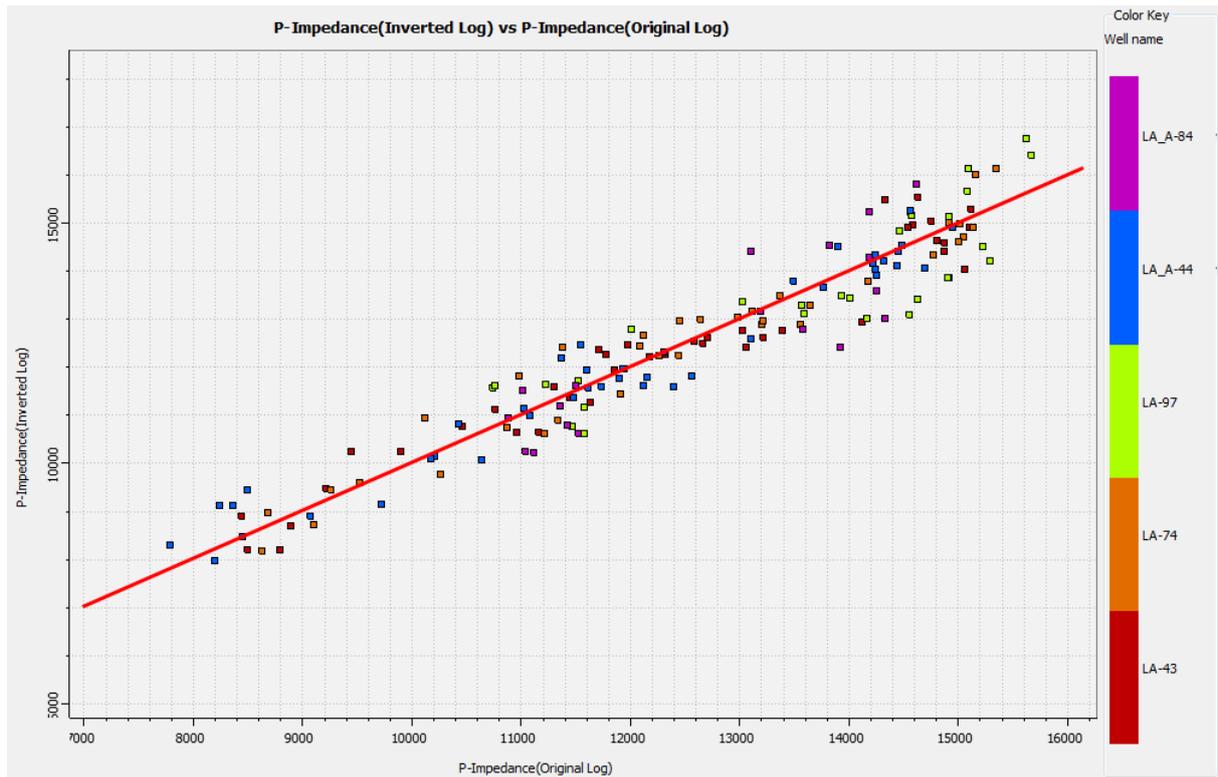


Figura 4.40: Cross-plot entre impedancias de pozo e invertidas.

## 4.8 Inversión

Se procede a correr el algoritmo de inversion sobre cada una de las trazas de los perfiles sísmicos, en una ventana temporal comprendida entre los horizontes que representan el tope de la Fm. Quintuco y la base de de la Fm. Vaca Muerta. Como resultado se obtienen perfiles con valores de impedancia de ondas P determinados sísmicamente. En la Figura 4.41 se presenta el perfil invertido correspondiente a la línea 2D\_17, junto a las impedancias de pozo filtradas para concordar con espectro sísmico.

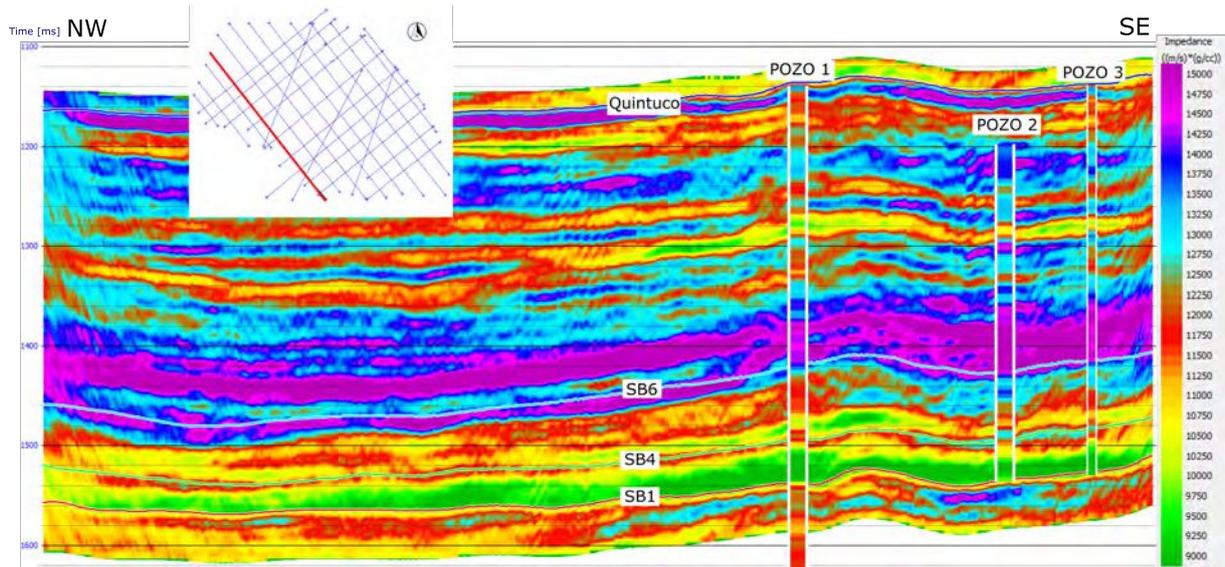


Figura 4.41: Impedancias invertidas sobre la línea 2D\_17.

Como se puede apreciar en la Figura 4.41, el perfil de impedancias invertidas presenta ruidos de baja longitud de onda. Estas características aparecen como consecuencia del algoritmo de inversión y no representan rasgos reales de la geología y por lo tanto deben ser eliminados. En este sentido, se aplicó un filtrado Trace Mix que promedia 4 trazas a cada lado de la traza central, reduciendo así los ruidos verticales. Para minimizar los efectos indeseados introducidos por el filtro, se aplicaron de forma automática las correcciones de preservación de buzamientos, guiados por el horizonte SB4. En la Figura 4.42 se presenta el perfil invertido de la línea 2D\_17 luego de la aplicación del filtro. Allí se evidencia la exitosa eliminación del ruido de baja longitud de onda sin introducción de efectos adversos sobre los buzamientos.

