

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PLATA



Facultad de Ciencias Astronómicas y Geofísicas

*Caracterización sísmica de la Formación Vaca
Muerta al Noreste de la cuenca neuquina*

Autora:

Manuela Angulo

Director:

Federico G. E. Späth

Codirectora:

Julia E. Bouhier

La Plata
Mayo 2022



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

Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecer a mis directores, Fede y Juli. Siempre estuvieron para guiarme y ayudarme durante todo el proceso de trabajo. Gracias por la paciencia y el compromiso asumido, sin ustedes nada de esto sería posible.

A YPF S.A. por brindar a disposición los datos que el proyecto requería.

A Pablo Álvarez por su buena predisposición, ayudarme y compartir sus conocimientos conmigo, en verdad, valoro mucho ese gesto.

A Papá y Mamá, lo máspreciado en este mundo. Mis personas favoritas. Los Héroes de esta historia. Con ellos todo es fácil, no sé cómo lo hacen. Les debo todo lo que soy y más aún.

A esas dos personas que dividen mi corazón en mitades exactamente iguales: Martu y Lu. Ese amor de hermana que siempre te llena el alma, gracias por estar en cada paso.

A Joaqui, mi compañero de vida, por encargarse todos los días de sacarme una sonrisa. Siempre listo, él saca lo mejor de las personas, lo mejor de mi.

A las hermanitas elegidas: Agus, Bris, Flor y Mica. Qué hermosa vida me dieron, los momentos compartidos no los cambio por nada ni nadie.

A mis amiguitas académicas, por compartir nervios, charlas, estudios y los infaltables mates lavados en cada clase. Hicieron de esta carrera una segunda casa para mi. Romi, Flor, Juli, Dolo, Nati, Lumi, Rosi, Pi, Estefi, Viqui, Menchu y Nachi, gracias por estar siempre.

A los chicos, los divertidos, los desestresados, los que siempre están de buen humor y con algo nuevo que contar. Tincho, Marco, Tomi, Agus, Ale, Puma, Panchito, Feli, Humo, Betu, Nacho, etc. Qué lindo que formen parte de mi vida.

Y por último, a la FCAGLP de la UNLP, su personal docente y no docente, por brindarnos un espacio de enseñanza ampliamente calificado. Cada esfuerzo vale la pena.

En fin:

A todo el mundo ♡

Por y para ella: Abue Ki.



Índice general

Capítulo	Página
1. Introducción	3
1.1. Objetivo del trabajo	3
1.2. Ubicación de la zona de estudio	4
1.3. Marco geológico	5
1.3.1. Contexto estratigráfico	5
1.3.2. Contexto estructural	7
1.3.3. Presencia de intrusivos	8
2. Marco teórico	9
2.1. Caracterización sísmica	9
2.2. Inversión de amplitudes sísmicas	10
2.2.1. Inversión de amplitudes sísmicas post-stack:	11
3. Datos del proyecto	15
3.1. Datos sísmicos	15
3.1.1. Control de calidad	18
3.2. Datos de pozos	20
3.2.1. Control de calidad	23
4. Inversión Sísmica	29
4.1. Calibración pozo-sísmica	30
4.1.1. Estimación de ondícula	30
4.1.2. Sismograma sintético	31
4.1.3. Amarre de pozos	31
4.1.4. Amarre del pozo 5	32
4.2. Interpretación sísmica	36
4.3. Estudio de factibilidad	38

4.3.1. Conclusiones	47
4.4. Modelo de bajas frecuencias	48
4.5. Inversión sísmica	50
4.5.1. Pruebas de inversión	50
4.5.2. Resultados de la inversión	52
4.5.3. Control de calidad de la inversión	55
5. Interpretación de resultados	57
5.1. Volumen de porosidad	57
5.2. Control de calidad	60
5.3. Interpretación del volumen de porosidad	62
6. Conclusiones	64
Índice de figuras	66
Bibliografía	67

Capítulo 1

Introducción

En este capítulo se define cuál es el objetivo del presente trabajo y se muestra la ubicación del área de estudio. También se describe el contexto geológico del área, donde se detalla cómo es la estratigrafía de los niveles de interés, sus rasgos estructurales y la presencia de intrusivos dentro del reservorio.

1.1. Objetivo del trabajo

El objetivo de este trabajo es caracterizar sísmicamente a la Fm. Vaca Muerta en un intervalo que abarca desde la Segunda Cocina hasta su base, en un área ubicada al noreste de la Cuenca Neuquina que se encuentra en etapas tempranas de desarrollo.

El trabajo de caracterización sísmica sobre estos niveles del subsuelo consiste en describir las propiedades petrofísicas que poseen las formaciones geológicas. Para ello se debe contar con un conocimiento previo del contexto estratigráfico y estructural del área, así como también con el conjunto de datos sísmicos y de pozos, que funcionan como una fuente de información.

Sobre el intervalo de interés, mediante inversión sísmica post-stack, se pretende conocer las variaciones laterales y verticales de la impedancia acústica (Z_p). Luego, a partir de relaciones empíricas, obtener parámetros petrofísicos propios del reservorio como porosidad, contenido orgánico total (COT), saturación de agua (S_w), contenido de arcillas (V_{clay}), entre otros.

Mediante la interpretación de los resultados obtenidos es posible identificar, sobre el modelo geológico del subsuelo, zonas favorables y de potencial para el desarrollo del área.

1.2. Ubicación de la zona de estudio

El área en estudio se ubica en el sector Noreste de la Cuenca Neuquina y tiene una extensión de 400 Km² (fig. 1.1).

En esta zona se cuenta con registros sísmicos 3D y datos de 16 pozos distribuidos en toda el área, los cuales han sido provistos por la compañía YPF S.A. Este sector comprende distintas áreas operadas por YPF, como Narambuena, el sector este de Chihuido y el sector oeste de Puesto Hernández. En referencia a trabajos previos de caracterización, en el 2018 se realizó un estudio mediante inversión sísmica post-stack en el sector sur de la zona (Pasiecznik, 2018).

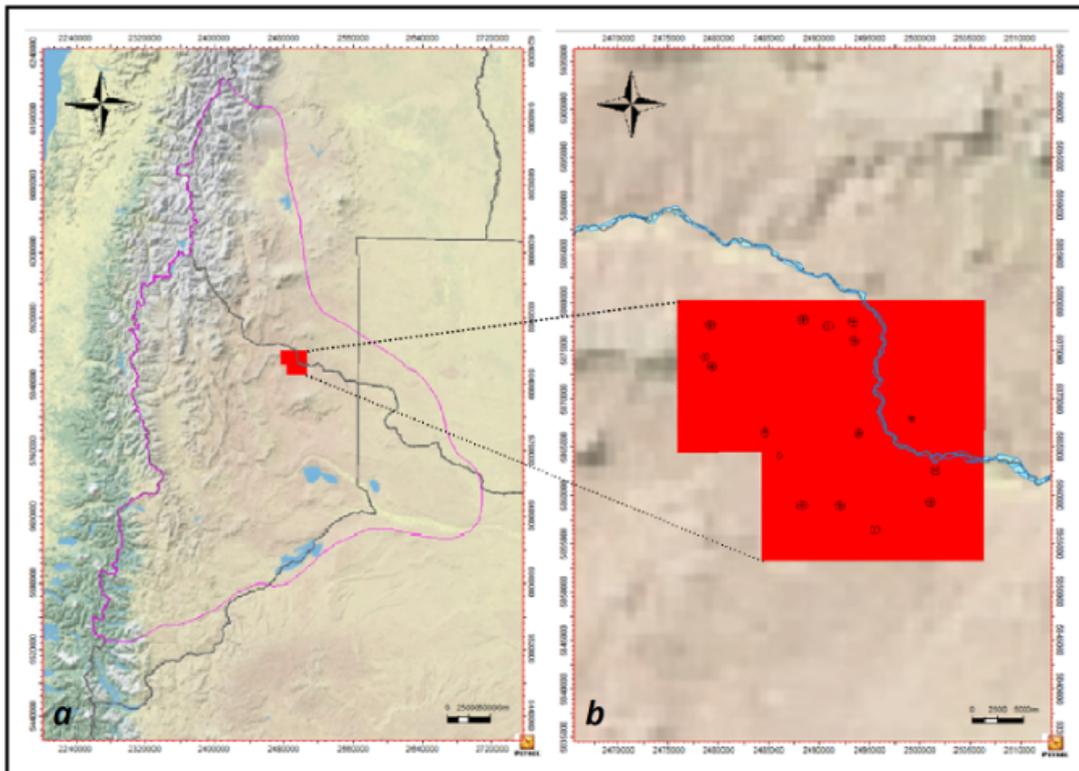


Figura 1.1: a)Ubicación geográfica de la cuenca neuquina. b)Área de interés y ubicación de pozos, situado al noreste de la cuenca.

1.3. Marco geológico

1.3.1. Contexto estratigráfico

En la zona de interés, la secuencia Quintuco-Vaca Muerta se encuentra en etapas tempranas de desarrollo y se destaca por su gran extensión, con un espesor promedio de 500 m. El sistema está compuesto principalmente por tres litofacies bien definidas: lutitas calcáreas, margas y lutitas siliciclásticas, y posee un alto contenido de COT (mayor al 3%) (González et al., 2018).

En particular, en este proyecto se estudia el intervalo inferior del sistema que comprende un espesor de 350 m aproximadamente y queda definido a partir de los siguientes niveles de interés: Segunda Cocina (SC), Berriasiano Superior (Bs-4), Berriasiano Inferior (Bi-3), Orgánico Superior (Os-2) y Cocina. En la figura 1.2 se muestra una sección de impedancias acústicas con la columna estratigráfica correspondiente a la zona. Además, se muestra un corte estratigráfico de la Fm. Vaca Muerta sobre la cuenca, donde se identifica el área de trabajo (rojo) y el desarrollo de muchos niveles de interés no convencional.

Según González et al. (2018), la estratigrafía de la zona se puede clasificar como:

COCINA: Esta secuencia presenta un espesor medio de 40 m. La parte inferior del intervalo se caracteriza por un alto contenido de carbonatos. Por encima se distribuyen facies que poseen un incremento de lutitas siliciclásticas negras y microfósiles. La parte superior muestra un aumento de litofacies calcáreas. Esta secuencia se desarrolla desde la base de Vaca Muerta (BVM) hasta el Regresivo (Reg).

ORGÁNICO SUPERIOR: Posee aproximadamente 16 m de espesor. El intervalo inferior de la secuencia está compuesto en su mayoría por minerales de cuarzo y arcillas que destacan en relación al contenido de carbonatos. Además, este tramo presenta litofacies de margas y lutitas siliciclásticas. En la parte superior se evidencia un bajo contenido de carbonatos, un contenido de COT alto y un aumento de la porosidad total.

BERRIASIANO INFERIOR: Se caracteriza por presentar un espesor constante de casi 50 m. En este nivel predominan niveles de calcita que se desarrollan entre la sección inferior y la sección superior del intervalo. Observando la parte superior, es posible detectar un aumento de fósiles representados por radiolarios y tobas calcitizadas.

BERRIASIANO SUPERIOR: El espesor que puede alcanzar este intervalo oscila entre los 100 m y 130 m. Los primeros metros presentan una abundante cantidad de margas y lutitas, con carbonatos en menor medida. Esta secuencia se caracteriza por ser rica en materia orgánica, como los microfósiles. Para el tramo superior, el contenido de carbonatos aumenta considerablemente.

SEGUNDA COCINA: Presenta un gran espesor. El intervalo inferior posee un espesor

medio de 80 m y presenta continuidad lateral. Sobre este tramo es posible identificar lutitas siliciclásticas intercaladas con margas, mientras que en un tramo superior se puede encontrar que los espesores de toba son mayores. La segunda secuencia (sección superior), presenta espesores variables entre los 25 m y 40 m. Las litofacies observadas sobre este intervalo son similares a la sección antes mencionada.

QUINTUCO: El espesor varía entre los 160 m y los 260 m. Los sedimentos arcillosos que conforman este intervalo son de origen terrígenos, con poco contenido de materia orgánica y constituido principalmente por litofacies de lutitas laminadas, así como areniscas y limolitas laminadas.

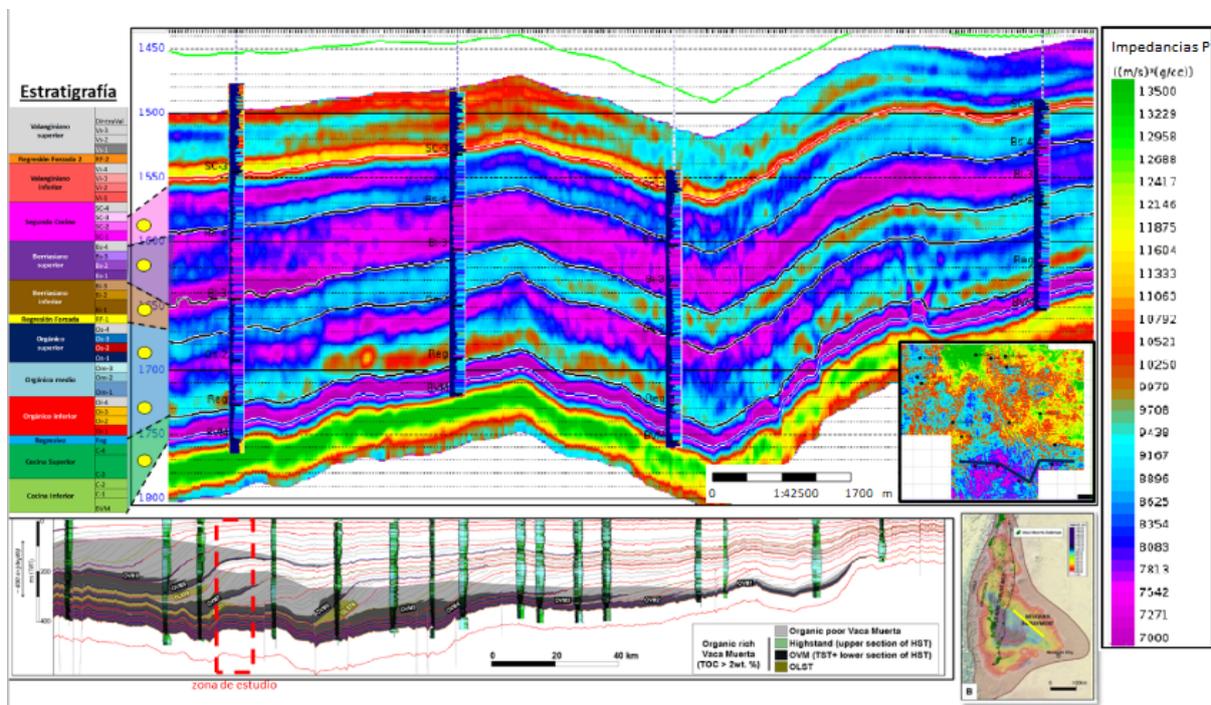


Figura 1.2: Arriba: Sección de impedancias acústicas asociada a la columna estratigráfica de la zona. Se identifican con puntos amarillos las unidades geológicas de interés. Abajo: Corte estratigráfico de la Fm. Vaca Muerta sobre una escala regional de la cuenca (extraído de Dominguez et al., 2019). En rojo se identifica la posición estratigráfica de la zona de trabajo.

1.3.2. Contexto estructural

La estructura del subsuelo presenta reflectores subparalelos, con un leve buzamiento en dirección SW y una inclinación próxima a los 4° (Álvarez et al. 2020).

La zona se encuentra afectada por dos familias de fallas principales, que determinan el comportamiento estructural. Las mismas predominan sobre los niveles inferiores de la Fm. Vaca Muerta, uno de orientación E-NE y otro de orientación N-NW. Según las relaciones de corte observadas, el conjunto de fallas con dirección E-NE corta al grupo de fallas N-NW. Esto permite asumir que el conjunto de fallas con orientación N-NW antecede al patrón E-NE (Cristallini E., 2002).

Según Álvarez et al. (2020), también se exhiben conjuntos de fallas a lo largo de la estratigrafía, que son de carácter normal e inverso y presentan un mínimo rechazo. La figura 1.3 muestra un mapa de amplitud sísmica correspondiente a la base de la Fm. Vaca Muerta, donde se aprecian polígonos de fallas sobreimpuestas al horizonte.

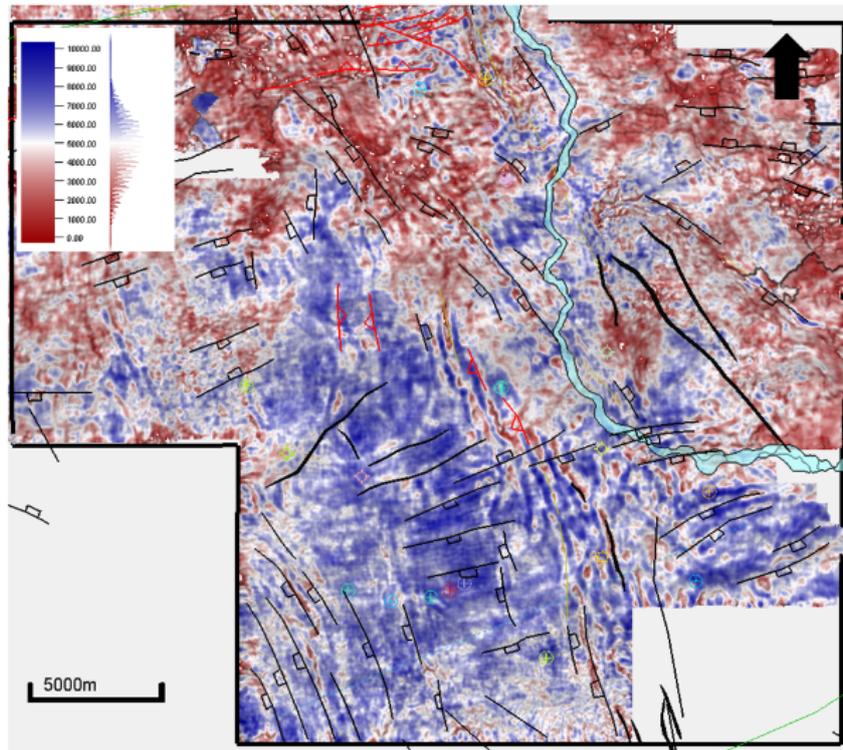


Figura 1.3: Amplitud sísmica de la base de la Fm. Vaca Muerta. Los cambios reflejan rasgos estructurales presentes en la zona estudiada: Familia de fallas de dirección E-NE y N-NW. Se muestran los polígonos de fallas recopilados en la Memoria de Vaca Muerta (Marchal et al., 2020.)

1.3.3. Presencia de intrusivos

En el sector noroeste del área de estudio se reportaron cuerpos intrusivos sobre todos los niveles de interés. Se trata de cuerpos ígneos jóvenes, datados entre los 5 y 15 *Ma*. Los mismos son de carácter concordante y discordante, sills y diques, respectivamente (Álvarez et al., 2019).

Álvarez et al. (2019) menciona además que la región cuenta principalmente con cuerpos ígneos subsísmicos (concordantes), lo que no solo dificulta su reconocimiento sobre la sísmica, sino también el emplazamiento de ellos.

Es importante identificar los eventos intrusivos ya que los mismos pueden estar relacionados a la presencia de CO_2 , lo cual implica diseños particulares de instalaciones de producción en superficie. Además, el desarrollo que los cuerpos ígneos presentan permite obtener información sobre el régimen de esfuerzos geomecánicos en el intervalo, lo que resulta favorable en el proceso de diseño de fracturación hidráulica. También se debe considerar, que los cuerpos intrusivos pueden actuar como una barrera que impida la efectividad de la estimulación hidráulica del reservorio.

Capítulo 2

Marco teórico

En este capítulo se describen los principios básicos para caracterizar un reservorio y se desarrollan los fundamentos teóricos del proceso de inversión de amplitudes sísmicas. Referido a esto se detallan los procedimientos necesarios para aplicar una inversión pre y post-stack. En relación a ésta última, se menciona la inversión *recursiva* y *sparse-spike*. Por último se describe la inversión basada en un modelo, exhibiendo criterios fundamentales para la realización del trabajo.

2.1. Caracterización sísmica

El estudio de caracterización sísmica de reservorio comprende el análisis y conocimiento de distintas facies del subsuelo, donde se describe el comportamiento de las propiedades petrofísicas sobre unidades formacionales para áreas en etapas exploratorias o de desarrollo. Se busca identificar sobre el área de estudio regiones y niveles favorables para perforar un pozo, así como también entender la conducta de bajo rendimiento productivo que presentan pozos ya confeccionados en el área.

Para llevar adelante este análisis existen diversos procedimientos que dependen principalmente del tipo y calidad del dato con el que se trabaje (estudios AVO, inversión de amplitudes sísmicas, empleo de redes neuronales para propagación de propiedades, etc.). No obstante, cualquier metodología implementada utiliza como criterio básico el reconocimiento y la interpretación de zonas con fuerte contraste lateral y vertical de propiedades.

En este proyecto se realiza una caracterización sísmica de reservorio con datos post-apilado. Esto requiere de la interpretación de horizontes, la aplicación de técnicas de inversión post-stack, vinculación de propiedades de reservorio con los resultados de la inversión, y la interpretación cualitativa y cuantitativa de los resultados.

2.2. Inversión de amplitudes sísmicas

La inversión sísmica se efectúa con el propósito de obtener un mapeo general sobre propiedades del subsuelo cuya respuesta sísmica detalle, ajuste bien y sea representativo de la geología en la zona. Para ello, el método propone obtener parámetros elásticos mediante distintos procesos que inicialmente se aplican empleando datos sísmicos y datos de pozos. Luego, los parámetros elásticos son vinculados a parámetros petrofísicos empleando diversas técnicas.

En particular, como resultado de la inversión sísmica post-stack se obtiene un cubo de impedancias P que se utiliza para propagar propiedades petrofísicas del reservorio. Esta propagación de propiedades se realiza teniendo en cuenta relaciones empíricas calibradas entre la impedancia acústica (Z_p) y diversas propiedades de reservorio donde, dependiendo de la correlación obtenida entre los datos, es posible estimar el comportamiento petrofísico de las rocas en la región.

Los resultados finales se consolidan en una etapa de control de calidad e interpretación que permite definir regiones y niveles de propiedades favorables sobre distintos depósitos sedimentarios.

A continuación, se describen las características principales de las inversiones sísmicas que se pueden implementar según el dato de entrada.

- **Inversión Elástica (Pre-stack):**

En este tipo de inversión los datos de entrada utilizados corresponden a registros de punto profundo en común (*CDP-gathers*) o punto de reflexión común (*CRP-gathers*), velocidades sísmicas y datos de pozos (perfiles de velocidad de onda P y S, y densidad). El análisis de inversión pre-apilada utiliza como fundamentos teóricos la variación de amplitud de las trazas sísmicas, según el ángulo de incidencia que poseen, para identificar variaciones laterales de propiedades elásticas dentro del intervalo geológico que se estudie. Mediante esta técnica es posible encontrar parámetros elásticos de la roca como: impedancia de ondas P, impedancias de ondas S y densidades asociadas.

- **Inversión Acústica (Post-stack):**

Para este tipo de inversión los datos de entrada corresponden a un volumen de trazas sísmicas que han sido migradas y apiladas durante una etapa previa, en el procesamiento de datos sísmicos. El apilamiento de trazas se produce corrigiendo y sumando en fase un conjunto de trazas que poseen un punto común medio (PCM),

con el propósito de mejorar la señal y minimizar el ruido presente. La traza suma resultante adquiere un refuerzo de la energía, que se refleja en un incremento de la relación señal-ruido. Esta traza representa una reflexión con incidencia normal sobre el punto medio. Además, debe considerarse la información de pozos (velocidad de ondas P y densidad) a partir de la cual se genera un modelo inicial de impedancias acústicas (Z_p).

2.2.1. Inversión de amplitudes sísmicas post-stack:

Desde el punto de vista teórico, las trazas que forman la sección sísmica se generan mediante la convolución de la reflectividad y una ondícula representativa de la sísmica (Modelo Convolutivo), como se observa en la siguiente ecuación :

$$s_t = r_t * w_t + n_t$$

Donde, para cada muestra t :

$s_t = \text{Trazassmica}$

$r_t = \text{Reflectividaddelsubsuelo}$

$w_t = \text{Ondculassmica(fuente)}$

$n_t = \text{Ruidoaditivo}$

Si se aplica una deconvolución sobre los datos es posible remover el efecto de la ondícula y estimar los coeficientes de reflexión, que permiten obtener un modelo de impedancias P asociado, como se observa a continuación, donde w_t^{-1} representa la ondícula invertida y se ha despreciado el aporte del ruido aditivo (n_t), ya que se asume posible atenuarlo en una etapa previa a la inversión.

$$s_t * w_t^{-1} = (r_t * w_t) * w_t^{-1} = r_t * \delta_t = r_t$$

En la figura 2.1 se presenta un esquema representativo de la operación deconvolución mencionada.

