



Caracterización sísmica de la Formación Palermo Aike,
Cuenca Austral, como reservorio No Convencional
a partir de un flujo interpretativo integrado.

María del Rosario Etchegoyen

Tesis de Grado en Geofísica

Director: Geof. Federico G. E. Späth

Co-Directora: Lic. en Cs. Geológicas Victoria Lazzari

Septiembre de 2022

A mi familia,
mis amigas,
y todos los que hicieron posible
que yo llegara hasta acá.

Agradecimientos

A mi director Federico y mi co-directora Victoria, por acompañarme y guiarme siempre, y por la paciencia y la buena disposición en todo momento, aunque se haya hecho largo, sobre todo hacia el final.

A Mario A. por haberme dado su opinión y consejo, y haberse tomado el tiempo de ayudarme siempre que lo necesité. A Hernán S. y Carlos G., por haberme cedido los *shape* para poder generar los mapas necesarios, y a Verónica F. y todo el equipo de CSG de YPF S.A., porque sin ellos yo no me habría podido conectar al servidor la mayor parte del tiempo. A YPF S.A. por haberme cedido los datos y la laptop para poder realizar este trabajo.

A mis padres, por haberme permitido llegar hasta acá, con todos los desvíos que tomé en el camino, y por siempre apoyarme y acompañarme, sin importar qué. A mi familia, y en especial a Maite, que me escuchó siempre, aún cuando hablaba dormida antes de rendir un final.

A mis amigas del colegio, en especial a Cande y Vir, que me conocen desde los 4 años y así todo siguen a mi lado y están siempre que las necesito. A mis amigas de la facultad, que si no fuera por ellas yo seguramente no habría pasado de primer año, y que me hicieron muchísimo más llevadera la carrera.

A mis compañeros de trabajo, que llevan más de un año escuchándome hablar de esta tesis y de la recibida que parecía no llegar nunca.

A mi gata Toki, que me acompañó en infinitas sesiones de estudio.

A todas aquellas personas que se cruzaron en mi camino y que hicieron, de alguna manera, que yo sea quien soy y que esté hoy presentando esta tesis de grado.

Resumen

En el presente trabajo se realizó la caracterización sísmica de la Fm. Palermo Aike a partir de un flujo interpretativo integrado. El mismo consistió en la interpretación de los principales horizontes sísmicos dentro de la región de estudio y la inversión post-apilado de la información sísmica 3D registrada en un área de 158 km^2 ubicada en el ámbito geológico de talud de la Cuenca Austral, en la Provincia de Santa Cruz. Esta inversión permitió obtener como único parámetro elástico la impedancia acústica de ondas P, a partir de la cual se propagaron propiedades petrofísicas del reservorio.

Se utilizó la información de 4 pozos dentro de la región de estudio para calibrar los datos sísmicos disponibles y realizar la interpretación sísmica volumétrica de las principales superficies formacionales de manera detallada. Luego se reunió toda esta información y se realizó un análisis de factibilidad de los datos tanto sísmicos como de pozo con el objetivo de evaluar si la inversión acústica arrojaría resultados útiles para una caracterización de la zona e intervalo de estudio. Finalmente se efectuó una inversión acústica determinística basada en un modelo, cuyo resultado se empleó para estimar propiedades de reservorio.

Los resultados de esta inversión se analizaron mediante diagramas de dispersión entre la impedancia acústica de ondas P y las propiedades petrofísicas. Para este trabajo se eligieron el COT (contenido total orgánico), la porosidad y el contenido de arcillas, con el objetivo de estudiar la variación de estas propiedades petrofísicas dentro del reservorio.

Finalmente, y a partir de la integración de la información anterior, se encontró que el contenido de arcillas es la propiedad petrofísica que mostró mejor correlación con el volumen de impedancias invertido. En este caso no se encontró una correlación significativa entre el COT o la porosidad y la impedancia P para todo el intervalo analizado. En el caso del COT se debe en parte a que esta propiedad petrofísica tiene rangos de variación muy pequeños, lo cual hace dificultosa su correlación con el volumen invertido de impedancia P. En el caso de la porosidad, un análisis más detallado mostró que existen dos tendencias de correlación diferentes dentro del intervalo estudiado, por lo que se debe estimar su comportamiento en dos intervalos en función de la profundidad.

Para la realización del primer amarre de pozos y la interpretación sísmica de los horizontes se utilizó el software *Decision Space Desktop (Landmark)* y para llevar a cabo el trabajo de inversión e interpretación de resultados se utilizó la suite *Hampson & Russell*, ambos softwares especializados para la interpretación sísmica y los trabajos de inversión sísmica respectivamente. Tanto los software como los datos utilizados en este trabajo fueron provistos por YPF S.A.

Índice general

1. Introducción	1
2. Marco teórico	4
2.1. Caracterización sísmica	4
2.2. Inversión de amplitudes sísmicas	5
2.2.1. Inversión sísmica post-stack	6
2.2.2. Formulación del problema directo	6
2.2.3. Inversión sísmica determinista	9
3. Marco geológico	12
3.1. Cuenca Austral	12
3.2. Marco geotectónico	15
3.2.1. Fallas Poligonales	15
3.3. Sistemas petroleros	16
3.4. Roca Madre	17
3.4.1. Zonas de generación	18
3.4.2. La Formación Palermo Aike	19
3.4.3. Propiedades de la roca madre	20

3.5. Conclusiones	21
4. Presentación, acondicionamiento y control de calidad de los datos	22
4.1. Datos sísmicos	22
4.2. Datos de pozo	25
4.3. Control de calidad	28
4.3.1. Control de calidad de datos sísmicos	28
4.3.2. Control de calidad de datos de pozo	32
4.3.3. Resolución de los datos	37
5. Inversión Sísmica	44
5.1. Amarre inicial de pozos	44
5.2. Interpretación de horizontes	47
5.2.1. Control de la interpretación	49
5.3. Segundo amarre de pozos	51
5.3.1. Extracción de ondícula	52
5.4. Análisis de factibilidad	56
5.5. Inversión sísmica	60
5.5.1. Modelo de bajas frecuencias	60
5.5.2. Pruebas de inversión	61
5.6. Resultado de la inversión	63
6. Resultados y conclusiones	65
6.1. Control de calidad de la inversión	66
6.2. Análisis de resultados	67
6.3. Propagación de volúmenes de propiedades petrofísicas	71

6.4. Interpretación de mapas de contenido de arcillas y porosidad	74
6.5. Conclusiones	76
6.6. Discusión y recomendaciones	78
A. Secuencia de procesamiento del cubo sísmico PSTM	79
Referencias	80

Índice de figuras

2.1. Modelo convolucional de traza sísmica.	8
3.1. Mapa de la Cuenca Austral.	13
3.2. Columna sedimentaria de la Cuenca Austral.	14
3.3. <i>Slice</i> donde se ven las fallas poligonales que afectan a la Fm. Palermo Aike.	16
3.4. Mapa de zonas de generación de hidrocarburos de la Cuenca Austral.	18
3.5. Unidades estratigráficas que conforman la roca madre.	20
4.1. Mapa del área de trabajo.	23
4.2. Perfiles correspondientes al Pozo 1.	26
4.3. Perfiles correspondientes al Pozo 2.	26
4.4. Perfiles correspondientes al Pozo 3.	27
4.5. Perfiles correspondientes al Pozo 4.	27
4.6. Espectros de amplitud estimados.	28
4.7. Mapas de amplitud RMS para los horizontes más someros.	29
4.8. Mapas de amplitud RMS para los horizontes más profundos.	30
4.9. Comparación entre mapas RMS para Palermo Aike Medio.	31
4.10. Sección del volumen sísmico (XL 251) donde se pueden apreciar rasgos estructurales.	32
4.11. Diagrama de dispersión entre la velocidad de onda P y la densidad.	33

4.12. Perfiles de densidad estimados para los pozos 1 y 3.	34
4.13. Perfiles de impedancia P estimada para cada pozo.	35
4.14. Perfil sónico para el Pozo 2 antes y después de editar sus valores anómalos. . . .	35
4.15. Perfil sónico para el Pozo 4 antes y después de editar sus valores anómalos. . . .	36
4.16. Perfil de COT para el Pozo 1 antes y después de ser editado su valor anómalo. . .	36
4.17. Perfiles sísmicos de los Pozos 1 y 2 para el intervalo Springhill-Tobífera.	39
4.18. Modelos sintético de la respuesta sísmica en forma de cuña para los Pozos 1 y 2. .	40
4.19. Perfiles sintéticos y trazas sísmicas para los Pozos 1 y 2 en el área de interés. . .	41
4.20. Comparación de modelos de respuesta sísmica en forma de cuña.	42
5.1. Amarres iniciales para los pozos 1 y 2 realizados con la aplicación <i>SynTool</i>	46
5.2. Amarres iniciales para los pozos 3 y 4 realizados con la aplicación <i>SynTool</i>	47
5.3. Sección sísmica donde se muestran los 7 horizontes interpretados.	49
5.4. Mapas estructurales de los primeros 4 horizontes, del más somero al más profundo. 50	
5.5. Mapas estructurales de los 3 horizontes más profundos, del más somero al más profundo.	51
5.6. Ondículas extraídas de los 4 pozos.	54
5.7. Ondícula promedio.	54
5.8. Amarre de los pozos 1 y 2.	55
5.9. Amarre de los pozos 3 y 4.	56
5.10. Perfiles utilizados en el análisis de factibilidad.	57
5.11. Diagrama de dispersión de impedancia P estimada en el Pozo 1 vs porosidad para el intervalo de interés.	58
5.12. Diagrama de dispersión de impedancia P estimada en el Pozo 1 vs el contenido orgánico total (COT) en el intervalo de interés.	58

5.13. Diagrama de dispersión de impedancia P estimada en el Pozo 1 vs el contenido de arcillas (<i>vclay</i>) en el intervalo de interés.	59
5.14. Espectro de amplitud completado por el modelo de bajas frecuencias.	60
5.15. Modelo de bajas frecuencias para la impedancia P.	61
5.16. Prueba de inversión para el Pozo 1, entre el tope y la base de la Fm. Palermo Aike Inferior.	62
5.17. Prueba de inversión para el Pozo 2, entre el tope y la base de la Fm. Palermo Aike Inferior.	63
5.18. Volumen de impedancia P invertido.	64
6.1. Controles de calidad para la impedancia invertida en ambos pozos.	67
6.2. Comparación de la traza de impedancia P invertida (curva negra) con las curvas de COT, porosidad y <i>vclay</i> en el Pozo 1, para la Fm. Palermo Aike Inferior. . . .	68
6.3. Diagrama de dispersión entre la impedancia P extraída del volumen invertido y el contenido de arcillas (<i>vclay</i>) filtrado al ancho de banda del volumen de impedancia P.	68
6.4. Diagrama de dispersión entre la impedancia P extraída del volumen invertido y el contenido orgánico total filtrado al ancho de banda del volumen de impedancias invertido.	69
6.5. Diagrama de dispersión entre la impedancia P extraída del volumen invertido y la porosidad filtrada al ancho de banda del volumen de impedancias invertido. . .	69
6.6. Diagrama de dispersión entre la impedancia P extraída del volumen invertido y el COT filtrado al ancho de banda del volumen de impedancia P invertido.	70
6.7. Diagrama de dispersión entre la impedancia P extraída del volumen invertido y la porosidad filtrada al ancho de banda del volumen de impedancias P invertidas.	71
6.8. Volumen de <i>vclay</i> propagado en base a las impedancias P invertidas.	72
6.9. Volúmenes de porosidad propagados.	73
6.10. Mapas de amplitud RMS para los niveles de arcillosidad baja.	74
6.11. Mapas de amplitud RMS para los niveles de porosidad alta.	75

Capítulo 1

Introducción

En los últimos años se han realizado avances significativos en la industria petrolera, tanto en la adquisición de datos sísmicos mediante la implementación de nuevas tecnologías que permitieron aumentar la calidad de los datos obtenidos, como también en la aplicación de nuevas técnicas de procesamiento y análisis de la información. En este contexto, la caracterización sísmica por medio de la inversión de amplitudes sísmicas ha adquirido mayor relevancia y se ha convertido en una de las técnicas más utilizadas para evaluar el potencial petrolífero y gasífero de las zonas de interés.

Otra consecuencia de la evolución que se aprecia en la industria es el trabajo sobre los reservorios no convencionales. Estos se posicionan en el foco actual de interés a nivel global y en nuestro país, especialmente desde que empezó a desarrollarse la extracción de hidrocarburos de la Fm. Vaca Muerta, en la Cuenca Neuquina, en la última década. Un reservorio no convencional se diferencia de uno convencional en que la extracción del hidrocarburo se produce directamente en la roca que le dio origen, es decir la Roca Madre o Generadora. En general estos reservorios poseen muy bajos valores de permeabilidad hidráulica. Por lo tanto, para poder trabajar sobre los mismos se debe recurrir a técnicas de fractura hidráulica que aumenten la permeabilidad hidráulica del reservorio y la utilización de pozos horizontales para aumentar su productividad, entre otras.

En la cuenca Austral, la principal roca generadora es la Formación Palermo Aike o sus equivalentes laterales (Río Mayer, Lago San Martín y Pampa Rincón o Inoceramus Inferior), también llamada en forma genérica Roca Madre Cretácica. Está conformada por pelitas marinas negras depositadas en el Cretácico Inferior. Dadas sus características geoquímicas, podría considerarse a esta roca generadora como la roca de mayor afinidad con la Fm. Vaca Muerta situada fuera del ámbito de la Cuenca Neuquina y es por esa razón que la exploración de la Cuenca Austral cobra actualmente una mayor relevancia con un enfoque renovado. Si bien los primeros pozos exploratorios de la cuenca datan de 1930, aún no se han realizado en este ámbito sondeos exploratorios con objetivo *shale*. De este modo, y a fin de evaluar el potencial de la Fm.

Palermo Aike como reservorio no convencional, resulta fundamental realizar una caracterización sísmica integrando toda la información sísmica y de pozo disponible.

Tomando la relevancia del potencial hidrocarburífero de la Fm. Palermo Aike como la motivación principal a la hora de realizar el presente trabajo, se realizó en una primera etapa el amarre inicial de los pozos disponibles y la interpretación de los principales horizontes sísmicos correspondientes a la región de estudio. Con este fin se empleó el software de interpretación *Decision Space Desktop (Landmark)*. En una segunda etapa se reunió toda esta información junto con los datos de perfiles eléctricos y de petrofísica de los cuatro pozos presentes en la zona de estudio para generar una inversión acústica del cubo de datos sísmicos 3D que se tenía disponible. Dicha inversión y posterior análisis de los resultados fue realizado con el software *Hampson & Russell*.

Para el desarrollo de este trabajo se contó con un cubo sísmico que cubre un área de 158 km^2 . Además, se utilizaron 4 pozos, de los cuales solo 2 alcanzaron y atravesaron completamente la formación objetivo, y uno solo disponía de información petrofísica. Aquellos pozos que no llegaban hasta la Fm. Palermo Aike fueron utilizados para la interpretación sísmica de las superficies más someras. El objetivo del trabajo fue, por lo tanto, caracterizar la Fm. Palermo Aike, y analizar en base a la inversión acústica de los datos sísmicos, la variación de las principales propiedades petrofísicas en la zona e intervalo de interés. En este trabajo se estudió el comportamiento del COT, la porosidad, y el contenido de arcillas. El análisis de las variaciones de estas propiedades resulta fundamental para identificar la presencia de valores favorables de estas propiedades que se corresponden con un potencial hidrocarburífero alto de la zona de estudio.

A raíz de los resultados obtenidos del estudio de factibilidad, y sumado a que la Roca Madre es el objetivo de estudio, se decidió hacer foco en el miembro Inferior de la formación Palermo Aike para las pruebas de inversión. Debido a esto se realizó una inversión centrada en esta zona más restringida, en lugar de extenderla a los miembros Medio y Superior de la formación.

Como resultado de todo el flujo de trabajo, se obtuvo un volumen de impedancia acústica para el intervalo Tope de Palermo Aike Inferior - Base de Palermo Aike Inferior.

En un primer análisis de los diagramas de dispersión realizados con la información de pozo y la impedancia P invertida, se vio que un aumento de los valores de cada una de las tres propiedades petrofísicas implicaba una disminución de la impedancia P. Para analizar más detalladamente la relación de las propiedades petrofísicas con la impedancia invertida, se probaron diferentes relaciones entre la impedancia P y las propiedades estudiadas en el pozo, y finalmente se utilizaron relaciones lineales para obtener mapas y volúmenes de porosidad y contenido de arcillas a partir del volumen invertido.

En base al análisis de las propiedades petrofísicas anteriormente mencionadas, se pudo observar que el contenido de arcillas es la propiedad petrofísica que mostró mejor correlación con

la impedancia P invertida. No se encontró una buena correlación entre el COT y la impedancia P invertida al propagar las propiedades a un volumen de datos para todo el intervalo estudiado. En cambio, para la porosidad se pudieron distinguir 2 tendencias con mayor correlación en los diagramas de dispersión, que se corresponden con dos intervalos, uno para la parte somera y otro para la parte profunda en el perfil de porosidades del Pozo 1.

Estos resultados son consecuencia no solo de la fuerte correlación evidenciada en entre el contenido de arcillas y la impedancia P, sino también a que el rango de variación del COT es muy pequeño, y por lo tanto insuficiente para poder generar variaciones importantes de impedancia que permitan predecir el comportamiento de esta propiedad en subsuelo.