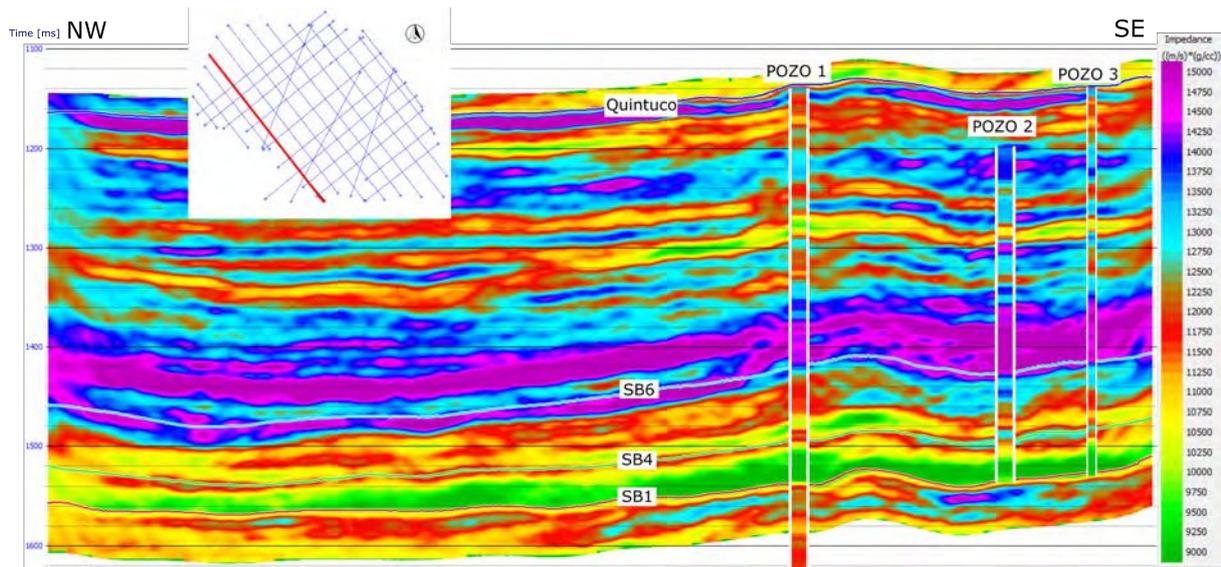


Figura 4.42: Impedancias invertidas y filtradas sobre la línea 2D\_17.

## 4.9 Segunda transformación de la caracterización

La experiencia con la Fm. Vaca Muerta, y los no convencionales en general, mostró que la impedancia P es la propiedad elástica más claramente afectada por el contenido orgánico, hecho que resulta muy afortunado para nuestro proyecto, porque como se explicó, el carácter post-apilado de la inversión produce como resultado precisamente la impedancia de ondas P. Recordemos que las propiedades mecánicas no solo están afectadas por la materia orgánica, sino por otros varios factores, de los que se pueden citar las variaciones litológicas intrínsecas, la presión de poros y la aparición de otras porosidades secundarias. La clave está en el buen manejo de la información para separar las responsabilidades y obtener la relación correcta entre Impedancia P y contenido orgánico. Claramente esta tarea está fuera del alcance de esta Tesis, por lo que haremos uso de aquella relación que se obtuvo en el trabajo de caracterización 3D. Aunque sí sería beneficioso adaptar y mejorarla por el aporte de los pozos del estudio.

La relación aplicada a las impedancias invertidas es del tipo cuadrática y viene dada por la Ecuación 4.4, donde  $Z_p$  es la impedancia acústica en unidades de  $\frac{m \cdot g}{s \cdot cm^3}$  y  $COT$  es el contenido orgánico total en % volu-

men/volumen.

$$COT = 0.201 - 0.0000232Z_p + 0.000000000666Z_p^2 \quad (4.4)$$

Esta transformación se aplica a cada uno de los valores de impedancia que componen los perfiles invertidos y se obtienen como resultado perfiles de COT. En la Figura 4.43 se presenta el perfil de COT correspondiente a la línea 2D\_17, mientras que en las Figuras 4.44 a 4.46 se muestran slices para esta propiedad en diferentes niveles de la Fm. Vaca Muerta. En estos últimos mapas los valores aparecen sobre líneas y no tienen cobertura areal debido a la naturaleza bidimensional de los datos sísmicos de los cuales se partió.

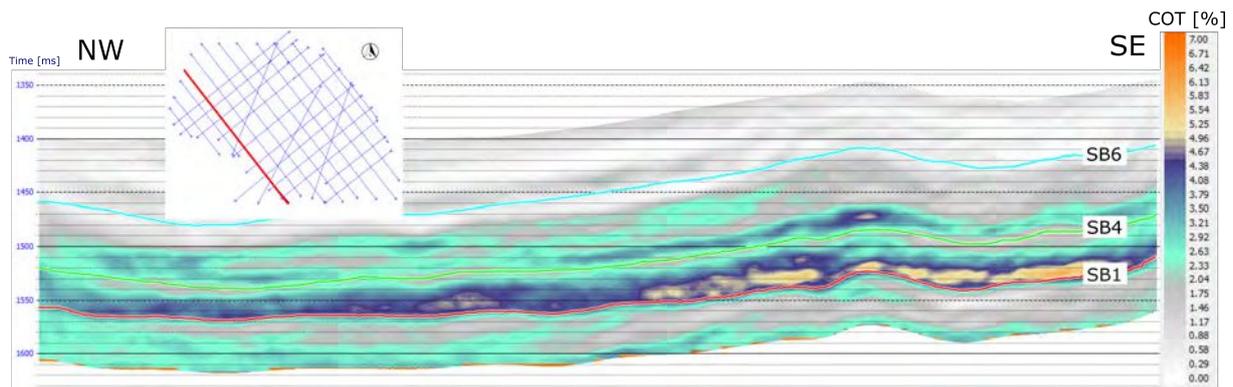


Figura 4.43: Perfil de COT correspondiente a la línea 2D\_17.

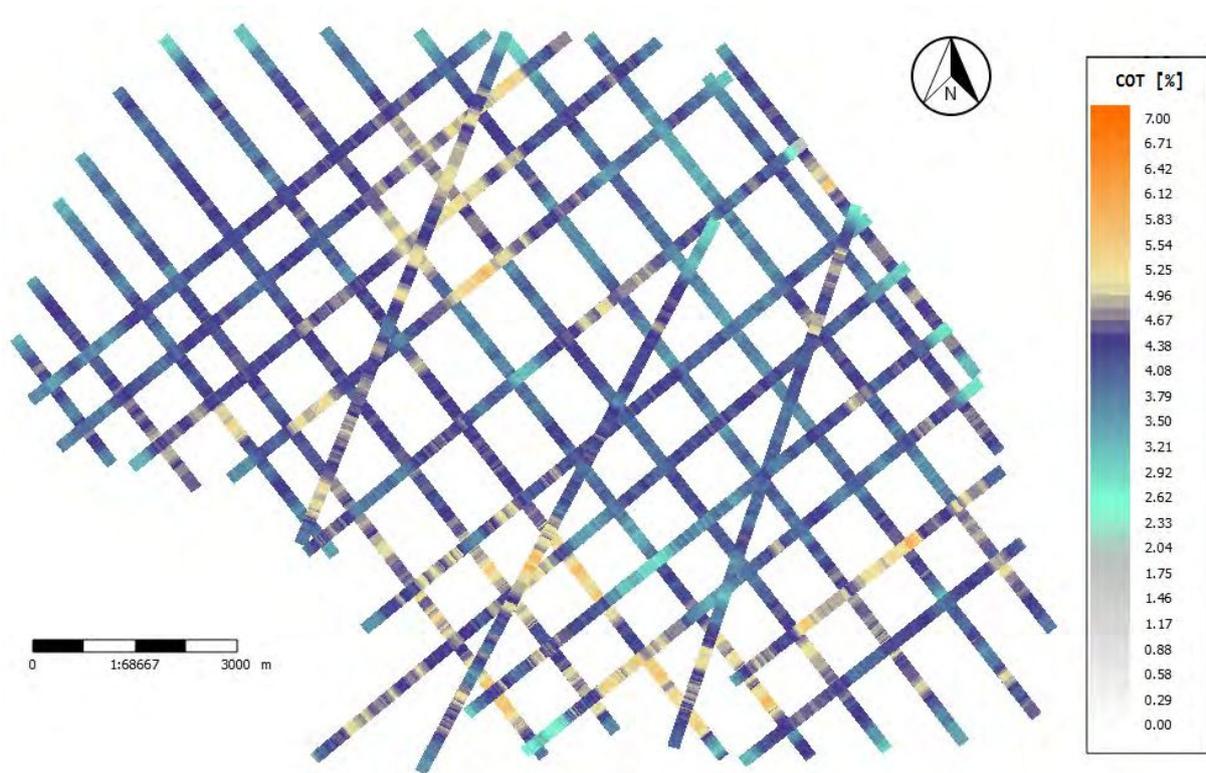


Figura 4.44: Mapa de valores de COT sobre el horizonte SB1, base de la Fm. Vaca Muerta. Calculado utilizando una ventana de 10 ms por encima de SB1.