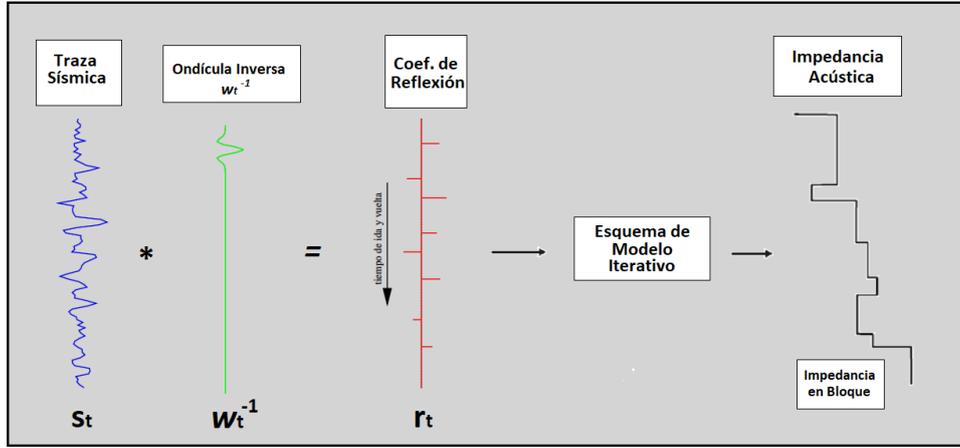


Figura 2.1: Esquema del proceso de Inversión sísmica post-stack, considerando la teoría del Modelo Convolutivo (extraído y modificado de Velis D., 2021)

Existen diferentes alternativas y métodos para realizar una inversión sísmica post-stack. En todos los casos, debe deconvolucionarse primero la ondícula w_t para remover su efecto. Algunas de las posibles técnicas aplicadas se detallan a continuación.

■ **Inversión recursiva:**

Método iterativo mediante el cual es posible encontrar valores de impedancias acústicas propias de cada secuencia estratigráfica teniendo en cuenta un valor inicial arbitrario en el cálculo recursivo de impedancias:

$$Z_{i+1} = Z_i * \left[\frac{1 + r_i}{1 - r_i} \right]$$

Donde Z_i representa la impedancia acústica de la capa i -ésima y r_i refiere a los coeficientes de reflexión a incidencia normal. Para obtener los r_i , se debe aplicar una deconvolución sobre los datos sísmicos. Además, como los resultados de impedancias presentan un espectro de frecuencias con el mismo ancho de banda que la sísmica, es necesario agregar información de impedancias P asociadas a las bajas frecuencias.

Esta técnica de inversión es poco utilizada y los resultados suelen ser poco significativos ya que no tiene en cuenta información relevante sobre la ondícula (Simm et al. 2014).

- **Inversión sparse-spike:**

Esta técnica consiste en obtener datos de impedancias P asumiendo una serie de coeficientes de reflexión dispersa que es estimada de la traza sísmica. Como los resultados obtenidos derivan directamente de las secciones sísmicas, es posible que los mismos no sean consistentes en su totalidad con la información de pozo o con las secciones geológicas conocidas. Es por ello que deben implementarse algunas restricciones previas a su utilización, para hallar una inversión sofisticada y coherente (Simm et al. 2014).

- **Inversión basada en modelo:**

La característica principal que define a las inversiones basadas en modelos es la generación de un modelo inicial que se calibra utilizando el dato sísmico e información de pozo. Esto se logra mediante un procedimiento iterativo hasta obtener resultados que presenten errores mínimos entre la sísmica sintética y la sísmica real.

La base de la inversión comienza con la generación de un modelo de bajas frecuencias (no presentes en el espectro de amplitud de la sísmica) de impedancias acústicas sobre el intervalo de interés que es obtenido a partir de las velocidades y densidades provistas en los pozos. Además de un modelo, para realizar la inversión es necesario estimar una ondícula que represente bien al dato sísmico teniendo en cuenta los parámetros de amplitud, frecuencia y fase. Si se realiza la convolución entre el modelo generado y la ondícula estimada, es posible obtener una traza sísmica sintética. Esta traza sintética puede definirse como un modelado del comportamiento del subsuelo ante la presencia de una perturbación, representada por la ondícula.

A partir de la comparación entre la traza sísmica sintética (dato calculado) y la traza suma obtenida de la sección sísmica (dato real), y según su discrepancia, se modifica el modelo inicial repitiéndose en forma iterada la secuencia antes mencionada, con el objetivo de mejorar la semejanza entre trazas y minimizando su error.

Para entender esta técnica, la figura 2.2 muestra el comportamiento de impedancias obtenido para el espectro de la sísmica y para un espectro completo.

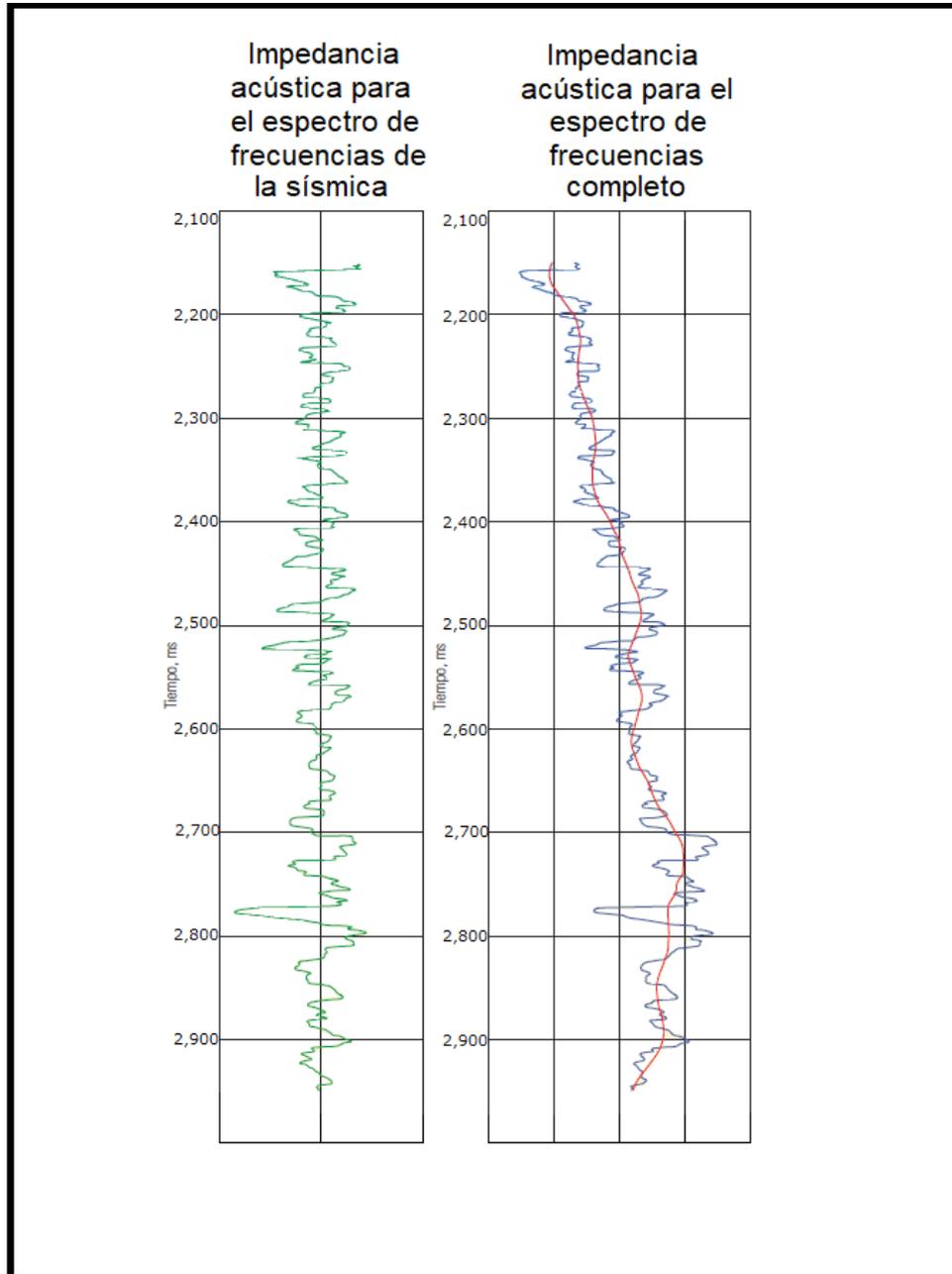


Figura 2.2: Izquierda: Valores de impedancias acústicas obtenidas a partir de la inversión sísmica para el espectro de frecuencias sísmicas. Derecha: Modelo de Impedancias acústicas total con un espectro de frecuencias completo.

Capítulo 3

Datos del proyecto

En este capítulo se presentan los datos utilizados en el trabajo, y se analiza la información provista por el volumen sísmico y los registros de pozos. Además, se realiza un control de calidad tanto para la sísmica como para los pozos, donde se generan mapas de amplitud sísmica media cuadrática (RMS) y gráficos de dispersión que permiten analizar la calidad y realizar el acondicionamiento de los datos de pozos, respectivamente.

Para alcanzar el objetivo propuesto, se toma información de un cubo sísmico post-stack y registros de 16 pozos, cedidos por la compañía YPF.S.A.

3.1. Datos sísmicos

Los datos sísmicos del proyecto son el resultado de un procesamiento *merge* pre-stack, que ocupa aproximadamente 400 Km² de extensión y cubre casi todo el área de interés. El *merge* está constituido por 8 proyectos sísmicos individuales, identificados en la figura 3.1. En la figura 3.2 se observa el *fold* completo del relevamiento, donde se puede ver que los bloques V, VI y VII poseen menor *fold*. Esto explica, en parte, la baja calidad que presentan los datos sísmicos sobre las secciones sísmicas que atraviesan ese sector.

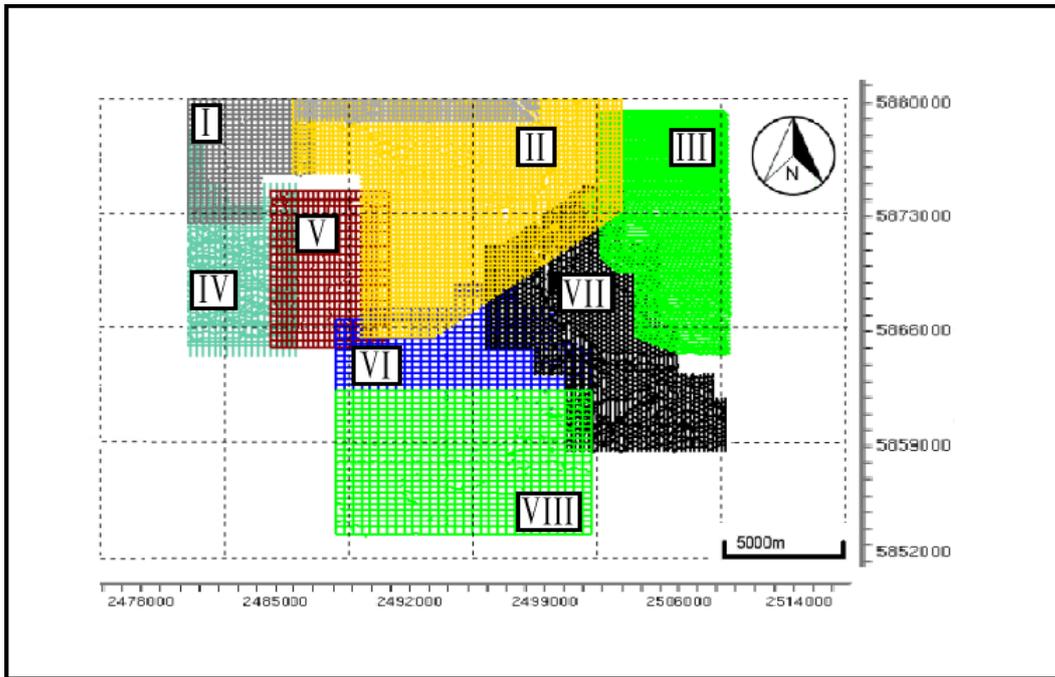


Figura 3.1: Proyectos sísmicos que conforman el merge sísmico 3D (Lorenzo, D. et al., 2003).

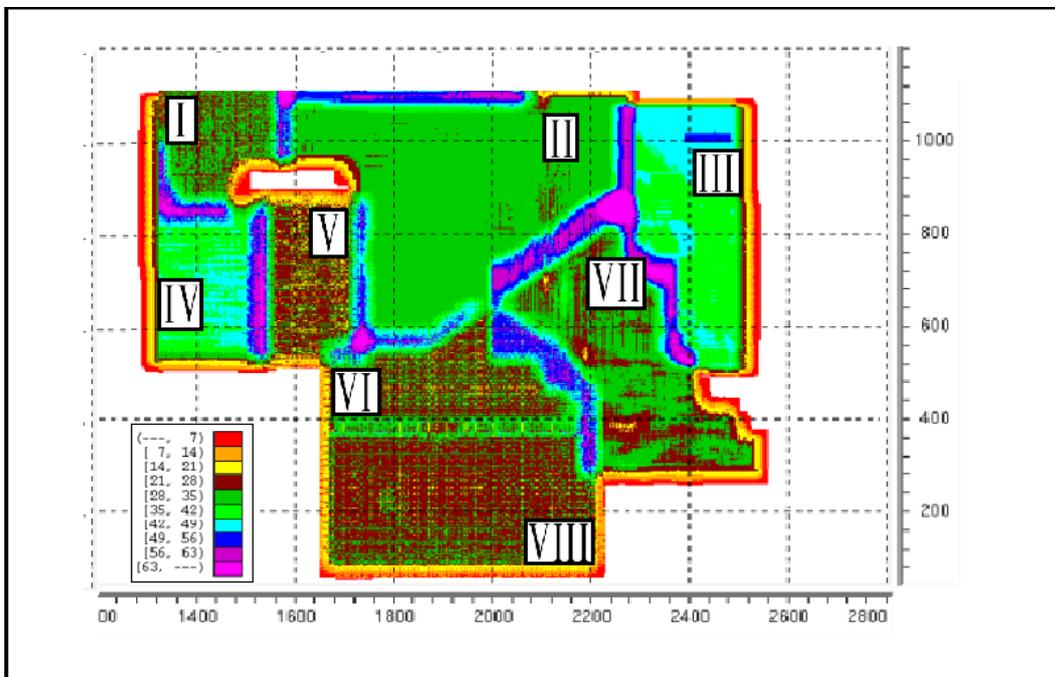


Figura 3.2: Mapa de fold para todo el merge (Lorenzo, D. et al., 2003).

En las tablas 3.1, 3.2, 3.3 y 3.4 se presentan algunos de los parámetros de adquisición de cada uno de los proyectos que conforman el *merge* pre-stack.

GEOMETRÍA	BLOQUE I	BLOQUE II	BLOQUE III	BLOQUE IV	BLOQUE V	BLOQUE VI	BLOQUE VII	BLOQUE VIII
N° total de disparos	1675	13174	6999	12372	1811	4227	10760	5923
N° total de receptores	2805	15580	11266	10263	2310	3149	13300	4464
Área cubierta	59 Km ²	193 Km ²	99 Km ²	162 Km ²	64 Km ²	90 Km ²	163 Km ²	124 Km ²
Dist. entre fuentes	120 m	50 m	50 m	50 m	60 m	60 m	50 m	60 m
Dist. entre receptores	60 m	50 m	50 m	50 m	120 m	60 m	50 m	60 m
Dist. entre líneas fuentes	300 m	300 m	250 m	250 m	480 m	480 m	300 m	480 m
Dist. entre líneas receptoras	360 m	250 m	200 m	350 m	300 m	360 m	250 m	360 m

Tabla 3.1: Información sobre la geometría utilizada en el relevamiento sísmico.

FUENTES	BLOQUE I	BLOQUE II	BLOQUE III	BLOQUE IV	BLOQUE V	BLOQUE VI	BLOQUE VII	BLOQUE VIII
Tipo de fuente	Explosivo	Vibradores						
Arreglo de vibradores	-	4 en línea						
Barridos	-	4 de 8 segundos						
Frecuencia del barrido	-	8-96 Hz	10-100 Hz	10-100 Hz	10-80 Hz	8-80 Hz	8-80 Hz	8-80 Hz
Tipo del barrido	-	Lineal						
Clase de explosivo	Sismigel	-	-	-	-	-	-	-
Cantidad por shot	2 Kg	-	-	-	-	-	-	-
Prof. de carga	15 Kg	-	-	-	-	-	-	-
Emisión centrada	En estaca	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 3.2: Información de la fuente utilizada en cada relevamiento sísmico.

RECEPTORES	BLOQUE I	BLOQUE II	BLOQUE III	BLOQUE IV	BLOQUE V	BLOQUE VI	BLOQUE VII	BLOQUE VIII
Tipo de geófonos	Litton	Litton	Litton	Litton	Sensor Sm-4	L-210 Mark	Sensor Sm-4	L-210 Mark
Arreglo de geófonos	12 geóf. 1 cada 4 m	12 geóf. 1 cada 2,73 m	12 geóf. 1 cada 5 m	12 geóf. 1 cada 3 m	12 geóf. 1 cada 5 m			
Líneas receptoras por registro	6	10	10	8	8	8	8	8
Estaciones por línea receptora	90	72	96	100	60	80	84	80
N° de canales por registro	155	720	960	800	480	640	672	640

Tabla 3.3: Información de los receptores utilizados en cada relevamiento sísmico.

INSTRUMENTO	BLOQUE I	BLOQUE II	BLOQUE III	BLOQUE IV	BLOQUE V	BLOQUE VI	BLOQUE VII	BLOQUE VIII
Equipo	I/O System II							
Intervalo de muestreo	2 ms							
Longitud del registro	5 s	3.5 s	4 s	5 s	4 s	4 s	4 s	5 s

Tabla 3.4: Información del instrumental utilizado en cada relevamiento sísmico.

3.1.1. Control de calidad

Como control inicial, se analiza el ancho de banda en el cubo sísmico. La figura 3.3 muestra el espectro de amplitud del dato sísmico para el nivel de interés, donde se puede ver que la información se encuentra en una banda de frecuencias entre los 10 y 65 Hz . Es importante conocer el espectro de frecuencias de la sísmica, ya que para obtener impedancias P absolutas (espectro completo de frecuencias) es necesario anexar impedancias P derivadas de un modelo de bajas frecuencias a la impedancia relativa obtenida de la información sísmica. Este análisis determina las frecuencias del modelo de bajas mencionado.

Se realiza también el estudio de amplitudes sísmicas, con el propósito de asociar sus variaciones con rasgos estratigráficos, estructurales o con la presencia de cuerpos intrusivos. Se analiza si existe un comportamiento anómalo de las amplitudes (no vinculadas a la geología), para de esta forma poder identificar regiones con baja calidad en los datos sísmicos. Para ello, se generan mapas de amplitud sísmica RMS, centrados en los horizontes interpretados, con una ventana de 20 ms. La figura 3.4 muestra 6 de los 7 horizontes interpretados en el sistema Quintuco-BVM. En los mapas de los horizontes más profundos (Reg y BVM) se identifica, al sur de la región, cambios lineales de amplitudes en dirección Sureste-Noroeste (SE-NW) y Suroeste-Noreste (SW-NE), que coinciden con las fallas recopiladas en la memoria de Vaca Muerta (Marchal et al., 2020).

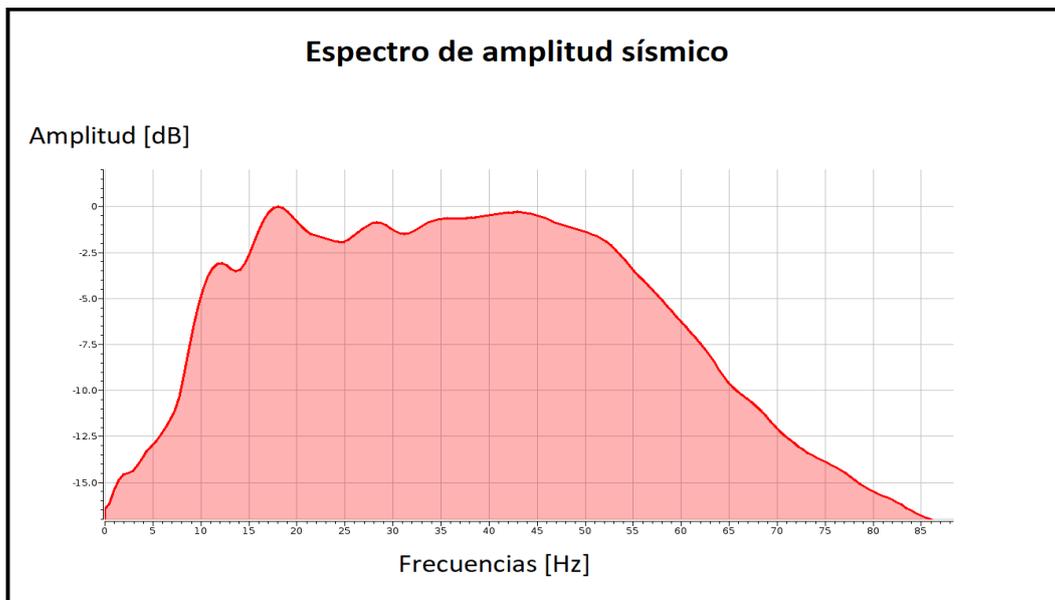


Figura 3.3: Espectro de amplitud del volumen sísmico.

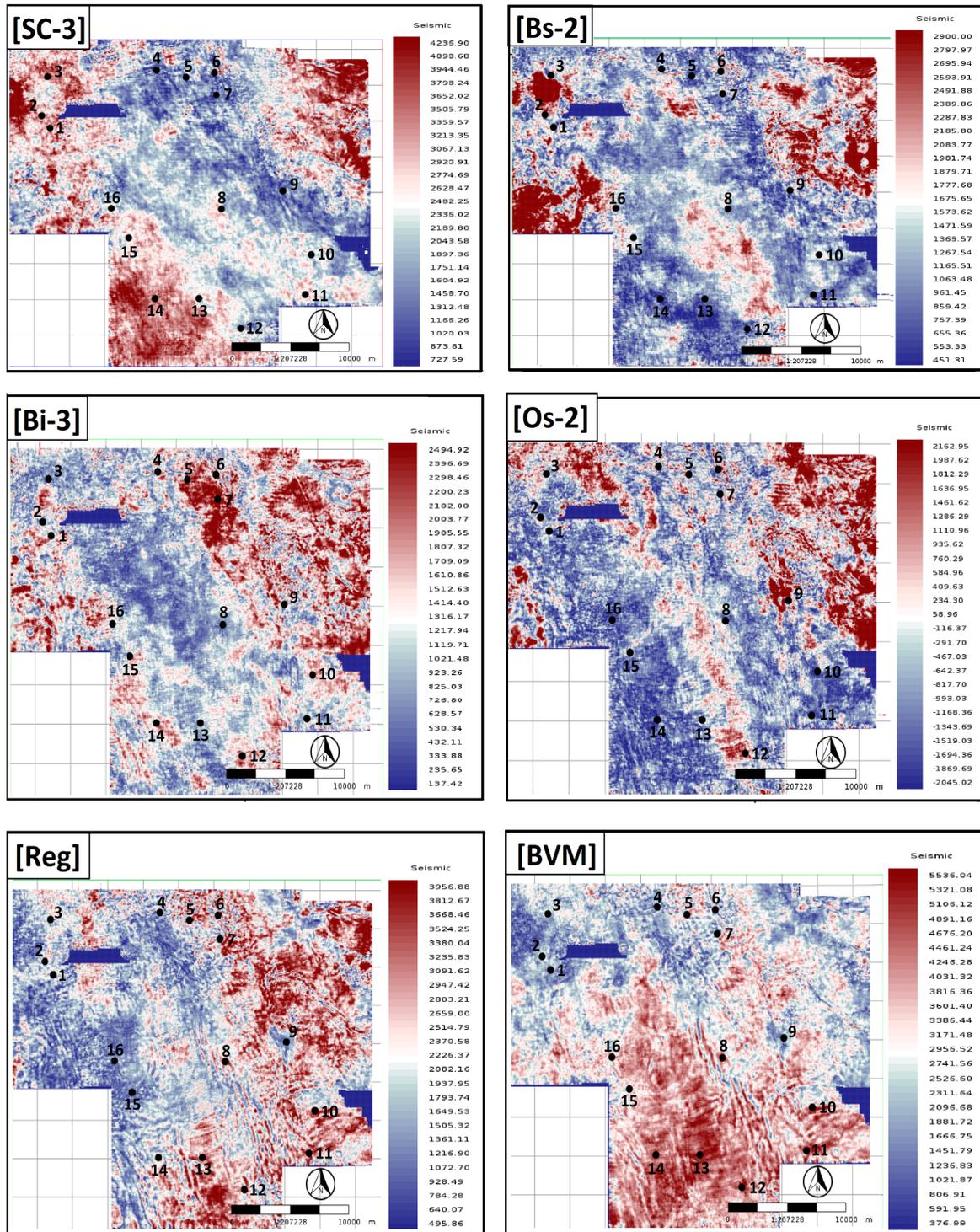


Figura 3.4: Mapas de amplitud sísmica RMS sobre 6 de los horizontes interpretados.

3.2. Datos de pozos

Como se mencionó, el proyecto posee información de 16 pozos que se encuentran bien distribuidos sobre toda la región a estudiar, como se muestra en la figura 3.5. La imagen muestra un mapa de amplitudes sísmicas promedio calculadas en una ventana de 10 ms centrada en un tiempo constante de 1500 ms, y sobre éste se observa un predominio de pozos en el sector NW y sur del área.

Cada pozo, además de diferentes perfiles eléctricos, dispone de pases formacionales que se utilizan al momento de interpretar horizontes y en el atado de pozos.