Para el contenido de arcillas, se buscaron niveles de baja arcillosidad, ya que esta es una característica de los reservorios de *shale* no convencionales. Se identificaron dos niveles de arcillosidad baja. Uno de los niveles se encuentra aproximadamente entre los 2210 ms y 2225 ms (ventana de 15 ms) y el otro entre los 2280 ms y los 2305 ms (ventana de 25 ms). Se generaron mapas de amplitud RMS para ambos niveles, con el objetivo de localizar las zonas con mayor potencial para ser un buen reservorio no convencional.

En el caso de la porosidad, aunque su variación es también muy acotada, se propagaron dos volúmenes, uno para la parte más somera y otro para la más profunda, correspondientes a las dos tendencias de correlación con la impedancia P anteriormente mencionadas. A partir de estos volúmenes se pudieron identificar 3 zonas de alta porosidad en los mapas de amplitud RMS calculados para el intervalo de estudio. Una de las zonas está localizada en un nivel de alta porosidad, que coincide además con un nivel de alta arcillosidad y de bajas impedancias P dentro del miembro inferior de la Fm. Palermo Aike. Debido a que se encuentran altos valores de arcillosidad, este nivel no tiene buen potencial para una futura perforación.

Estas zonas de alta porosidad y baja arcillosidad que se encuentran en el intervalo de interés demuestran que el Mb. Inferior de la Fm. Palermo Aike tiene un buen potencial como reservorio no convencional.

Capítulo 2

Marco teórico

En este capítulo se introduce el concepto de caracterización sísmica y se desarrolla la teoría del método de inversión sísmica post-stack utilizado: el determinista, en particular el método de Inversión Basada en un Modelo.

2.1. Caracterización sísmica

La caracterización sísmica de reservorios se puede definir como el conjunto de técnicas que permiten obtener, a partir de la respuesta sísmica en conjunto con información de pozos, la distribución de las propiedades que describan el comportamiento de una formación cuando se intente ponerla en producción (Tavella *et al.*, 2020).

Este proceso busca obtener a partir del dato de reflexión sísmica propiedades cuantitativas de las rocas que sean descriptivas del reservorio.

En el caso de los reservorios no convencionales, la caracterización sísmica es una herramienta sumamente útil, ya que se busca poder predecir el comportamiento de las propiedades petrofísicas del reservorio, no solo para seleccionar las zonas con mayor potencial hidrocarburoso, sino que también permite adecuar lo más posible las tareas de perforación, diseñando modelos que maximicen la eficiencia de la fracturación hidráulica necesaria en estos casos.

En general, se busca como resultado de la caracterización encontrar una zona más favorable en la cual se pueda perforar un pozo para comenzar las etapas de explotación del reservorio.

La caracterización sísmica de reservorios se suele implementar en dos etapas. La primera etapa comprende la inversión de amplitudes sísmicas con el fin de obtener parámetros elásticos del subsuelo. En la segunda etapa se vinculan dichos parámetros elásticos a las propiedades

petrofísicas del reservorio.

2.2. Inversión de amplitudes sísmicas

Dentro de las etapas de caracterización sísmica se encuentra la inversión de amplitudes sísmicas para conocer el comportamiento de las propiedades elásticas del subsuelo.

Los métodos de inversión sísmica son técnicas que permiten estimar la distribución de las propiedades elásticas del subsuelo a partir de la respuesta sísmica. Estas propiedades elásticas, en el caso más general, son la impedancia P, la impedancia S y la densidad. Las mismas pueden ser utilizadas para obtener parámetros petrofísicos.

Al combinar la información obtenida a partir de la inversión con información petrofísica y modelos de física de rocas y geológicos, se logra un entendimiento que permite caracterizar el reservorio con mayor confiabilidad en base a los resultados obtenidos (Simm y Bacon, 2012).

Realizar una inversión sísmica implica resolver el problema inverso. Cuando se considera resolver un problema inverso se busca determinar el valor o la variación espacial de una propiedad física o un rasgo mediante la comparación de las observaciones con las predicciones de un modelo. Estas observaciones son medidas indirectas que permiten conocer la respuesta del sistema físico por medio de la estimación de los valores del set de parámetros que caracteriza al sistema. Este set de parámetros es la incógnita en el problema inverso (Tarantola, 2005).

La resolución del problema inverso se puede dividir en tres pasos (Ravazzoli, 2021):

1. *Parametrización del sistema:* definición del mínimo conjunto de parámetros cuyos valores describen completamente el sistema físico con el que se va a trabajar y su comportamiento.
2. *Definición y resolución del problema directo:* establecer las leyes físico-matemáticas que para distintos parámetros permiten hacer predicciones de los resultados medibles u observables.
3. *Formulación y resolución del problema inverso:* usar los resultados reales de las mediciones de parámetros observables para inferir los valores reales de los parámetros.

Para describir matemáticamente el problema inverso geofísico (Ec. 2.2.1) se considera que las observaciones (\mathbf{d}_{obs}) se relacionan con los parámetros del modelo (\mathbf{m}), que describen las propiedades físicas del subsuelo, a partir del modelo directo (\mathbf{F}), teniendo en cuenta que existen diferentes fuentes de error en las mediciones (\mathbf{e}) (Tarantola, 2005).

$$\mathbf{d}_{\text{obs}} = \mathbf{F}(\mathbf{m}) + \mathbf{e}. \quad (2.2.1)$$

Toda inversión requiere como dato de entrada una imagen sísmica. La misma debe estar migrada, y libre tanto de ruidos coherentes (reflexiones múltiples, por ejemplo) como aleatorios significativos. Además es necesario que se preserven las amplitudes sísmicas relativas del dato durante su procesamiento. Las técnicas de inversión de amplitudes sísmicas se pueden separar en dos grandes categorías: métodos de inversión post-stack y pre-stack. En el primer conjunto, el dato observado es un único volumen sísmico de *offset* cero generado a partir del apilado de trazas sísmicas. A partir del mismo se puede obtener un volumen de impedancias acústicas. En el segundo conjunto, el dato observado está formado por *angle u offset gathers* o diferentes sumas parciales de trazas sísmicas de cobertura múltiple. Este método permite estimar las reflectividades del subsuelo para distintos ángulos de incidencia de la onda sísmica y derivar volúmenes de propiedades elásticas, tales como impedancia S, impedancia P y densidad (Tavella *et al*, 2020).

2.2.1. Inversión sísmica post-stack

En el caso particular de los problemas de inversión sísmica post-stack, \mathbf{d}_{obs} de la ecuación (2.2.1) representa el dato sísmico registrado y procesado, así como los datos de pozo si estuvieran disponibles, \mathbf{F} se define normalmente como el modelo convolucional y \mathbf{m} corresponde a la serie de reflectividades, los parámetros del modelo.

2.2.2. Formulación del problema directo

Sea una onda plana propagándose verticalmente hacia abajo, que se encuentra con una discontinuidad entre dos capas de roca. Como resultado de la reflexión en esa frontera, la ondícula proveniente de la fuente se replica de forma que es escalada por el coeficiente de reflexión de la discontinuidad. Se puede definir el coeficiente de reflexión correspondiente a la interfase entre dos capas como indica la ecuación 2.2.2.

$$r_i = \frac{\rho_{i+1}V_{i+1} - \rho_iV_i}{\rho_{i+1}V_{i+1} + \rho_iV_i} = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i}, \quad (2.2.2)$$

donde r es el coeficiente de reflexión, ρ la densidad y V la velocidad compresional. La capa i ésima está por encima de la capa $i + 1$. Z es la impedancia acústica que se define como el producto entre la velocidad compresional y la densidad.

Si se tiene un número de discontinuidades en el subsuelo, estas se pueden representar con spikes individuales, y entonces la ondícula se replicará en esas discontinuidades de la misma manera que los coeficientes de reflexión (Yilmaz, 2001).

Si ahora se considera un conjunto de coeficientes de reflexión, la respuesta a la ondícula será la superposición de respuestas impulsivas para cada coeficiente de reflexión, si se asume una ondícula con forma de spike o un impulso. Este es el llamado principio de superposición, y matemáticamente se obtiene mediante la convolución de la ondícula de la fuente con la serie de reflectividades. La serie de coeficientes de reflexión, o reflectividad, entonces se puede pensar como la respuesta de la ondícula al cambio de impedancias acústicas (Russell, 1988).

Para una representación más realista se debe agregar el ruido aditivo. Este ruido proviene de diferentes fuentes: las fuentes externas son los movimientos causados por el viento, el ruido ambiente, o un mal acoplamiento de los geófonos con el suelo. El ruido interno puede surgir de los instrumentos de registración.

Las hipótesis que deben cumplirse para poder asumir un modelo convolucional de la traza sísmica son las siguientes:

1. La tierra está compuesta de capas horizontales de velocidad constante.
2. La fuente genera una onda plana compresional que afecta a las fronteras de las capas a incidencia normal. En estas circunstancias no se generan ondas de corte.
3. La forma de la onda de la fuente no cambia a medida que se propaga en el subsuelo, es decir, es estacionaria.

La primera hipótesis no se cumple tanto en áreas estructuralmente complejas como en áreas con cambios laterales de facies muy grandes.

La segunda hipótesis implica que deben usarse datos de offset cero. Si además se asume que la densidad no es invariante con la profundidad, o que no varía tanto como la velocidad entonces se puede definir el coeficiente de reflexión como $c = \frac{v_2 - v_1}{v_2 + v_1}$. A partir de esta definición, c se puede expresar como la razón entre el contraste de impedancia acústica y el doble de la impedancia acústica promedio. En estas condiciones, el coeficiente de reflexión será positivo en el caso de que la velocidad del segundo medio sea mayor que la del primero, y en caso contrario el coeficiente de reflexión sería negativo.

A partir de este razonamiento se puede obtener la serie de coeficientes de reflexión en función del perfil sónico $v(z)$ (Yilmaz, 2001).

Finalmente, si se asume un modelo convolucional de la traza sísmica, éste queda expresado en la ecuación 2.2.3.

$$y(t) = x(t) * h(t) + n(t), \tag{2.2.3}$$

donde $y(t)$ es la traza sísmica, $x(t)$ representa la reflectividad, $h(t)$ es la ondícula y $n(t)$ es el ruido (Russell, 1988). Este proceso es representado de forma gráfica en la figura 2.1.

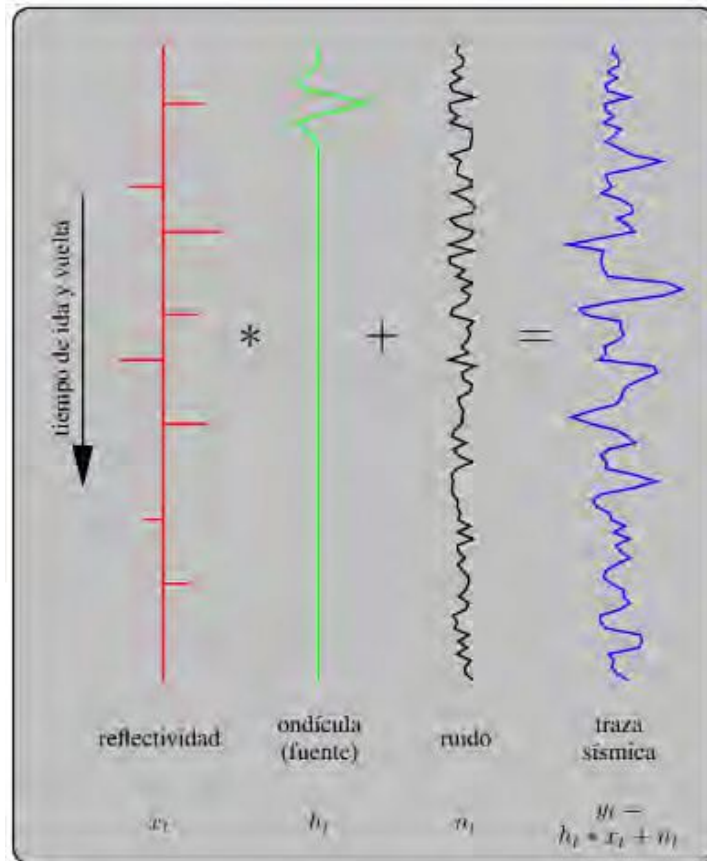


Figura 2.1: La traza sísmica es representada a partir de un modelo convolucional entre la reflectividad y la ondícula, más ruido aditivo. Extraído de Velis (2021).

Si fuera posible conocer la verdadera reflectividad utilizando la ecuación 2.2.3 entonces podría recuperarse la impedancia acústica a partir de la inversión de la ecuación 2.2.2.

Por otro lado, la resolución del problema inverso se puede abordar desde dos acercamientos: el determinista o el estadístico.

Cuando se habla de la inversión sísmica determinista se hace referencia a la resolución del problema de inversión basado en la minimización de la diferencia entre una traza sísmica modelada y la traza sísmica observada, dando como resultado un solo volumen de impedancias. La inversión estadística, por otro lado, utiliza geoestadística para generar múltiples resultados de impedancias, y todos ellos honran no solo los datos, sino también la probabilidad asociada a las variaciones de las propiedades petrofísicas en subsuelo (Simm y Bacon, 2012).

2.2.3. Inversión sísmica determinista

Los métodos de inversión sísmica que se basan en obtener un único modelo que minimiza la diferencia entre las trazas sintéticas y el dato observado son comúnmente llamados deterministas. En general, el resultado de una inversión determinista devuelve una solución suavizada, que representa la mejor estimación dentro del rango de frecuencias del dato sísmico (Simm y Bacon, 2012). Algunos de los métodos post-stack deterministas descritos por Russell (1988) son:

- *Inversión Sparse-Spike*: Es un conjunto de técnicas de deconvolución que asumen un modelo de reflectividad compuesto por coeficientes de reflexión dispersos (*sparse*) y realizan una estimación de la ondícula basada en ese modelo. Algunos de los métodos son la deconvolución de Máxima Verosimilitud de Hampson y Russel (1985) y el método de norma $L1$ de Oldenburg y Levy (1983).
- *Inversión Basada en un Modelo*: El método se basa principalmente en el modelo convolucional de la traza sísmica e involucra la actualización de un modelo geológico inicial de bajas frecuencias ausentes en las observaciones, para obtener una buena aproximación del dato sísmico.
- *Tomografía*: el método utiliza un conjunto de mediciones de tiempos de viaje para inferir la estructura del subsuelo. Los parámetros que se obtienen son velocidades y profundidades. En general estos resultados son utilizados para restringir otros tipos de inversiones.

En el presente trabajo se utiliza la Inversión Lineal Generalizada Basada en un Modelo para la aproximación determinista, por lo cual se desarrollará detalladamente en las siguientes secciones.

Inversión Basada en un Modelo

En esta técnica de inversión se construye un modelo geológico de bajas frecuencias de propiedades elásticas del subsuelo y luego se compara su respuesta con el dato sísmico. Los resultados de la comparación entre el dato real y el modelado son utilizados para actualizar de manera iterativa el modelo de forma de obtener un mejor ajuste al dato sísmico. Este tipo de método evita la inversión directa del dato sísmico (Russell, 1988).

Para este tipo de inversión se pueden utilizar dos metodologías: la Inversión Lineal Generalizada (ILG) (Cooke y Schneider, 1983), y el método Litológico Sísmico (LISM) (Gelfand *et al*, 1986). A continuación se describe el primero de estos métodos.

Inversión Lineal Generalizada

Dado un conjunto de datos, el método ILG da como resultado un modelo geológico, considerado como aquél que mejor ajusta a las observaciones en el sentido de mínimos cuadrados (Russell, 1988). Matemáticamente se puede expresar el problema de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 M &= (m_1, m_2, \dots, m_k)^T && \text{vector de } k \text{ parámetros del modelo,} \\
 T &= (t_1, t_2, \dots, t_n)^T && \text{vector de } n \text{ observaciones,} \\
 t_i &= F(m_1, m_2, \dots, m_k), i = 1, \dots, n && F \text{ es la relación entre modelo y observaciones.}
 \end{aligned}$$

La relación funcional, necesaria para relacionar el modelo con las observaciones, es generalmente el modelo convolucional (Ec. 2.2.4), sin considerar el término de ruido, supuesto eliminado o atenuado.

$$y(t) = h(t) * x(t). \quad (2.2.4)$$

La ILG elimina la necesidad de prueba y error, ya que se analiza el error entre el modelo de salida y las observaciones, y luego se perturban los parámetros del modelo de manera tal que se genera una salida que producirá menor error. La solución se obtiene de manera iterativa planteando el desarrollo por series de Taylor de $F(M)$ alrededor de un modelo inicial M_0 . Como no es posible resolver una serie infinita, se utiliza en su lugar la aproximación lineal de la misma:

$$F(M) \approx F(M_0) + \frac{\partial F(M_0)}{\partial M} \Delta M, \quad (2.2.5)$$

donde M es el modelo geológico a obtener, ΔM es el cambio en los parámetros del modelo ($M - M_0$), $F(M)$ son las observaciones, $F(M_0)$ son los valores calculados del modelo inicial y $\frac{\partial F(M_0)}{\partial M}$ los cambios en los valores calculados (Russell, 1988).

Dada la ecuación 2.2.5, lo que se busca obtener es ΔM , que expresa la corrección que se debe aplicar al modelo inicial M_0 para obtener el modelo M .

El error entre las observaciones y los valores computados es $\Delta F = F(M) - F(M_0)$. Por lo tanto la ecuación 2.2.5 puede ser expresada de manera matricial como:

$$\Delta F \approx A \Delta M, \quad (2.2.6)$$

donde A es la matriz de derivadas, cuyos coeficientes pueden estimarse utilizando téc-

nicas de diferencias finitas. Cada columna de la matriz de derivadas parciales es la derivada parcial del modelo inicial M_0 respecto a uno de los valores de impedancia del modelo M (Cooke y Schneider, 1983).