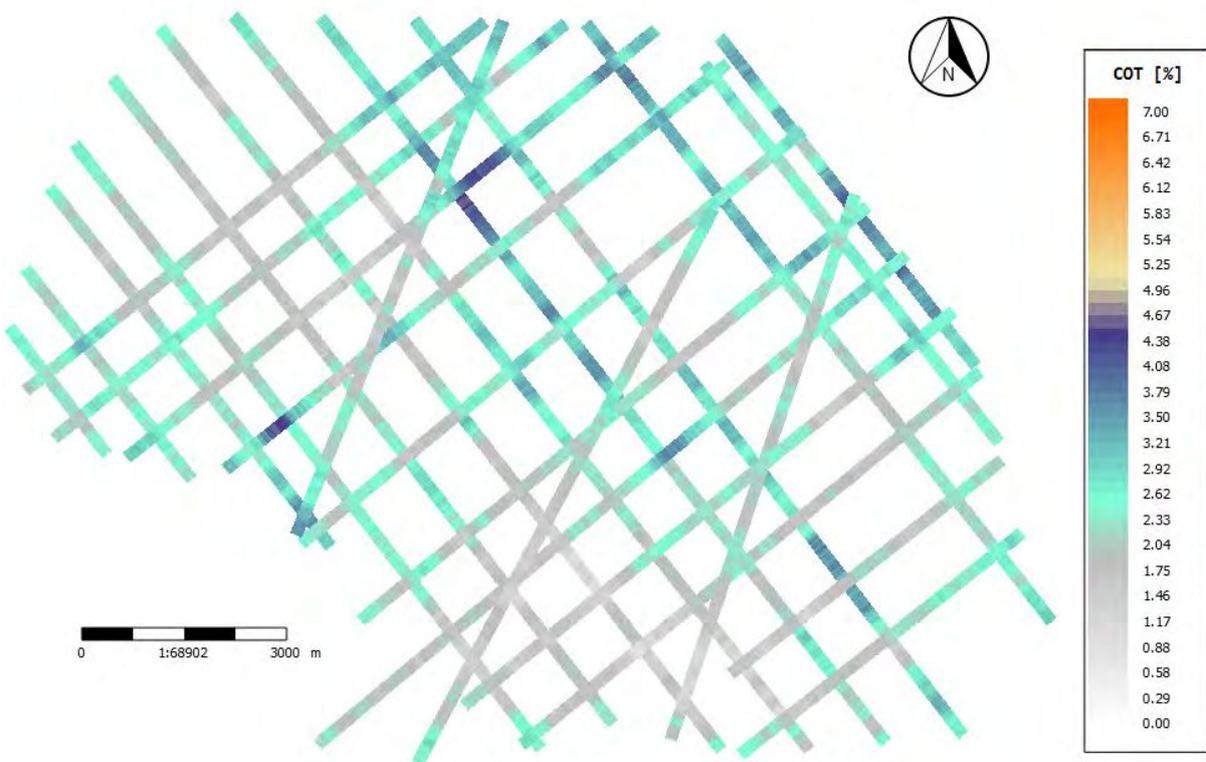


Figura 4.45: Mapa de valores de COT sobre el horizonte SB4. Calculado utilizando una ventana de 10 ms centrada en SB4.

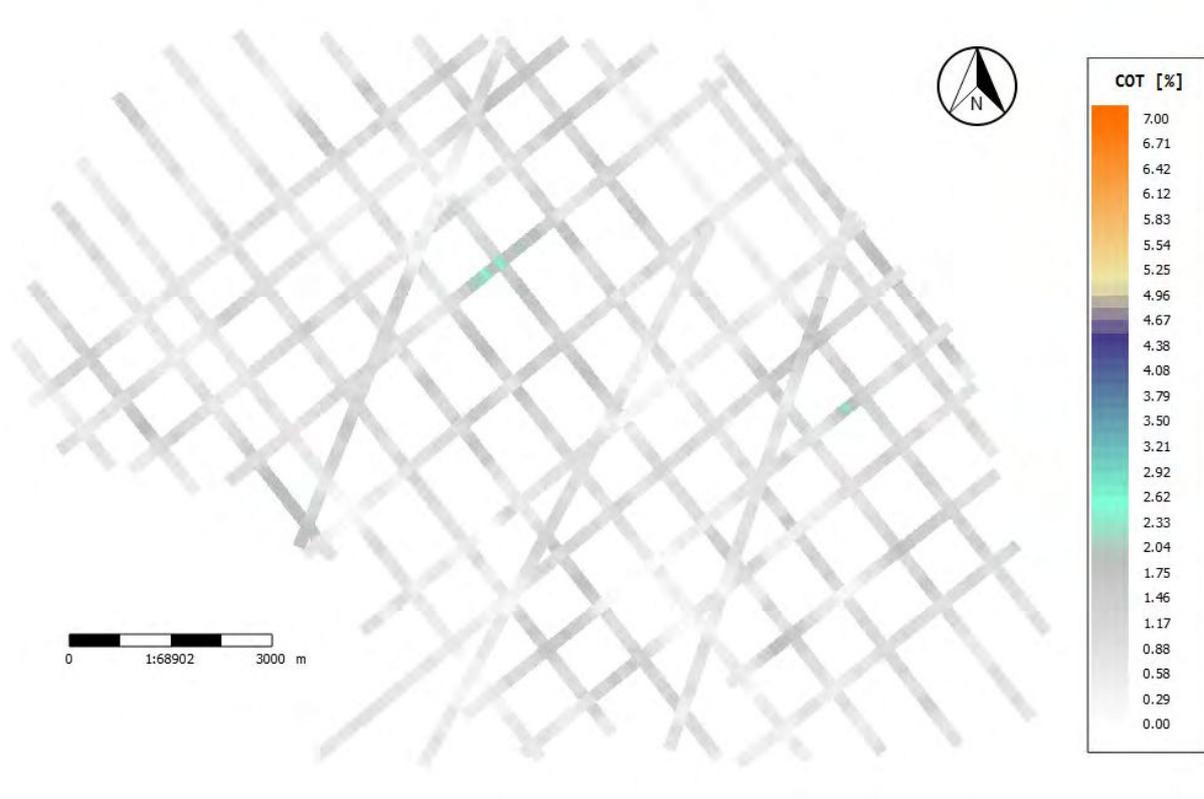


Figura 4.46: Mapa de valores de COT sobre el horizonte SB6. Calculado utilizando una ventana de 10 ms centrada en SB6.