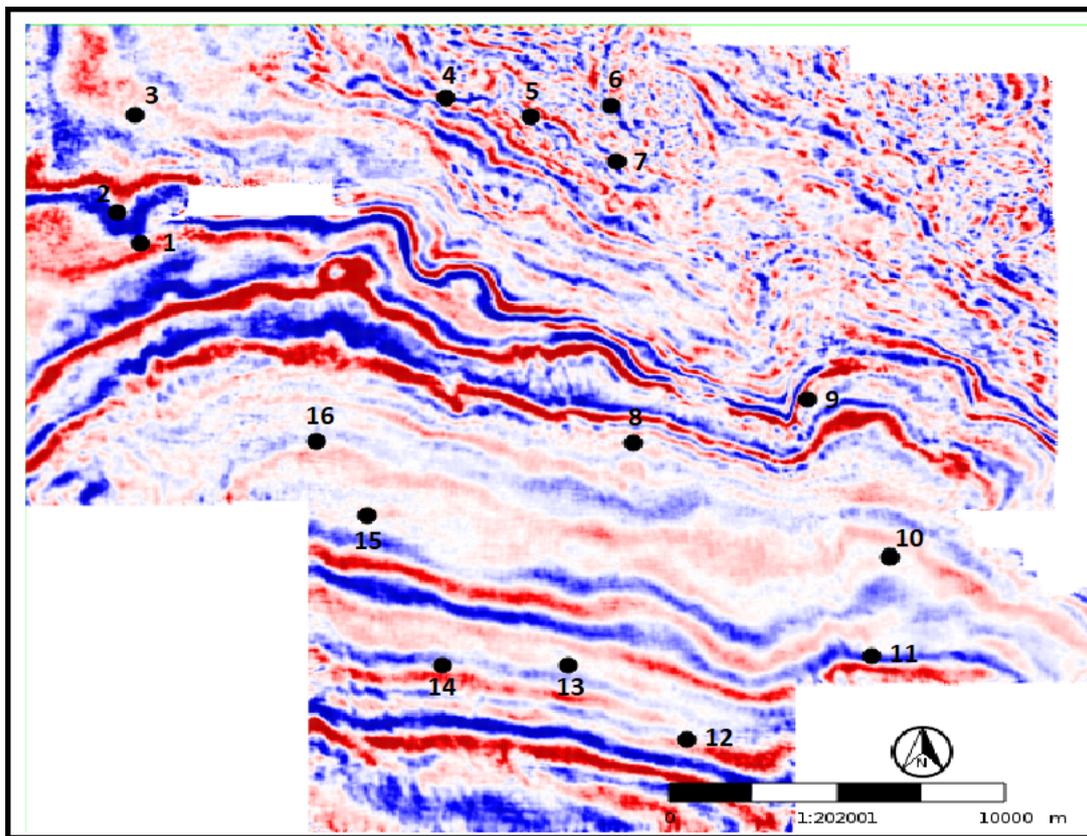


Figura 3.5: Distribución de pozos sobre un mapa de amplitud sísmica de la zona.

En la tabla 3.5 se resume la información registrada en los pozos donde se aprecia que la mayoría poseen registros de parámetros elásticos apropiados para la inversión post-sack (velocidad de onda P y densidad). En cuanto a los perfiles petrofísicos, solo 6 de los 16 pozos poseen registros de porosidad total, 5 presentan registros de saturación de agua y solo 4 poseen información del contenido de carbono orgánico total (COT). La información de estos registros petrofísicos es importante para calibrar e interpretar los resultados finales.

POZOS	DTC	DTS	Densidad	GR	Resistividad	Porosidad Total	Sw	COT	Vclay	Caliper
1	X		X	X						X
2	X		X	X	X					
3	X	X	X	X	X	X				X
4	X			X	X	X	X			
5	X		X	X	X	X				X
6	X		X	X						X
7	X				X					X
8	X		X	X	X					X
9	X		X	X	X					X
10	X		X	X	X					X
11	X	X	X	X			X	X	X	
12	X	X	X	X		X	X	X	X	
13	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
14	X	X	X	X		X	X	X	X	
15	X			X	X					
16	X	X	X	X	X					X

Tabla 3.5: Información de los registros que posee cada pozo.

En las figuras 3.6 y 3.7 se muestran algunos de los perfiles de pozos utilizados en este proyecto (Pozo 3, Pozo 4, Pozo 6, Pozo 7, Pozo 12, Pozo 13, Pozo 14 y Pozo 16). Se muestran los perfiles de propiedades elásticas (velocidad de onda P y densidad), gamma ray y caliper (figura 3.6), y petrofísicas (figura 3.7) por separado, para el intervalo Quintuco-BVM.

En la figura 3.6, se observa que el Pozo 7 no registra curva de densidad y gamma ray, mientras que en el Pozo 13 no hay registros de caliper. Para suplir la falta de registros de densidad se aplica la relación de Gardner calibrada, como se muestra más adelante.

Respecto a los perfiles petrofísicos (fig. 3.7), el Pozo 3 no contiene información de Sw y COT, mientras que el Pozo 4 no contiene perfil de COT.

Si bien en esta sección solo se muestran algunos perfiles, se efectúa un análisis similar sobre los registros de cada uno de los pozos que integran el proyecto.

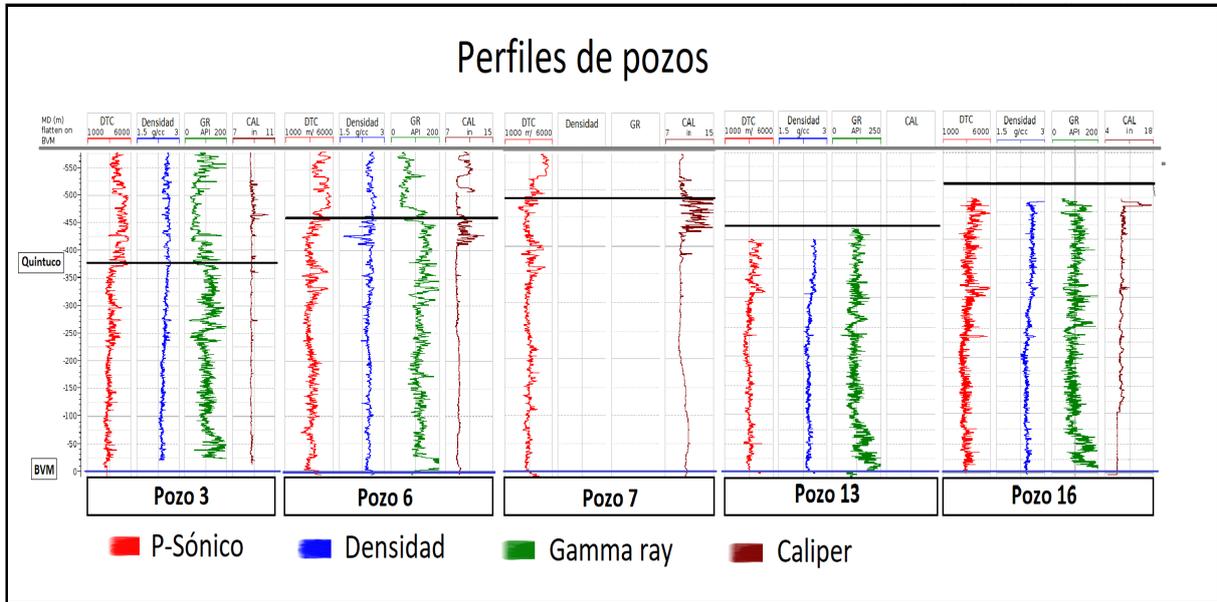


Figura 3.6: Perfiles de los Pozos 3, 6, 7, 13 y 16 considerando el intervalo Quintuco-BVM.

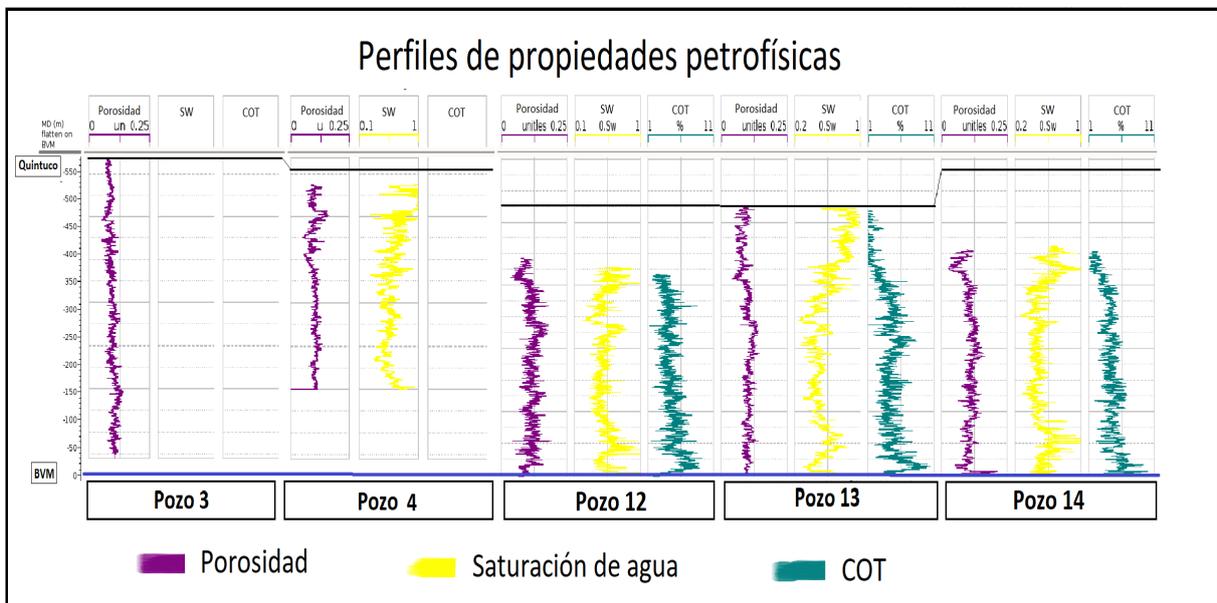


Figura 3.7: Perfiles de propiedades petrofísicas de los Pozos 3, 4, 12, 13 y 14 para el intervalo Quintuco-BVM.

3.2.1. Control de calidad

El control y acondicionamiento de los datos de pozo busca que los perfiles estén completos en el intervalo de interés y que no existan valores anómalos que puedan afectar los resultados. El acondicionamiento de datos es un procedimiento fundamental, que se realiza en la etapa de factibilidad y que permite generar mejores predicciones sísmicas.

En las figuras 3.8 y 3.9 se muestran los registros de velocidad de onda P y densidad para el total de pozos. Los perfiles de velocidad se encuentran completos para las unidades de interés (SC-BVM) y los datos poseen una excelente calidad. Respecto a la densidad, se observa que los pozos 4, 7 y 15 no poseen datos, mientras que los pozos 2 y 3 presentan registros con tramos incompletos sobre el intervalo estudiado (identificado en naranja).

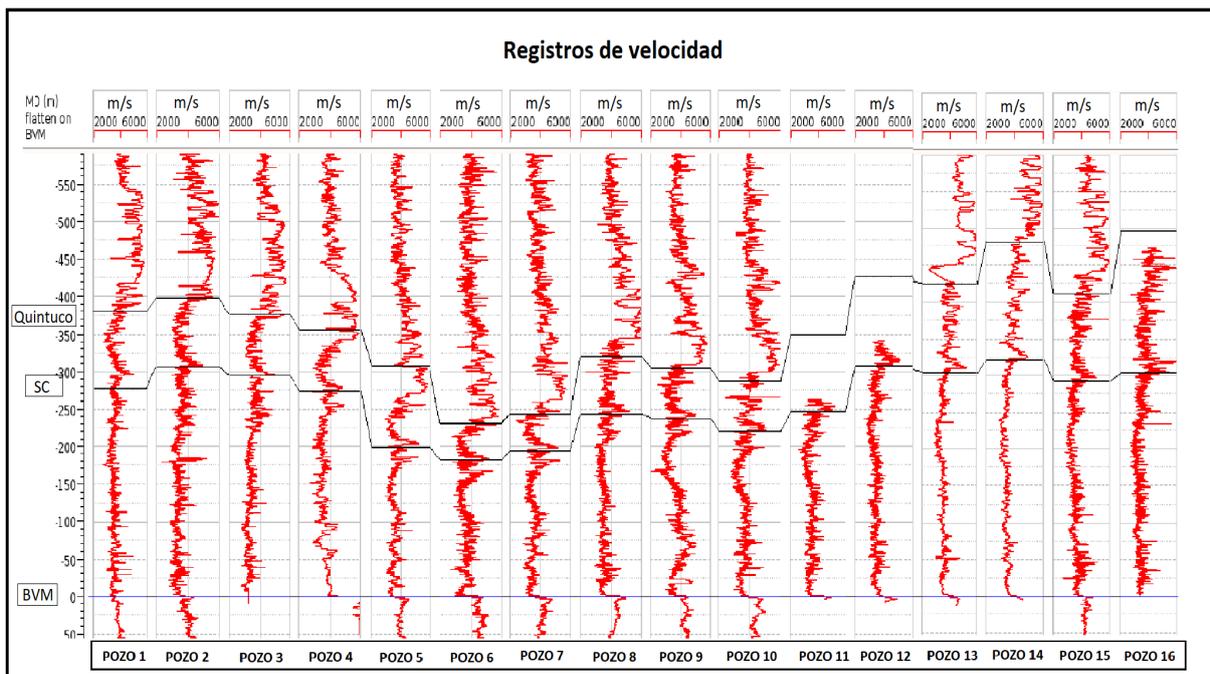


Figura 3.8: Curvas de velocidad P para los 16 pozos del proyecto.

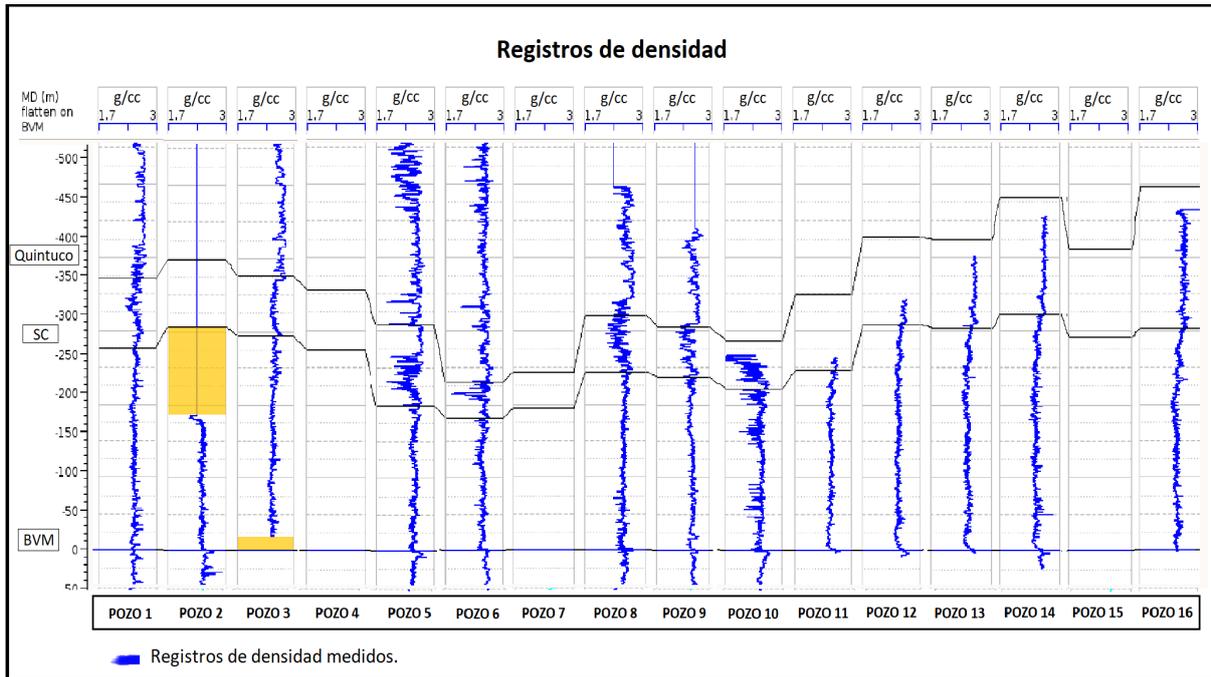


Figura 3.9: Curvas de densidad para los 16 pozos del proyecto. En naranja se muestra la falta de datos sobre el nivel de interés.

Para identificar valores anómalos y calibrar relaciones empíricas, se realizan gráficos cruzados entre los perfiles de velocidad P y las curvas de densidad para el intervalo SC-BVM. La figura 3.10 muestra los resultados para los 13 pozos que cuentan con perfil de densidad, donde se observa que en general los datos se disponen con una tendencia lineal salvo para los pozos 2 y 9, cuyos datos poseen valores anómalos y de mayor dispersión.

Para solucionar el problema de los valores anómalos de densidad, se generan curvas mediante la relación de Gardner calibrada, lo que permite estimar valores de densidad teniendo en cuenta los registros de velocidad de onda P. Las constantes a y b de la fórmula de Gardner se calibran a partir del ajuste lineal en el dominio bilogarítmico en el gráfico de dispersión entre la densidad y la velocidad P (fig. 3.11).

En la figura 3.12 se muestran las curvas de densidad para todos los pozos del proyecto, donde los pozos 2, 3, 4, 7, 9 y 15 poseen curvas de densidad sintéticas (curvas celestes).

$$\rho = a \cdot V_P^b \quad \text{Relación empírica de Gardner}$$

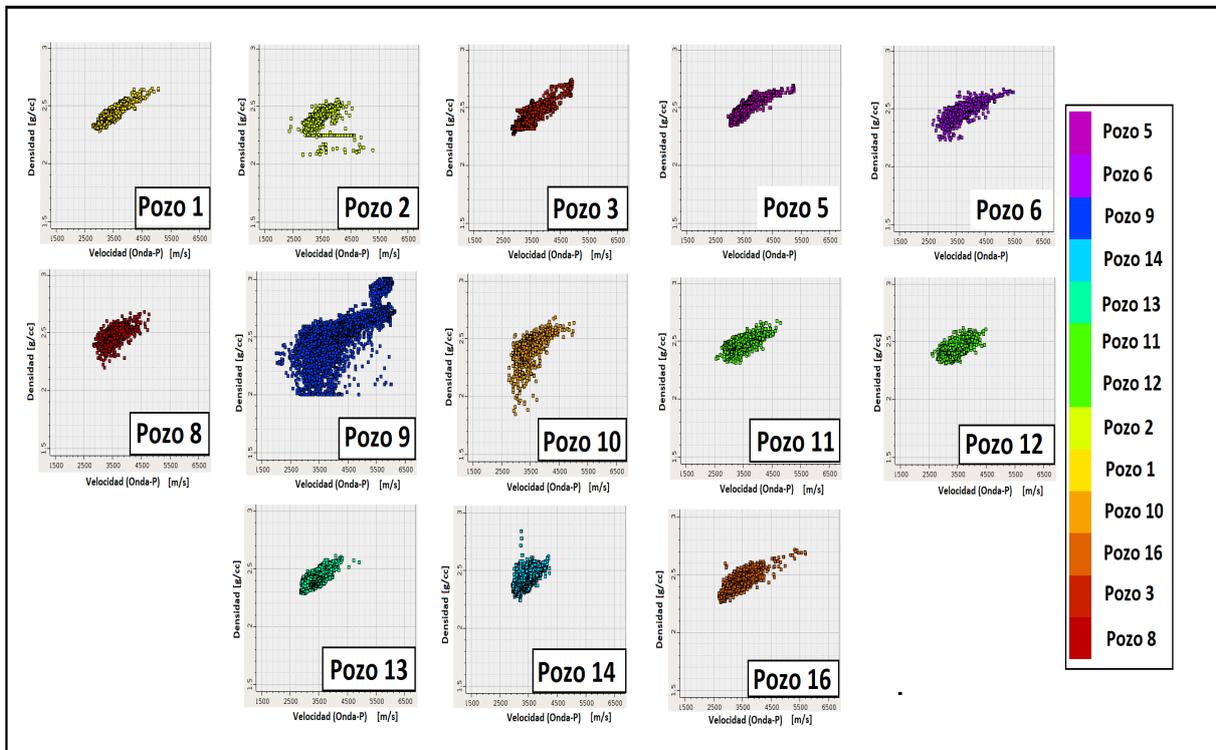


Figura 3.10: Gráficos individuales de dispersión: densidad vs velocidad (onda P), para 13 pozos.

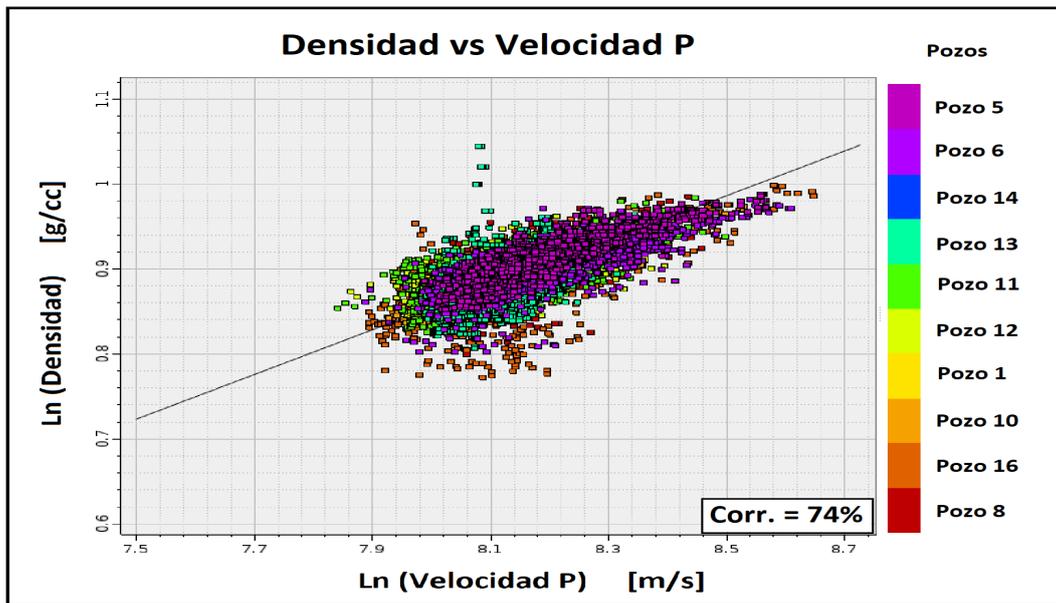


Figura 3.11: Gráfico de dispersión: densidad vs velocidad (onda P). Se consideran los 10 pozos cuyos registros de densidad contienen datos medidos de buena calidad.

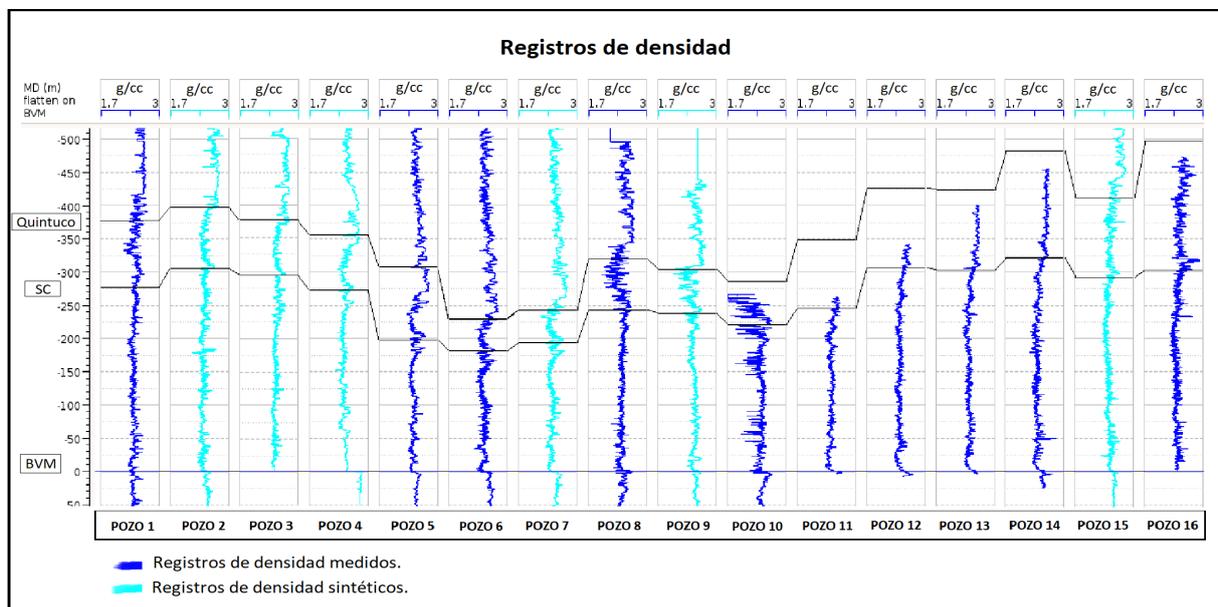


Figura 3.12: Curvas de densidad para los 16 pozos del proyecto. Se muestran en azul las curvas de densidad de registros originales y en celeste las curvas de densidad sintéticas.

En la figura 3.13 se grafica la densidad vs velocidad de onda P, considerando todos los pozos, donde se alcanza una correlación de 82%. Es importante evaluar estas curvas en detalle, ya que se requiere de ellas para calcular los perfiles de impedancias acústicas (Z_p) sobre cada pozo (fig. 3.14).

También se tuvieron en cuenta los registros de caliper, que caracterizan el diámetro de cada pozo y permiten identificar sobre éstos sectores con cavidades y/o derrumbes. En la figura 3.15 se muestran dos gráficos de densidad vs velocidad P para la secuencia SC-BVM: a la izquierda se muestra la gráfica con una escala en color que contiene valores de caliper y a la derecha se presenta la misma gráfica con una escala en color que representa los pozos utilizados. En la figura de la izquierda se identifican valores anómalos de densidad asociados a uno de los pozos del proyecto (círculo rojo).