La solución de la ecuación anterior se obtiene invirtiendo la matriz A . Como en general hay más observaciones que parámetros a determinar, A no es una matriz cuadrada y por lo tanto se tiene un problema sobredeterminado. Es decir que para obtener la solución se utiliza la expresión de mínimos cuadrados (Ec. 2.2.7).

$$\Delta M = (A^T A)^{-1} A^T \Delta F. \quad (2.2.7)$$

Finalmente el vector del modelo M se obtiene como:

$$M \approx M_0 + \Delta M, \quad (2.2.8)$$

donde se obtiene una aproximación debido a la expresión propuesta en la ecuación 2.2.5. Luego, el proceso iterativo se desarrolla tomando el nuevo modelo obtenido en la ecuación 2.2.8 como modelo inicial de entrada de la ecuación 2.2.5.

El proceso iterativo se desarrolla hasta que el error (Ec. 2.2.9) sea menor a algún valor determinado previamente o hasta que no se refleje una mejora apreciable entre los modelos de pasos consecutivos.

$$J = \sum_k [F(M) - F(M_0)]^2, \quad (2.2.9)$$

J es el error total o desajuste entre la traza original y la traza modelada.

Debido a que el dato sísmico es de banda limitada, se busca que el modelo inicial M_0 aporte información correspondiente a las bajas frecuencias ausentes en las observaciones. Una manera de generar el modelo inicial es a partir del filtrado e interpolación de los datos de pozo a lo largo de todo el volumen sísmico empleando horizontes sísmicos.

La ecuación 2.2.7 asume que la inversión es estable, y esto no siempre es cierto. Por esta razón se utiliza el pre-blanqueo para estabilizar el proceso. La expresión matemática de la inversión finalmente es:

$$\Delta M = (A^T A + \lambda I)^{-1} A^T \Delta F. \quad (2.2.10)$$

donde I es la matriz identidad y λ es el factor de pre-blanqueo.

Capítulo 3

Marco geológico

En este capítulo se desarrolla el marco geológico relativo a la zona de estudio de este trabajo. Se describen las generalidades de la Cuenca Austral, su estructura y en particular, se profundizan las características de la Fm. Palermo Aike, que es la roca madre más importante de la cuenca, y es también, el objeto de estudio del trabajo.

3.1. Cuenca Austral

La Cuenca Austral se encuentra localizada en el extremo sur del continente americano, próxima al borde sudoccidental de la Placa Sudamericana. La misma ocupa gran parte de la provincia de Santa Cruz, la provincia chilena de Magallanes, la totalidad de la Isla Grande de Tierra del Fuego y una extensa superficie de la Plataforma Continental Argentina. Tiene un área total de 230.000 km² aproximadamente, de los cuales el 85 % se encuentran en territorio argentino. En sentido E-W alcanza un máximo de 400 km de extensión, mientras que en sentido N-S alcanza los 700 km de largo. Cambia su rumbo de N-S a W-E a la latitud del Estrecho de Magallanes, en la región sur de Tierra del Fuego.

El límite nororiental de la cuenca coincide con el curso del Río Chico en el continente, y en el Mar Argentino lo hace sobre el Arco de Dungeness. Al oeste y al sur limita con los Andes Patagónico-Fueguinos. La Dorsal del Río Chico la separa de la Cuenca de Malvinas.

En Argentina fue la última de las cuencas sedimentarias en incorporarse a la producción de hidrocarburos, con el hallazgo de gas y petróleo en la Fm. Springhill, el reservorio convencional más importante de la cuenca, en el yacimiento Río Chico, en 1949 (Hlebszevitsch y Cortiñas, 2005). En la figura 3.1 se muestran los límites de la cuenca y se pueden reconocer los principales rasgos morfoestructurales que la rodean.

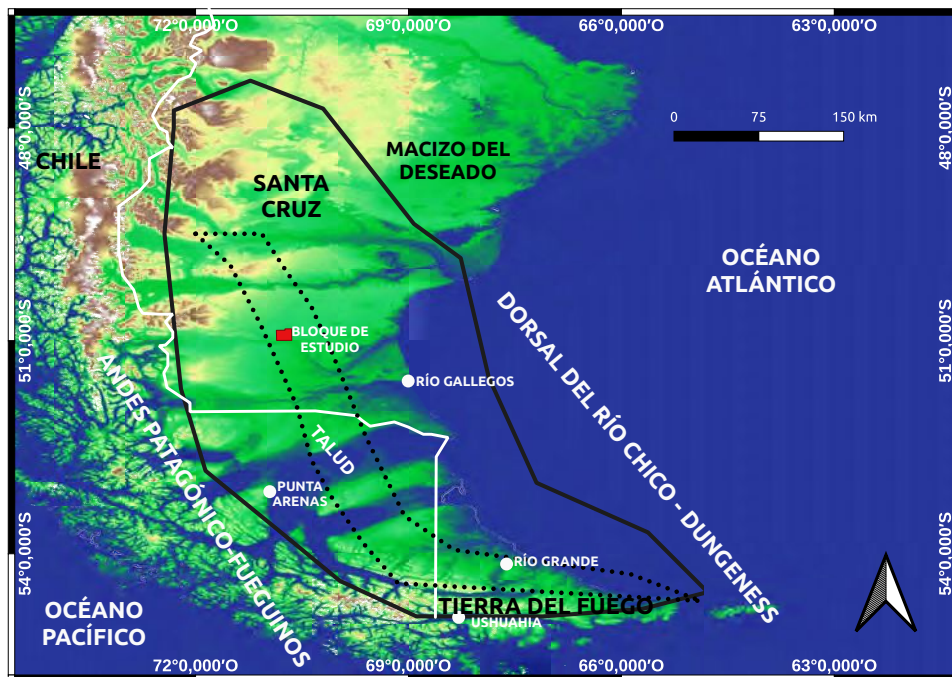


Figura 3.1: Mapa de la Cuenca Austral y de los principales rasgos morfoestructurales de la zona. En línea punteada se resalta la zona de talud de la cuenca, y en rojo se muestra el bloque a estudiar.

En relación a la estructura de la cuenca, la región de estudio del presente trabajo se ubica en la zona de talud (delimitada con líneas punteadas en la fig. 3.1). La misma conforma una faja estrecha y es la de mayor pendiente de la cuenca. Se extiende por el norte entre los lagos Viedma y Argentino hasta la Isla Grande de Tierra del Fuego en el Sur, donde limita con la faja Plegada y Fallada en el sector gasífero argentino (Hlebszevitsch y Cortiñas, 2005).

La zona de talud constituye el quiebre hacia la zona profunda y se caracteriza por una mayor estructuración en bloques, relacionados a grábenes y hemigrábenes de orientación principal NO-SE. Esta deformación afecta tanto al basamento como a la sección inferior de la cobertura, aunque hacia el sur las fallas cortan la cobertura Terciaria.

El relleno de la cuenca alcanza un espesor máximo de 8.000 metros en algunos sectores, con un desarrollo exclusivo de rocas clásticas. Dentro de la columna sedimentaria de la cuenca también se encuentran sedimentos carbonáticos en ciertas zonas, pero con un desarrollo de espesor mucho menor que los otros sedimentos depositados allí.

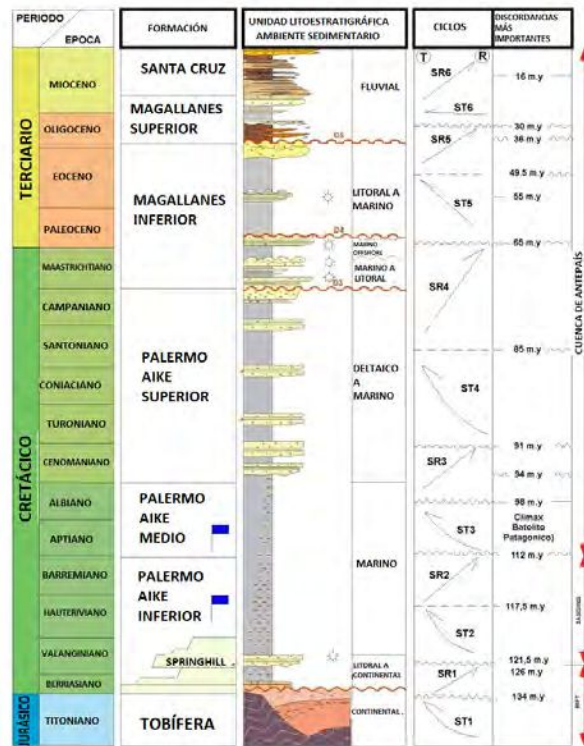


Figura 3.2: Columna sedimentaria de la Cuenca Austral en la región de estudio, modificada de Belotti *et al* (2013).

En particular, en la zona de estudio se distinguen 5 unidades estratigráficas principales que se pueden ver en la columna estratigráfica de la figura 3.2. Desde la más somera a la más profunda, se encuentran la Fm. Santa Cruz, la Fm. Magallanes (con sus miembros Superior e Inferior), la Fm. Palermo Aike (con sus miembros superior, medio e inferior), la Fm. Springhill y la Serie Tobífera. En el contexto de este trabajo la Fm. Palermo Aike es la que comprende el objetivo del trabajo, por lo que en adelante se desarrollarán en mayor detalle sus características principales.

Por otro lado resulta importante aclarar que en el área de trabajo existen zonas de depositación de la fm. Springhill denominadas altos paleogeográficos (Pedrazzini y Cagnolatti, 2002), en donde es la Serie Tobífera la que se encuentra directamente subyacente a la fm. Palermo Aike. Es por esta razón que de ahora en adelante el techo de ambas formaciones será considerado como la base de la Fm. Palermo Aike sin hacer una distinción específica entre ambas formaciones.

La profundidad de la región de talud aumenta desde el SE hacia el NO. Este sector resulta ser la provincia más rica en hidrocarburos (Rodríguez *et al*, 2008). Se han producido hallazgos de gas, petróleo y condensado en las Fms. Magallanes Inferior y Springhill. Entre los campos más importantes de esta última se encuentran: Campo Boleadoras, Laguna del Oro, Campo Indio, La Porfiada, An Aike y Barda Las Vegas. Del Terciario se destacan: Campo

Boleadoras, María Inés, María Inés Oeste, Puesto Peter y Barda Las Vegas (Hlebszevitsch y Cortiñas, 2005).

3.2. Marco geotectónico

La zona de la que provienen los datos que se utilizaron en este trabajo se encuentra al noroeste de la ciudad de Río Gallegos. En la región son características las trampas estructurales en forma de horsts y trap doors de escaso relieve, cuyas fallas conforman arreglos del tipo “flor” y han sido originadas por reactivación tectónica (Cagnolatti y Miller, 2002).

La evolución y desarrollo de las etapas de la evolución geotectónica de la cuenca fue consecuencia de la interacción entre las placas Sudamericana y Antártica. La subsidencia de la cuenca se inició por el sur, en el Jurásico Superior, y continuó durante todo el Cretácico hasta el Plioceno.

Se reconocen dentro de la historia de la cuenca tres etapas principales (Peroni *et al*, 2002). La primera etapa está vinculada a la tectónica extensional que originó la fragmentación de Gondwana, la apertura inicial del Océano Atlántico Sur, y la de una cuenca de retroarco (marginal) durante el Triásico-Jurásico Medio a Superior. Se la conoce como etapa de *rift*. La segunda instancia está relacionada con la etapa de postrift y lenta subsidencia térmica, desarrollada en el lapso Jurásico Superior-Cretácico Inferior más alto. La última etapa está vinculada con el desarrollo de una Cuenca de antepaís en el Cretácico Superior y en el Terciario.

3.2.1. Fallas Poligonales

La Fm. Palermo Aike está afectada por un sistema de fallas complejo, compuesto en primer lugar por fallas de rumbo con deslizamiento de tendencia N-S a NE-SO. Este sistema es resultado de la reactivación del fallamiento normal más profundo limitado por hemigrábenes generado en el Daniano (Belotti *et al*, 2013). Por otro lado, el sistema de fallas incluye fallas normales que forman una red poligonal. Se puede apreciar el fallamiento dentro del miembro inferior de la Fm. Palermo Aike en la figura 3.2. Basándose en información sísmica 3D, Belotti *et al* (2013) reconoció el sistema de fallas poligonales a partir de la base de Palermo Aike Inferior hasta la zona media de Palermo Aike Superior, aproximadamente. Para los datos sísmicos del presente trabajo, la zona afectada por este sistema de fallas es básicamente la misma.

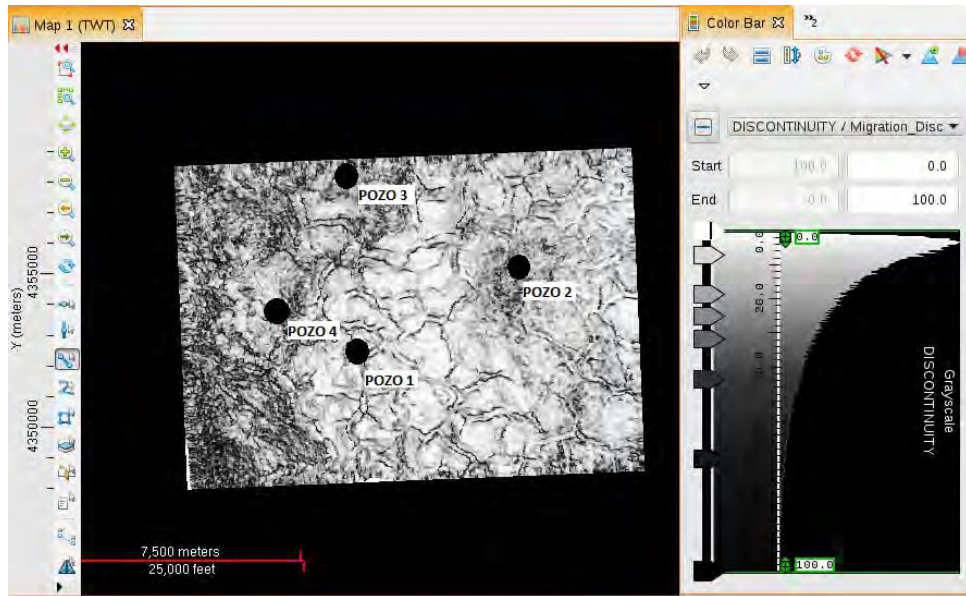


Figura 3.3: *Slice* a los 2525 ms de un volumen de discontinuidades calculado a partir del volumen de datos sísmicos. Se puede apreciar el sistema de fallas poligonales que afecta a la fm. Palermo Aike.

3.3. Sistemas petroleros

Se definen tres sistemas petroleros probados con reservorios convencionales (Rodríguez *et al*, 2008). En orden de importancia, son los siguientes:

- *Sistema petrolero “Inoceramus Inferior/Río Mayer Inferior/Palermo Aike Inferior-Springhill”*: el más importante de la cuenca, el más conocido, y el que aportó la mayor cantidad de reservas de la cuenca. Incluye las acumulaciones en la Fm. Springhill y aquellas acumuladas en la Serie Tobífera Superior.
- *Sistema petrolero “Inoceramus Inferior/Palermo Aike Inferior/Río Mayer Superior-Magallanes Inferior”*: identificado en Santa Cruz. Considerado como un “sistema emergente” y en el área se suma al tradicional “Inoceramus Inferior-Springhill”. Se halla en explotación el yacimiento Puesto Peter.
- *Sistema petrolero “Tobífera-Tobífera/Springhill”*: compuesto por arcillitas generadoras intercaladas en la sección inferior de la Serie Tobífera que podrían aportar a dos tipos de reservorios distintos.

3.4. Roca Madre

La roca madre que es compartida por dos de los sistemas se conoce como Palermo Aike en el subsuelo. La formación Palermo Aike está compuesta por tres miembros depositados durante el Cretácico Inferior, pero en particular, los miembros Inferior y Medio de Palermo Aike se consideran la roca madre principal de la Cuenca Austral. Esta formación está caracterizada por ser una lutita marina rica en materia orgánica. Los miembros Inferior y Medio de la formación se formaron entre el Valanginiano y el Aptiano temprano y entre ambos suman un espesor promedio de 250 metros, comprendido por seis ciclos sedimentarios transgresivos-regresivos apilados verticalmente ((Belotti *et al.*, 2014).

El contenido orgánico total de la roca madre se considera bajo a moderado, con valores que van desde un mínimo de 0,75 % en el borde de la cuenca hasta 1,75 % en las posiciones más profundas de la zona de talud. Luego los valores decrecen nuevamente hacia el ámbito de la cuenca profunda, producto de la madurez de la materia orgánica.

El querógeno varía entre los tipos II/III y ocasionalmente entre los tipos III/IV. La zona profunda de la cuenca se encuentra en la ventana de generación de petróleo y gas, mientras que el sector de Plataforma Estable, donde se desarrollan la mayoría de los yacimientos (de la Fm. Springhill), se encuentra en estado inmaduro o cercana a la ventana del petróleo (*on set*). La cocina se estableció en el oeste, en el área de talud y antifosa.

En base a los datos existentes, se determinó un intervalo generador cuya base es el tope de la Fm. Springhill (aproximadamente desde el Valanginiano) hasta un nivel dentro del Aptiano – Albiano. En esta secuencia estarían comprendidas las rocas madres Inoceramus Inferior y Margas Verdes (en subsuelo ambas conocidas como Palermo Aike) y sus respectivas formaciones equivalentes de acuerdo con su posición en la cuenca.

Las facies más antiguas asociadas a estos depósitos están compuestas por lutitas y arcillitas, depositadas en ambientes marinos profundos. En cambio, las facies más jóvenes se caracterizan por presentar intercalaciones de biomicritas, lutitas y arcillas con niveles ricos en materia orgánica en la base, asociada a microfauna marina planctónica (Covellone y Meissenger, 2012).