## 4.10 Propagación geoestadística

Como es evidente en las Figuras 4.44 a 4.46, los mapas que se forman al tomar los valores de COT que caen en la intersección de los perfiles con los horizontes interpretados no tienen cobertura areal. Con el objetivo de obtener mapas que tengan cobertura de este tipo, donde los resultados sean fácilmente interpretables, se realizó la propagación geoestadística de los valores de las líneas. En este sentido, se aplicó el algoritmo de Kriging que permite estimar los valores de COT en los puntos donde no se cuenta con mediciones utilizando ajustes por mínimos cuadrados.

Kriging es una técnica que se identifica con las siglas en inglés BLUE, que representan Best Linear Unbiased Estimation. *Best*, palabra inglesa para "mejor", refiere a que la solución asignada a los puntos no muestreados es aquella que minimice la varianza de los errores. *Lineal*, ya que la solución en cada punto se obtiene como combinación lineal pesada de los datos de

entrada, de la forma de la Ecuación 4.5, donde  $a_0$  es la salida en una posición arbitraria,  $a_i$  es la amplitud en la  $i$ -ésima posición y  $w_i$  es el peso correspondiente a la  $i$ -ésima muestra.

$$a_0 = \sum_{i=1}^N w_i a_i \quad (4.5)$$

La forma en la que se calculan los valores  $w_i$  es lo que define al método. En el caso de Kriging es similar a aquel donde se pesan los valores según la inversa de la distancia al punto de cálculo. La diferencia radica en que se utiliza el variograma, lo que agrega información espacial sobre las relaciones entre los valores de entrada. Esta herramienta permite conocer la forma y la distancia a la cual el valor de una propiedad en un punto tiene influencia sobre el valor en otro punto.

Los variogramas se calculan tomando un punto de referencia sobre los datos de entrada y representan la diferencia promedio entre los valores de los datos a diferentes distancias y dicho valor de referencia. En un variograma teórico se reconocen dos regiones: rango y umbral. El rango refiere tanto a la zona comprendida entre el origen y el punto en el que el variograma toma un valor constante, como al valor de offset para el cual se alcanza dicha condición. Dentro de este rango hay una relación geográfica entre los valores en consideración -COT en este caso-. El umbral es la porción en la cual el variograma toma un valor constante y por tanto representa las distancias a las cuales no se observa dependencia estadística entre los valores (Hampson and Russell, Septiembre de 2008).

*Unbiased*, palabra inglesa para "imparcial", refiere a que se pone como condición que la media del error residual sea cero. La última palabra, *estimation*, refiere a que obviamente la solución es una estimación, ya que no se cuenta con mediciones en todos los puntos y por ello se busca propagar los resultados.

Para la implementación del método se utiliza el software Imap de la suite Hampson and Russell.

Debido a que durante el proceso los valores de entrada sobre las líneas son respetados de forma estricta, es conveniente suavizarlos previamente. De esta manera se evita la generación de artefactos que no respondan a variaciones geológicas o petrofísicas, al intentar respetar de manera estricta datos que pueden presentar ruidos. Para ilustrar los resultados del proceso de filtrado aplicado a los 3 conjuntos de datos, en la Figura 4.47 se presentan los valores de COT sobre la base de la Fm. Vaca Muerta suavizados por un filtro que promedia de a 9 valores. El efecto de este proceso puede apreciarse por comparación con la Figura 4.44.

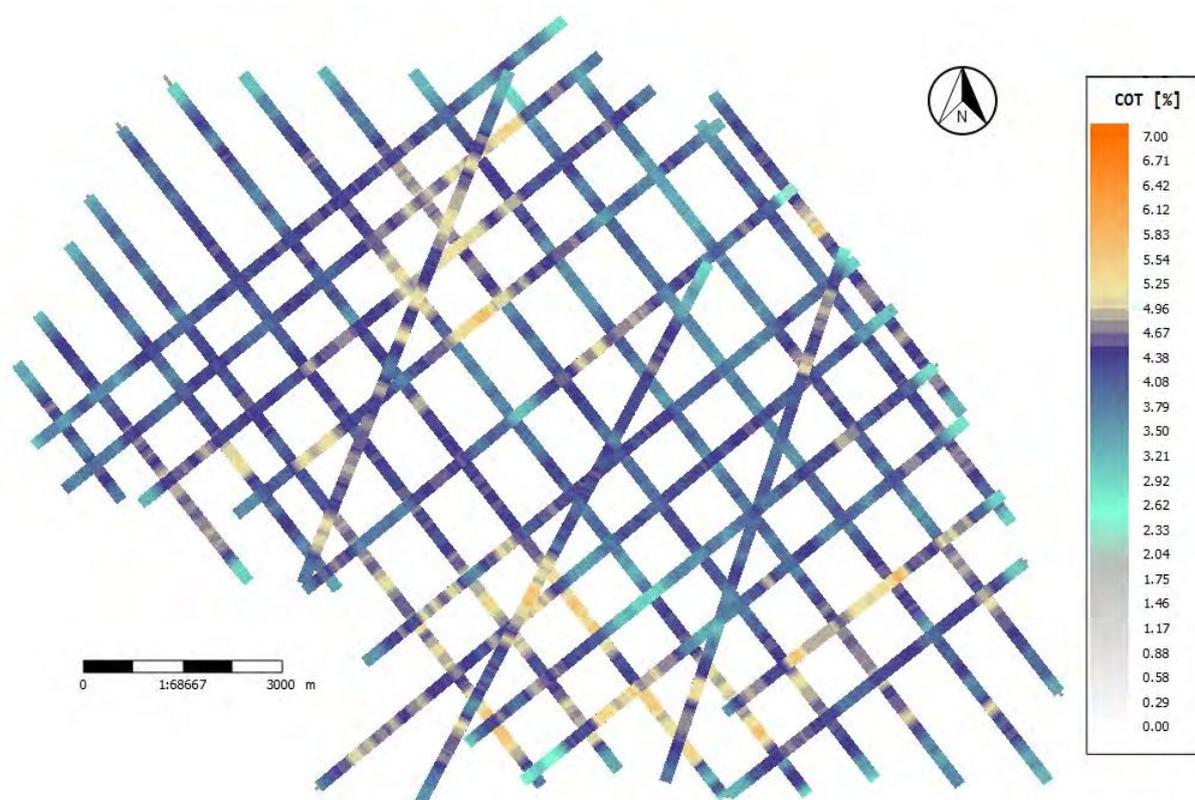


Figura 4.47: Mapa de valores de COT sobre la base de la Fm. Vaca Muerta filtrados.

El siguiente paso consistió en calcular variogramas esféricos para cada uno de los tres conjuntos de datos. Es necesario calcular un variograma para cada nivel ya que, en principio, no hay por qué suponer que las relaciones espaciales entre los valores de COT serán las mismas. Estos fueron unidimensionales y con una dirección inicial de  $60^\circ$  con respecto al norte, igual a la dirección de las líneas sobre las cuales se encuentran los datos de entrada. La tolerancia angular se fijó en  $90^\circ$ . Los resultados se presentan

en las Figuras 4.48 a 4.50. En todos los casos se utilizó un offset máximo de 6000 metros (la mitad de la distancia máxima entre dos puntos de datos), según se sugiere en el manual del software (Hampson and Russell, Septiembre de 2008).