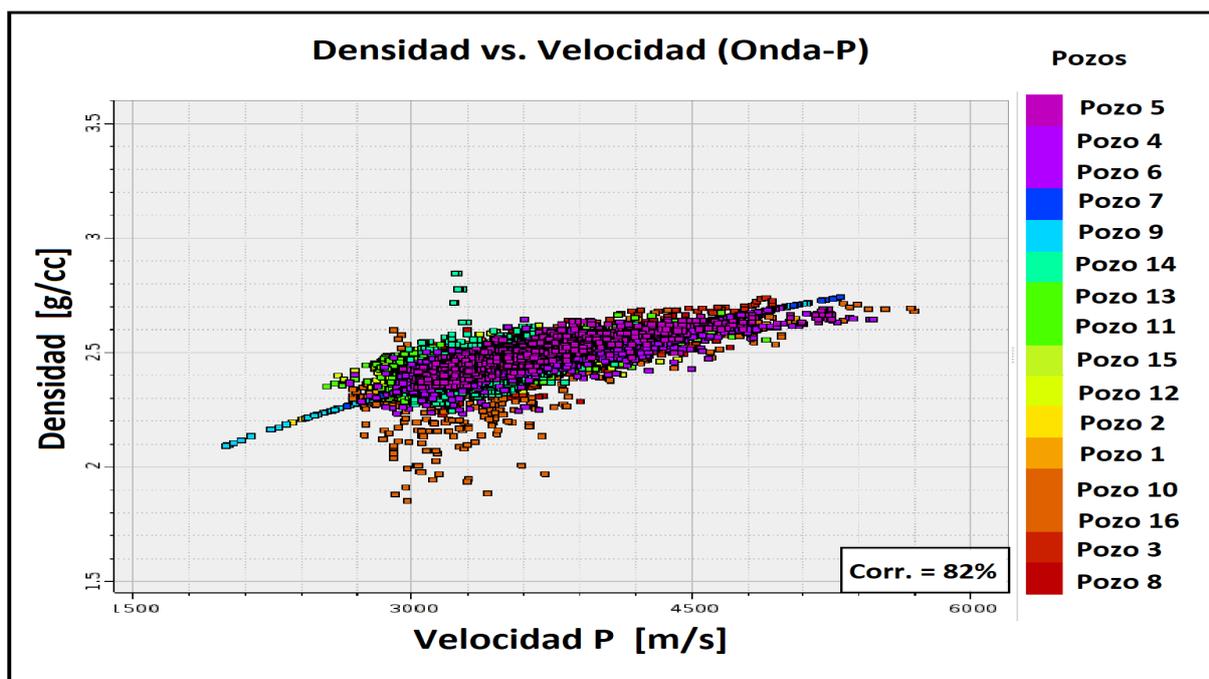


Figura 3.13: Gráficos de dispersión: densidad vs velocidad (onda P) para los 16 pozos acondicionados.

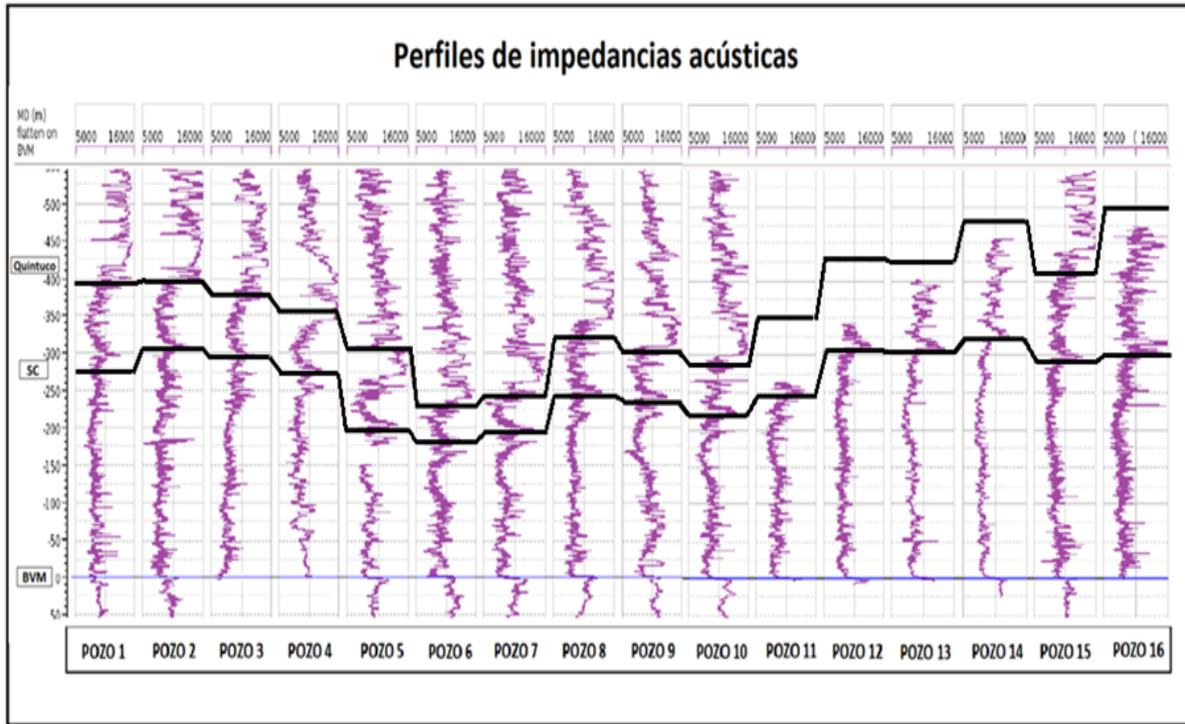


Figura 3.14: Perfiles de impedancias acústicas calculados para los 16 pozos del proyecto.

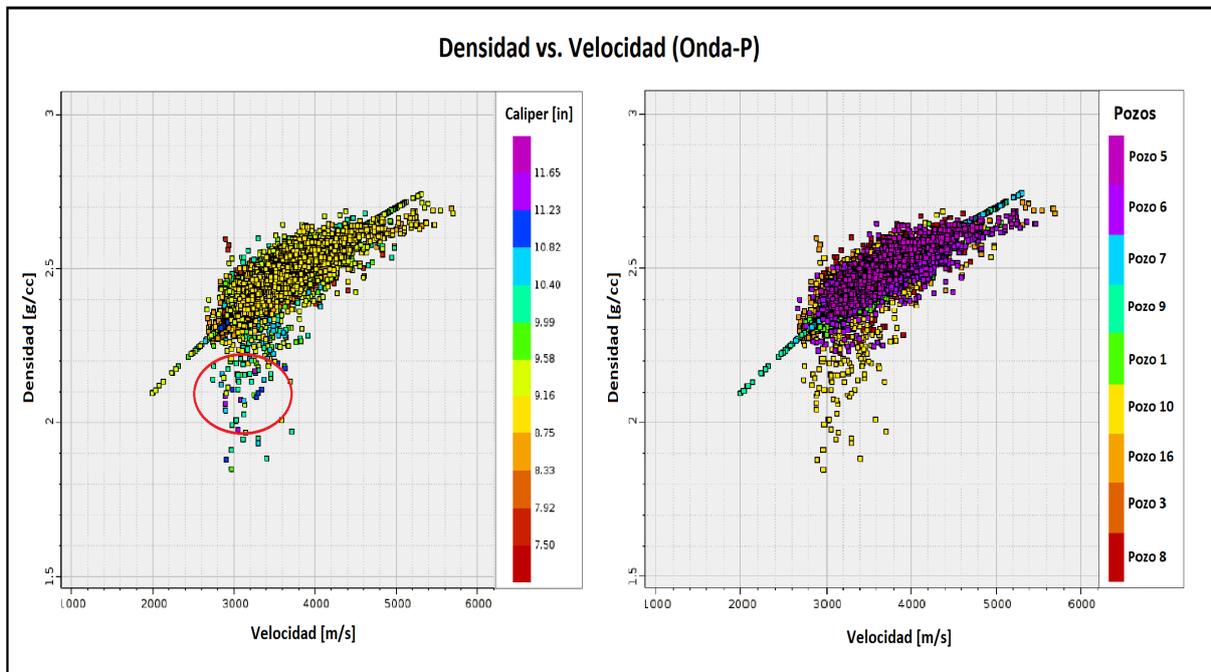


Figura 3.15: Gráficos de dispersión: densidad vs velocidad (onda P). Los valores anómalos se destacan con un círculo rojo en el panel izquierdo.

Capítulo 4

Inversión Sísmica

En este capítulo se desarrollan los pasos efectuados para obtener los resultados de la inversión sísmica. En una primera instancia, se realiza el amarre de los pozos y se detalla cómo es el proceso de estimación de la ondícula. Esta operación vincula los dominios de los datos sísmicos (tiempo) y de pozo (profundidad), integrando la información disponible para el proyecto, y permitiendo la interpretación de distintas facies sobre los resultados.

Empleando los datos acondicionados, se evalúa la viabilidad del método de inversión mediante un análisis de factibilidad, donde se determinan cuáles son las propiedades del reservorio que se podrán obtener a partir de los resultados de la inversión.

Además se describe la construcción del modelo de bajas frecuencias, empleado como modelo inicial para el proceso iterativo de la inversión.

Por último, se exhiben las pruebas realizadas para calibrar la inversión junto con el volumen de impedancias P . A partir de los resultados, se interpretan nuevos horizontes y secuencias de interés sobre el intervalo de estudio. Los resultados se validan comparando los valores de impedancias calculadas en pozos y aquellas que derivan del volumen invertido.

4.1. Calibración pozo-sísmica

Los datos de pozo se registran sobre un dominio diferente a los datos sísmicos. Para poder vincular la información de pozos (en profundidad) a los registros sísmicos (en tiempo), es necesario realizar un ajuste pozo-sísmica. Este ajuste se realiza mediante el modelo convolucional, cuyo criterio básico consiste en comparar el registro sintético, generado mediante la convolución entre una ondícula y los coeficientes de reflexión en pozos, y el dato sísmico medido en la posición del pozo.

4.1.1. Estimación de ondícula

I. Ondícula estadística

Como cálculo inicial, se extrae una ondícula estadística sobre la ventana de interés, considerando la información de las trazas sísmicas próximas a la ubicación del pozo. En la mayoría de los pozos, el espectro de amplitud de la ondícula generada representa bien el espectro que posee la sísmica (Capítulo 3). No obstante, falta información sobre el espectro de fase (en un inicio se asume una fase constante igual a cero y, luego de aplicar una rotación en la fase de la ondícula, se obtiene una fase constante).

II. Ondícula a partir del método Roy White

Para obtener resultados de mejor calidad, se extrae una nueva ondícula a partir del Método Roy White, que utiliza tanto información del volumen sísmico como información de pozos. Este método permite estimar un espectro de amplitud consistente con el ancho de banda de la sísmica, así como también un espectro de fase, de manera que su implementación optimiza los resultados propuestos. El método estima parámetros de diagnóstico que funcionan como indicadores de la calidad de la ondícula estimada: PEP (Porcentaje de energía predicha) que toma valores entre 0 y 1, el RMSE (Error Medio Cuadrático) y el BW (ancho de banda). Para asegurar una buena correlación de los datos, es aconsejable que los valores de PEP sean mayores al 70 %, el RMSE sea menor al 10 %, y el BW sea lo más grande posible, de forma que represente bien al espectro de la sísmica.

4.1.2. Sismograma sintético

Para generar el sismograma sintético en las proximidades del pozo, se realiza la convolución entre la serie de coeficientes de reflexión y una ondícula cuyo espectro representa bien al registro sísmico medido en ese lugar. Los coeficientes de reflexión se obtienen a partir de los registros de impedancias calculados en la posición del pozo.

Sobre el conjunto de datos post-stack, se obtiene un sismograma sintético de offset cero, donde se asume que la propagación de ondas ocurre de manera vertical a la estratigrafía, generando una reflexión con incidencia normal sobre los reflectores del subsuelo.

4.1.3. Amarre de pozos

Una vez generado el sismograma sintético, se efectúan sobre sus trazas desplazamientos en tiempo, que mejoran considerablemente la correlación cruzada entre el registro sintético y el real. Estos desplazamientos corresponden a la asignación de reflectores fuertes (que identifican topes de formación sobre el registro sintético) con horizontes interpretados sobre la sísmica real. Luego, para mejorar la correspondencia entre eventos del sismograma sintético y la sísmica, se aplica un estiramiento relativo sobre las trazas sintéticas. Por último, con una rotación de fase sobre la ondícula inicial, se ajusta la fase para obtener una correlación simétrica entre el registro sintético y la sísmica.

Una vez realizado el amarre, se obtiene una curva de tiempo-profundidad, que le asigna a cada valor de profundidad tomada del pozo, un valor de tiempo correspondiente a la sección sísmica.

En el proyecto se realizan los amarres sobre todos los pozos, alcanzando excelentes correlaciones (mayores al 80 %). Con el fin de simplificar la explicación sobre los procedimientos realizados, se describe a continuación la metodología seguida para el pozo 5.

4.1.4. Amarre del pozo 5

I. Amarre de pozo con ondícula estadística

Se estima una ondícula estadística a partir del volumen sísmico, considerando una ventana de extracción en tiempo que abarca todo el registro sísmico (900-2000) ms, tomando 20 trazas a cada lado del pozo tanto en dirección inline como en la dirección xline. Además, se propone una longitud temporal de la ondícula correspondiente a 150 ms, con una longitud de *taper* igual a 25 ms para atenuar lóbulos laterales. La correlación se calcula utilizando una ventana de tiempo asociado a la secuencia geológica de interés (300 ms). La figura 4.1 muestra la ondícula generada con una fase constante de 51° , que se estima a partir del correlograma entre el sintético y la sísmica. Se observa también un buen comportamiento del espectro de amplitud y un ancho de banda consistente al de la sísmica. La figura 4.2 muestra el resultado del amarre y el correlograma entre el registro sintético (traza azul) y la sísmica (traza roja). Los resultados obtenidos son buenos, alcanzando una correlación del 83 % entre los registros.

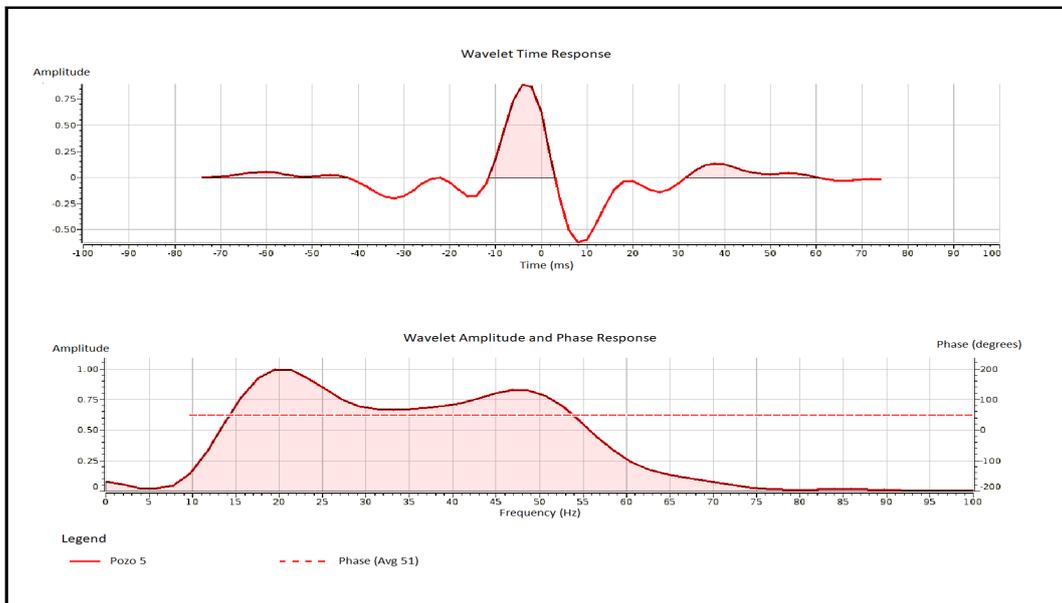


Figura 4.1: Ondícula estadística en el dominio del tiempo y frecuencia. La ondícula se estima a partir de la información sísmica y presenta una fase constante de 51° .

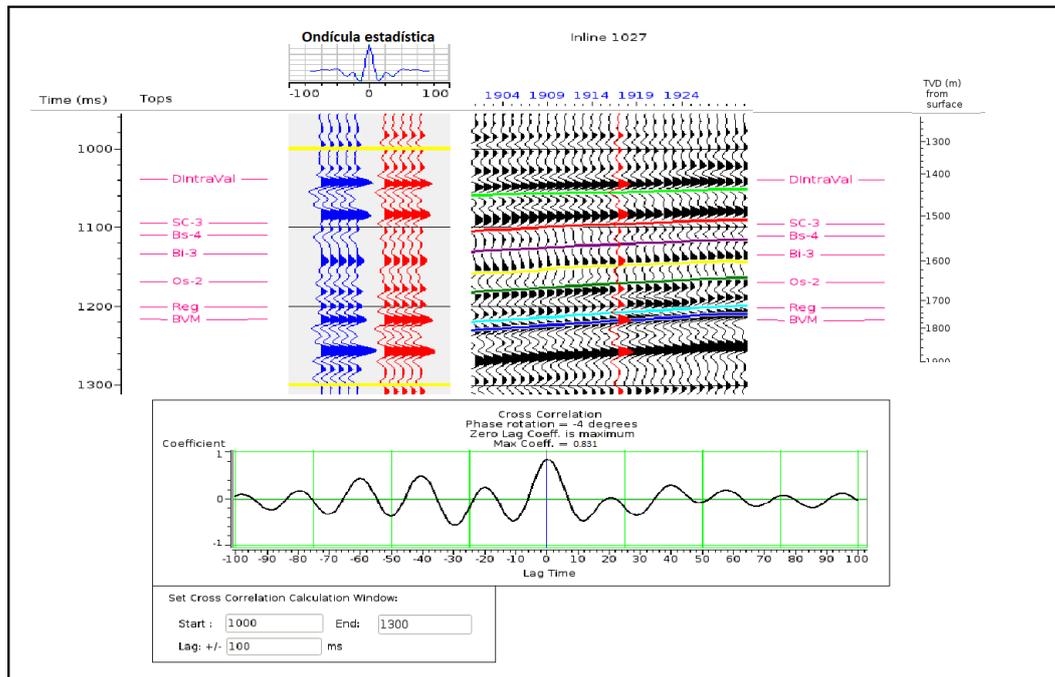


Figura 4.2: Amarre de pozo con la ondícula de fase constante.

II. Amarre de pozo con ondícula Roy White

Se estima una ondícula considerando, además de la sísmica, la información de pozos. Para ello, se utiliza una ventana de tiempo que coincide con el registro sísmico, igual que para el caso anterior: (900-2000) ms. Esta ondícula posee una longitud de 120 ms, con un *taper* de 40 ms y presenta espectros de amplitud y fase consistentes con los de la ondícula estadística. Se obtiene una fase media de 54° . Para el amarre, se considera la misma ventana de correlación, que ocupa 300 ms. En la figura 4.3 se muestra la ondícula generada con el algoritmo Roy White en tiempo y su espectro de amplitud y fase. En la figura 4.4 se presenta el amarre realizado con los parámetros de diagnóstico que resultan aceptables, tomando valores de PEP= 93 %, RMSE= 5 % y BW= 43 Hz.

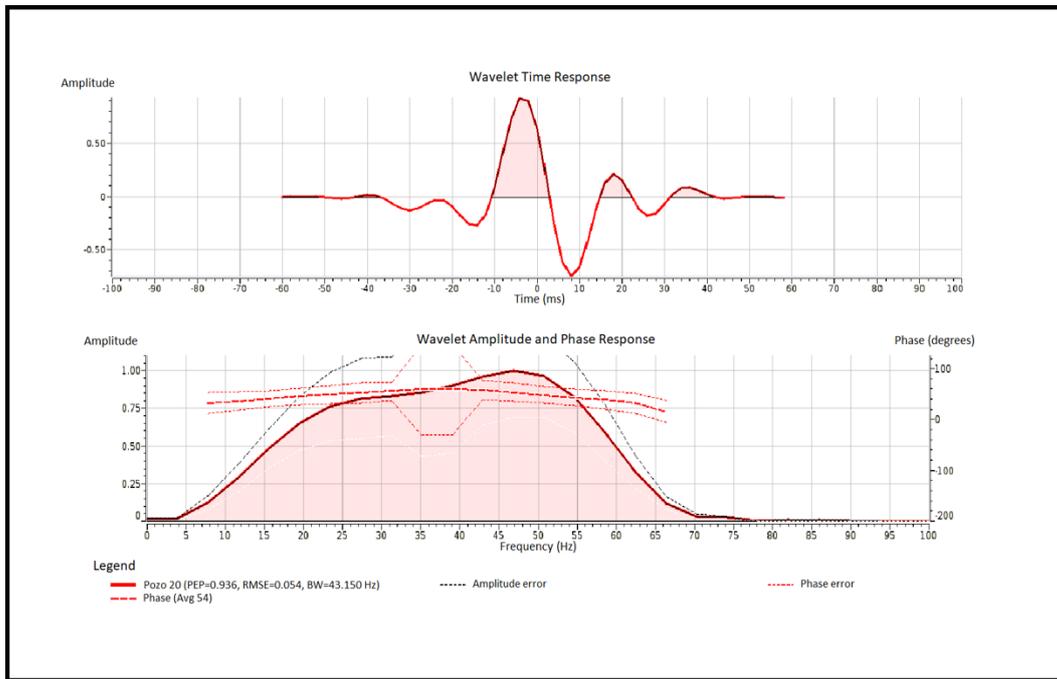


Figura 4.3: Ondícula extraída mediante el método Roy White en tiempo y su espectro.

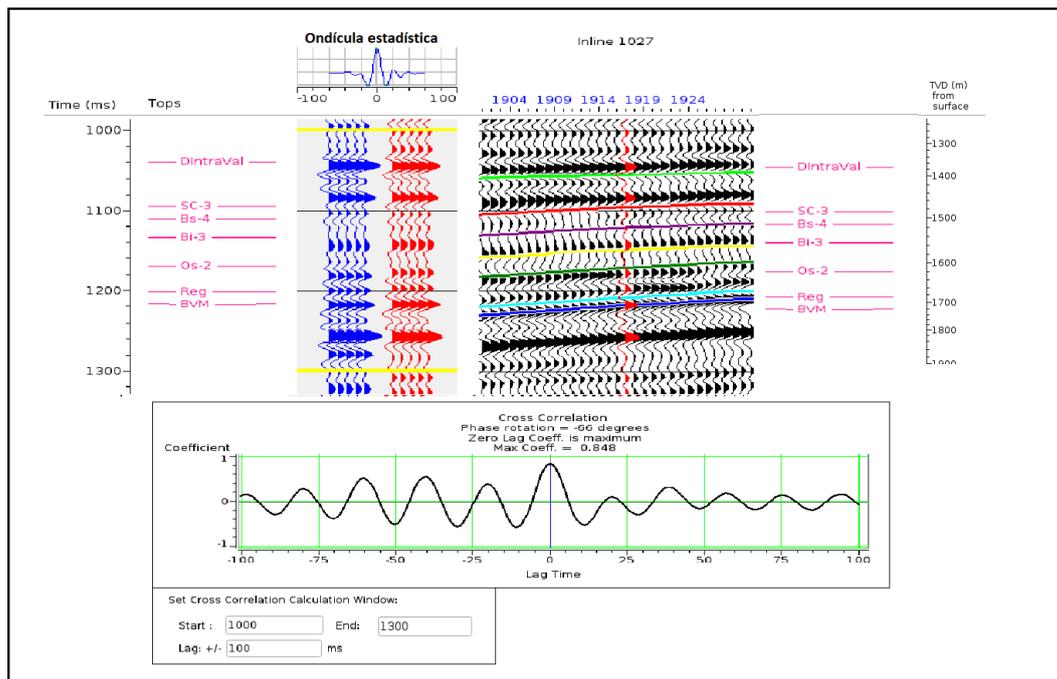


Figura 4.4: Amarre del pozo 5 con la ondícula Roy White. Se muestra la buena correlación (84%) entre el registro sintético y el registro sísmico.

III. Amarre final de pozo

Teniendo en cuenta que las ondículas calculadas en la mayoría de los pozos presentan espectros de amplitud y de fase similares, es posible generar una ondícula promedio representativa de todo el volumen sísmico y realizar el atado de todos los pozos con dicha ondícula. Se genera la ondícula promedio, teniendo en cuenta solo 12 pozos, ya que en los 4 pozos restantes la estimación de ondículas no es tan robusta. La ondícula presenta una fase media de 55° , con una longitud en tiempo de 120 ms (fig. 4.5). Además, presenta parámetros de diagnóstico dentro del rango deseable, tomando valores como: PEP= 79 %, RMSE= 17 % y BW= 52 Hz.

El amarre del pozo con esta ondícula se efectúa de la misma manera que para los casos antes mencionados, considerando una ventana de correlación de 300 ms. Los resultados se aprecian en la figura 4.6, y muestran un resultado satisfactorio, con una correlación del 81 %.

En general, teniendo en cuenta todos los pozos que integran el proyecto, se puede decir que los resultados obtenidos para el amarre de pozos son buenos. Los correlogramas muestran valores altos que varían entre el 70 % y 85 %, de manera que se realiza una buena calibración sísmica-pozo sobre todo el volumen.