La distribución de la materia orgánica en profundidad indicaría una riqueza mayor en la porción superior del intervalo generador definido, así como valores ligeramente más altos de índice de hidrógeno (IH) en el ámbito del talud en toda la cuenca, sugiriendo un querógeno de mejor calidad en esa región. En la zona de Plataforma las mejores cualidades parecen restringirse a la sección inferior (Covellone y Meissenger, 2012).

Se considera que la región del talud reúne las mejores condiciones de riqueza orgánica, calidad de querógeno y madurez térmica para la generación y preservación de hidrocarburos líquidos.

3.4.1. Zonas de generación

El área de generación de hidrocarburos principal de la cuenca se encuentra en el sector con mayor espesor, al sudoeste. Actualmente queda limitada por la faja plegada que se extiende al oeste y sur de la cuenca. Debido a la disminución gradual de espesor desde el centro de cuenca hacia el norte, este y noreste, las zonas de madurez correspondientes a petróleo, gas húmedo y gas seco se disponen en un patrón más bien simple asociado a la carga sedimentaria. Actualmente el centro de cuenca se encuentra en la zona de madurez de gas seco a húmedo, la zona intermedia en zona de gas húmedo, petróleo a inmadura, y la plataforma está inmadura, en todos los casos para la sección del Cretácico Temprano. A medida que la columna terciaria se fue depositando las zonas de generación se fueron desplazando hacia el norte, este y noreste (Rodríguez *et al*, 2008).

En la actualidad, la ventana del petróleo en un marco regional NW-SE empieza a los 2100 metros de profundidad en el flanco este de la cuenca de antefosa, la ventana de gas húmedo se alcanza a los 3500 metros y la ventana del gas seco a los 4300 metros, en la antefosa y en la ladera al oeste (Belotti *et al*, 2014). La figura 3.4 muestra un mapa con las zonas de generación y madurez térmica de la cuenca. El bloque de estudio está señalado con la flecha blanca y el rectángulo negro.

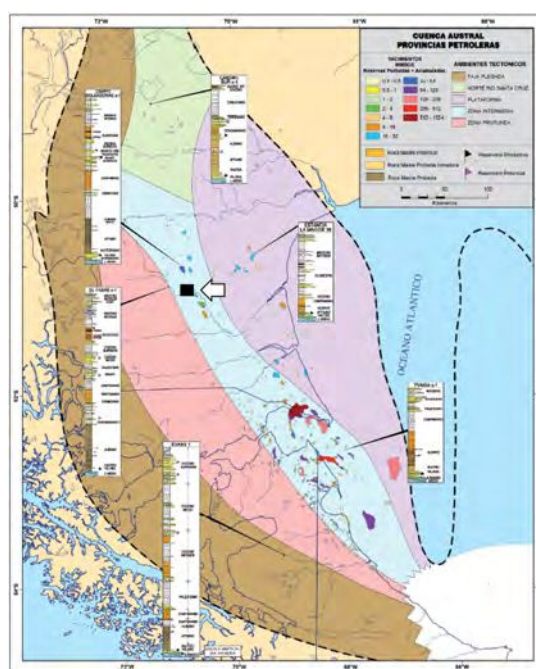


Figura 3.4: Mapa de zonas de generación de hidrocarburos de la Cuenca Austral, extraído de Rodríguez *et al* (2008). La zona intermedia es también conocida como la zona de talud de cuenca, y es donde se encuentra el área de estudio, que está señalado con el cuadrado negro.

3.4.2. La Formación Palermo Aike

La formación Palermo Aike está compuesta por tres miembros depositados entre el Valanginiano al Maastrichtiano. Tres asociaciones de facies representan diferentes paleoambientes sedimentarios; fueron identificados ambientes de plataforma marina externa, plataforma marina externa influenciada por un sistema deltaico y prodelta.

En el Miembro Inferior y la sección basal del Mb. Medio de Palermo Aike (del Valanginiano al Aptiano), se encuentra la roca madre de la Cuenca Austral, con un espesor promedio de 250 metros depositado a lo largo de aproximadamente 20 Ma. Por encima y en transición deposicional, el miembro Albiano de Palermo Aike Medio está compuesto por mudstones calcáreas que parecen cumplir la función de sello regional. La sección superior de este miembro se depositó en un ambiente deltaico distal compuesto por materia orgánica de origen vegetal (árboles o especies leñosas).

Miembro Inferior de Palermo Aike

Depositado durante la instancia de *sag* temprano de la cuenca, se relaciona con un aumento relativo del nivel del mar durante el Valanginiano hasta el Barremiano. Conformar facies condensadas de talud a clinofomas en una plataforma externa marina. Belotti *et al* (2014) dividió este miembro en dos unidades estratigráficas, *Lower Hot Shale* y *Hot Shale*, que se pueden distinguir en la fig. 3.5.

Lower Hot Shale: Fue depositado en un ambiente intermedio a distal marino, entre el Valanginiano y el Hauteriviano. Su espesor se encuentra entre los 50 metros al sudeste, y puede llegar a superar los 120 metros en los depocentros localizados al oeste y noroeste. Se definieron 3 parasecuencias de granos de tamaño creciente hacia arriba. Los picos de COT se correlacionan con la base de cada parasecuencia, mientras que el tope de cada parasecuencia tiene la menor acumulación de COT. Se interpretaron buenas evidencias de hidrocarburos como una condición de reservorio.

Hot Shale: Se depositó en un ambiente distal marino entre el Hauteriviano y el Barremiano. El espesor del *Hot Shale* varía entre los 60 y los 140 metros.

Miembro Medio de Palermo Aike

Durante el período Aptiano ocurrió una transición entre el *sagging* y la cuenca de antepaís, que coincidió con los cambios producidos por las placas tectónicas adyacentes. El límite entre los miembros Inferior y Medio de Palermo Aike está dado por un límite de secuencia. En la base se reconoce un intervalo compuesto por *claystone* y *mudstone* depositados en un ambiente intermedio a marino distal, que informalmente se llama *Upper Hot Shale* (Belotti *et al*, 2014) y

se puede ver en la fig. 3.5.

Upper Hot Shale: El espesor varía entre los 30 a 90 metros. Se describe a esta sección como margas negras y bioturbadas, y *shales*, que se interpretan como depósitos de sedimentación mixtos que se generaron encima de la línea de compensación carbonática durante el período Aptiano.

Durante el Albiano el sistema evolucionó gradualmente a un ambiente deltaico con un incremento de *mudstones* calcáreas que actuaron como un sello para la roca madre sobrepresionada que se encuentra por debajo. Este intervalo estratigráfico se encuentra en el sector superior del Mb. Medio de Palermo Aike.

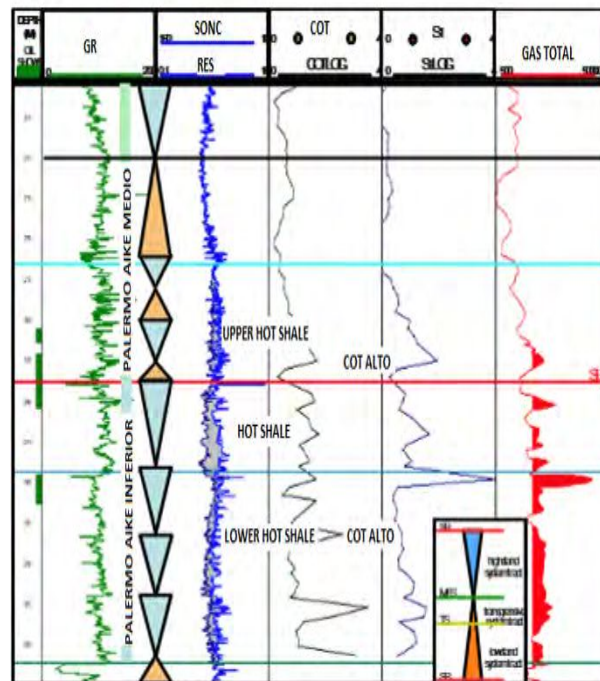


Figura 3.5: Perfiles tomados de Belotti *et al* (2014), en donde se distinguen las 3 unidades estratigráficas que conforman la roca madre: *Lower Hot Shale*, *Hot shale* y *Upper Hot shale*.

3.4.3. Propiedades de la roca madre

- *Lower Hot Shale*: el espesor total varía entre 50 y 120 metros. El perfil vertical de COT tiene al menos 2 patrones, que varían de 0.5% a 1%, ya sea disminuyendo o no las tendencias de sus valores hacia el tope.
- *Hot Shale*: el espesor total de este intervalo estratigráfico varía entre los 60 y los 140 metros. Tiene una tendencia que disminuye en el COT que varía entre 2% a 1%.

- *Upper Hot Shale*: el espesor total de este intervalo estratigráfico se encuentra entre los 30 y 90 metros, y tiene también una tendencia a disminuir de COT principalmente de 3% a 1%.

Las diferencias entre las propiedades geoquímicas de cada intervalo estratigráfico probablemente se deban a las variaciones de condiciones óxicas a anóxicas/disóxicas, que estén relacionadas con la depositación en una sucesión marina de proximal a distal.

El tipo de kerógeno para los miembros Inferior y Medio de Palermo Aike varía de tipo II, II/III a III (Belotti *et al*, 2014).

En base a estas características de la roca madre halladas en la región de Talud, se considera que la misma reúne las mejores condiciones de riqueza orgánica, calidad de kerógeno y madurez térmica para la generación y preservación de hidrocarburos líquidos (Covellone y Meissenger, 2012).

3.5. Conclusiones

Como resultado de todo lo expuesto en relación a las características de la Fm. Palermo Aike, se propuso analizar la variación de ciertas propiedades petrofísicas en el subsuelo con el fin de evaluar el potencial de hidrocarburos de la roca madre principal de la Cuenca Austral.

Las propiedades elegidas fueron el contenido orgánico total (COT) debido a que sus variaciones resultan fundamentales para encontrar las zonas con mejor calidad de kerógeno; la porosidad y el contenido de arcillas (*vclay*), por otro lado son propiedades que, en el caso de reservorios no convencionales, sirven para reconocer aquellas regiones que pueden poseer mayor volumen de hidrocarburos y además ayudan a evitar otras zonas que pueden presentar dificultades al momento de la perforación de los pozos. Es decir, se buscarán objetivos con valores altos de COT y de porosidad, pero que tengan, dentro de los valores esperados para una roca de tipo *shale* como lo es la Fm. Palermo Aike, valores menores de volumen de arcillas.

Si bien en principio el estudio se realizará para toda la Fm. Palermo Aike, dadas las características expuestas se enfocará el proceso de inversión sísmica en el Mb. Inferior de la Fm. Palermo Aike (*Hot Shale* y *Lower Hot Shale*).

Capítulo 4

Presentación, acondicionamiento y control de calidad de los datos

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. Para esto se generaron mapas de amplitud sísmica RMS y se analizó el espectro de amplitud de los datos sísmicos. Adicionalmente se hizo un análisis de la resolución de los datos sísmicos, para el cual se calculó el espesor de tuning para el intervalo Springhill-Tobífera, y se propusieron diferentes modelos sintéticos en forma de cuña. Finalmente se revisaron los perfiles de pozo y se removieron los valores anómalos de los mismos, y también se calcularon perfiles de densidad con la fórmula empírica de Gardner *et al* (1974) para aquellos pozos que lo requerían.

Todos estos controles permiten analizar la calidad y realizar el acondicionamiento tanto de los pozos, como de la sísmica, antes de proceder a la inversión de amplitudes sísmicas.

Para alcanzar el objetivo propuesto, se tomó información de un cubo sísmico post-stack y registros de 4 pozos, cedidos por la compañía YPF.S.A.

4.1. Datos sísmicos

Los datos sísmicos del proyecto comprenden un bloque de 158 km^2 de sísmica 3D post-stack. El cubo fue adquirido en 1998 por la compañía VERITAS D.G.C. y el objetivo de adquisición fueron las arenas de Palermo Aike (aproximadamente a los 1300 ms de tiempo doble) y la Fm. Springhill. En la figura 4.1 se muestra un mapa del bloque del área de trabajo, se identifica el área cubierta por sísmica y la ubicación de los pozos disponibles.

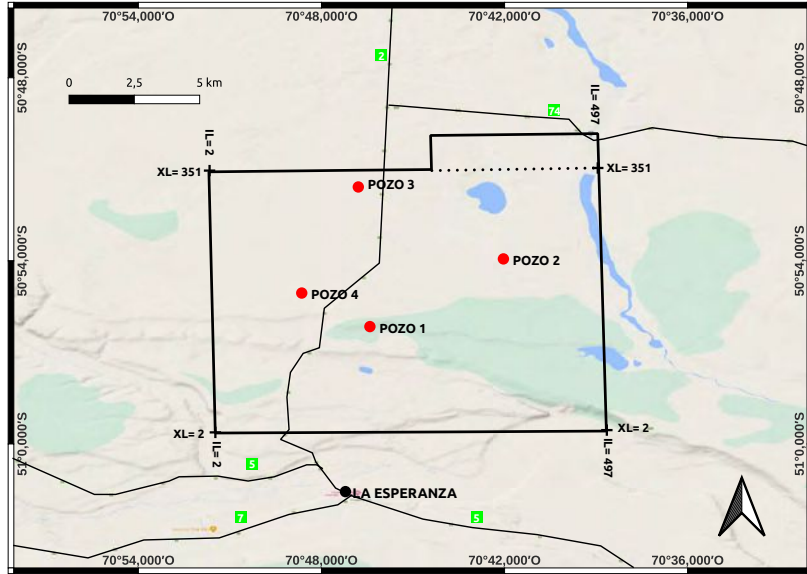


Figura 4.1: Mapa del bloque del área de trabajo, donde se identifica el área cubierta por sísmica y la ubicación de los pozos disponibles.

En las siguientes tablas se resumen algunos parámetros de adquisición del dato sísmico utilizado.

Geometría	
Número de registros	9144
Número de estaciones receptoras	7350
Área cubierta [km^2]	157.79
Distancia entre fuentes	60 m.
Distancia entre receptores	60 m.
Distancia entre líneas fuente	300 m.
Distancia entre líneas receptoras	360 m.
Fold nominal	44
Tamaño del bin	30x30 m.

Tabla 4.1: Geometría de la registraci3n sísmica.

Fuentes	
Tipo de fuente	Vibradores
Número de vibradores	4 + 1 stand by
Número de barridos	4
Longitud del barrido	10 s.
Longitud del registro	5 s.
Tipo de barrido	lineal-taper zoom
Rango de frecuencias	10-80 Hz.

Tabla 4.2: Características de las fuentes utilizadas.

Receptores	
Tipo de geófonos	Sensor SM-24 y SM-04
Arreglo de geófonos	6 separados 3 m. entre sí
Líneas receptoras por registro	8
Número de estaciones receptoras por línea	175

Tabla 4.3: Características de los receptores utilizados.

Instrumentos	
Equipo	Sensor SM-24 y SM-04
Intervalo de muestreo	2 ms.
Longitud del registro	5 s.

Tabla 4.4: Características del instrumental de registración.

Resulta de importancia describir las etapas de procesamiento por las que ha pasado el dato sísmico desde su registración, dado que los cambios en las variaciones relativas de las amplitudes de este afectan a los resultados del proceso de inversión sísmica, donde se extrae información de las amplitudes. La secuencia de procesamiento se detalla en el Apéndice A.

El AGC es comúnmente utilizado en el procesamiento sísmico para mejorar la visibilidad de eventos que tengan un decaimiento de la amplitud por los efectos de atenuación o divergencia esférica (Yilmaz, 1987). Este proceso, aplicado en una ventana de longitud adecuada puede remover el efecto deseado sin dañar las variaciones laterales de amplitud del objetivo (Simm y Bacon, 2012). En el caso de los datos que se utilizan en este trabajo el uso de la

corrección por divergencia esférica no afectó a la implementación de técnicas de inversión de amplitudes sísmicas en el dato sísmico.

4.2. Datos de pozo

En este proyecto se contó con información de 4 pozos distribuidos dentro de la región estudiada, como se muestra en la figura 4.1. Es importante aclarar que de los 4 pozos, solo 2 de ellos atraviesan la Fm. Palermo Aike; los otros dos, por lo tanto, solo serán utilizados en la interpretación de superficies someras. Además, solo uno de los pozos cuenta con perfiles de petrofísica.

En la tabla 4.5 se detallan todos los perfiles que posee cada pozo. Todos poseen perfil sísmico, y excepto el Pozo 3, el resto cuentan con perfil de *caliper* y *gamma ray*. Finalmente sólo 3 de los pozos poseen perfil de densidad.

Los perfiles de petrofísica más importantes para este trabajo son los perfiles de COT, porosidad y contenido de arcillas (*vclay*). Además se cuenta con perfiles de saturación de agua y contenido de arenas, entre otros.

Perfiles	Pozo 1	Pozo 2	Pozo 3	Pozo 4
Profundidad alcanzada [<i>m</i>]	3406	3246	1904	1862
Calibre [<i>mm</i>]	Sí	Sí	No	Sí
Gamma Ray [<i>API</i>]	Sí	Sí	No	Sí
Sónico P [<i>m/s</i>]	Sí	Sí	Sí	Sí
Densidad [<i>g/cc</i>]	Sí	Sí	No	Sí
Resistivo (ILD) [Ωm]	Sí	Sí	Sí	Sí
Porosidad [%]	Sí	No	No	No
Cont. de arcillas [%]	Sí	No	No	No
Saturación de agua [%]	Sí	No	No	No
COT [%]	Sí	No	No	No

Tabla 4.5: Perfiles principales de los pozos disponibles

En las figuras 4.2, 4.3, 4.4 y 4.5 se muestran los perfiles de los pozos utilizados en este proyecto y la profundidad máxima alcanzada en cada uno. Se muestran los perfiles de propiedades elásticas (velocidad de onda P y densidad), Gamma Ray, Caliper y Resistivo (ILD), y para el Pozo 1, también se muestran los perfiles de propiedades petrofísicas (fig. 4.2) para el intervalo que comprende la Fm. Palermo Aike.