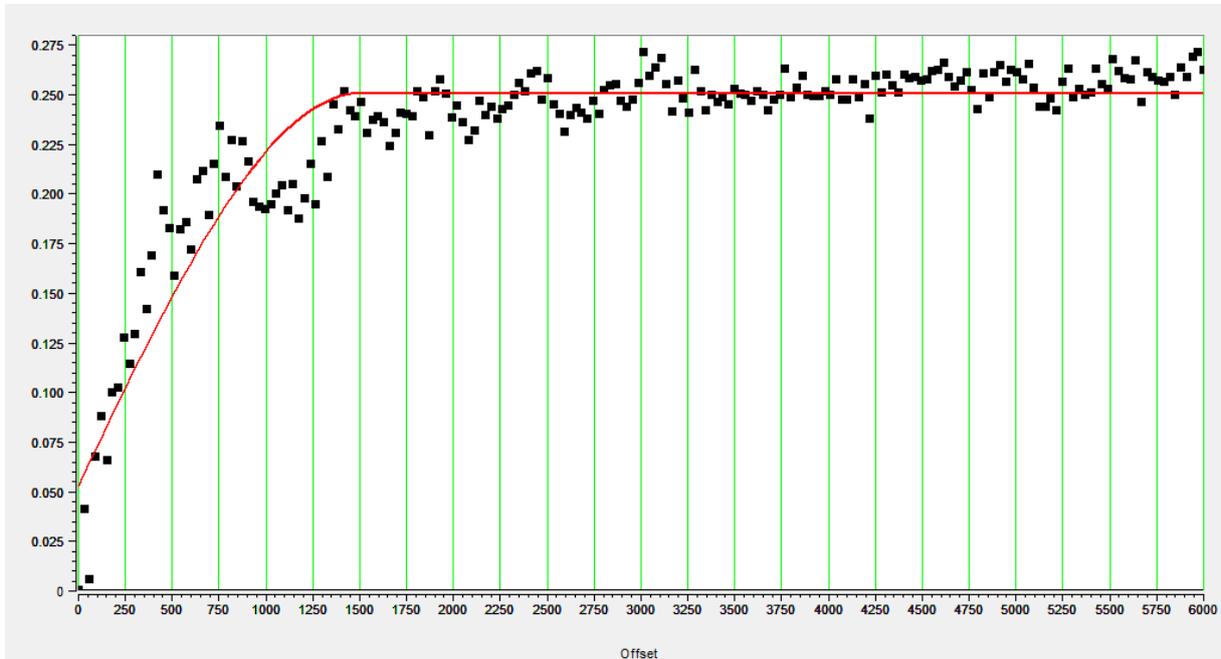


Figura 4.48: Variograma para los valores de COT sobre la base de la Fm. Vaca Muerta, representada por el horizonte SB1.

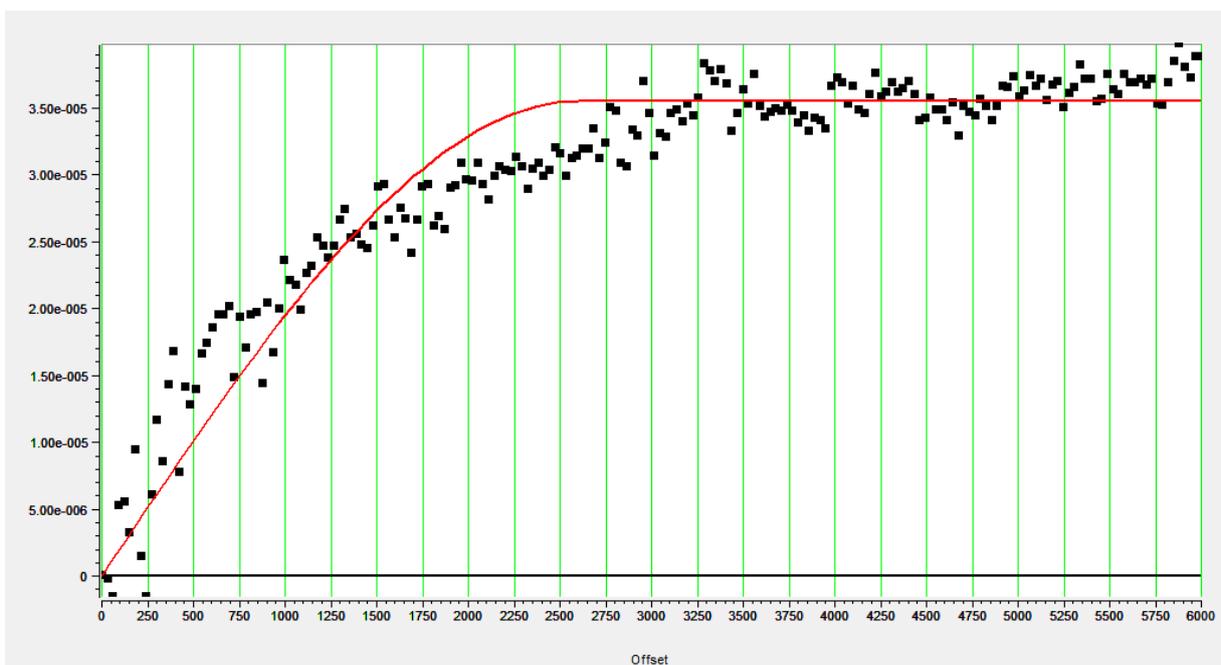


Figura 4.49: Variograma para los valores de COT sobre el horizonte SB4.

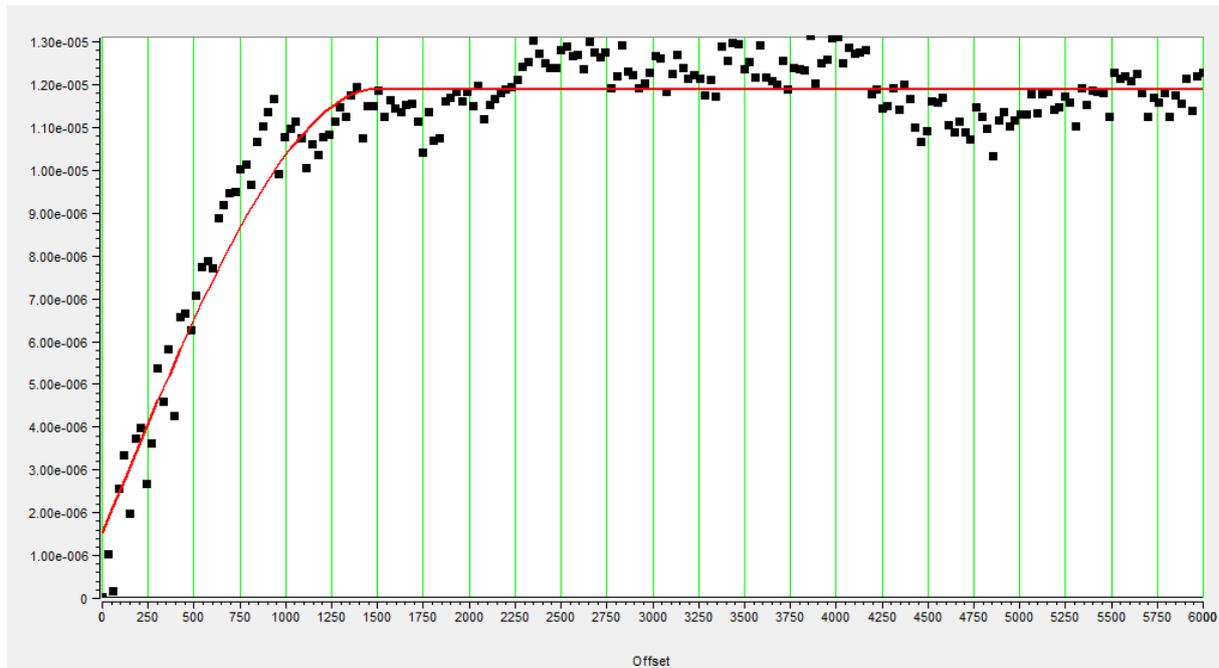


Figura 4.50: Variograma para los valores de COT sobre el horizonte SB6.