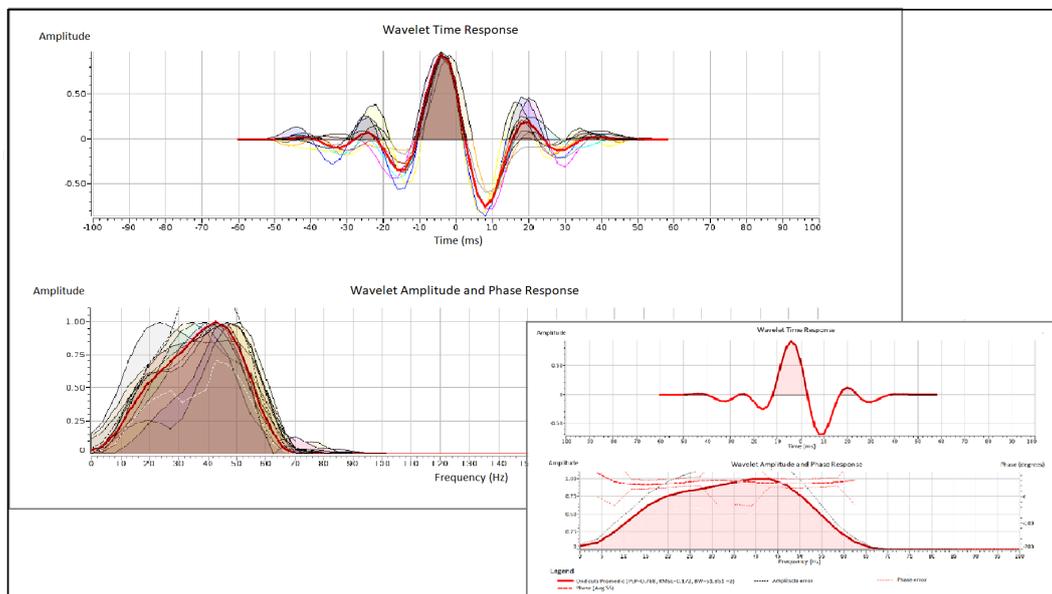


Figura 4.5: Ondícula promedio obtenida a partir de los pozos 1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 12, 14, 15 y 16.

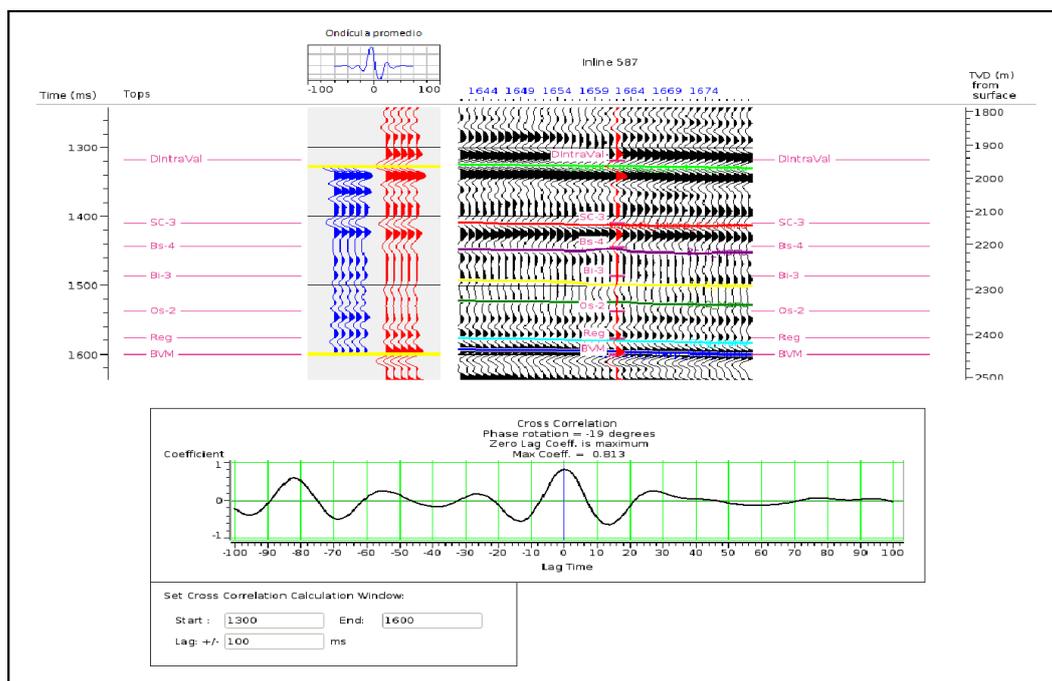


Figura 4.6: Amarre de pozo con ondícula promedio. Se muestra una buena correlación (81 %) entre el registro sintético y el registro sísmico.

4.2. Interpretación sísmica

Luego de efectuar la calibración pozo-sísmica, se procede a realizar la interpretación de horizontes sísmicos. Para el trazado de los mismos, se toman como referencia los pases de formación de cada pozo y se siguen los reflectores asociados sobre el volumen de amplitud sísmico, interpretándose 3 horizontes: Quintuco, SC y BVM. Los mismos son interpolados y suavizados. En la figura 4.7 se observa una sección sísmica que contiene cinco pozos, donde se muestran los horizontes mencionados. Para analizar la geometría propia de cada reflector, se muestran mapas con los tiempos dobles (TWT) sobre cada reflector (fig. 4.8), donde se aprecia una tendencia de los tiempos a aumentar hacia el sur (profundización de las estructuras).

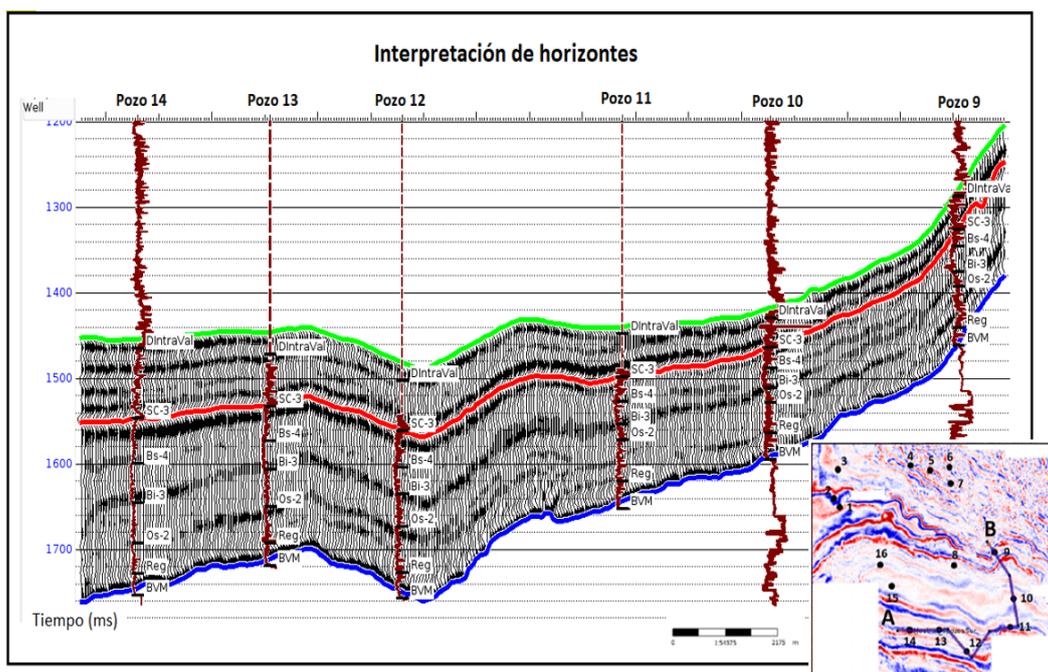


Figura 4.7: Sección sísmica con horizontes interpretados para Quintuco, Segunda Cocina y la Base de Vaca Muerta (BVM).

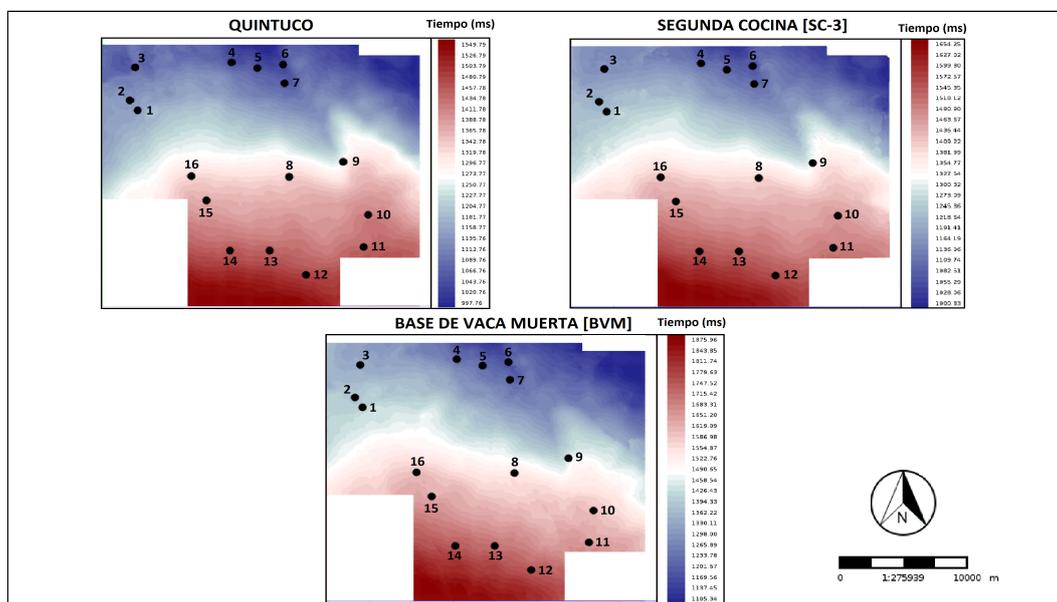


Figura 4.8: Mapas de los 3 horizontes interpretados. Con puntos negros se muestra la distribución de los pozos sobre la región.

4.3. Estudio de factibilidad

Antes de realizar la inversión de amplitudes sísmicas, es conveniente realizar un estudio de factibilidad de la metodología. Para ello se evalúa la relación entre propiedades elásticas y petrofísicas, mediante gráficas de dispersión. El estudio se realiza sobre la secuencia correspondiente a la Segunda Cocina-Base de Vaca Muerta, esperando encontrar una correlación entre la impedancia P y distintas propiedades de reservorio. De esta manera, se deduce si los resultados obtenidos de la inversión pueden vincularse a información sobre propiedades petrofísicas.

En la figura 4.9 se muestra un gráfico de impedancia P vs. porosidad total, para 6 pozos. Se observa una buena correlación entre datos, tanto en escala de pozo como a escala sísmica (79 % y 83 % respectivamente), donde existe una disminución de la impedancia P (Z_p) para un incremento de la porosidad. En la figura 4.10 se muestra el mismo análisis pero agregando como tercera variable la saturación de agua (S_w), y en la figura 4.11 el contenido orgánico total (COT). Para el primer caso (S_w) se utilizan 4 pozos y se observa sobre las curvas filtradas que los datos no guardan una relación clara con la porosidad ni con la impedancia acústica. En el segundo caso (COT), se consideran solo 3 pozos. El contenido de COT presenta un comportamiento disperso a lo largo de la nube de puntos, por lo que tampoco se puede establecer una relación entre datos. Se debe destacar que, si bien el valor de la correlación cambia en los tres casos, se mantiene siempre por arriba del 80 % para pozos con curvas filtradas. Estas discrepancias en los valores de la correlación se deben a que varía la cantidad de pozos utilizados para hacer los gráficos y, por lo tanto, la regresión lineal se define siguiendo un conjunto de datos diferentes.

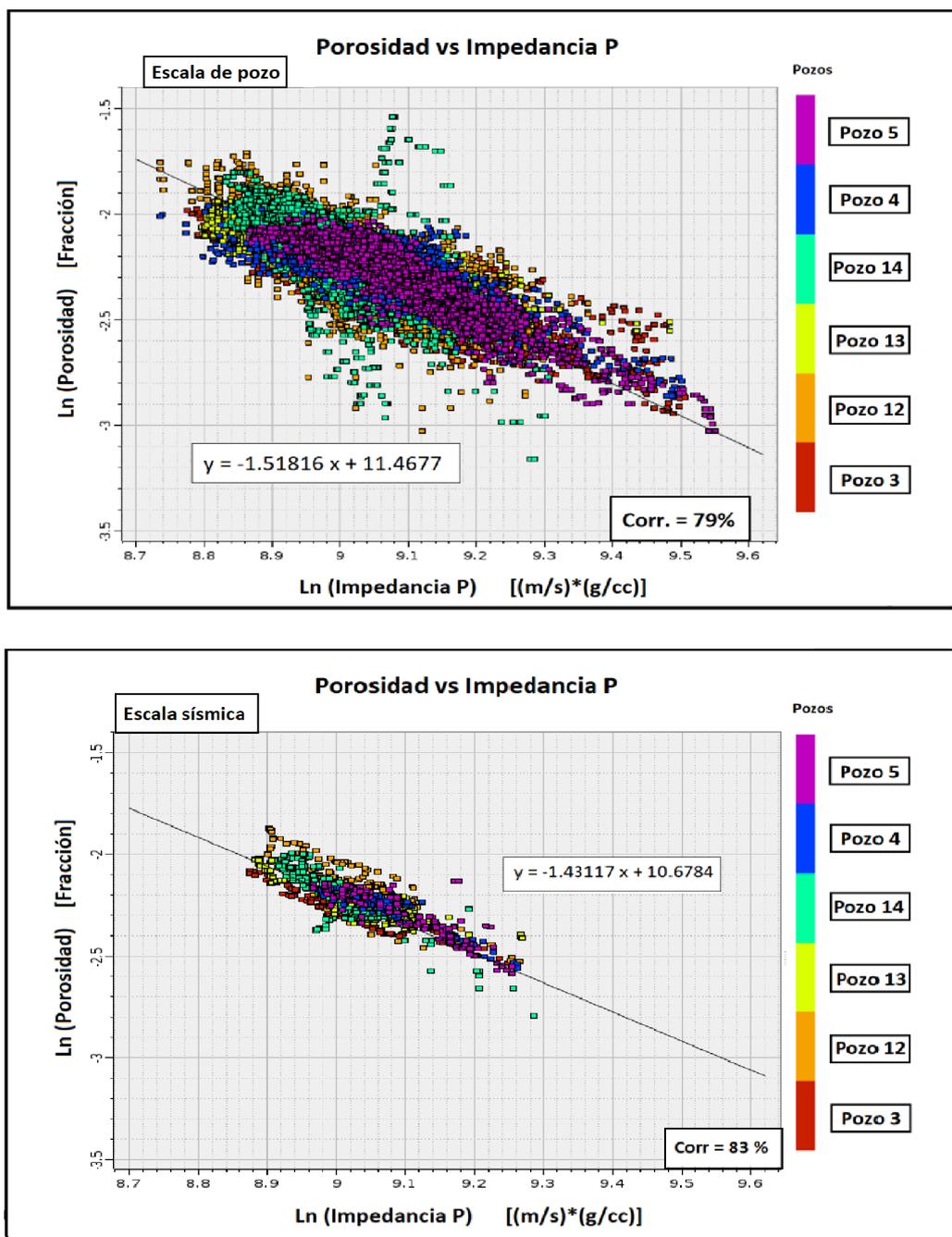


Figura 4.9: Gráficos cruzados entre porosidad e impedancia acústica para 6 pozos. Arriba: Gráfico con los registros de pozos originales en escala de pozo. Abajo: Gráfico con los perfiles de pozos filtrados a una escala sísmica [0-70] Hz. En ambos gráficos se muestra el ajuste lineal y la correlación entre datos.

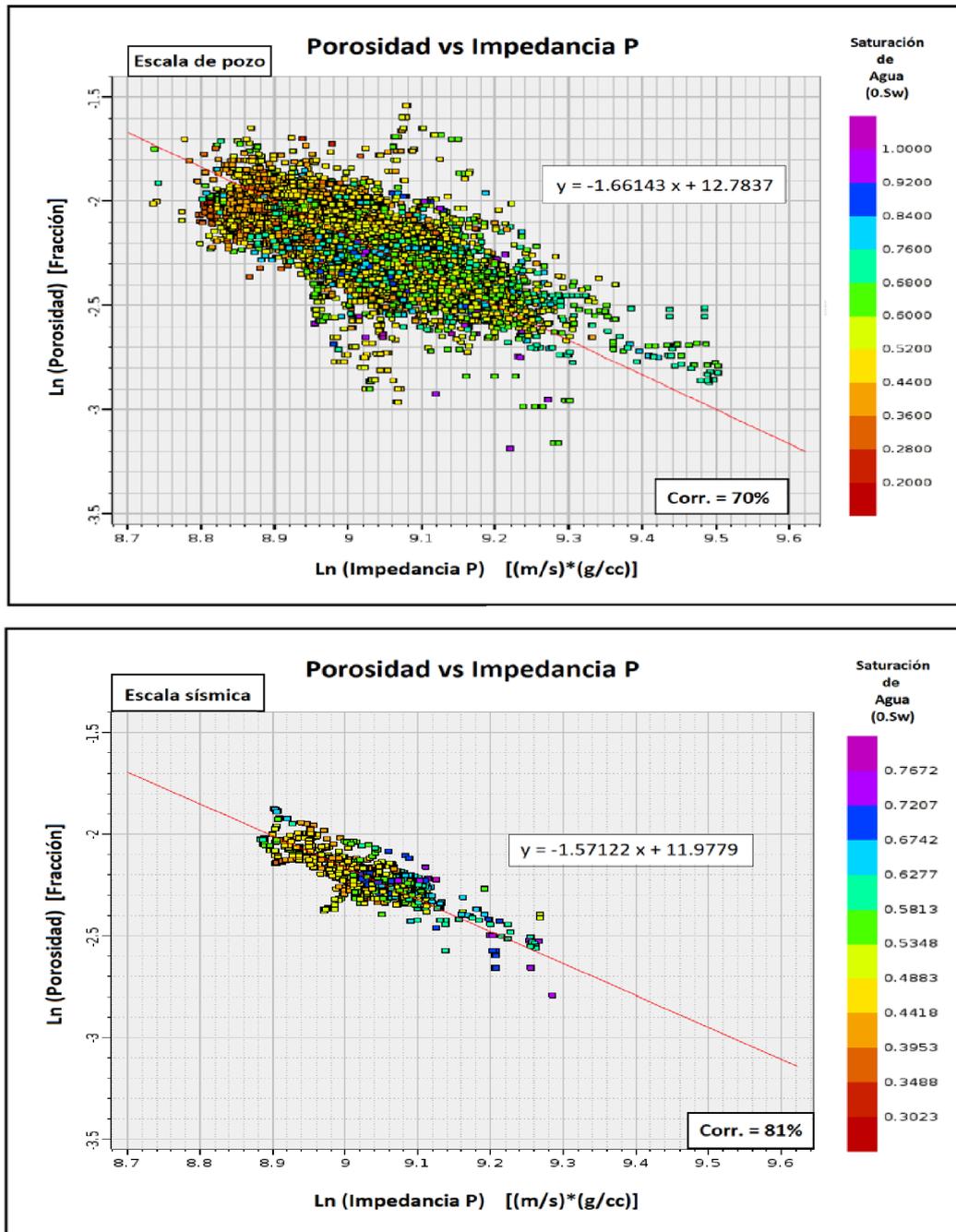


Figura 4.10: Gráficos cruzados entre porosidad e impedancia acústica realizado a partir de 4 pozos. Arriba: Se toman las curvas en una escala de pozo. Abajo: Se muestra la gráfica con las curvas filtradas a una escala sísmica [0-70] Hz. En color se representa la saturación de agua. Además, se muestran las líneas ajustadas al conjunto de datos con las correlaciones obtenidas.

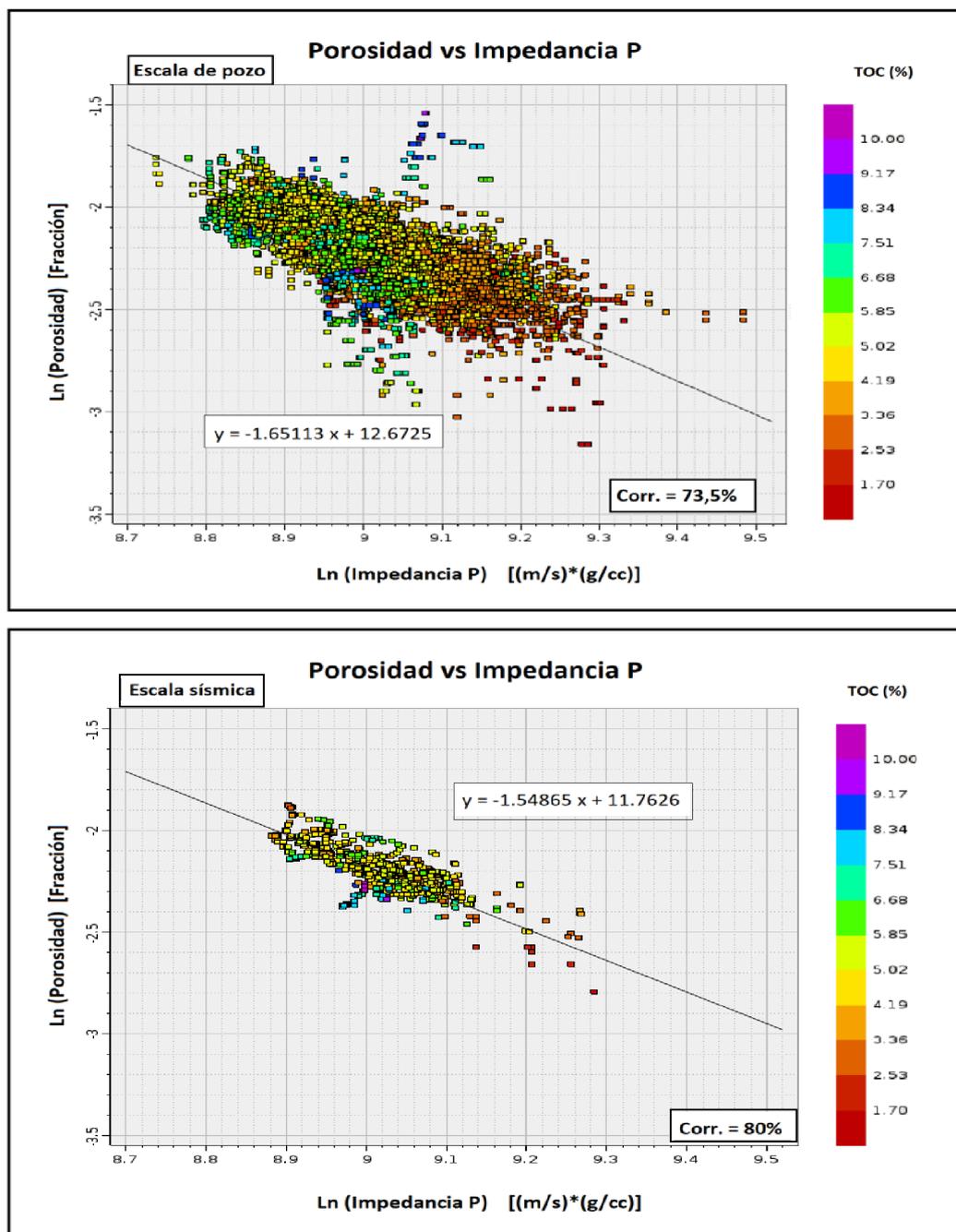


Figura 4.11: Gráficos cruzados entre porosidad e impedancia acústica generados a partir de 3 pozos. Arriba: Se muestra el gráfico generado con curvas en una escala de pozo. Abajo: Se muestra el gráfico generado con curvas filtradas a escala sísmica [0-70] Hz. En ambos gráficos se observa en color el COT. Además, se muestran las líneas de ajuste y sus correspondientes correlaciones.

A su vez, se estudia la correlación que existe entre la impedancia acústica y otras propiedades de reservorio, como el Módulo de Young (MY), donde se obtiene una fuerte correlación (Mayor al 90 %) (fig. 4.12). En color se muestra el comportamiento de la porosidad que aumenta con el descenso de Z_p .

También se analiza el COT y la Sw. La figura 4.13 muestra que no existe una buena correlación entre la impedancia P y los valores de COT ó Sw, siendo éstas del 23 % y 38 % respectivamente para pozos filtrados. Se observa en color el comportamiento de la porosidad, que coincide con lo mencionado antes.

Para realizar un análisis más exhaustivo, se consideran los perfiles de Vclay como un estimador de reservorios, donde se asume la presencia de arenas para valores mínimos de Vclay. Para ello, se realizan gráficos utilizando el dominio de impedancias P vs. impedancias S y se analiza el comportamiento de esta propiedad. En la figura 4.14 se muestran los gráficos de dispersión considerando cuatro pozos (11, 12, 13 y 14) con un espectro completo de frecuencias y un espectro filtrado a los [0-70] Hz. Además se realiza una interpretación sobre los datos, generando polígonos de captura sobre cada perfil (recuadro inferior derecho). Los resultados obtenidos son consistentes con el comportamiento geológico de la zona, donde si bien la relación no es demasiado clara, se logra apreciar que existe una reducción de Z_p a medida que se incrementa el contenido de arcillas.

Asimismo, se estudia el comportamiento de la porosidad sobre un dominio V_p/V_s vs Z_p para discriminar entre distintos rangos de porosidad. Se utilizan los pozos 3, 12, 13 y 14 para generar la gráfica y también se filtran las curvas al espectro de la sísmica (fig. 4.15). Esto último disminuye la resolución de los resultados obtenidos, aunque mantiene un comportamiento similar al de las curvas no filtradas. Se elige realizar el análisis de datos sobre este dominio debido a que existe una evidente disociación de los puntos y es posible diferenciar tres zonas con porosidades entre 0-5 % (polígono lila), 6-9 % (polígono celeste) y 10-13 % (polígono naranja), que se reflejan en los perfiles de cada pozo para los niveles de interés.