En la figura 4.4 , se observa que el Pozo 3 no registra curva de densidad ni de calibre ni de gamma ray, mientras que en el Pozo 1 se aprecia que el perfil de densidad es defectuoso (fig. 4.2). Para suplir la falta de registros de densidad de calidad se aplicó la relación de empírica de Gardner *et al* (1974) calibrada, como se muestra más adelante.

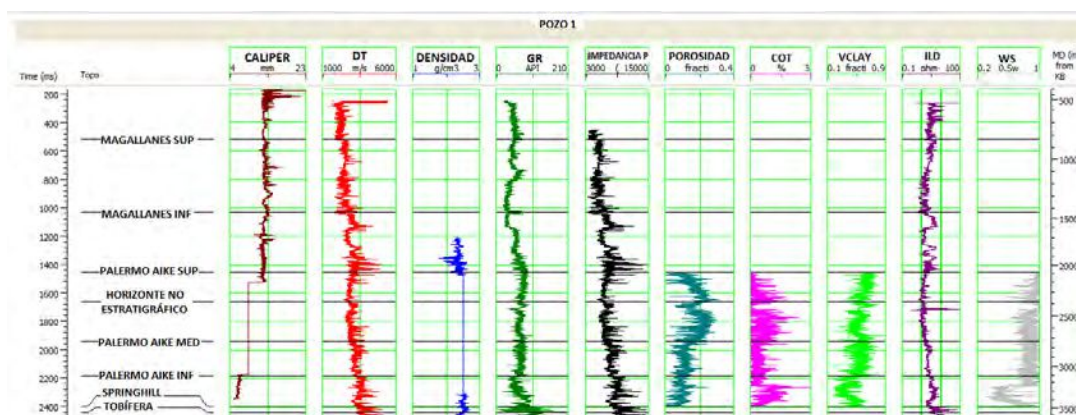


Figura 4.2: Perfiles correspondientes al pozo 1. Los perfiles de *caliper*, sónico, densidad y *gamma ray* fueron adquiridos en el pozo, mientras que los perfiles de petrofísica y el de impedancia P fueron calculados posteriormente. Se puede ver que el perfil de densidad (curva azul) está defectuoso y no puede utilizarse.

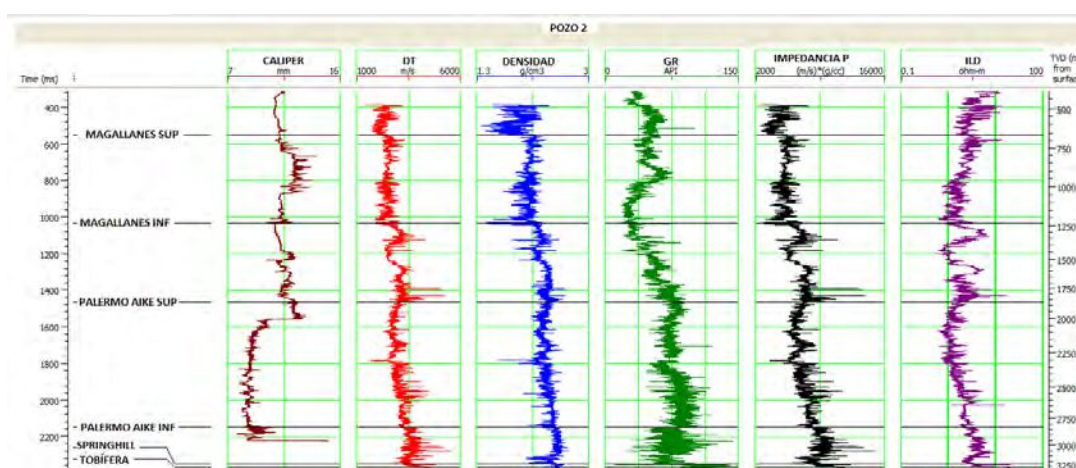


Figura 4.3: Perfiles correspondientes al pozo 2. El perfil de impedancia P es el único perfil calculado y no adquirido.

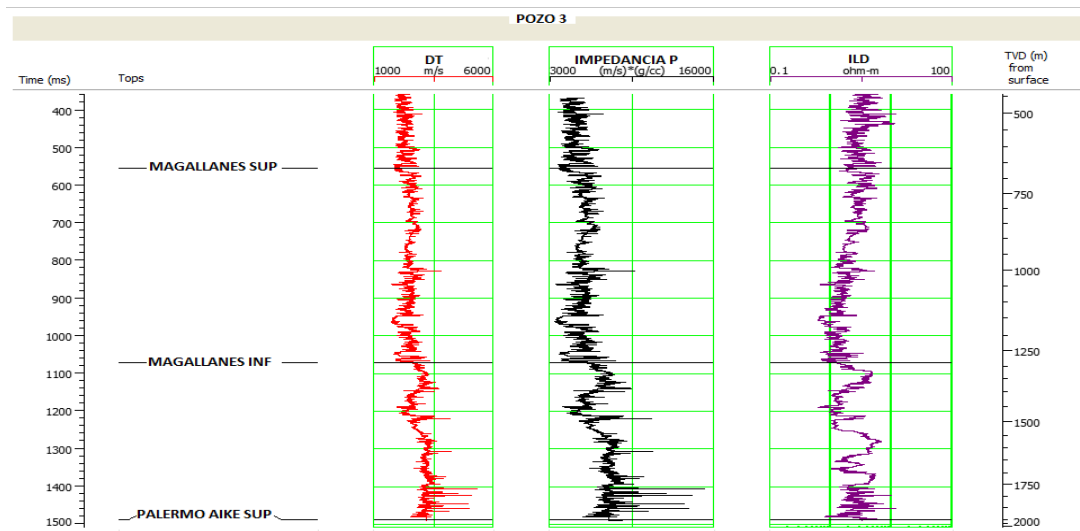


Figura 4.4: Perfiles correspondientes al pozo 3. El perfil de impedancia P es el único perfil calculado y no adquirido, para lo cual se utilizó un perfil de densidad estimado a partir de la fórmula de Gardner *et al* (1974). Se puede ver que no hay perfil de calibre, densidad ni *gamma ray*.

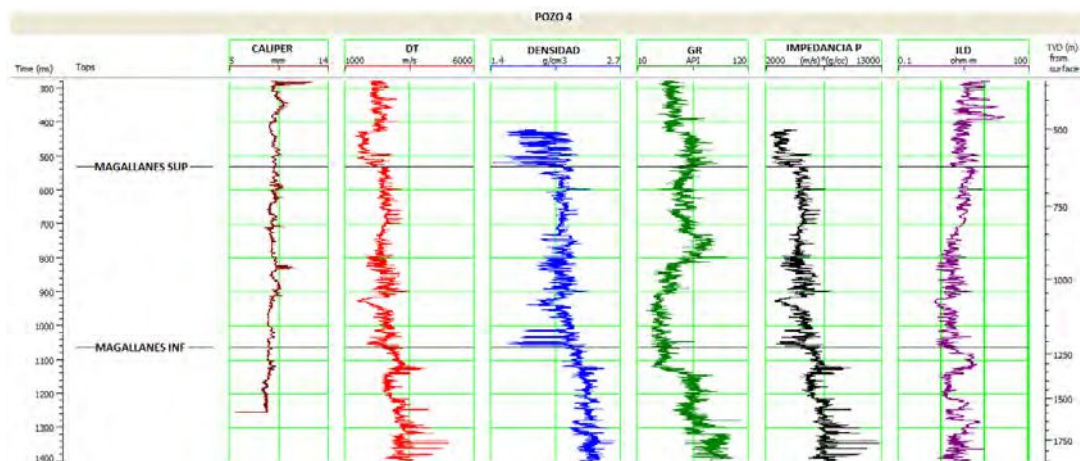


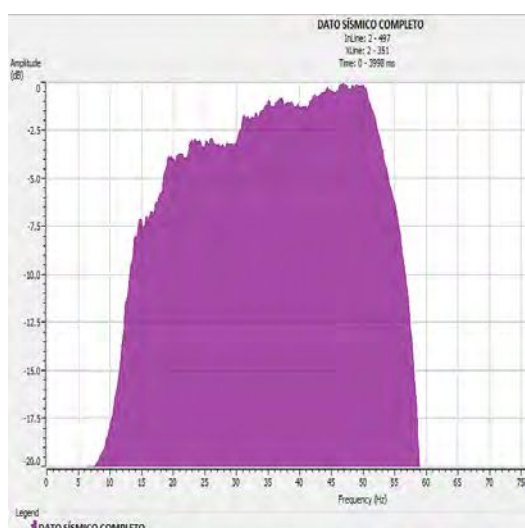
Figura 4.5: Perfiles correspondientes al pozo 4. El perfil de impedancia P es el único perfil calculado y no adquirido.

4.3. Control de calidad

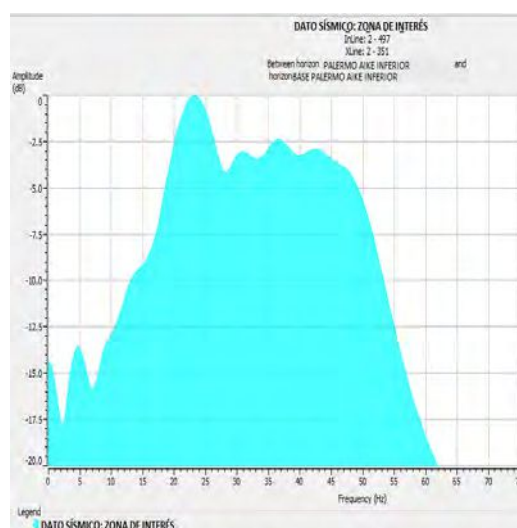
4.3.1. Control de calidad de datos sísmicos

Estimación del espectro de amplitud

Como primer control de calidad de los datos del cubo sísmico se analizó el espectro de amplitud de la sísmica en la zona de interés. Es importante conocer el ancho de banda de los datos sísmicos, ya que al realizar una inversión de amplitudes sísmicas se debe incorporar información de bajas frecuencias no presentes en el dato sísmico. A mayor ancho de banda más eficiente resultará el proceso de inversión (Tavella *et al*, 2020). Por lo tanto resulta necesario completar el espectro de bajas frecuencias que no está presente en el dato sísmico con información basada en un modelo de bajas frecuencias. Mediante este análisis se determinó la banda de frecuencias que se utilizará en el modelo de bajas para completar la información sísmica.



(a) Espectro de amplitud para todo el volumen sísmico.



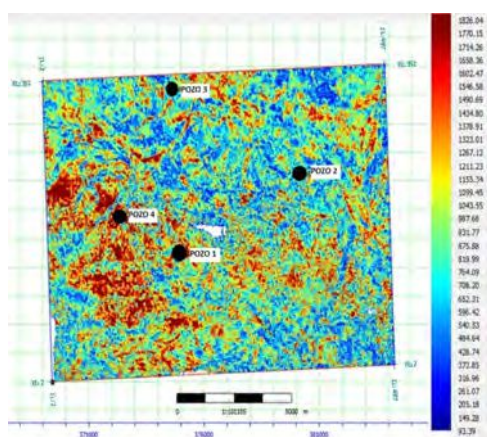
(b) Espectro de amplitud para la zona de interés, comprendida por el Mb. Inferior de la Fm. Palermo Aike.

Figura 4.6: Espectros de amplitud estimados.

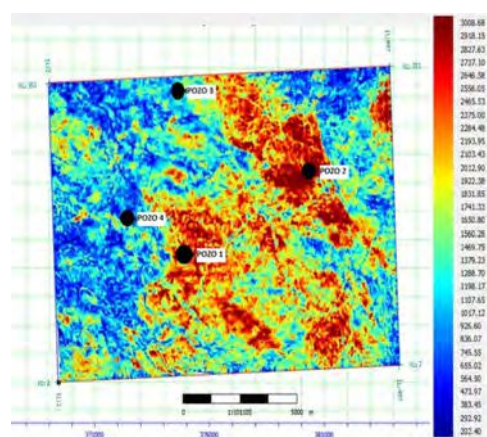
La fig. 4.6a muestra el espectro de amplitud del dato sísmico en dB para todo el volumen, y la fig. 4.6b el espectro para el nivel de interés, comprendido por el Mb. Inferior de la Fm. Palermo Aike, donde se puede ver que la información se encuentra principalmente en una banda de frecuencias entre los 15 y 55 Hz, en ambos casos.

Análisis de mapas de amplitud RMS

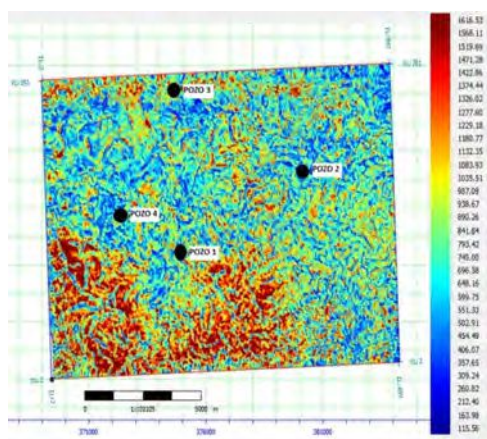
A continuación se realizó un estudio de amplitudes sísmicas por medio de la generación de mapas de amplitud sísmica RMS (raíz media cuadrática) centrados en cada uno de los horizontes interpretados con una ventana de 20 ms. Con este estudio se busca analizar las variaciones de las amplitudes y comprobar si se relacionan con rasgos estratigráficos o estructurales. Se hizo especial énfasis en detectar posibles comportamientos anómalos de las amplitudes que pudieran deberse a una baja calidad en los datos sísmicos, o estar asociados a efectos topográficos, ruidos generados durante la adquisición o durante el procesamiento del dato.



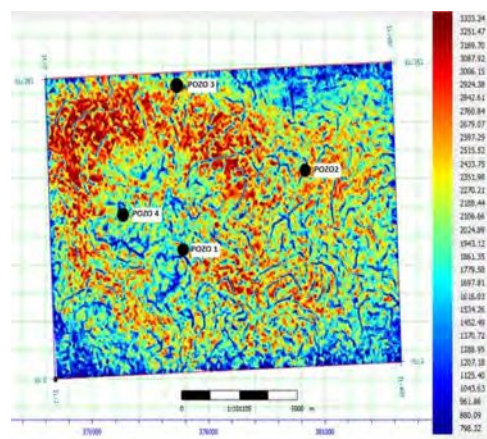
(a) Mapa de amplitud RMS del horizonte Magallanes Superior.



(b) Mapa de amplitud RMS del horizonte Magallanes Inferior.

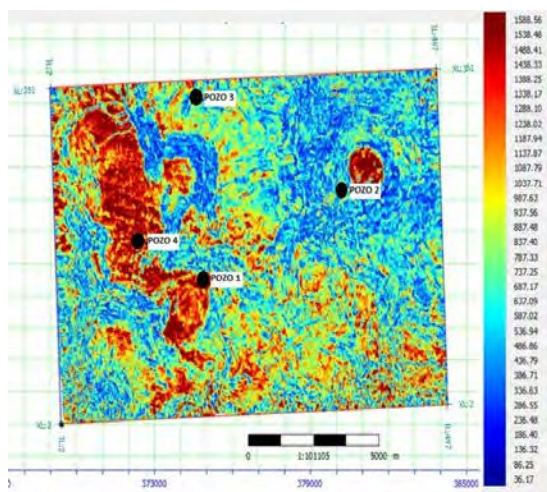


(c) Mapa de amplitud RMS del horizonte Palermo Aike Superior.

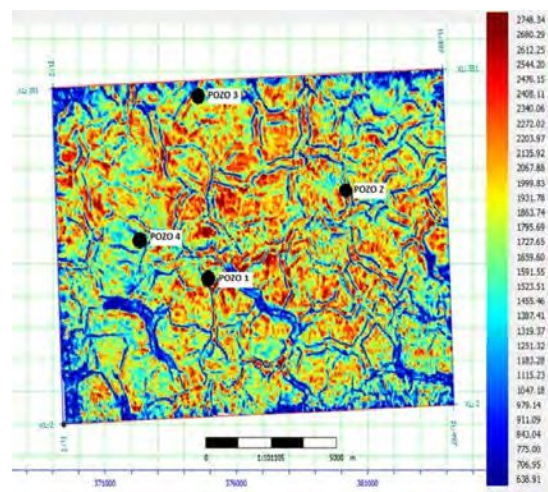


(d) Mapa de amplitud RMS del horizonte estratigráfico.

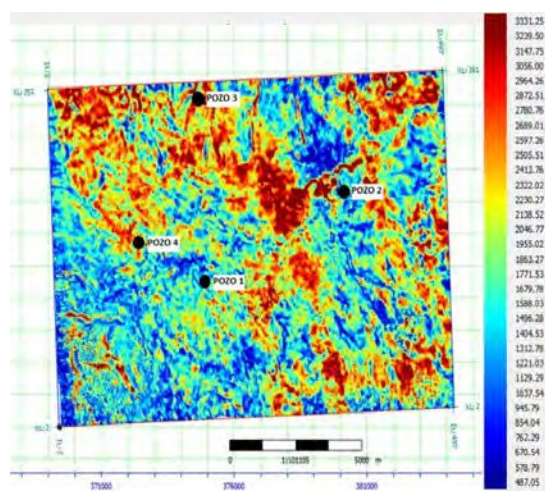
Figura 4.7: Mapas de amplitud RMS, en una ventana de 20 ms centrada en cada horizonte para los horizontes interpretados más someros. Los horizontes están suavizados.