De observar los variogramas de las Figuras 4.48 a 4.50, se desprende que el rango es de 2500 metros para el nivel SB4, frente a los 1500 metros observados en los otros niveles. Esto implica que al momento de propagar el COT sobre dicho nivel se incluirán en el cálculo valores de distancias mayores que en los otros.

Finalmente, se corre el algoritmo de Kriging Ordinario utilizando un número máximo de 10000 muestras por cada punto a estimar. El resultado obtenido en el nivel SB1 se presenta en la Figura 4.51. Allí resultan muy notorias las huellas lineales dejadas por la geometría de los datos de entrada, rasgo que sin dudas no es producto de ningún cambio geológico o petrofísico y debe ser eliminado.

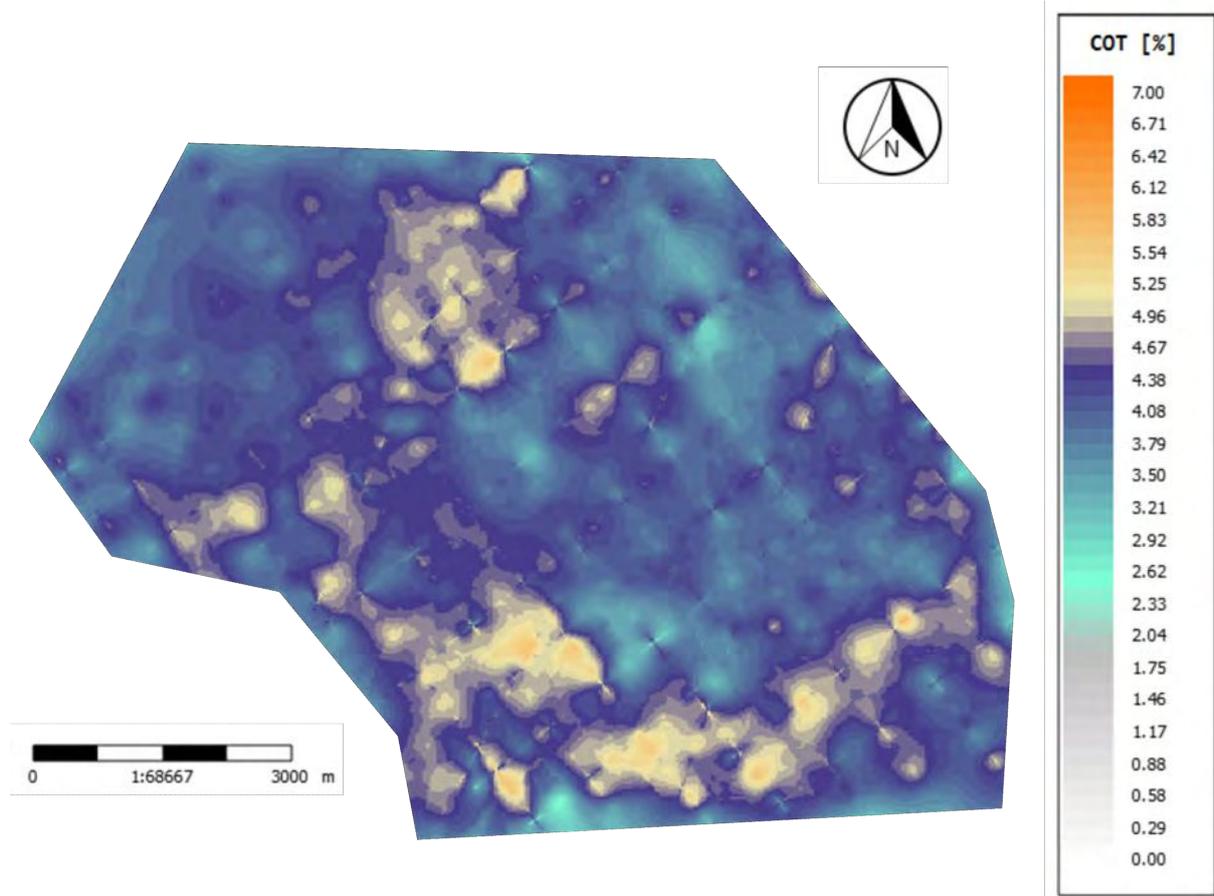


Figura 4.51: Mapa con cobertura areal de valores de COT sobre la base de la Fm. Vaca Muerta, representada por el horizonte SB1.

Con este objetivo, se aplicó un filtro promediador de 15x15 muestras. Los resultados son los mapas de COT de las Figuras 4.52 a 4.54.

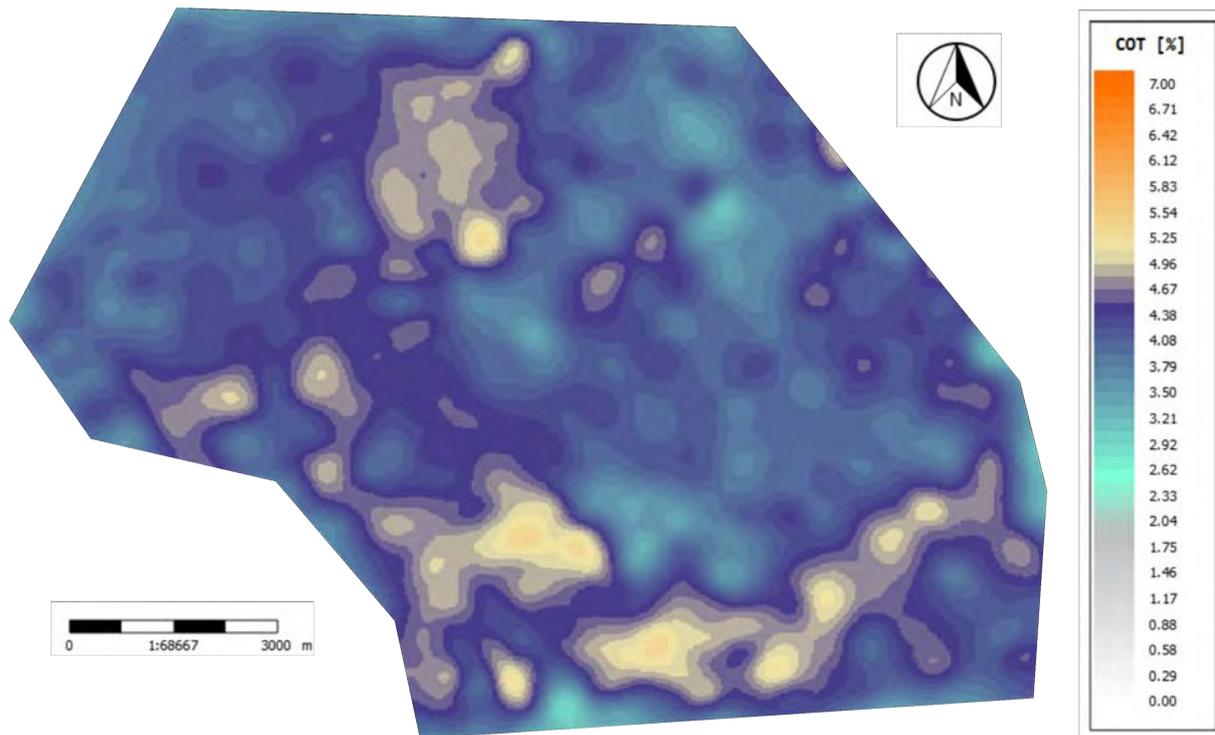


Figura 4.52: Mapa con cobertura areal de valores de COT sobre la base de la Fm. Vaca Muerta, representada por el horizonte SB1.