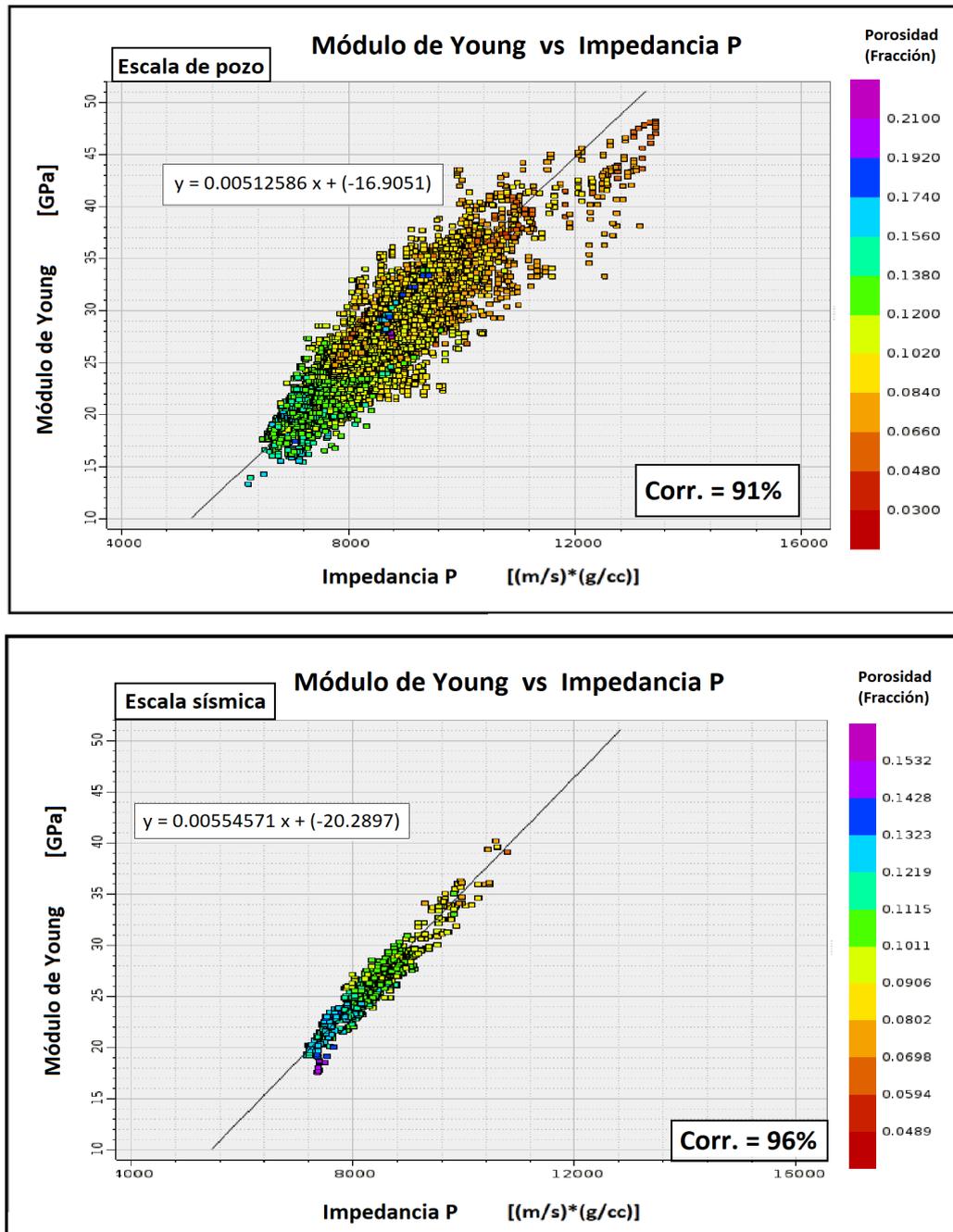


Figura 4.12: Gráficos de módulo de Young vs Z_p , generados a partir de 5 pozos. Arriba: Se muestra la gráfica en una escala de pozo. Abajo: Se muestra la gráfica correspondiente a la escala sísmica [0-70] Hz. Se observa en color el comportamiento de la porosidad, donde se aprecia una relación de la porosidad con la distribución de los puntos. También se presentan las líneas de ajuste y sus correlaciones.

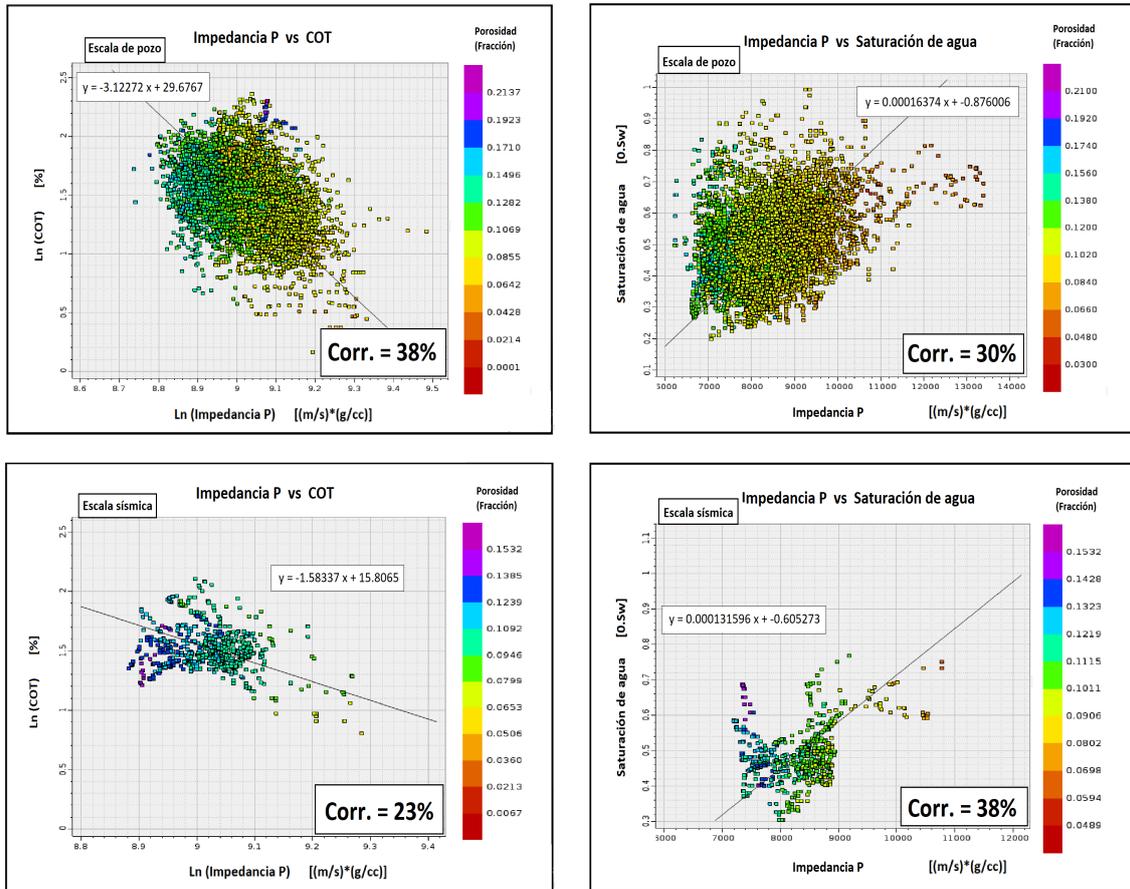


Figura 4.13: Izquierda: Gráficos cruzados entre Z_p vs COT. Se presentan las curvas sin filtrar (arriba) y filtradas a los [0-70] Hz (abajo). Derecha: Gráficos de Z_p vs saturación de agua. Se analizan las curvas sin filtrar (arriba) y filtradas a los 0-70 Hz (abajo). En ambos casos, se representa en color la porosidad con un incremento hacia mínimos de impedancias P.

4.3. Estudio de factibilidad

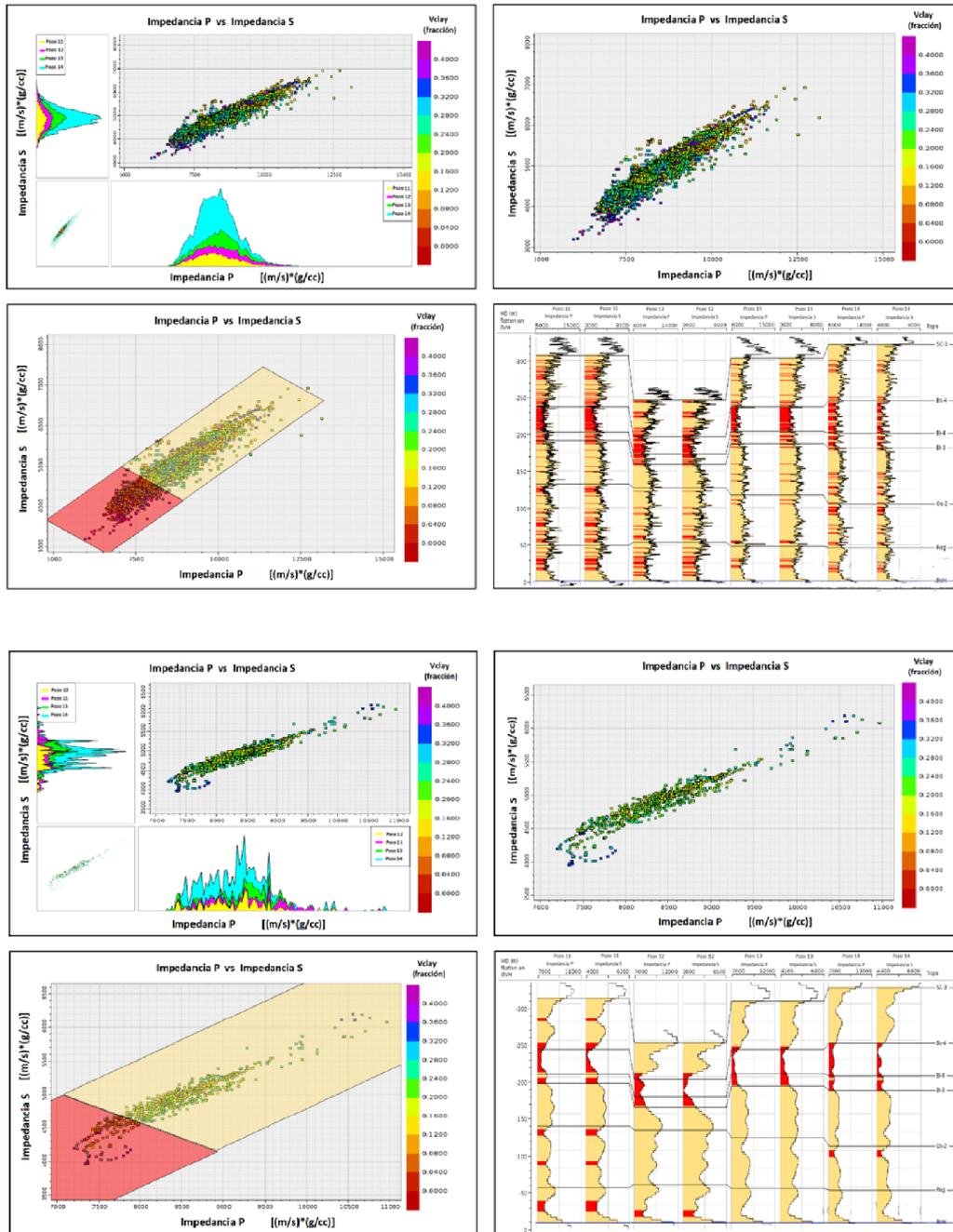


Figura 4.14: Gráficas de dispersión entre impedancias P y S, tomando como referencia una escala de color con Vclay. Arriba se muestran los datos de pozos sin filtrar y abajo se muestra el comportamiento de los datos filtrados. Se realizan capturas de geocuerpos sobre los registros de pozos en el intervalo de interés, donde se muestra el contenido de arcillas (rojo) y se asume la presencia de arenas para valores bajos de Vclay (crema).

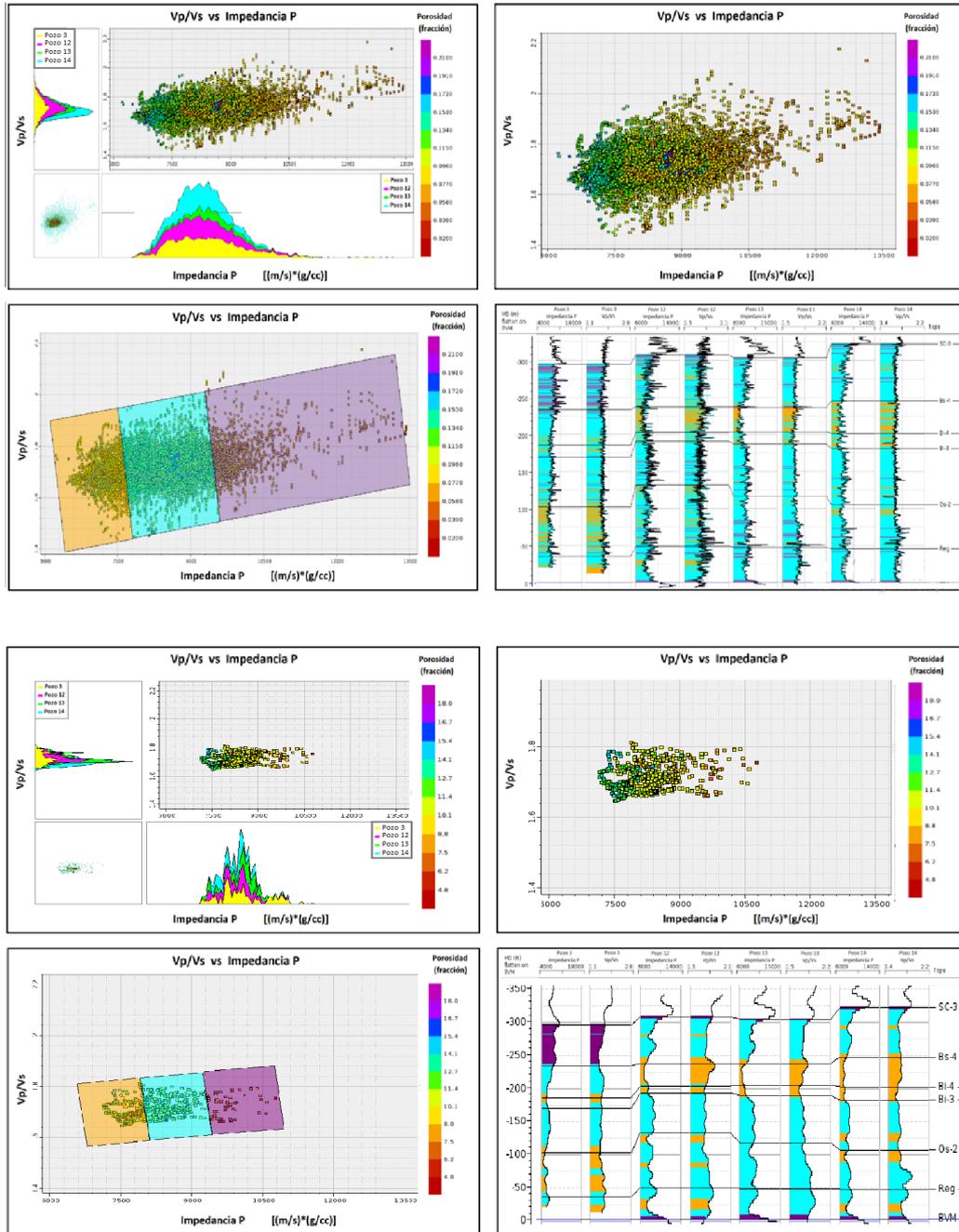


Figura 4.15: Gráficos cruzados entre V_p/V_s y Z_p , con una escala de porosidad. Se muestran las gráficas para los pozos sin filtrar y filtrados a los [0-70] Hz (Arriba y abajo, respectivamente). También se realiza una interpretación de tres zonas/g/cc con valores de porosidades altas (naranja), medias (celeste) y bajas (lila).

4.3.1. Conclusiones

Se concluye que existe una relación lineal e inversamente proporcional entre la impedancia acústica y la porosidad, con una alta correlación. Esto permite identificar zonas de mayor porosidad sobre los perfiles de pozo dentro del intervalo de interés. Es por ello que será posible generar, a partir de un volumen de impedancia P obtenido mediante inversión post-stack, un volumen de porosidad representativo del objetivo.

El MY se vincula con la fragilidad de la roca donde, para un mismo esfuerzo vertical, los valores altos pueden indicar una formación más dura y compacta (capaz de sufrir menor deformación). Esta propiedad posee una gran sensibilidad ante los cambios de fluidos presentes en la roca. Por lo tanto, no se realiza la propagación de esta propiedad sobre el área de estudio.

Debido a que se han reportado trabajos sobre el sistema Quintuco-Vaca Muerta en los que el MY no describe de manera correcta la fragilidad de la roca presente en el área, sólo se realiza el estudio al nivel de pozos. Algunas propuestas de trabajos a futuro pueden incluir un análisis riguroso del comportamiento de propiedades geomecánicas del subsuelo, como el coeficiente de Poisson y el módulo de corte, para complementar el estudio de la fragilidad del suelo.

Para la saturación de agua y el COT no se obtienen buenas correlaciones con Z_p , de manera que no es posible generar volúmenes de estas propiedades a partir de los resultados de la inversión post-stack. Para el COT se destacan valores óptimos (entre 6 % y 15 %) sobre todos los niveles de interés.

Analizando el Vclay se puede concluir que los datos permiten una clasificación entre arcillas y arenas. Mediante polígonos de capturas se definen distintos niveles en los cuales se ve que predomina el contenido de arenas sobre el intervalo de estudio.

4.4. Modelo de bajas frecuencias

Con el fin de obtener un volumen de impedancias P invertidas que incluya las bajas frecuencias no presentes en la sísmica, se genera un modelo inicial que posee dicha información. Se trata de un modelo inicial ya que a partir de éste se comienza el proceso de inversión y, luego de varias iteraciones, se obtiene un cubo de impedancias que incluye las bajas frecuencias y el ancho de banda sísmico.

El modelo de impedancia P se genera sobre el dominio del tiempo utilizando los registros de Z_p de los 16 pozos. Sobre cada perfil se aplica un filtro pasa-bajos que permite obtener información entre 0 Hz y 10 Hz. La interpolación y extrapolación de los datos de pozos filtrados sobre el cubo de datos sísmicos se realiza empleando horizontes y mediante el método de Kriging.

Para generar el modelo se utilizan 3 horizontes (Quintuco, SC y BVM) que se suavizan sobre todo el volumen para reducir la presencia de ruido asociado a cambios abruptos en los reflectores. Es importante destacar que no se realiza un análisis en el intervalo geológico delimitado por Quintuco-SC, ya que no resulta de interés en este proyecto, por lo que la inversión de impedancias acústicas se realiza sobre la secuencia SC-BVM.

Se generan 3 volúmenes: de impedancias P, densidad y velocidad de la onda P, como se muestran en la figura 4.16. Sobre estas propiedades, se analiza el comportamiento de variaciones espaciales suaves y se las relaciona con cambios de estratigrafía. En particular, se estudia el modelo de impedancias P de forma rigurosa, siendo éste de principal interés para el proceso de inversión con datos post-stack. La figura 4.17 corresponde a una sección de impedancias acústicas para bajas frecuencias, donde es posible apreciar un contraste suave de Z_p con valores mínimos al oeste de la sección para los niveles entre SC y BVM (lila). También se observan máximos de Z_p próximos a la base de VM y en una posición al este de la línea AB.

4.4. Modelo de bajas frecuencias

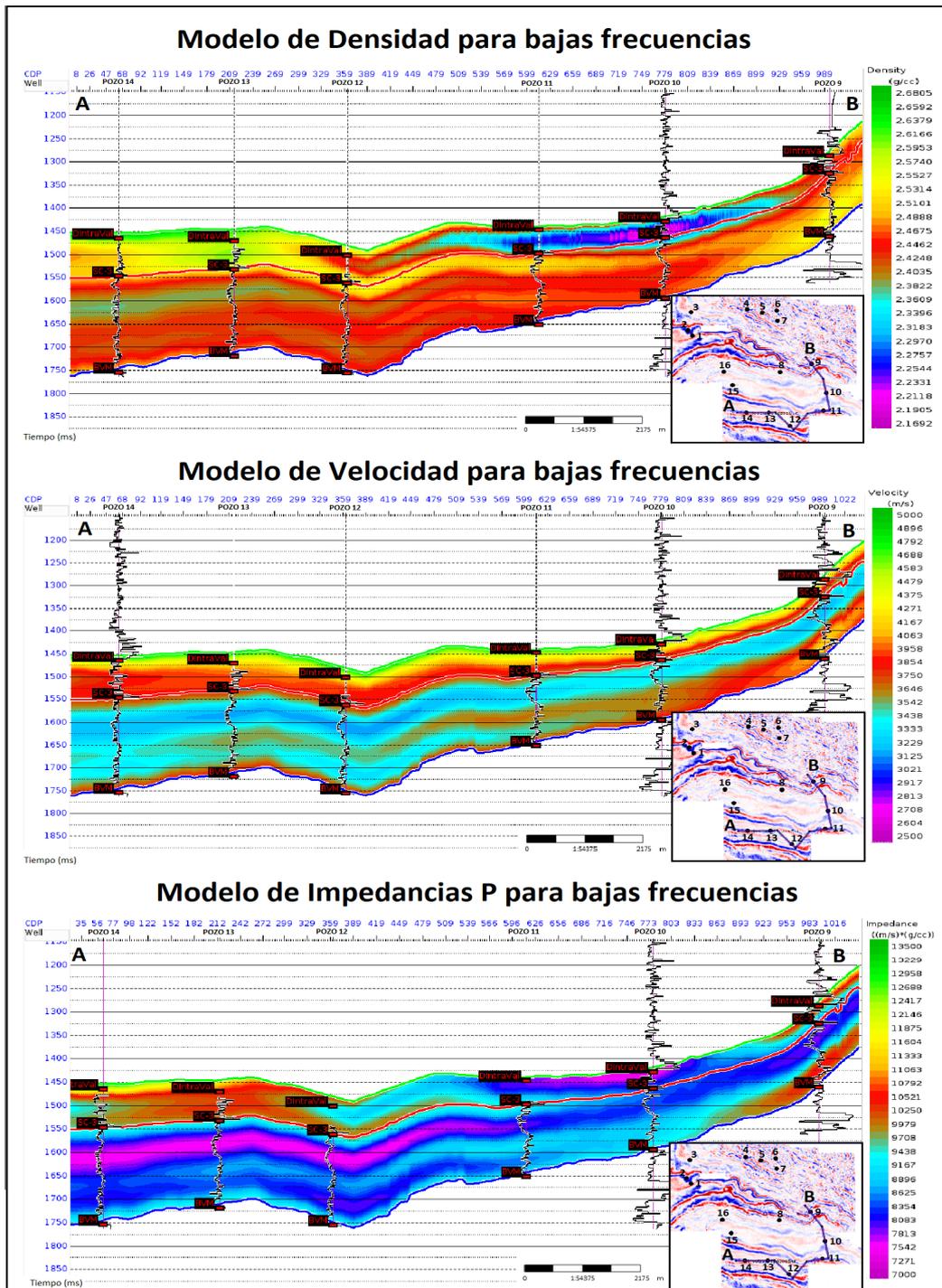


Figura 4.16: Modelos de densidad, velocidad e impedancias acústicas para bajas frecuencias sobre el intervalo Quintuco-BVM. Las curvas de pozos están filtradas entre 0 Hz y 70 Hz.

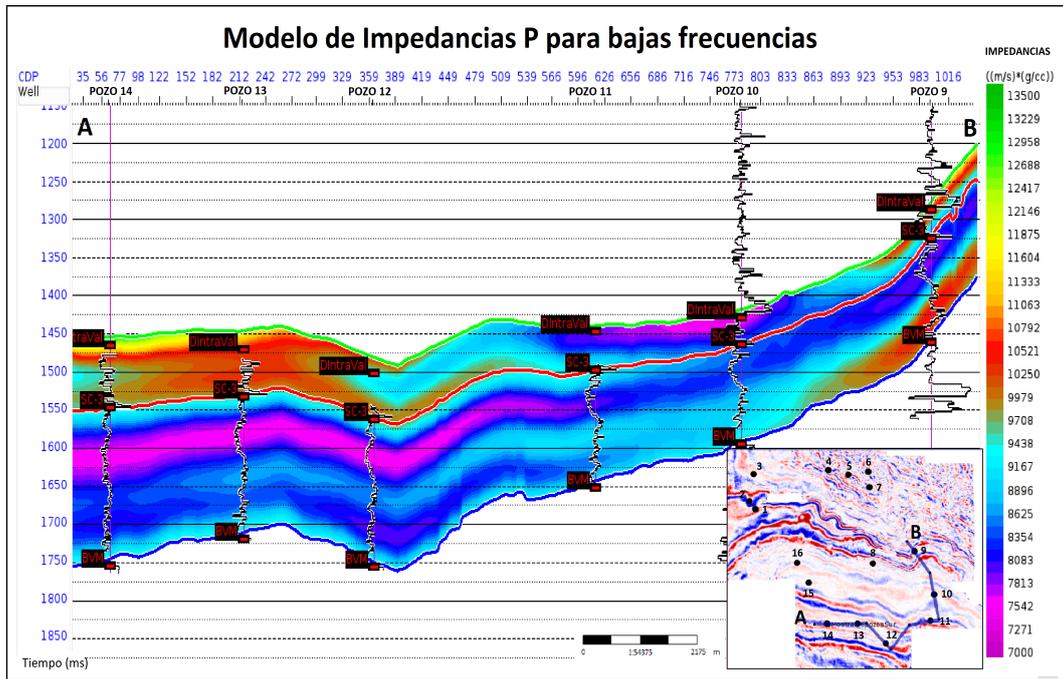


Figura 4.17: Modelo de impedancias acústicas para las bajas frecuencias, sobre el intervalo Quintuco-BVM. Se muestra una sección que contiene 6 pozos ubicados al sur de la zona.