(a) Mapa de amplitud RMS del horizonte Palermo Aike Medio.



(b) Mapa de amplitud RMS del horizonte Palermo Aike Inferior.



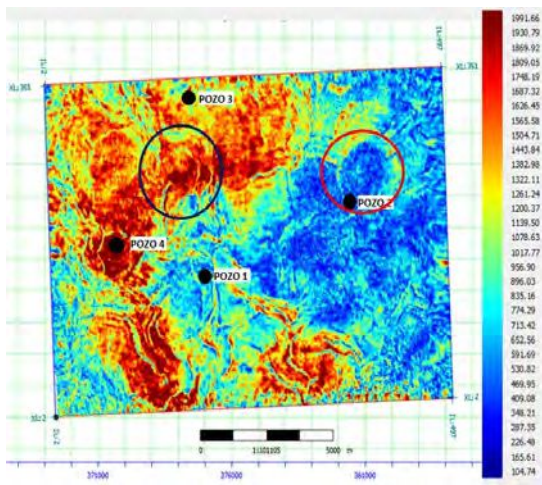
(c) Mapa de amplitud RMS del horizonte Base de Palermo Aike Inferior.

Figura 4.8: Mapas de amplitud RMS en una ventana de 20 ms centrada en cada horizonte para los horizontes interpretados más profundos. Los horizontes están suavizados.

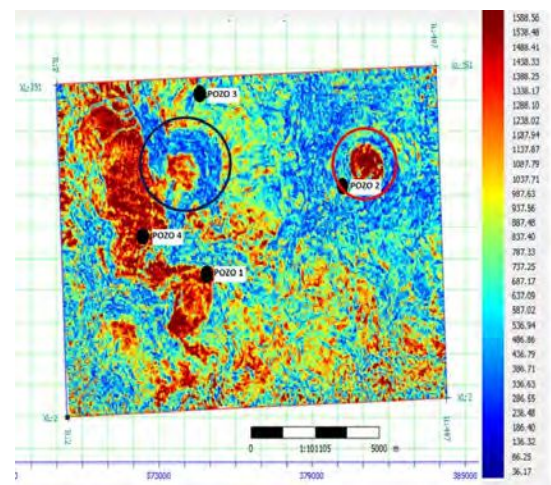
En las figuras 4.7a y 4.7b, correspondientes a los horizontes para los miembros Superior e Inferior de la Fm. Magallanes, no se han distinguido variaciones de amplitud anómalas, sino que la variación parece ser solo atribuible a la geología del lugar. Por otro lado los 3 miembros de la Fm. Palermo Aike (Superior, Medio e Inferior) muestran una variación de las amplitudes que se relaciona directamente con ciertos rasgos estructurales discutidos en el capítulo 3 (figs. 4.7c, 4.8a y 4.8b). Toda la formación se encuentra afectada por un sistema de fallas poligonales, en el intervalo desde los 1975 ms hasta los 2700 ms aproximadamente. En esta zona se encuentra especialmente afectado el miembro inferior de la formación, que es de principal interés para este

trabajo.

Resulta de particular interés la anomalía que se puede observar en la fig. 4.8a , correspondiente al mapa de amplitud RMS del horizonte interpretado para el Mb. Medio de la Fm. Palermo Aike. Para analizar en mayor detalle esta anomalía, se propusieron dos interpretaciones estructurales diferentes para el horizonte; en ambos casos el mapa de amplitud RMS resultó ser muy similar. Con el objetivo de descartar por completo la posibilidad de que fuera un error debido a la interpretación de superficies estratigráficas, se generó un *slice* de amplitud RMS en una ventana de tiempo constante para la zona afectada. La longitud de la ventana seleccionada fue de 50 ms, y está centrada en los 2075 ms. En la fig. 4.9a se muestra el resultado del slice a tiempo constante, y en la fig. 4.9b nuevamente se muestra el mapa de amplitud RMS para el horizonte interpretado. En el *slice* a tiempo constante se distingue el rasgo circular y hacia el este, también se detectan algunos rasgos menores, al igual que en el mapa calculado para la interpretación.



(a) *Slice* de amplitud RMS a tiempo constante en una ventana de tiempo de 50 ms centrada en 2075 ms.



(b) Mapa de amplitud RMS de 20 ms centrada en el horizonte Palermo Aike Medio.

Figura 4.9: Comparación entre el *slice* de RMS a tiempo constante y el RMS para el horizonte Palermo Aike Medio interpretado. Los círculos negros y rojos en cada figura representan 2 rasgos circulares similares encontrados en ambos mapas.

Si se analiza una sección para esta región (fig. 4.10) se puede apreciar un rasgo sísmico persistente de carácter estructural, no solo sobre el rasgo principal sino también en otras partes de la misma sección.

Dado que en la sección se puede interpretar como una estructura, y que el rasgo (círculo

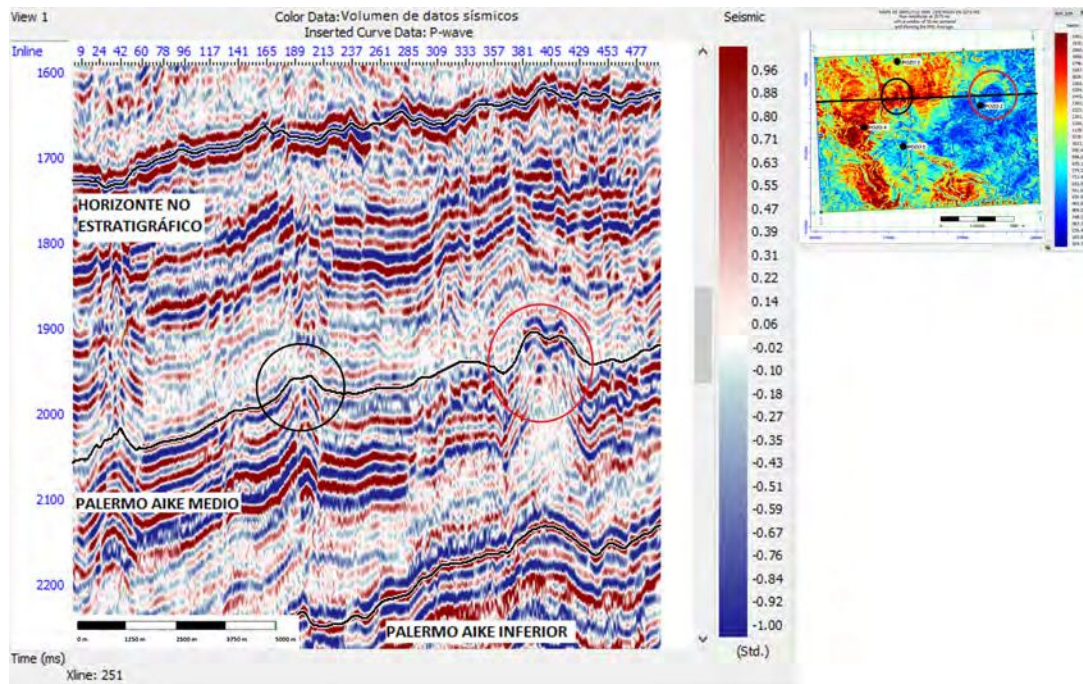


Figura 4.10: Sección del volumen sísmico (XL 251) donde se pueden apreciar rasgos estructurales (círculos negros y rojos). En el mapa de amplitud RMS se ve que estos rasgos corresponden a los que se interpretan en el mapa.

rojo en las figs. 4.9a y 4.9b) aparece incluso en la ventana de tiempo constante, y con 2 interpretaciones estructurales diferentes, se puede concluir que el rasgo circular tiene un origen geológico y que por lo tanto no es un error de procesamiento ni de interpretación.

4.3.2. Control de calidad de datos de pozo

Para los datos de pozo, el control y acondicionamiento de los datos implica revisar si los perfiles de los pozos estén completos en el intervalo de interés, y ver que no haya valores anómalos en los mismos que puedan afectar los resultados. En los casos en los que fue necesario, el acondicionamiento consistió en completar los perfiles que faltaban o estaban defectuosos, y también editar las curvas de los perfiles para remover los valores anómalos.

Durante el acondicionamiento se detectó que el Pozo 1 tenía el perfil de densidad defectuoso por encontrarse incompleto, y debido a que el software interpola de forma lineal. Además el Pozo 3 no tenía perfil de densidad, por lo que se recurrió a la generación de curvas para ambos pozos utilizando la relación empírica de Gardner calibrada ((Gardner *et al*, 1974)) para calcular los nuevos perfiles de densidad a partir de los registros de velocidad de onda P para cada pozo.

$$\rho = \alpha V_p^\beta, \quad (4.3.1)$$

donde ρ es la densidad en gr/cm^3 , V_p es la velocidad de la onda P y α y β son constantes empíricamente derivadas que dependen de la geología (Gardner *et al*, 1974) y se calibran a partir del ajuste lineal en el dominio bilogarítmico en el gráfico de dispersión entre la densidad y la velocidad P. Para esto, se aplica una transformación logarítmica a la ecuación 4.3.1 y se obtiene:

$$\log(\rho) = \log(\alpha) + \beta \log(V_p), \quad (4.3.2)$$

Es decir que a partir de una regresión lineal en el dominio bi-logarítmico se puede obtener la estimación de los parámetros α y β . En este caso para obtener los parámetros α y β se realizaron los gráficos de dispersión entre la densidad y la velocidad P de aquellos pozos de la zona que sí tenían un perfil de densidad de calidad. Es decir que para el gráfico de dispersión que se puede ver en la figura se utilizaron los datos de los pozos 2 y 4.

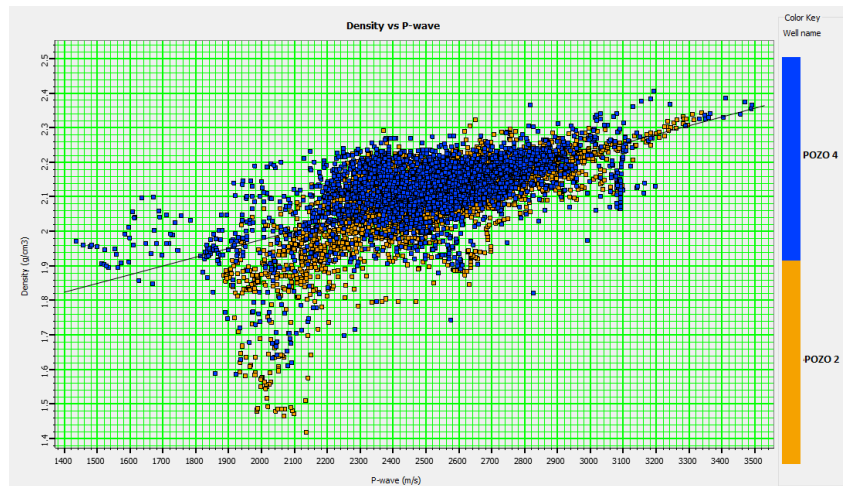
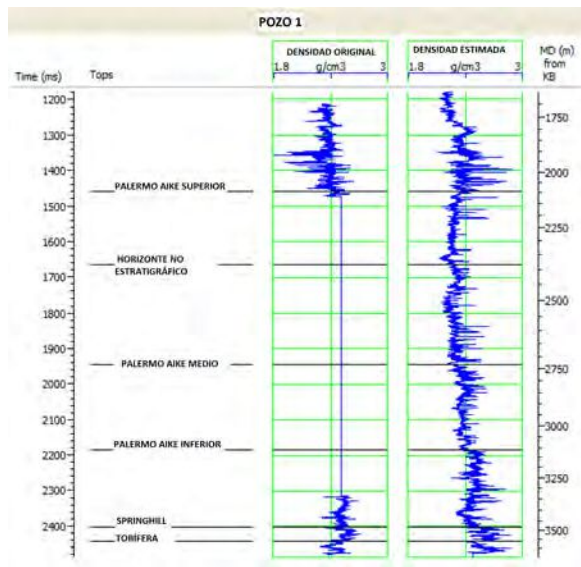
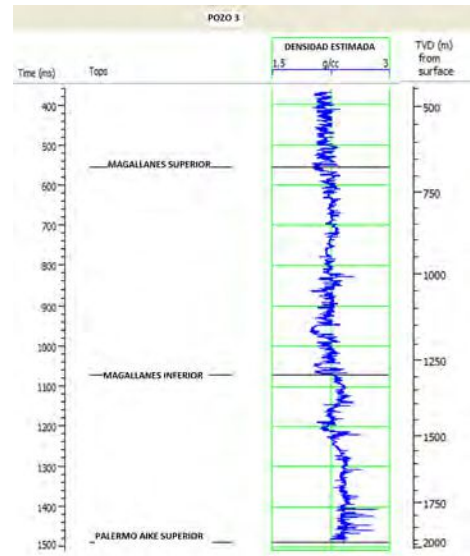


Figura 4.11: Diagrama de dispersión entre la velocidad de onda P y la densidad para los pozos 2 (color naranja) y 4 (color azul), en el dominio bilogarítmico, para todo el volumen de datos. La recta representa la regresión lineal a partir de la cual se calculan los parámetros α y β .



(a) Perfil de densidad para el Pozo 1: a la izquierda se encuentra el perfil adquirido y a la derecha el perfil estimado a partir de la relación de Gardner *et al* (1974).



(b) Perfil de densidad para el Pozo 3 estimado a partir de la relación de Gardner *et al* (1974).

Figura 4.12: Perfiles de densidad estimados para los Pozos 1 y 3, y comparación con el perfil de densidad adquirido para el Pozo 1.

Además en esta instancia de acondicionamiento de datos se generaron los perfiles de impedancia acústica para cada pozo, utilizando como datos de entrada los perfiles de velocidad de onda P (perfil sónico) y los perfiles de densidad para los 4 pozos. En el caso de los pozos cuya densidad había sido calculada con la relación de Gardner *et al* (1974), se utilizaron esos perfiles. En la fig. 4.13 se pueden ver los 4 perfiles de impedancia acústica generados.

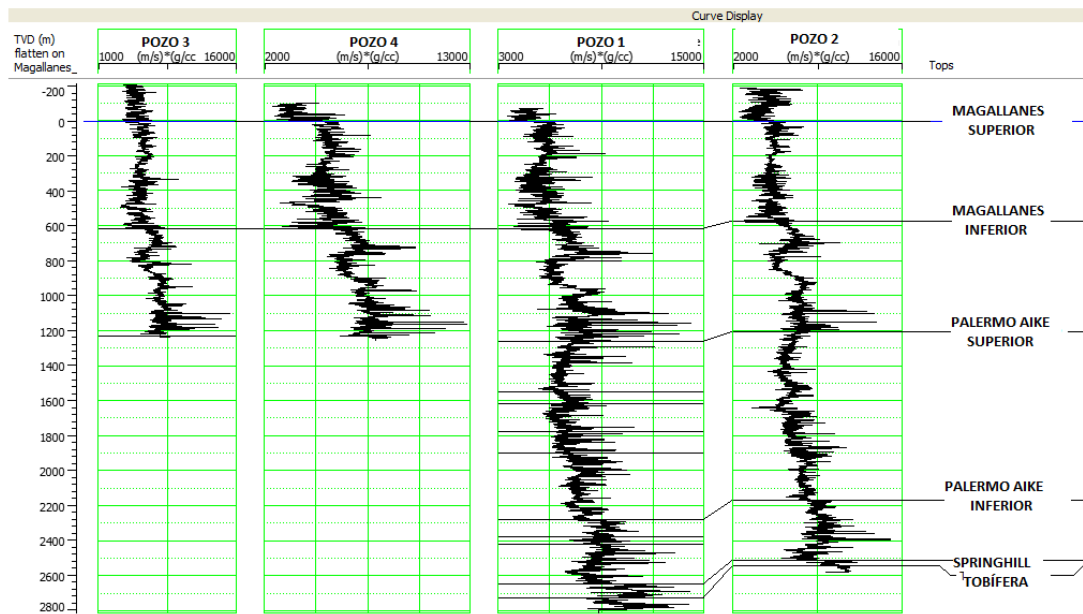


Figura 4.13: Perfiles de impedancia P estimada para cada pozo en función de los perfiles de densidad y velocidad de onda P.

Por otro lado se removieron los valores anómalos del perfil sísmico del Pozo 2 y del Pozo 4 (figs. 4.14 y 4.15). Estos valores en general se asocian a la terminación del registro o a problemas de la herramienta que se utilizó durante el perfilaje de pozos, y deben ser eliminados de los perfiles.

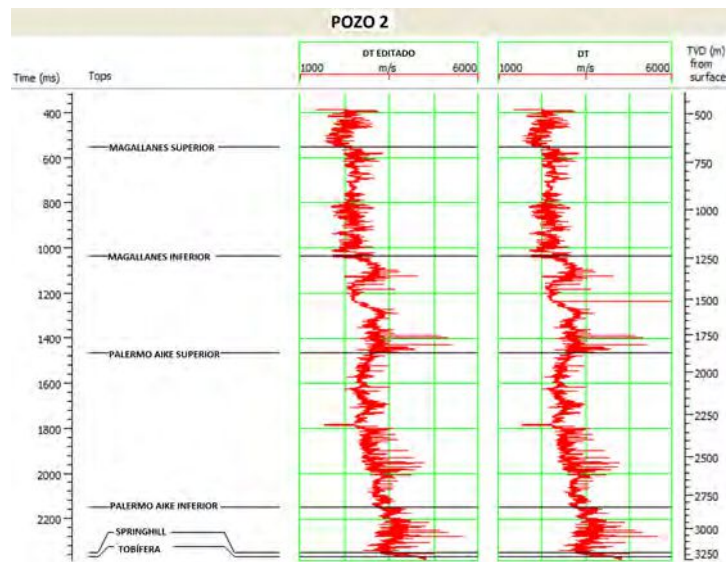


Figura 4.14: Perfil sísmico para el Pozo 2 antes y después de editar sus valores anómalos.