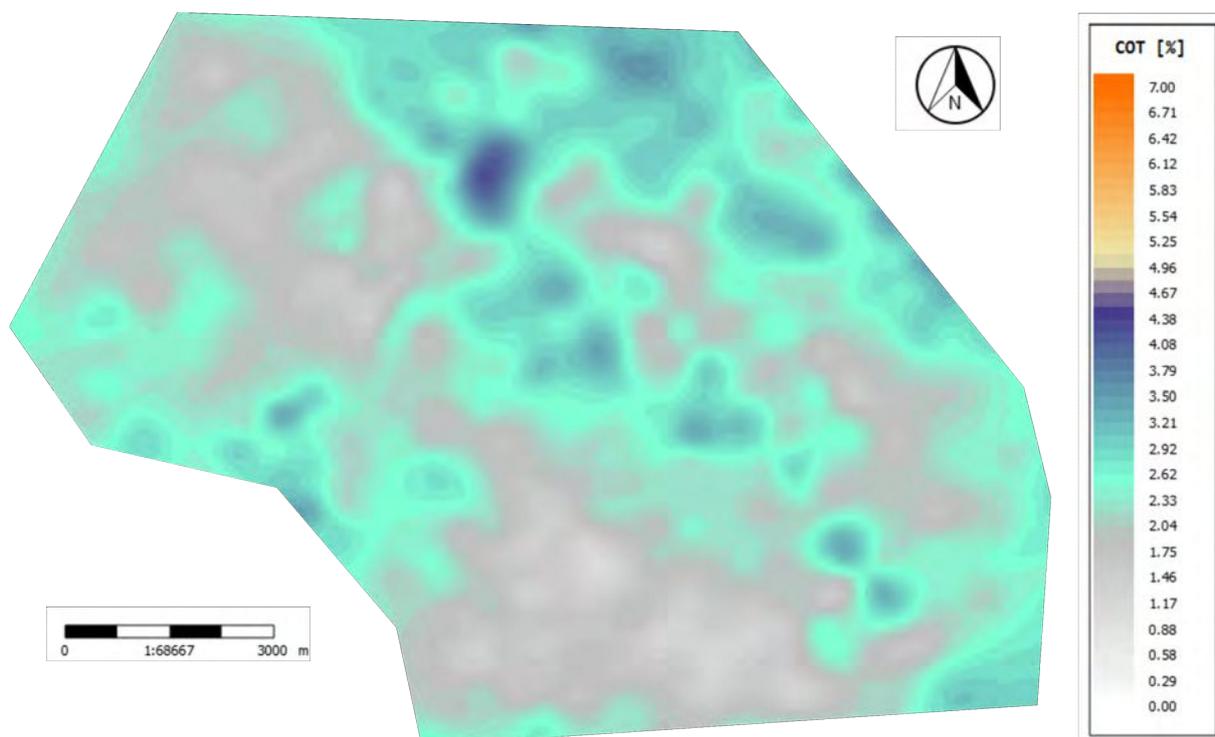


Figura 4.53: Mapa con cobertura areal de valores de COT sobre el horizonte SB4.

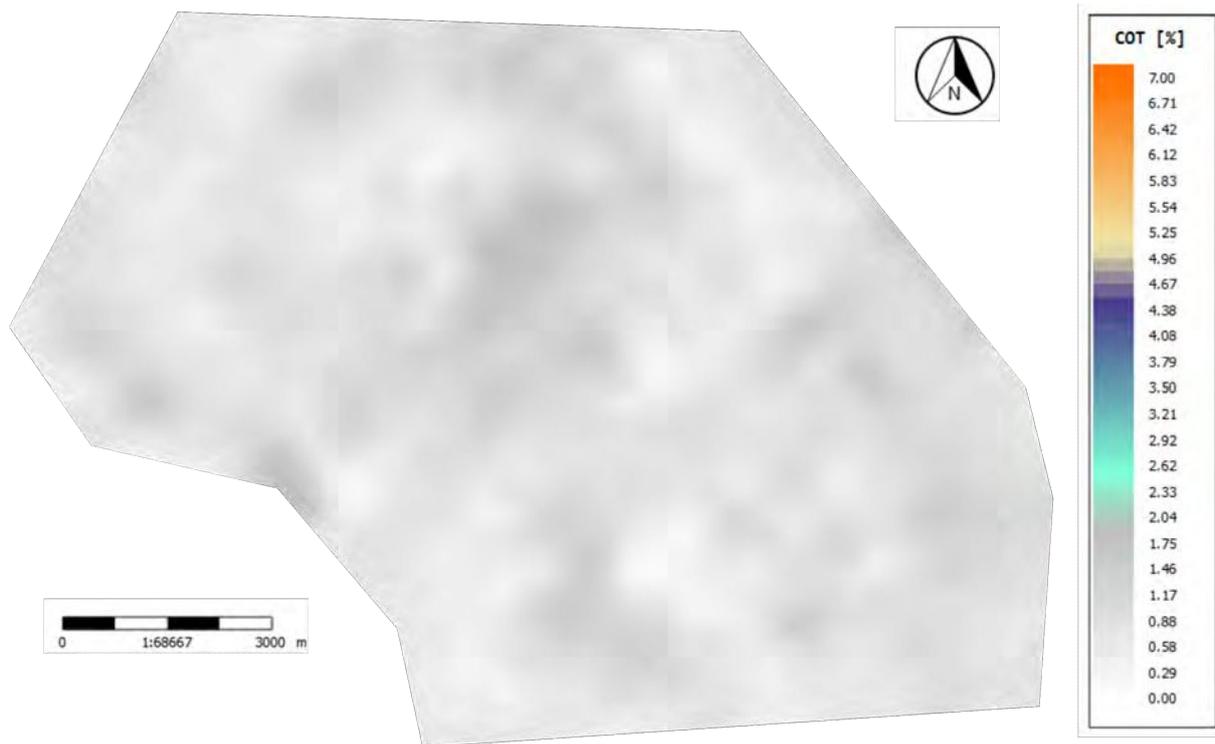


Figura 4.54: Mapa con cobertura areal de valores de COT sobre el horizonte SB6.

## Capítulo 5

# Interpretación de resultados y conclusiones

Como puede apreciarse a partir de la comparación entre las Figuras 4.52 a 4.54 y del perfil de la Figura 4.43, las predicciones de contenido orgánico de la Fm. Vaca Muerta indican que este aumenta hacia la base de dicha formación. Esto está en coincidencia con todos los antecedentes reconocidos para Vaca Muerta, en los que se reconoce como “Cocina” de la formación al nivel basal, inmediatamente por sobre el contacto con las areniscas cementadas de la formación Catriel. Este contacto, caracterizado por un fuerte contraste de impedancias, es un marcador sísmico regional y se constituye en guía sólida para extracciones de mapas que permitan apreciar la variabilidad espacial del contenido orgánico. De los resultados del presente trabajo se distingue claramente la cocina, caracterizada por alto contenido orgánico vinculado a SB1 y SB2, secuencias de baja energía vinculadas al pico de la transgresión y su consecuente preservación de materia orgánica. Es claro el contraste con las secuencias superiores, de presencia orgánica moderada a baja, asociadas a niveles transicionales -Fm. Quintuco-, distinguibles por mayor proporción de carbonatos, con alta impedancia. Tienen que ver con descensos relativos del nivel del mar, consecuentes aumento de la energía del medio y pérdida de las condiciones aptas para la preservación de la materia orgánica.