4.5. Inversión sísmica

4.5.1. Pruebas de inversión

Una vez obtenida la ondícula representativa del volumen sísmico y generado el modelo de bajas frecuencias, es posible realizar pruebas en la posición de algunos pozos para calibrar la inversión. Para ello, se utiliza como dato de entrada el volumen de amplitudes sísmicas y se emplea el modelo de impedancias P para bajas frecuencias como modelo inicial. Se seleccionan todos los pozos contenidos en el área y la ondícula promedio. Además, para realizar las pruebas de inversión, se elige el intervalo desde la SC hasta BVM con una extensión de 50 ms antes y después, respectivamente.

En la figura 4.18 se muestran las curvas obtenidas de las pruebas de inversión para el pozo 10 con 4 iteraciones. A la izquierda se muestran 3 curvas de impedancias P que corresponden al perfil de impedancias P en el pozo (azul), la curva de impedancias del modelo inicial (negro), y la curva de impedancias P generada a partir del proceso de in-

versión (roja) que, como se observa, solo está calculada para el intervalo de interés.

En el centro de la imagen se muestra la ondícula utilizada. A su derecha aparece el registro sintetizado (rojo) con el registro sísmico medido (negro), cuya correlación se encuentra en la parte superior (96 %). En la última columna se muestra el error entre la sísmica sintética y la sísmica real que es del 25 %.

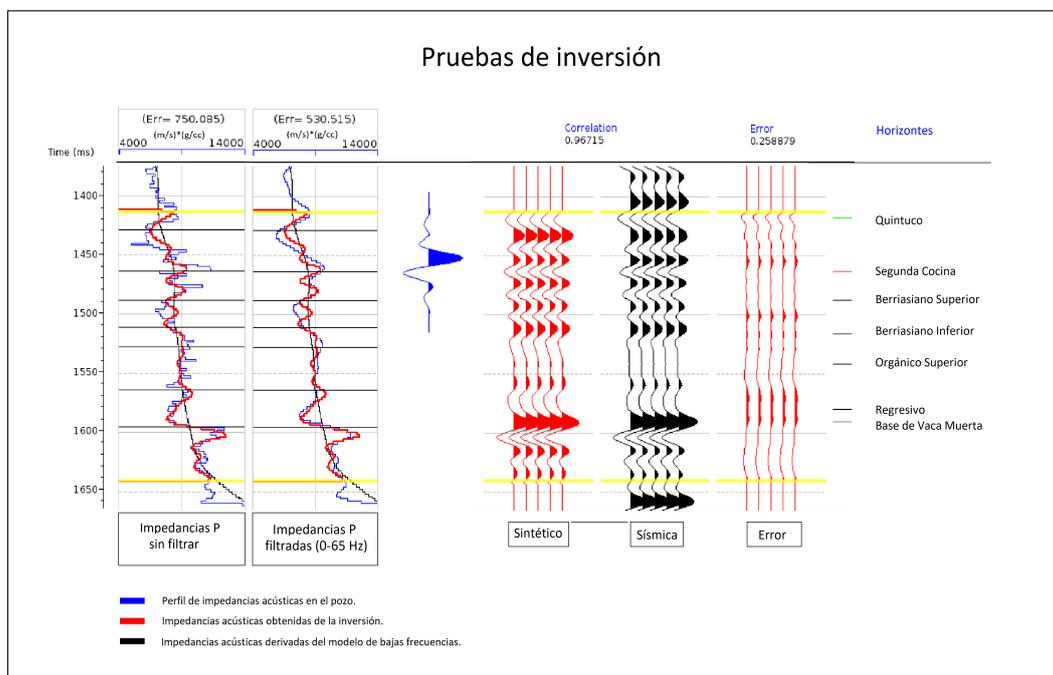


Figura 4.18: Prueba de inversión sobre el pozo 10. Se muestran las curvas de impedancias P a nivel de pozo y derivadas del proceso de inversión, como también el error cometido entre ellas. Además, se presenta la correlación que existe entre la traza sísmica y la traza sintética.

4.5.2. Resultados de la inversión

Luego de realizar varias pruebas, se eligen los parámetros que arrojan la mejor predicción de impedancias en los pozos y que minimizan el error cometido entre el registro sintético y la sísmica.

Se obtiene un volumen de impedancias P para un rango de frecuencias entre 0 Hz y 65 Hz (fig. 4.19). Además, si se asocian las bajas impedancias con los topes de formación (información de pozo), se pueden identificar los niveles orgánicos de interés en el sistema de estudio, e interpretar horizontes (Bs-4, Bi-3, Os-2 y Regresivo)(fig. 4.20).

En general, es conveniente analizar el comportamiento de estos reflectores en simultáneo con el volumen de amplitud sísmica para evitar errores en la interpretación. En este caso, los resultados obtenidos del volumen de impedancias son consistentes con el volumen sísmico.

Además, para estudiar el comportamiento espacial se generan mapas de impedancias P entre los espesores de interés (fig. 4.21). En los niveles superiores se distingue una zona de bajos valores de Z_p al noreste del área (Zona A) asociada a la baja cobertura sísmica. Esta pérdida de resolución en los datos se debe a la presencia del río en superficie. Se puede observar que la zona interpretada desaparece en los niveles inferiores (Orgánico superior-BVM), donde se adquiere una mayor cobertura, que se identifica como una mejor calidad del dato (amplitudes). También se interpretan zonas de bajas impedancias al suroeste y oeste del área (Zona B) para los distintos niveles, que son coherentes con las posiciones en el sistema estratigráfico: bajas impedancias (Z_p) asociadas a niveles orgánicos (facies pelíticas) en posiciones más distales.

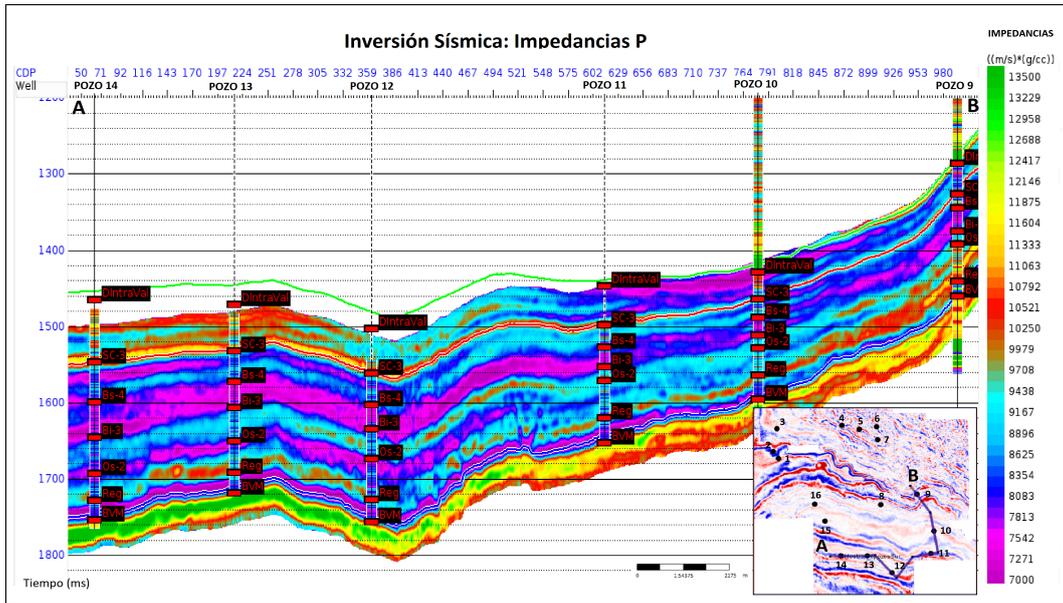


Figura 4.19: Corte del volumen de impedancias acústicas generado a partir del proceso de inversión. Se observan 6 pozos en la sección con sus respectivos pases de formación.

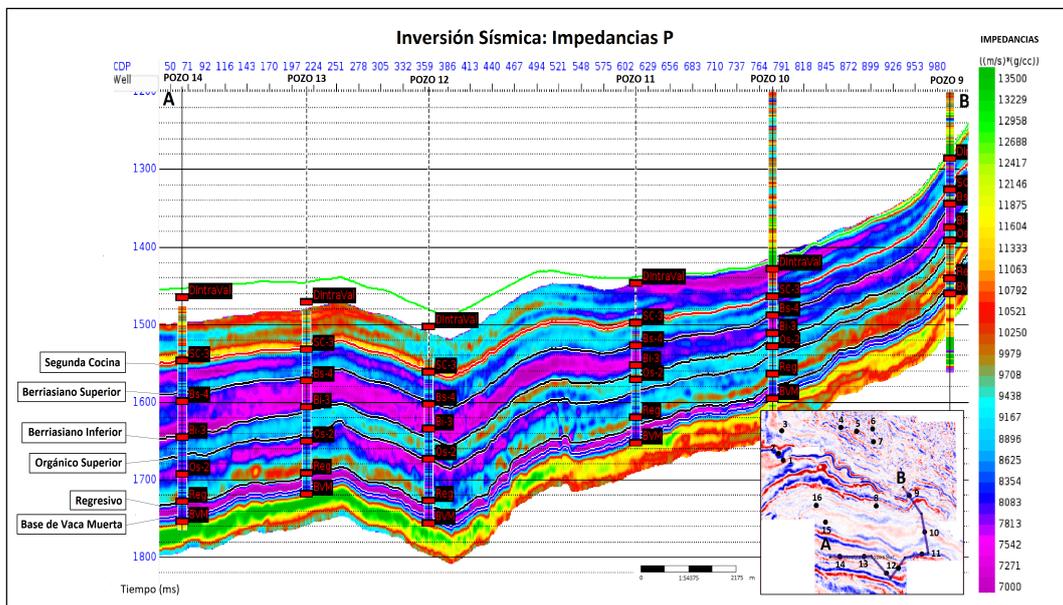


Figura 4.20: Sección del volumen de impedancias acústicas con horizontes. Se visualizan cinco niveles de interés que se interpretan a partir de los pases formacionales y los cambios de impedancias.

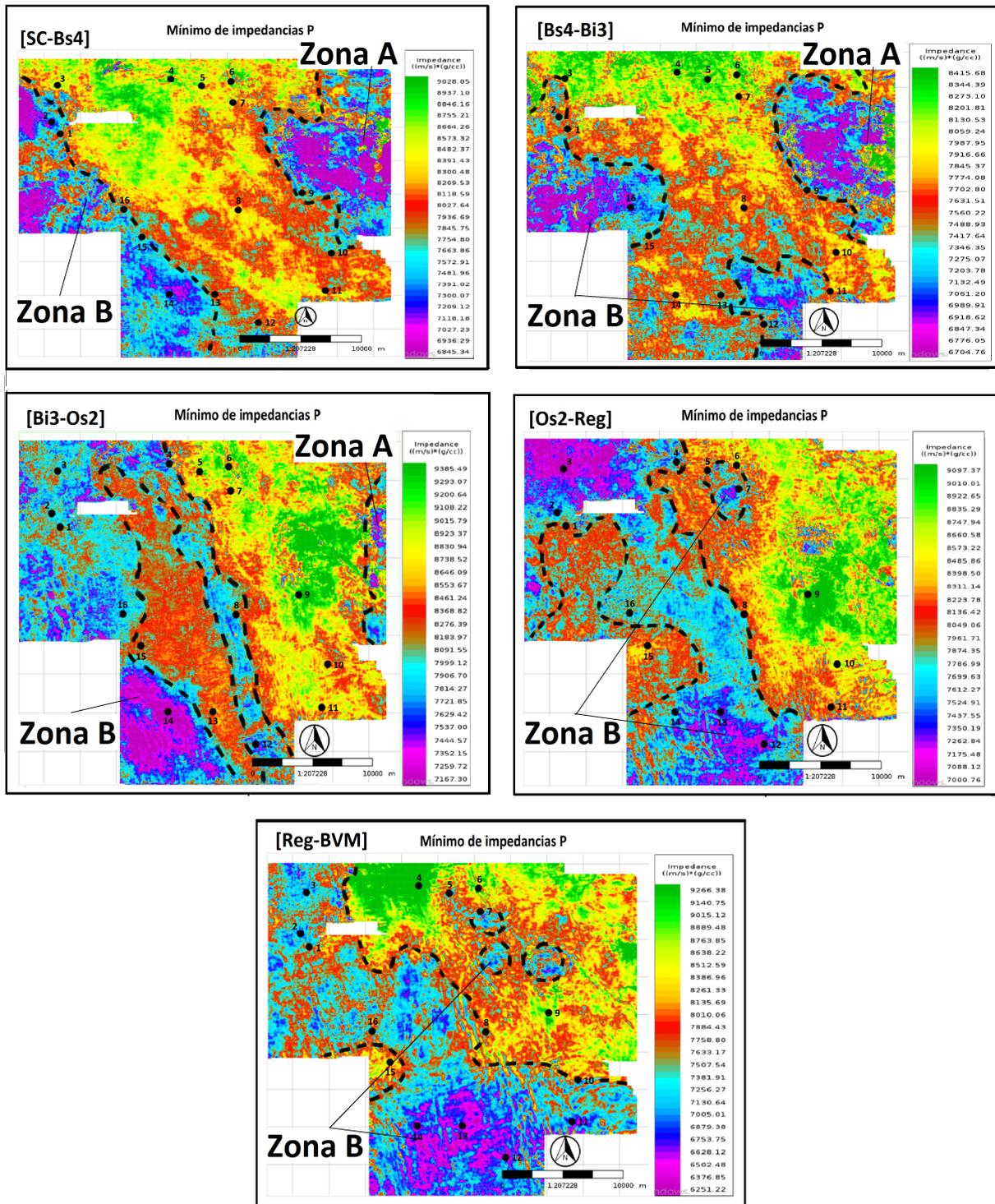


Figura 4.21: Mapas de mínimos de impedancias acústicas sobre distintos niveles del subsuelo.

4.5.3. Control de calidad de la inversión

Como control de calidad de los resultados obtenidos, en la figura 4.22 se presenta una sección de impedancias P. Se aprecia un buen ajuste del volumen Z_p invertido y los registros de pozo para frecuencias de [0-70] Hz. Esta consistencia entre registros e impedancia invertida se muestra en los gráficos de la figura 4.23, donde los datos poseen una tendencia lineal con una alta correlación (superior al 80%). Se observa que la mayor discrepancia entre curvas de pozo e invertidas ocurre para datos próximos a la zona basal.

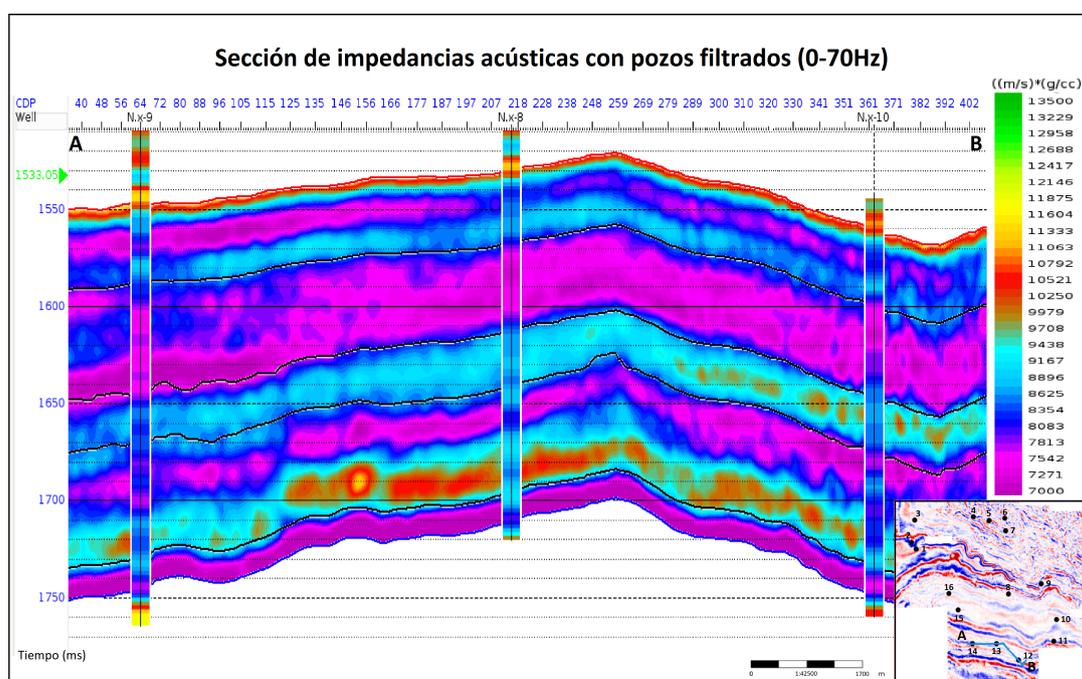


Figura 4.22: Se compara una sección del volumen Z_p invertido con el perfil de impedancias de los pozos 12, 13 y 14 filtrados hasta los 70 Hz.

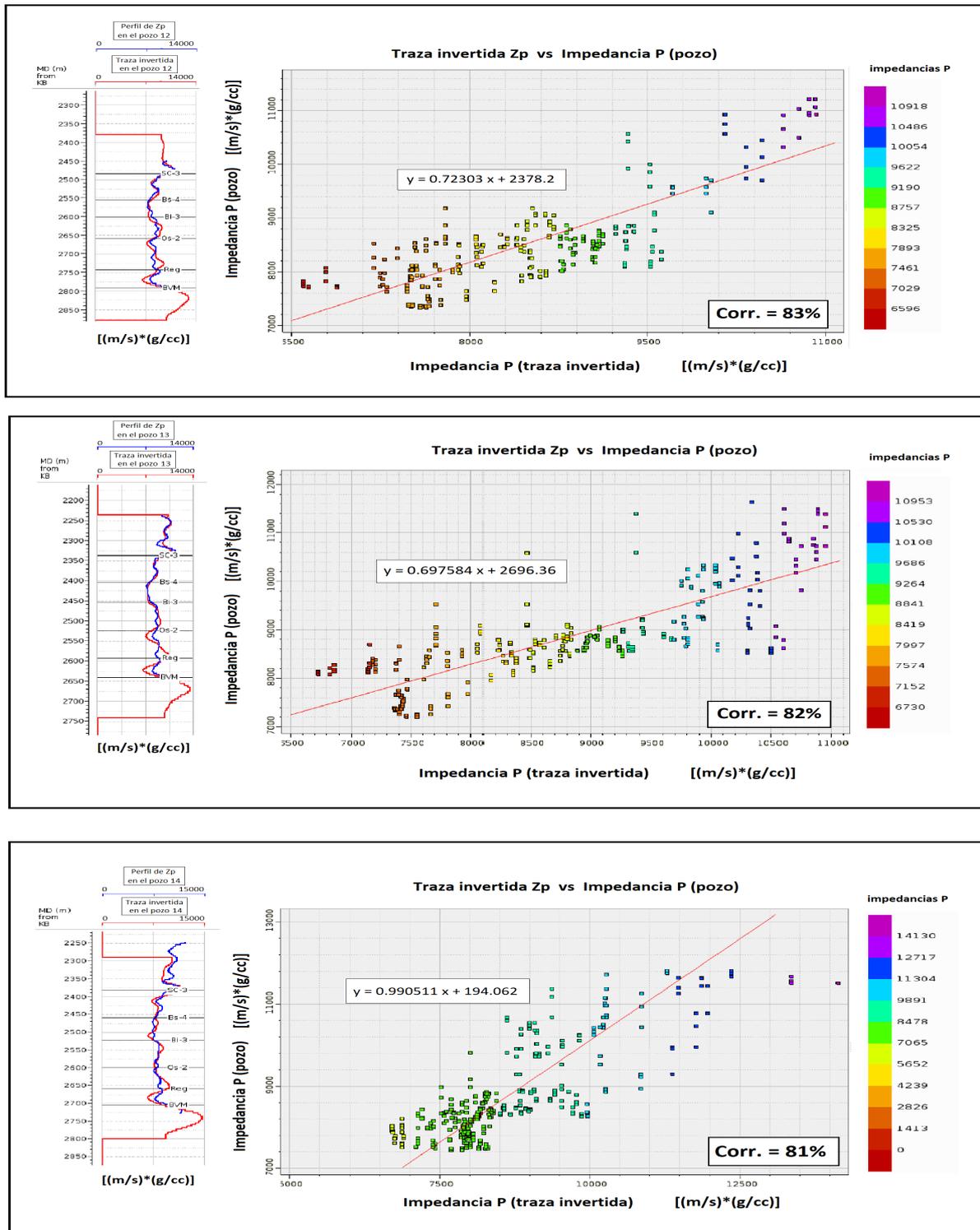


Figura 4.23: Gráficos cruzados entre los perfiles de impedancias P y las trazas invertidas en la posición de los pozos. Se realizan los diagramas de los pozos 12, 13 y 14, y en todos los casos se obtienen correlaciones superiores al 80 %.

Capítulo 5

Interpretación de resultados

El propósito de este capítulo es mostrar los volúmenes de propiedades petrofísicas obtenidas a partir del cubo de impedancias acústicas calculado. Se explica cómo se obtuvo el volumen de porosidad y se muestra el control de calidad asociado. Además, se interpretan zonas con distintos valores de porosidad dentro del área, que se observan en los mapas de porosidad generados sobre todos los niveles de estudio, donde se describe el comportamiento de la porosidad a lo largo de toda la región de interés.

5.1. Volumen de porosidad

Teniendo en cuenta los resultados del análisis de factibilidad (Sección 4.3 del Capítulo 4), se genera el volumen de porosidad a partir del volumen de Z_p invertido mediante una regresión lineal.

Se decide propagar solo la porosidad, ya que ésta es la única propiedad que presenta una buena correlación con la impedancia. El conocimiento de la porosidad sobre una determinada región y nivel del subsuelo permite obtener información sobre la capacidad de almacenamiento de un reservorio de hidrocarburos. En la figura 5.1 se muestra el gráfico de dispersión entre la impedancia acústica invertida y la porosidad de pozo filtrada al ancho de banda de la sísmica para los niveles de interés. La gráfica contiene información de seis pozos y muestra una correlación media-alta entre los datos de 64%. En la figura también se muestra la regresión lineal asociada al conjunto de datos.

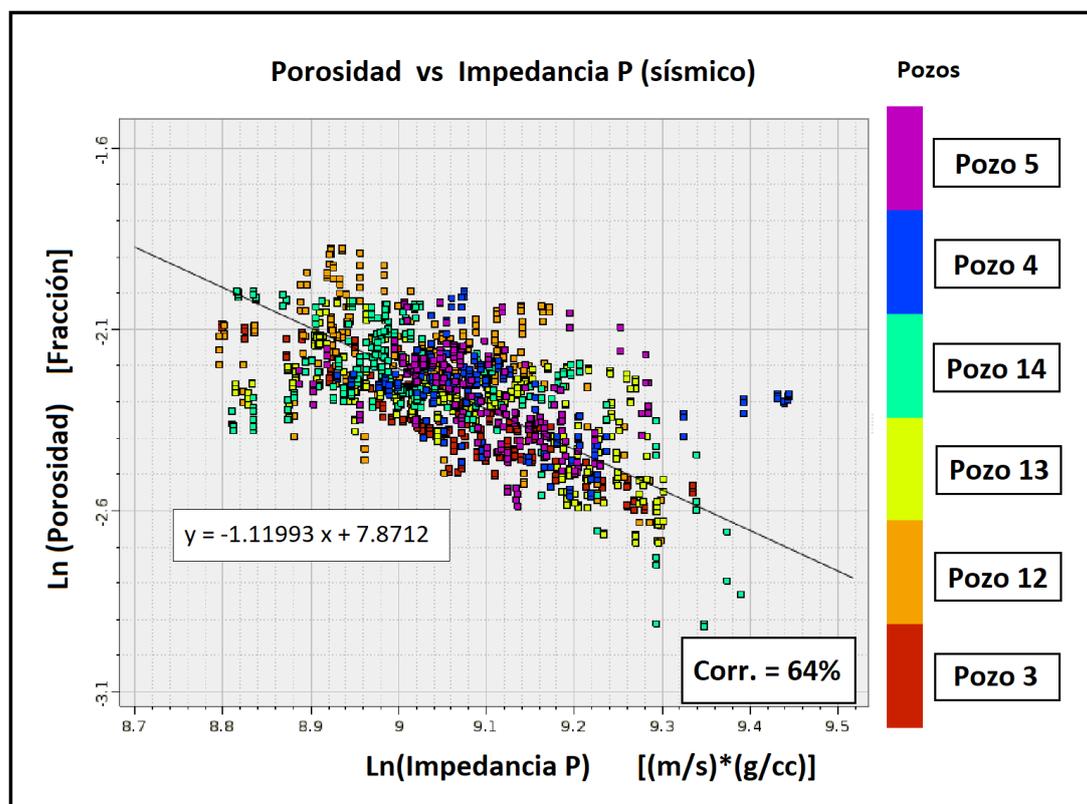


Figura 5.1: Gráfico cruzado entre la impedancia P invertida y los perfiles de porosidad filtrados. Se muestra la línea de ajuste y la correlación entre datos, que es de 64 %.

Empleando la ecuación lineal obtenida, se genera el cubo de porosidad para el sistema de estudio, que comprende desde la Segunda Cocina hasta la Base de Vaca Muerta. En la figura 5.2 se observa una sección del volumen de porosidad que contiene los horizontes interpretados para una línea arbitraria ubicada al SE del área. Las zonas de máxima porosidad coinciden con mínimos de impedancias en el cubo Z_p .