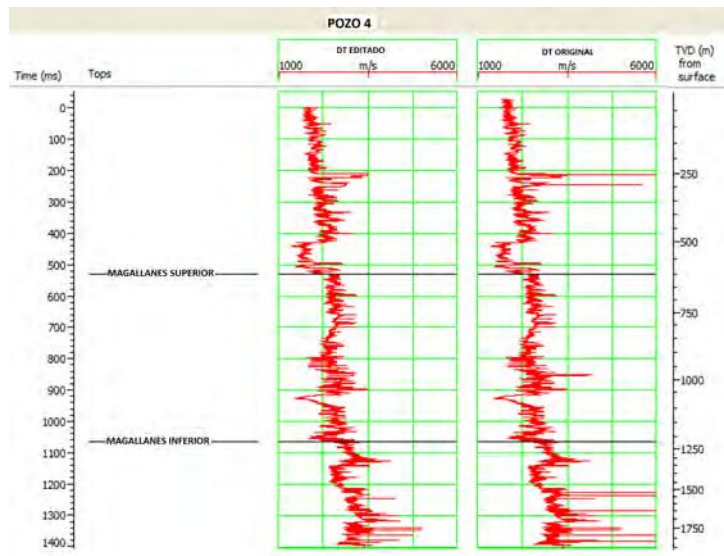


Figura 4.15: Perfil sónico para el Pozo 4 antes y después de editar sus valores anómalos.

Finalmente para el Pozo 1 se removieron valores anómalos en el perfil de COT (fig. 4.16).

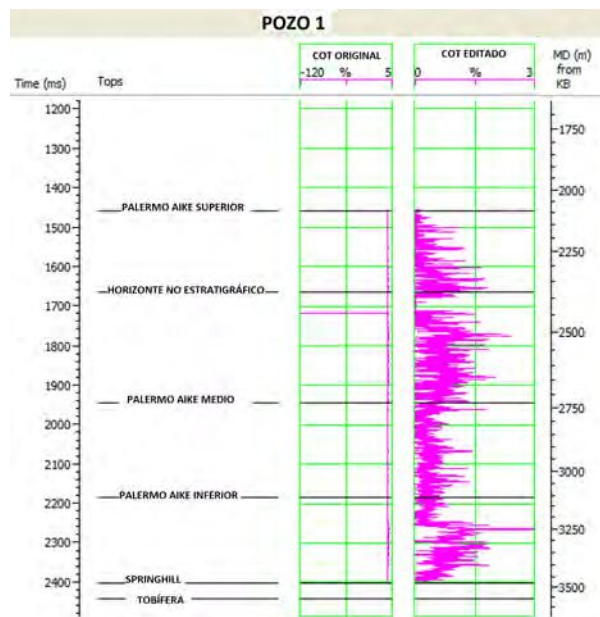


Figura 4.16: Perfil de COT para el Pozo 1 antes y después de ser editado su valor anómalo.

En las figs. 4.12a y 4.12b se muestran los perfiles de densidad generados con la fórmula

de Gardner para los pozos 1 y 3, en las figs. 4.14 y 4.15 la comparación entre la curva del perfil sísmico original y el editado para el Pozo 2 y el Pozo 4 y en la fig.4.16 se muestra la comparación entre el perfil de COT del Pozo 1 antes y después de ser editado.

Es importante analizar las curvas de densidad y velocidad P en detalle, ya que son necesarias para estimar los perfiles de impedancias acústicas (Z_p) en cada uno de los pozos en una etapa posterior del flujo de trabajo. También debe aclararse que las curvas de densidad estimadas con la relación empírica de Gardner calibrada ((Gardner *et al*, 1974)) son perfectamente válidas para la construcción de modelos de baja frecuencia como los que se generan en una etapa posterior del trabajo, pero no así para hacer controles de calidad en una inversión, por lo que se debe tener más cuidado en esos casos.

4.3.3. Resolución de los datos

El concepto de resolución en la sísmica se refiere a la separación mínima necesaria entre dos rasgos para poder distinguirlos y que no sean percibidos como uno solo (Sheriff y Geldart, 1995). En relación a las ondas sísmicas, se puede pensar en resolución vertical, es decir qué tan separadas deben estar 2 interfases para verse como 2 reflectores distintos, o en resolución horizontal, que se refiere a la separación necesaria entre dos rasgos de una misma interfase para no percibirse como uno solo.

Es necesario analizar la resolución de los datos del mismo modo que se analiza el espectro de amplitud, ya que cuanto mayor sea el contenido de frecuencias altas mayor será la resolución vertical de los datos sísmicos.

Resolución vertical

Se puede definir el límite resoluble de los datos sísmicos con el criterio de Rayleigh, que es aquel en el que dos eventos deben estar separados al menos por medio ciclo (la mitad del ancho de la ondícula) de manera que los efectos de interferencia sean mínimos. Para las ondículas de Ricker el límite de resolución vertical se puede expresar en términos de la longitud de onda de la frecuencia λ dominante como aproximadamente $\frac{\lambda}{4}$ (Yilmaz, 1987). Como conclusión, para obtener mayor resolución vertical, se deben registrar apropiadamente las frecuencias sísmicas más altas, ya que λ depende de la velocidad de propagación de las ondas y de la frecuencia.

Como ya se vio en el marco geológico de la zona de estudio, en el capítulo 3, la zona de interés está comprendida por el Mb. Inferior de la Fm. Palermo Aike. Si bien el techo está bien distinguido en la columna estratigráfica, resulta más complejo definir su base. Por debajo se encuentra la Fm. Springhill, pero en la región estudiada dicha formación se encuentra ausente o con un espesor muy delgado en las zonas de altos paleogeográficos, dejando en su lugar el techo de la Serie Tobífera.

En el desarrollo de este trabajo se ha referido al horizonte sísmico correspondiente como la Base de la Fm. Palermo Aike Inferior. Con el objetivo de identificar y discriminar entre la Fm. Springhill y la Serie Tobífera, se calcularon los espesores de *tuning* correspondientes a los datos de los Pozos 1 y 2 y se generaron dos modelos sintéticos en forma de cuña para evaluar si con la respuesta sísmica obtenida se pueden discriminar ambas formaciones.

Tuning

Cuando una interfase se encuentra separada de otra aproximadamente $\frac{\lambda}{4}$, las reflexiones del techo y la base de las interfases interfieren constructivamente y su amplitud se incrementa. Este efecto se conoce como *tuning* (Sheriff y Geldart, 1995). El *tuning* es importante en el análisis de reservorios de hidrocarburos y otras situaciones de interpretación de capas delgadas, debido a que debe tenerse en cuenta que probablemente haya capas que no puedan resolverse si se encuentran por debajo del espesor de *tuning*.

El espesor de *tuning* entonces se define como el espesor mínimo que debe tener una capa para poder distinguir su techo de su base en los datos sísmicos. Según el criterio de Rayleigh entonces, el espesor de *tuning* se puede calcular de la siguiente manera:

$$T = \frac{\lambda}{4} \quad (4.3.3)$$

$$T = \frac{v}{4f_{max}} \quad (4.3.4)$$

donde T es el espesor de *tuning* y λ es la longitud de onda máxima de los datos, que luego se define como el cociente entre la velocidad intervállica (v) y la frecuencia máxima de los datos (f_{max}).

A continuación se desarrolla el análisis de espesores de *tuning* y la realización de modelos sintéticos en forma de cuña utilizados con el objetivo de detallar y describir la base de la Fm. Palermo Aike.

Cálculo de espesores de *tuning*

En primer lugar, para el cálculo de los espesores de *tuning* se tomó el espectro de amplitud estimado en la sección anterior, cuyo rango es de 15 a 55 Hz. (Fig. 4.6b). A partir del gráfico del espectro se tomó la frecuencia máxima de 55 Hz. Luego, para estimar una velocidad intervállica para el intervalo entre los topes estratigráficos Springhill-Tobífera, se utilizó el software *Hampson & Russell*. El cálculo de la velocidad intervállica debe realizarse para cada pozo ya que utiliza información de los marcadores estratigráficos y de los perfiles sónicos. Se encontró que para el Pozo 1 la velocidad intervállica es aproximadamente $4065 \frac{m}{s}$ y para el Pozo 2 es de

4005 $\frac{m}{s}$.

Una vez obtenida la velocidad interválica en ambos pozos, se puede calcular la longitud de onda λ para cada uno, y finalmente los espesores de *tuning* de acuerdo con la ecuación 4.3.4. Para el Pozo 1 el espesor de *tuning* resultó ser de 18.47m y para el Pozo 2 de 18.2m. En conclusión, para poder discriminar entre la Fm. Springhill y la Serie Tobífera, la Fm. Springhill debe tener al menos un espesor de 18.5m, aproximadamente.

En la fig. 4.17 se muestran los perfiles sísmicos correspondientes a los pozos 1 y 2 para el intervalo que se está analizando (Springhill-Tobífera)

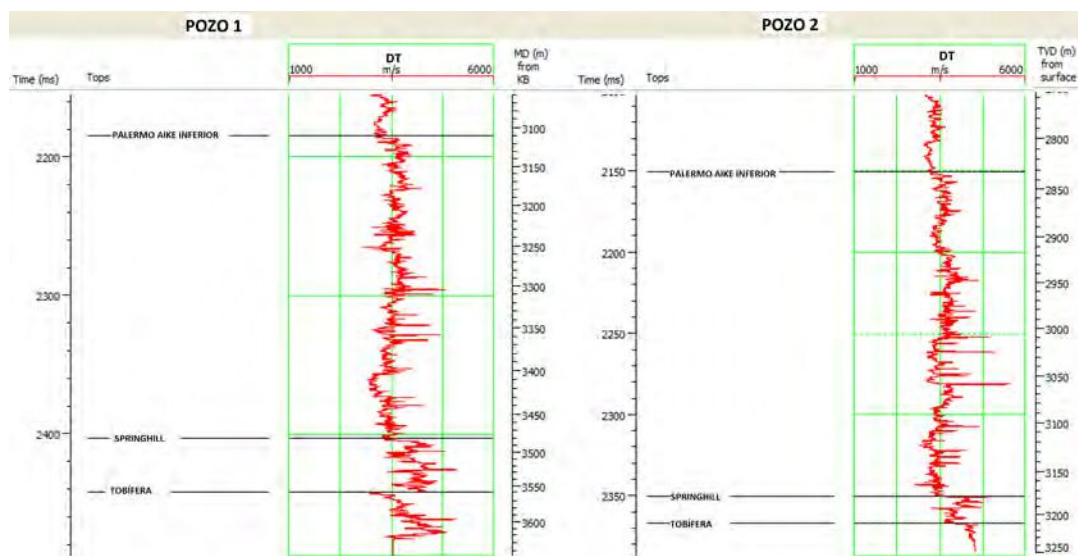


Figura 4.17: Perfiles sísmicos de los Pozos 1 y 2 para el intervalo Springhill-Tobífera.

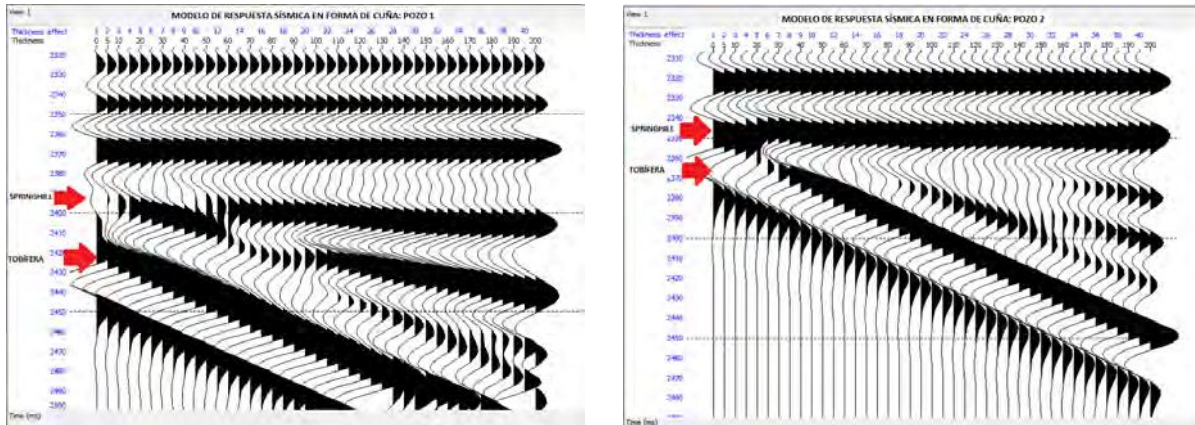
Modelos sintéticos de respuesta sísmica en forma de cuña

Una vez estimados los espesores de *tuning* de cada pozo se buscó analizar la respuesta sísmica por medio del modelado sintético en forma de cuña utilizando como tope de cuña la Fm. Springhill y como base la Serie Tobífera. Para poder calcular estos modelos se utilizó la función *Wedge Modelling* del software *Hampson & Russell*.

Ambos modelos se calcularon en la ventana comprendida entre los topes de Springhill-Tobífera para los Pozos 1 y 2, resultando en un espesor aproximado de 78.55 m para el Pozo 1 y de 34 m para el Pozo 2. En ambos casos se fijó el techo del modelo, es decir el tope de Springhill, y se dejó la base del modelo libre para el modelado. Como datos de entrada se utilizaron el perfil sísmico y el de densidad. En ambos modelos se generó el modelo de *offset* cero, *post-stack*, para espesores que varían entre 0 y 200 metros, con un intervalo de muestreo de 5 m. La ondícula

utilizada para generar los modelos sintéticos fue la ondícula promedio que se utilizó para el proceso de amarre e inversión.

En las figuras 4.18a y 4.18b se observan los dos modelos de cuña correspondientes a cada pozo.

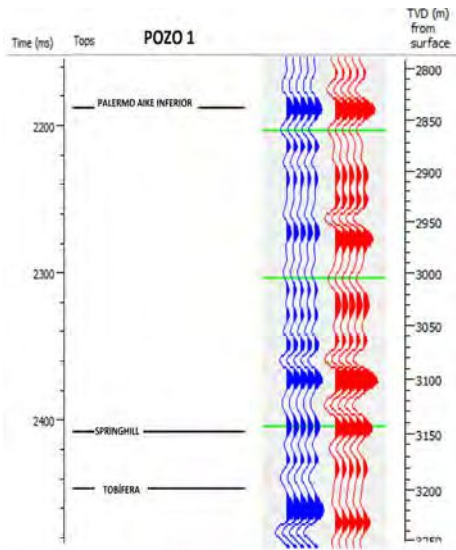


(a) Modelo sintético de la respuesta sísmica en forma de cuña para el Pozo 1.

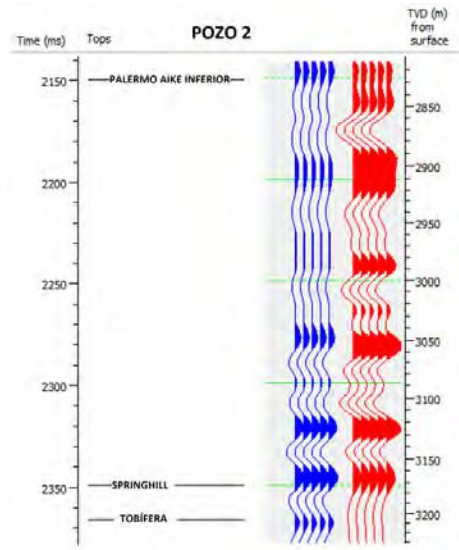
(b) Modelo sintético de la respuesta sísmica en forma de cuña para el Pozo 2.

Figura 4.18: Modelos sintético de la respuesta sísmica en forma de cuña para los Pozos 1 y 2.

Para validar el modelo se utilizó el perfil sintético de respuesta sísmica obtenido en cada pozo, con la intención de determinar si efectivamente se pueden discriminar ambas formaciones en la respuesta sísmica del dato. En la fig. 4.19a se muestra el perfil sintético para el Pozo 1 y en la fig. 4.19b se muestra lo mismo pero para el Pozo 2. Se puede apreciar que en ambos casos, el modelado sintético permite discriminar ambos horizontes sísmicos, pero este resultado es solo válido en el área próxima a los pozos analizados.



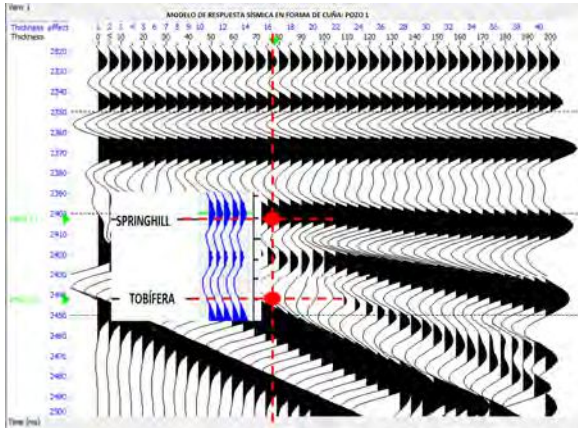
(a) Perfil sintético (azul) y traza sísmica de los datos (roja) para el Pozo 1 entre los topes Springhill-Tobífera.