La interpretación cuantitativa de los resultados está fuera del alcance de la Tesis, aunque se pueden poner de manifiesto dos lineamientos acon-

sejables:

- Uso de lo que se conoce como Pseudo 3D como dato de entrada para una nueva inversión. Este es un volumen sísmico 3D, obtenido a partir de la interpolación/extrapolación de los apilados de las 27 líneas que se llevó a cabo durante el último reprocesamiento, efectuado en 2015. Este dato, aunque más pobre en calidad -pérdida de contenido de alta frecuencia fundamentalmente- tiene el beneficio de la representatividad y continuidad espacial respecto de las líneas, posibilitando una mejor apreciación y mapeo de las tendencias.
- Incorporación de áreas vecinas al análisis. De esta manera se robustecería el entendimiento de la relación entre la calidad de la formación como reservorio con la distribución de facies, enmarcándolo dentro de un esquema regional.

### Conclusiones

Se realizó la caracterización sísmica de la Fm. Vaca Muerta mediante inversión sísmica post-apilado de datos 2D y se robustecieron y compatibilizaron los resultados mediante la incorporación de información proveniente de una inversión pre-apilado vecina.

Luego de la aplicación de las técnicas y procesos desarrollados en el trabajo, se llegaron a las siguientes conclusiones:

- Se logró un alto grado de confiabilidad en la vinculación de la información de pozos con los datos sísmicos durante el proceso de amarre, evidenciados por valores elevados de correlación (ver Tabla 4.2). La baja dispersión de fase -levemente negativa, con un promedio de  $-15.2^\circ$ - no solo aporta certidumbre a esta vinculación sino que también proporciona información sobre la ondícula y el grado de uniformidad espacial de su espectro de fase.
- El elevado grado de correlación alcanzado durante el amarre de los pseudo-pozos permite validar la calibración de los resultados con los

de la inversión 3D vecina. En este sentido, la incorporación de las tendencias de alta impedancia identificadas en el noroeste del 3D, como se aprecia de la comparación entre las Figuras 4.27 y 4.29, resulta clave para la interpretación del potencial exploratorio en el área de interés.

- Se destaca la calidad de la inversión sísmica, que siendo evaluada en los puntos de control (pozos), puede asumirse similar para el resto de las posiciones. En las Figuras 4.35 a 4.39 puede apreciarse el elevado grado de consistencia geofísica de la solución de inversión en los puntos de control. Esto se desprende de la baja proporción de la energía sísmica observada que no es predicha por la sísmica sintética derivada del modelo invertido. Al mismo tiempo, en las mismas Figuras 4.35 a 4.39 puede apreciarse el bajo error alcanzado en la predicción del modelo terrestre. Esto queda ilustrado en los cross-plot de dichas figuras, donde los puntos siguen la tendencia de la recta de pendiente unidad. La buena predicción del modelo terrestre causa el elevado grado de correlación entre las impedancias calculadas a partir de datos de pozo -curva azul en los paneles izquierdos de las Figuras 4.35 a 4.39- y las impedancias predichas -curva roja en el mismo panel-.
- Los resultados obtenidos dan buenas predicciones del potencial intrínseco de la formación vinculado a las variaciones del contenido orgánico. No obstante, debido a la naturaleza apilada de los datos sísmicos con los que se cuenta, no se pudieron determinar los valores de otros parámetros petrofísicos y geomecánicos como por ejemplo la fragilidad. Por lo tanto, no es posible seleccionar las mejores locaciones para inducir fracturas que posibiliten el drenaje de los hidrocarburos asociados.

# Bibliografía

- [1] **Shuey, R. T.**, *A simplification of the Zoeppritz equations*, Geophysics, Vol. 50, pp. 609–614, 1985.
- [2] **Simm, R. y Bacon, M.**, *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*, Cambridge University Press, Cambridge, 2014.
- [3] **Yilmaz, O.**, *Seismic Data Analysis*, Society of Exploration Geophysicists, 2001.
- [4] **Casadio, S., Ponce, J., Montagna, A., Carmona, N., Brisson, I., Buhler, M., Fernandez, M., Canale, N., Sigismondi, M. y Talevi, M.**, *Geología de la Cuenca Neuquina y sus sistemas petroleros. Una mirada integradora desde los afloramientos al subsuelo*, 2015.
- [5] **Barclay, F., Bruun, A., Rasmussen, K. B., Alfaro, J. C., Cooke, A., Cooke, D., Salter, D., Godfrey, R., Lowden, D., McHugo, S., Özdemir, H., Pickering, S., Pineda, F. G., Herwanger, J., Volterrani, S., Murineddu, A., Rasmussen, A. y Roberts, R.**, *Inversión sísmica: Lectura entre líneas*, Oilfield Review, 2008.
- [6] **Magoon, L. B. y Dow, W. G.**, *The Petroleum System. From Source to Trap*, 1994.
- [7] **White, R. y Simm, R.**, *Tutorial: Good practice in well ties*, First Break, Vol. 21, pp. 75–83, Oct. 2003.
- [8] **Russell, B.**, *Comparison of poststack seismic inversion methods*, SEG Technical Program Expanded Abstracts, 1999.

- [9] **Telford, W. M., Telford, W. M., Geldart, L. P. y Sheriff, R. E.**, *Applied Geophysics*, Cambridge University Press, 1990.
- [10] **Franzese, J., Spalletti, L., Pérez, I. y Macdonald, D.**, *Tectonic and paleoenvironmental evolution of Mesozoic sedimentary basins along the Andean foothills of Argentina (32°–54°S)*, *Journal of South American Earth Sciences*, Vol. 16, pp. 81–90, May 2003.
- [11] **Passey, Q., Bohacs, K., Esch, W., Klimentidis, R. y Sinha, S.**, *From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir - Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale Gas Reservoirs*, Jun. 2010.
- [12] **Cander, H.**, *What Are Unconventional Resources A Simple Definition Using Viscosity and Permeability*, 2012.
- [13] **Legarreta, L.**, *Las facies generadoras de hidrocarburos de la Cuenca Neuquina*, Petrotecnia, 2012.
- [14] **Howell, J., Veiga, G., Spalletti, L. y Schwarz, E.**, *The Neuquén Basin, Argentina - A Case Study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics*, 2015.
- [15] **Vergani, G., Arregui, C. y Carbone, O.**, *Sistemas petroleros y tipos de entrapamientos en la Cuenca Neuquina*, *Geología y Recursos Naturales de la Provincia de Neuquén: XVIII Congreso Geológico Argentino*, pp. 645–656, 2011.
- [16] **Hampson, D.**, *Simultaneous inversion of pre-stack seismic data*, *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, 2005.
- [17] **Veeken, P. y Silva, M.**, *Seismic Inversion Methods and some of their constraints*, *First Break*, Vol. 22, Jun. 2004.
- [18] **Sheriff, R. E. y Geldart, L. P.**, *Exploration Seismology*, Cambridge University Press, Cambridge, 2nd edn., 1995.

- [19] **Russell, B. y Hampson, D.**, *Manual de usuario de Hampson-Russell Suite*, Sep. 2008.
- [20] **Crousse, L. C., Cuervo, S., Vallejo, D., Mosse, L., Fischer, T. y McCarty, D.**, *Unconventional Shale Pore System Characterization in El Trapial Area, Vaca Muerta, Argentina, Proceedings of the 3rd Unconventional Resources Technology Conference*, American Association of Petroleum Geologists, San Antonio, Texas, USA, 2015.