Sobre la sección existen variaciones laterales suaves de porosidad sobre los niveles de interés. En particular, se destacan en el centro de la sección dos grandes intervalos con máximos de porosidad (próximos al 13 %): una contenida en el tramo Berriasiano superior-Berriasiano inferior, mientras que la otra se ubica en la parte inferior de la Cocina, próxima a la BVM.

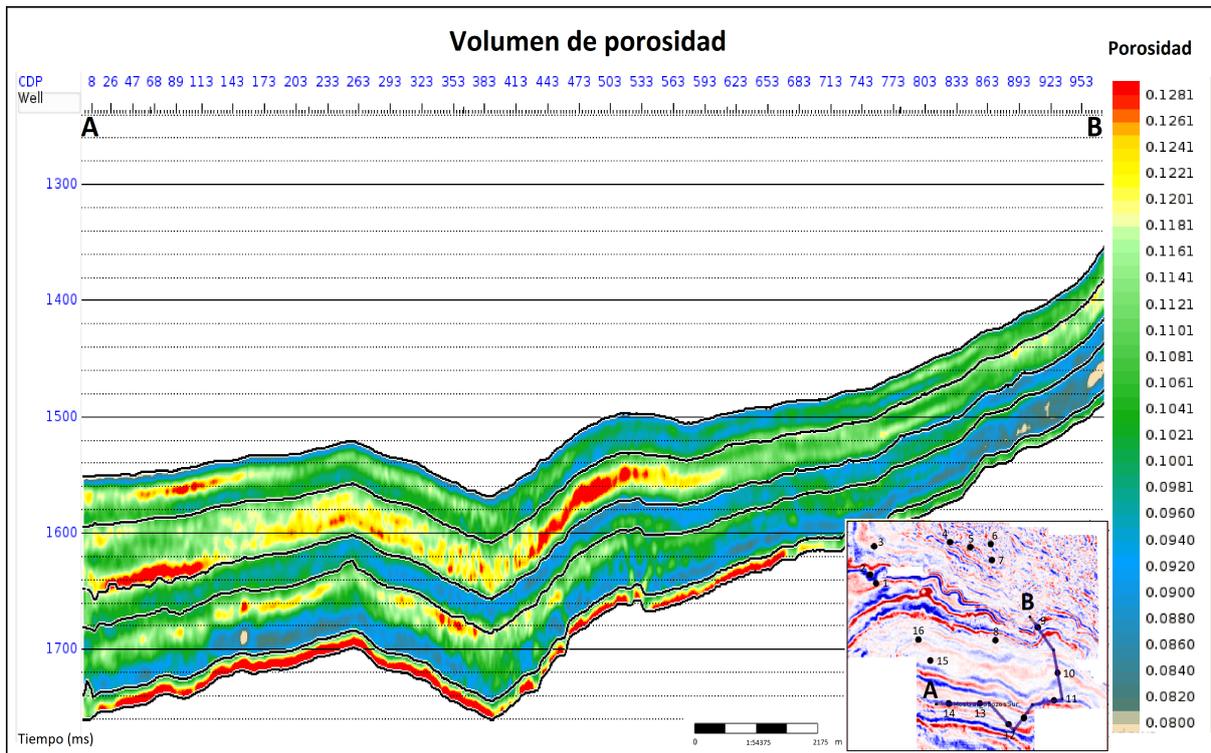


Figura 5.2: Sección del volumen de porosidad con horizontes. Se observan valores de porosidad máximos próximos al 13% sobre el intervalo SC-Bs y en la parte inferior a la cocina (Reg-BVM) para una línea arbitraria al SE del área.

5.2. Control de calidad

Como control de calidad se comparan los perfiles de porosidad de 3 pozos filtrados [0-70] Hz con una sección del volumen de porosidad al NW de la región (fig. 5.3).

Se observa que los resultados obtenidos en el cubo de porosidad son buenos, presentando variaciones suaves de esta propiedad a lo largo de la sección, lo cual es consistente con el modelo depositacional. Además, se puede observar que los perfiles de porosidad filtrados en los pozos tienen buena correspondencia con los resultados derivados de la inversión. Esto último se demuestra en la figura 5.4, donde se observan los gráficos cruzados entre las trazas de porosidad del volumen sísmico en la posición del pozo y los correspondientes perfiles de porosidad filtrados. Existen buenas correlaciones entre datos para los tres pozos, con un 65 % de correlación para el pozo 3, 82 % para el pozo 4 y 70 % para el pozo 5.

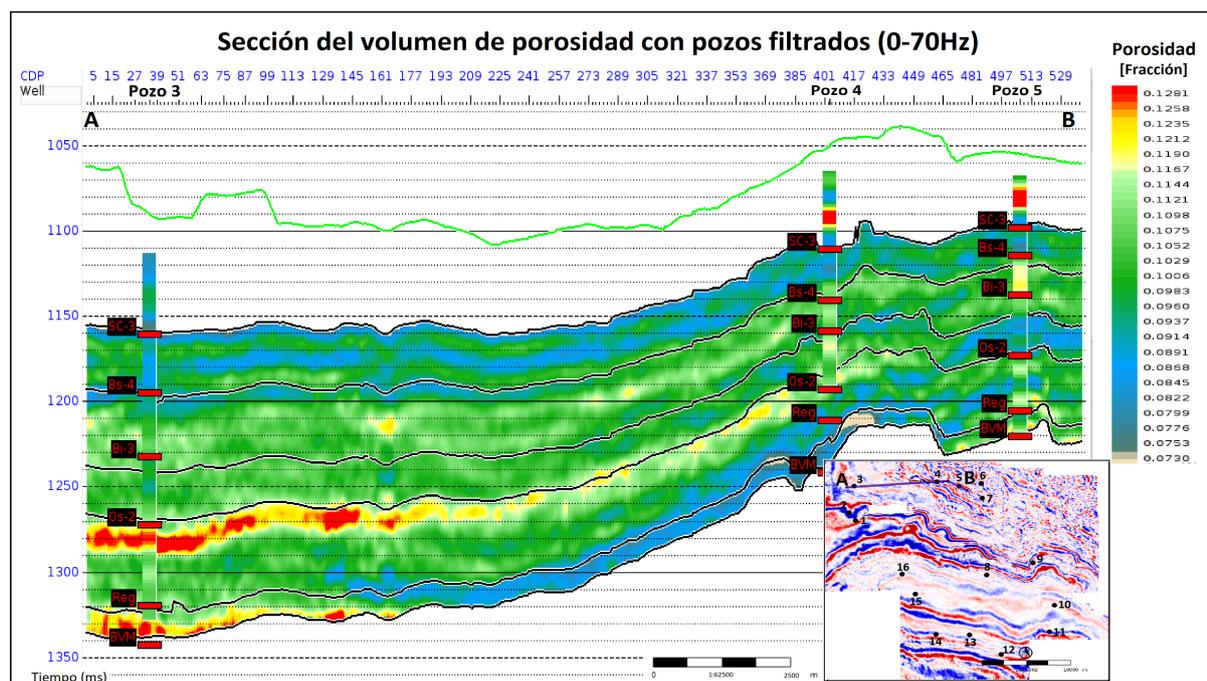


Figura 5.3: Sección de porosidad con los pozos 3, 4 y 5. Se compara el volumen de porosidad obtenido con los perfiles de porosidad filtrados a [0-70] Hz.

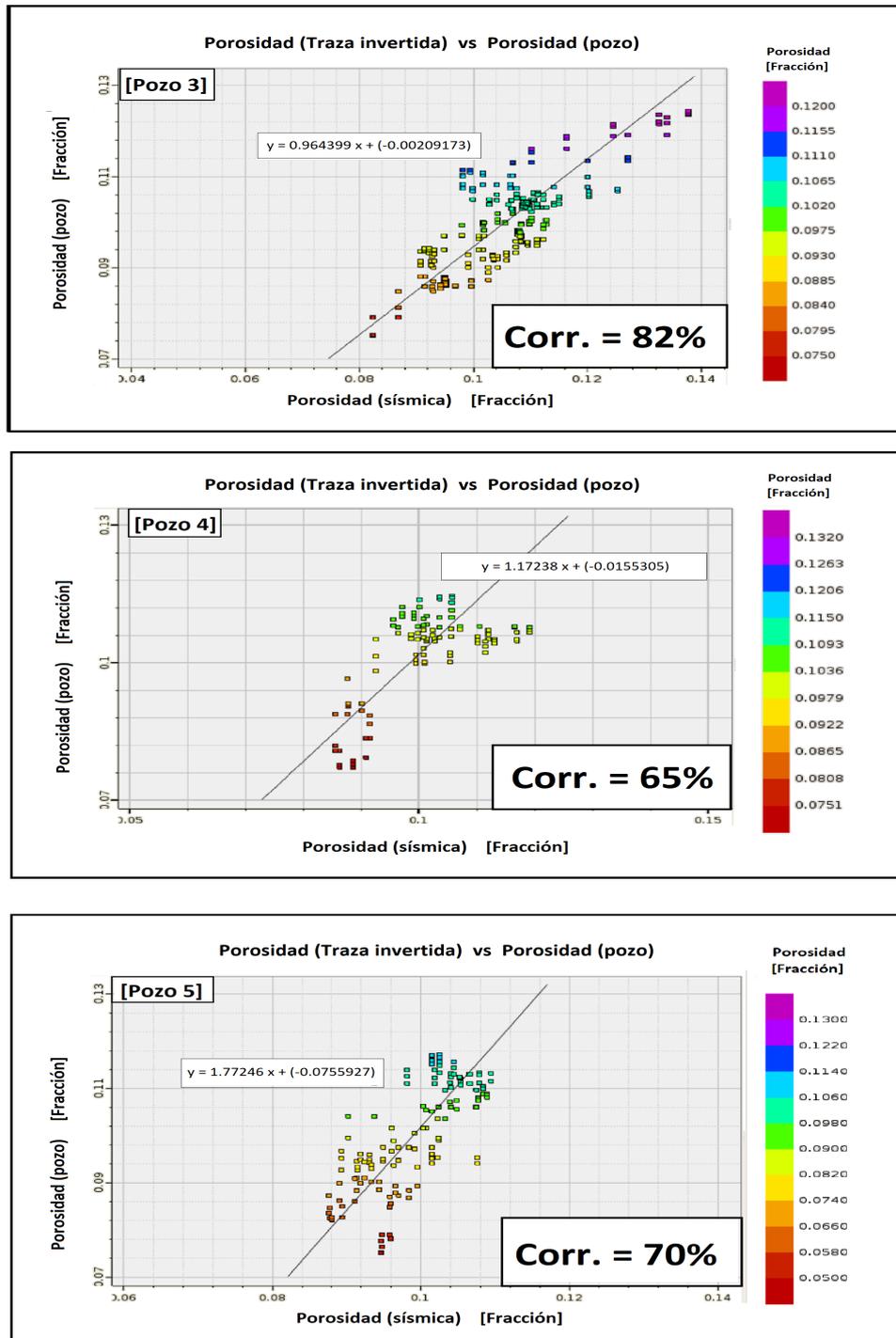


Figura 5.4: Gráficos cruzados entre las trazas de porosidad derivadas del volumen sísmico en la posición de los pozos y los perfiles de porosidad filtrados para los pozos 3, 4 y 5.

5.3. Interpretación del volumen de porosidad

Las secciones de porosidad sirven para analizar el comportamiento de esta propiedad sobre sectores específicos del área estudiada, como las zonas próximas a los pozos. Si se desea describir el comportamiento espacial de la porosidad sobre toda la región, no alcanza con evaluar secciones, sino que se deben analizar las variaciones de porosidad sobre mapas asociados a cada nivel estratigráfico. En la figura 5.5 se muestran los mapas de porosidad RMS para las unidades de interés y sobre ellos se interpretan 3 zonas: Zona I, Zona II y Zona III.

Observando los mapas de porosidad, y teniendo en cuenta que el *cut off* de porosidad asignado en el área de estudio es del 7%, es posible presumir que las zonas I y II identificadas presentan un gran potencial para el desarrollo prospectivo del área. La zona III, por su parte, presenta valores de porosidad elevados que no describen el comportamiento geológico de la región, sino que derivan de las bajas impedancias (Z_p) estimadas en esa zona, las cuales están asociadas a la baja cobertura del dato por la presencia del río en el NE del área. Es posible apreciar que dicha zona es significativa para los niveles superiores. A medida que se profundiza (niveles inferiores) desaparece, obteniendo una mejor cobertura del dato sísmico y por lo tanto mejor calidad del dato. En la Tabla 5.1 se mencionan las características de cada zona interpretada.

Segunda Cocina (SC)	Rango de porosidades (%)	Área estimada (%)	Prioridad de desarrollo prospectivo
Zona I	10 - 12	35	Muy alto
Zona II	9 - 10	45	Alto
Zona III	10 - 12	20	Bajo
Berriasiano superior (Bs-4)			
Zona I	11 - 12	47	Muy alto
Zona II	9 - 11	35	Alto
Zona III	11 - 12	18	Bajo
Berriasiano inferior (Bi-3)			
Zona I	11 - 12	70	Muy alto
Zona II	8,5 - 11	30	Alto
Orgánico superior (Os-2)			
Zona I	10 - 12	75	Muy alto
Zona II	8,5 - 10	25	Alto
Cocina			
Zona I	10 - 13	93	Muy alto
Zona II	8 - 10	7	Alto

Tabla 5.1: Descripción de las zonas I, II y III interpretadas en los mapas de porosidad.

5.3. Interpretación del volumen de porosidad

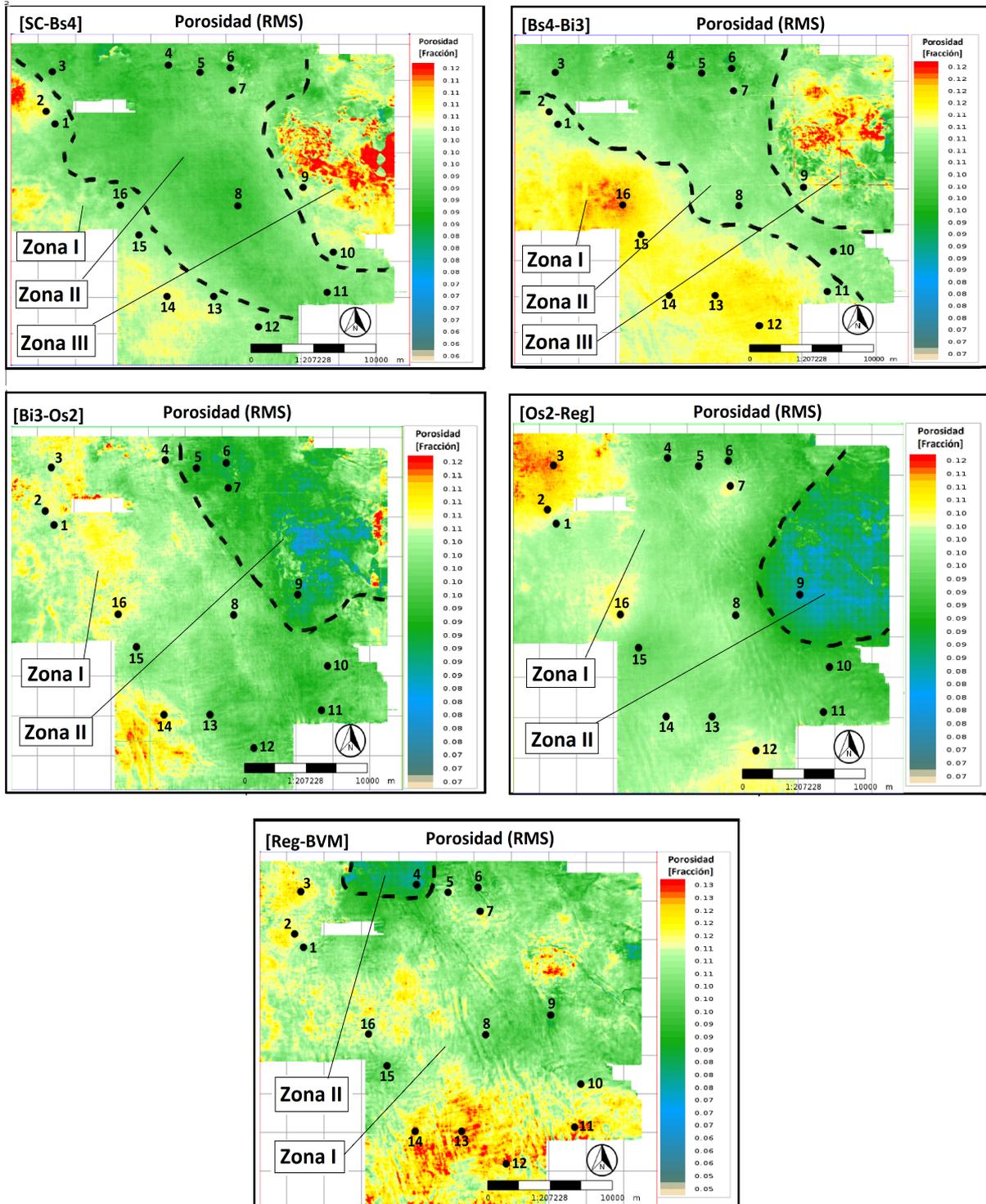


Figura 5.5: Mapas de porosidad sobre distintas unidades estratigráficas: SC, Bs-4, Bi-3, Os-2, Reg y BVM.

Capítulo 6

Conclusiones

Se obtuvo un volumen de impedancias acústicas (Z_p) a partir de la técnica de inversión sísmica post-stack para un área ubicada al NE de la cuenca neuquina.

Sobre el volumen de Z_p se logró identificar 5 niveles orgánicos de interés: Segunda cocina, Berriasiano superior, Berriasiano inferior, Orgánico superior, Regresivo y Base de Vaca Muerta.

Los mapas de Z_p permitieron interpretar zonas de bajas impedancias asociadas con mejores propiedades de reservorio.

A partir de la buena correlación entre Z_p y porosidad se generó un cubo de porosidades.

Debido a la baja correlación entre Z_p y COT no se propagó esta propiedad petrofísica. Existe muy buena correlación entre Z_p y Módulo de Young.

A partir de los mapas de porosidad se interpretaron zonas con mayor potencial para el desarrollo.

Si bien los resultados finales son positivos en el contexto de una escala regional, es necesario puntualizar que éstos deben ser complementados con estudios más específicos si se desean obtener resultados de mayor detalle.

Índice de figuras

1.1. Ubicación geográfica del área de interés.	4
1.2. Secuencia estratigráfica.	6
1.3. Marco estructural de la zona.	7
2.1. Esquema de la inversión sísmica.	12
2.2. Impedancias acústicas Relativa y Absolutas.	14
3.1. Registros sísmicos componentes del cubo.	16
3.2. Fold de los cubos componentes el <i>merge</i>	16
3.3. Espectro de amplitud de la sísmica.	18
3.4. Mapas de amplitud.	19
3.5. Distribución de pozos.	20
3.6. Perfilaje de pozos (velocidad P, densidad, gamma ray y caliper).	22
3.7. Perfilaje de pozos (propiedades petrofísicas).	22
3.8. Perfiles de velocidad (onda P).	23
3.9. Perfiles de densidad.	24
3.10. Gráficos individuales: densidad vs velocidad P (para 13 pozos).	25
3.11. Gráfico: densidad vs velocidad P (para 10 pozos).	26
3.12. Perfiles de densidad acondicionados.	26
3.13. Gráfico: densidad vs velocidad P (para 16 pozos).	27
3.14. Perfiles de impedancias acústicas calculados para 16 pozos.	28
3.15. Gráficos: densidad vs velocidad P (escala de caliper).	28
4.1. Ondícula estadística.	32
4.2. Amarre de pozo con ondícula estadística.	33
4.3. Ondícula determinista.	34
4.4. Amarre de pozo con ondícula determinista.	34
4.5. Ondícula promedio.	35

4.6. Amarre de pozo con ondícula promedio.	36
4.7. Interpretación sísmica de horizontes (sección sísmica).	37
4.8. Mapas de horizontes interpretados.	37
4.9. Gráficos: porosidad vs impedancias P.	39
4.10. Gráficos: porosidad vs impedancia P, calibrados con escala de saturación de agua.	40
4.11. Gráficos: porosidad vs impedancia P, calibrados con escala de COT	41
4.12. Gráficos: módulo de Young vs impedancia P.	43
4.13. Gráficos: COT vs impedancia P y sat. de agua vs impedancia P.	44
4.14. Interpretación de geocuerpos con perfiles del Vclay.	45
4.15. Interpretación de geocuerpos con perfiles de porosidad.	46
4.16. Modelos de bajas frecuencias.	49
4.17. Modelo de impedancias acústicas para bajas frecuencias.	50
4.18. Pruebas de inversión.	51
4.19. Volumen de impedancias acústicas (sección de impedancias acústicas). . . .	53
4.20. Volumen de impedancias acústicas (sección de impedancias acústicas con horizontes reinterpretados).	53
4.21. Mapas de mínimos de impedancias P sobre las unidades geológicas.	54
4.22. Control de calidad: sección de impedancias con pozos filtrados.	55
4.23. Gráficos: volumen de impedancias P vs perfiles de impedancias P (Pozos filtrados).	56
5.1. Gráfico: volumen de porosidad vs volumen de impedancias P.	58
5.2. Volumen de porosidad (sección de porosidad).	59
5.3. Control de calidad: sección de porosidad con pozos filtrados.	60
5.4. Gráficos: volumen de porosidad vs perfiles de porosidad (pozos filtrados). .	61
5.5. Mapas de porosidad RMS sobre las unidades estratigráficas.	63

Bibliografía

Álvarez, P., Sánchez, M., & Merchan, V. (2020). Informe interno YPF.

Álvarez, P., Licitra, D. T., Ruderman, G., Bidondo, J. C., & D'Angiola, M. (2019). Influence of Cerro Bayo Igneous Intrusions in the development of an Unconventional shale type field in the Vaca Muerta Formation. Conference: LASI V

Bagdo, P. E., Acevedo, H., Mosquera, A., & Buchanan, A. (2018). Inversión sísmica pre-apilado como herramienta predictiva para la exploración y desarrollo de las arenas basales de la formación los molles. Áreas los bastos y punta senillosa, cuenca neuquina. 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.

Barclay, F., Bruun, A., Camara, A., Cooke, D., Godfray, R., Lowden, D., ... & Roberts, R. (2008). Inversión sísmica: Lectura entre líneas. Schlumberger Oilfield Review, Paris, 44-48.

Cristallini, E., Bottesi, G., Pérez, D., Tomezzoli, R., Cómeron, R., Varadé, R., Vitulli, N., Bojarski, G., Pioli, O., Zardo, E., Olea, G., Cortés, L., Ramirez, J., Mallimaci, D., Vernales, G., & Grinberg, M. (2002). Fracturación regional en el norte de Neuquén y sur de Mendoza: V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Publicación Electrónica, Mar del Plata.

Domínguez, R. F., Catuneanu, O., Reijenstein, H. M., Notta, R., & Posamentier, H. W. (2019). Sequence stratigraphy and the three-dimensional distribution of organic-rich units. Conference: ICE Buenos Aires.

Fantín, M., Reijenstein, H., Crousse, L., Vallejo, M. D., Lombardo, E., Lanusse Noguera, I., Varela, R., & Pérez, G. (2016). Moving toward the Prediction of Unconventional Plays: Lessons Learned from Tighy and Shale Reservoirs in the Neuquén Basin. Special Publication of American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Co-hosted by the

Argentine Association of Petroleum Geologists and Geophysicists (AAGGP).

González, G., Vallejo, M. D., Kietzmann, D., Marchal, D., Desjardins, P., Tomassini, F. G., & Domínguez, R. F. (2018). Regional cross section of the Vaca Muerta Formation. Integration of seismic, well logs, cores and outcrops. Special Publication of Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Buenos Aires, 244.

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). (2011). Aspectos técnicos, económicos y estratégicos de la exploración y producción de hidrocarburos. Buenos Aires. 260 p.

Lorenzo, D., Moscoso, J., Landoni, C., Carbonari, R., Pastore, D., & Anicich, P. (2003). Informa final de procesamiento, Rincon de los sauces merge 3D.

Marchal, D., Manceda, R., Domínguez, R. F., & Sattler, F. (2020). Structural geology: Tectonic history, macrostructures, regional fault map, fault systems, second-order structures, and impact of the inheritance.

Minisini, D., Fantín, M., Noguera, I. L., & Leanza, H. A. (2020). Front Matter: Memoir 121: Integrated Geology of Unconventionals: The Case of the Vaca Muerta Play, Argentina.

Moirano, J. F., Späth, F. G. E., Tavella, J. A., Bagdo, P., & Serrano, M. F. (2021). Técnicas de Caracterización Sísmica de Reservorios, Seminario de grado: Notas de clase.

Pasiecznik, D. (2018). Caracterización sísmica de la Formación Vaca Muerta mediante inversión de trazas en el sector norte de la región geológica de Engolfamiento de la Cuenca Neuquina (Tesis de grado). Universidad Nacional de La Plata (UNLP).

Rincón, M. F., Bergese, F. N., Bouhier, J. E., Späth, F. G. E., Utgé, S. M., Domínguez, R. F., & Guerello, R. R. (2019). New Opportunities For Vaca Muerta Formation As A Shale Play In Southern Neuquén Basin. International Conference & Exhibition, AAPG. Buenos Aires, Argentina.

Simm, R., & Bacon, M. (2014). Seismic Amplitude: An interpreter's handbook. Cambridge University Press.

Velis, D., (2021). Métodos sísmicos de prospección: Notas de clase.

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

Yilmaz, Ö. (2001). Seismic data analysis: Processing, inversion and interpretation of seismic data. Society of exploration geophysicists.