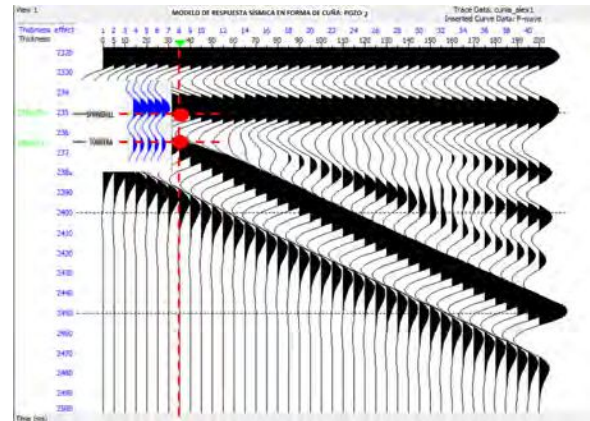
(b) Perfil sintético (azul) y traza sísmica de los datos (roja) para el Pozo 2 entre los topes Springhill-Tobífera.

Figura 4.19: Perfiles sintéticos (azul) y trazas sísmicas (rojo) para los Pozos 1 y 2 en el área de interés.

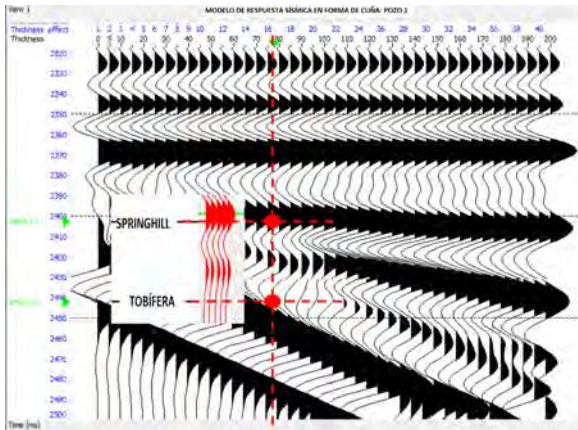
A continuación se compararon los perfiles sintéticos en cada pozo con su correspondiente modelo de respuesta sísmica. En las fig. 4.20a y 4.20b se observan los modelos en forma de cuña para cada pozo, con su perfil sintético correspondiente. La línea punteada vertical muestra el espesor detectado en cada pozo para ambos modelos (78 m y 34 m aproximadamente) y las líneas rojas horizontales muestran la ubicación de ambos topes en cada modelo, en relación con los perfiles sintéticos. En las fig. 4.20c y 4.20c en cambio, los mismos modelos se comparan esta vez con la traza sísmica real extraída en la posición de cada pozo.



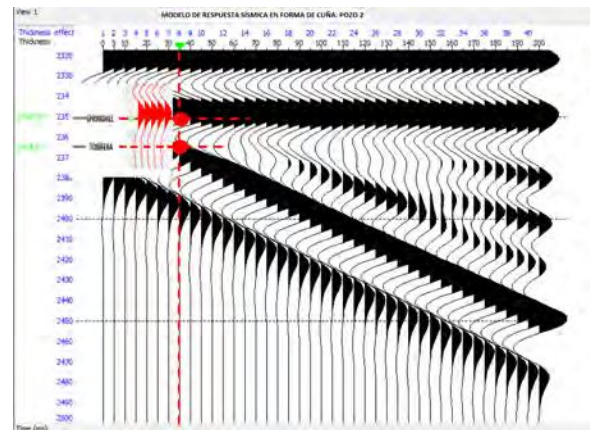
(a) Modelo de respuesta sísmica en forma de cuña correspondiente al Pozo 1, en comparación con su perfil sintético en el pozo.



(b) Modelo de respuesta sísmica en forma de cuña correspondiente al Pozo 2, en comparación con su perfil sintético en el pozo.



(c) Modelo de respuesta sísmica en forma de cuña correspondiente al Pozo 1, en comparación con la traza sísmica real extraída en la posición del pozo.



(d) Modelo de respuesta sísmica en forma de cuña correspondiente al Pozo 2, en comparación con la traza sísmica real extraída en la posición del pozo.

Figura 4.20: Modelos de respuesta sísmica en forma de cuña en comparación con los perfiles sintéticos y las trazas reales en cada pozo.

Se puede observar en las figs. 4.20c y 4.20d que la comparación de los modelos con la respuesta sísmica funciona muy bien para el tope Springhill pero para el tope Tobífera no está muy bien definido, aunque cuando se analiza el perfil sintético se pueden discriminar ambos topes sin problemas (figs. 4.20a y 4.20b).

Como conclusión del análisis de los modelos de respuesta sísmica en forma de cuña se puede decir que aunque los espesores del intervalo analizado estén por encima de los espesores de *tuning* para los dos pozos analizados, y que además ambos topes son discriminables tanto en los perfiles sintéticos como en los modelos de cuña, cuando se compara con la traza sísmica en

la posición del pozo resulta más complicado discriminar el tope de la Serie Tobífera. Sumado a esto, los resultados de los modelos en forma de cuña y la información de los perfiles sintéticos solo son representativos de la zona circundante a cada uno de los pozos analizados, y no de todo el volumen de datos sísmicos. Es por esta razón que durante todo el trabajo se siguió utilizando el horizonte interpretado *Base de Palermo Aike Inferior* y no se generaron horizontes diferentes para los topes analizados.

Capítulo 5

Inversión Sísmica

En este capítulo se desarrollan los pasos efectuados para obtener los resultados de la inversión sísmica post-stack basada en un modelo para los datos del área de trabajo.

En una primera instancia, se realizó un primer amarre de los pozos en el software *DecisionSpace* con el objetivo de poder efectuar la interpretación sísmica volumétrica de las principales superficies formacionales de manera detallada.

A continuación se utilizó el software *Hampson & Russell* para llevar a cabo un segundo amarre de los pozos y la extracción de la ondícula que se usaría en la inversión posteriormente. Esta operación vincula el dominio de los datos sísmicos (tiempo) y el de los datos de pozo (profundidad) integrando la información disponible para el proyecto, lo cual es importante para poder producir una buena inversión de amplitudes sísmicas.

Empleando los datos acondicionados, se implementó un análisis de factibilidad en base a los perfiles petrofísicos disponibles, a partir de los cuales se determinaron las propiedades de reservorio que era posible obtener como resultado de la inversión basada en un modelo.

Luego se describe la construcción del modelo de bajas frecuencias, que se empleó como modelo inicial para el proceso iterativo de la inversión.

Finalmente, se especifican los parámetros y modelos utilizados en la prueba de inversión realizada.

5.1. Amarre inicial de pozos

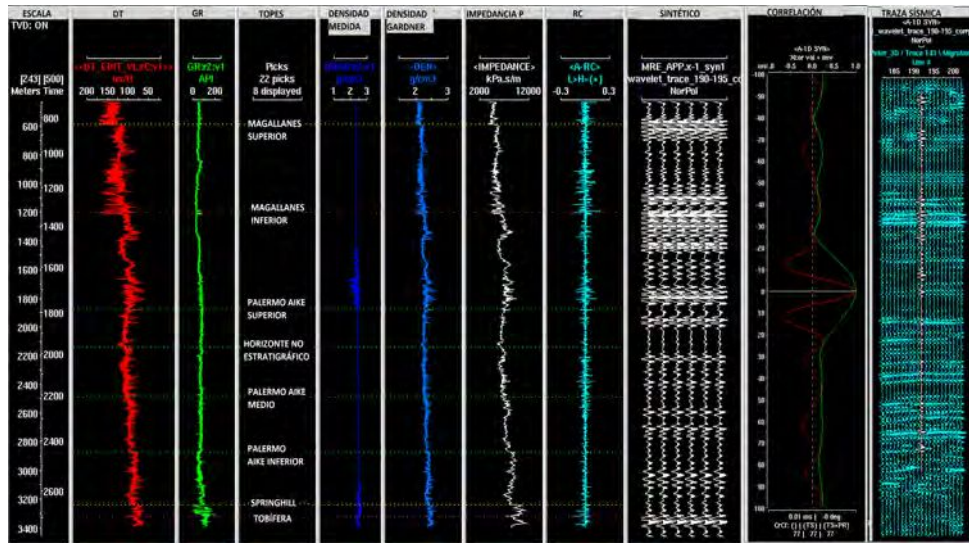
Para este primer amarre se utilizó la aplicación *SynTool* perteneciente al software *Seisworks* de Landmark. El objetivo principal fue atar los pozos a la sísmica de manera tal que

fuera posible realizar una interpretación detallada de las superficies formacionales presentes en la región de estudio, es decir entre el horizonte sísmico Magallanes Superior y la base de Palermo Aike Inferior.

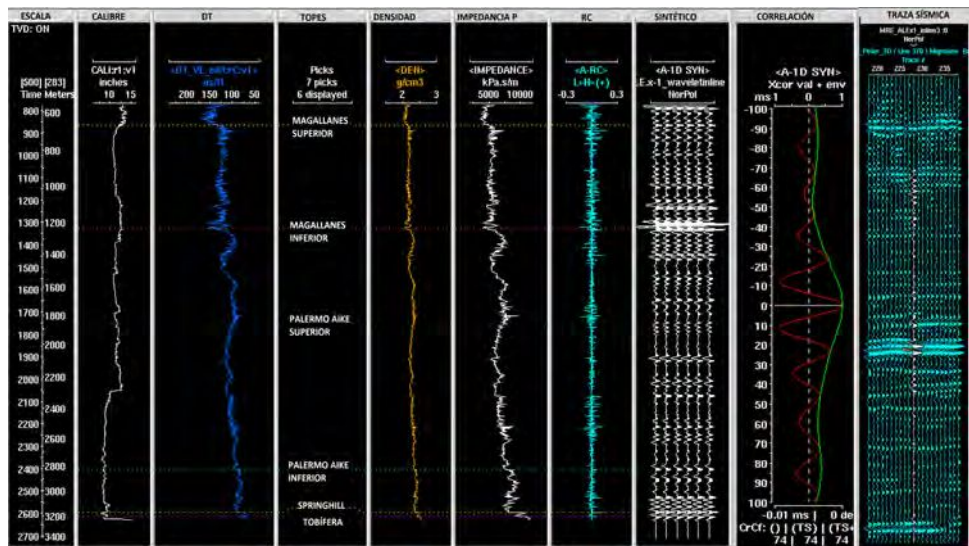
En este amarre se generaron correlaciones buenas en la mayoría de los pozos: en un principio la correlación se estimó con una ondícula trapezoidal para luego extraer una ondícula de los datos sísmicos. Para el Pozo 1 (fig. 5.1a), la correlación fue del 77%, para el pozo 2 (fig. 5.1b), del 74%, para el Pozo 3 (fig. 5.2a) fue de 63%, y para el Pozo 4 (fig. 5.2b) resultó un poco más baja, de 55%. Las ventanas utilizadas en este amarre varían en cada pozo, siendo la ventana de correlación para el Pozo 1 la más profunda (entre los 2200 y 2700 ms) y las de los demás pozos más someras, entre los 1000 y 1700 ms. aproximadamente. En esta instancia era importante tener un buen amarre para los pozos en la ventana más extensa posible, ya que el objetivo era poder generar una interpretación de horizontes sísmicos satisfactoria. En principio estos amarres resultaron suficientes para lograr una interpretación sísmica adecuada. En todos los casos se utilizaron ondículas extraídas de los pozos para el amarre.

En los siguientes amarres que fueron generados con el software *Hampson & Russell* se realizó un trabajo más detallado para poder extender las ventanas de correlación y que el amarre fuera bien representativo tanto para la zona más profunda como para la más somera en cada pozo.

En las figuras 5.1 y 5.2 se muestran los amarres iniciales de cada pozo.

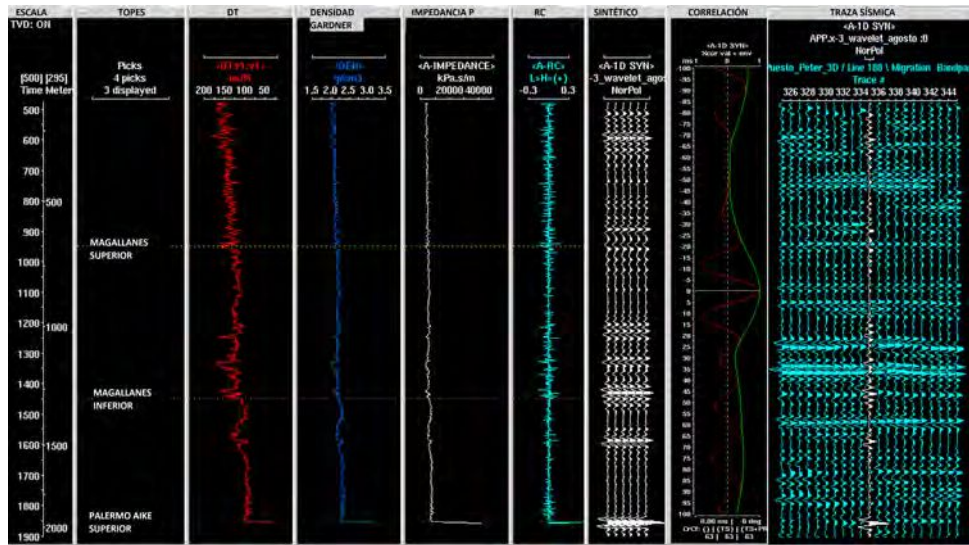


(a) Amarre inicial para el Pozo 1 con la aplicación *SynTool*. La correlación alcanzada con una ondícula extraída del volumen sísmico es de 77 %, para una ventana profunda de 2200 a 2700 ms.

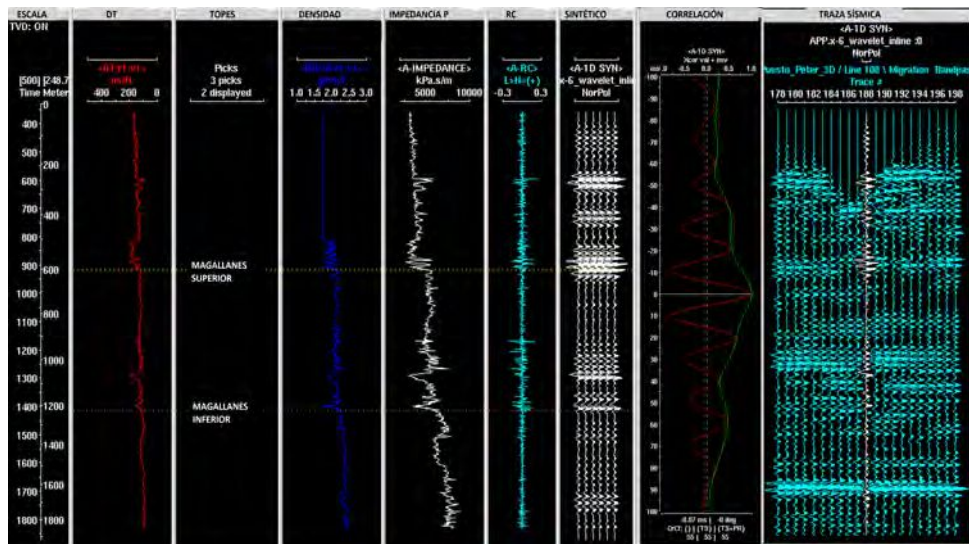


(b) Amarre inicial para el Pozo 2 con la aplicación *SynTool*. La correlación alcanzada con una ondícula extraída del volumen sísmico es de 74 %, para una ventana de 1000 a 1600 ms.

Figura 5.1: Amarres iniciales para los pozos 1 y 2 realizados con la aplicación *SynTool*.



(a) Amarre inicial para el Pozo 3 con la aplicación *SynTool*. La correlación alcanzada con una ondícula extraída del volumen sísmico es de 63%, para una ventana de 1000 a 1500 ms.



(b) Amarre inicial para el Pozo 4 con la aplicación *SynTool*. La correlación alcanzada con una ondícula extraída del volumen sísmico es de 55%, para una ventana de 1200 a 1700 ms.

Figura 5.2: Amarres iniciales para los pozos 3 y 4 realizados con la aplicación *SynTool*.

5.2. Interpretación de horizontes

La interpretación en el sentido clásico es lo que en forma más precisa se llama interpretación estructural. Consiste en la definición o “picado” sobre la imagen sísmica de superficies asociadas a marcadores estratigráficos. Las mismas se hacen en la morfología de ondícula que

resulte más próxima al marcador asociado luego del amarre de los pozos. Es deseable que la interpretación guarde consistencia con el modelo tectónico-estructural aceptado para el área de trabajo. La interpretación se realiza sobre la sísmica apilada (Tavella *et al*, 2020).

Para el trazado de los horizontes sísmicos se utilizó el software *DecisionSpace Geosciences* de Landmark. Se tomaron como referencia los pases de formación de cada pozo y se siguieron los reflectores asociados sobre el volumen de amplitud sísmica, interpretándose 7 horizontes: Magallanes Superior, Magallanes Inferior, Palermo Aike Superior, Palermo Aike Medio, Palermo Aike Inferior, la Base de Palermo Aike Inferior, y finalmente un horizonte entre Palermo Aike Superior y Palermo Aike Medio que no se corresponde con ningún marcador estratigráfico, pero que de todas formas enrobustece la interpretación. Es necesario aclarar que no todos los pozos poseían todos los pases de formación que fueron interpretados. El Pozo 1 es el único en donde se encontraron todos los pases formacionales, ya que al Pozo 2 le faltaban los pases formacionales correspondientes al horizonte que no se corresponde con un marcador estratigráfico y al horizonte Palermo Aike Medio.

Al momento de ser importados al software *Hampson & Russell* los horizontes fueron suavizados para utilizarse en la creación del modelo inicial de bajas frecuencias. En la figura 5.3 se observa una sección sísmica que contiene los 4 pozos, donde se muestran los horizontes mencionados.

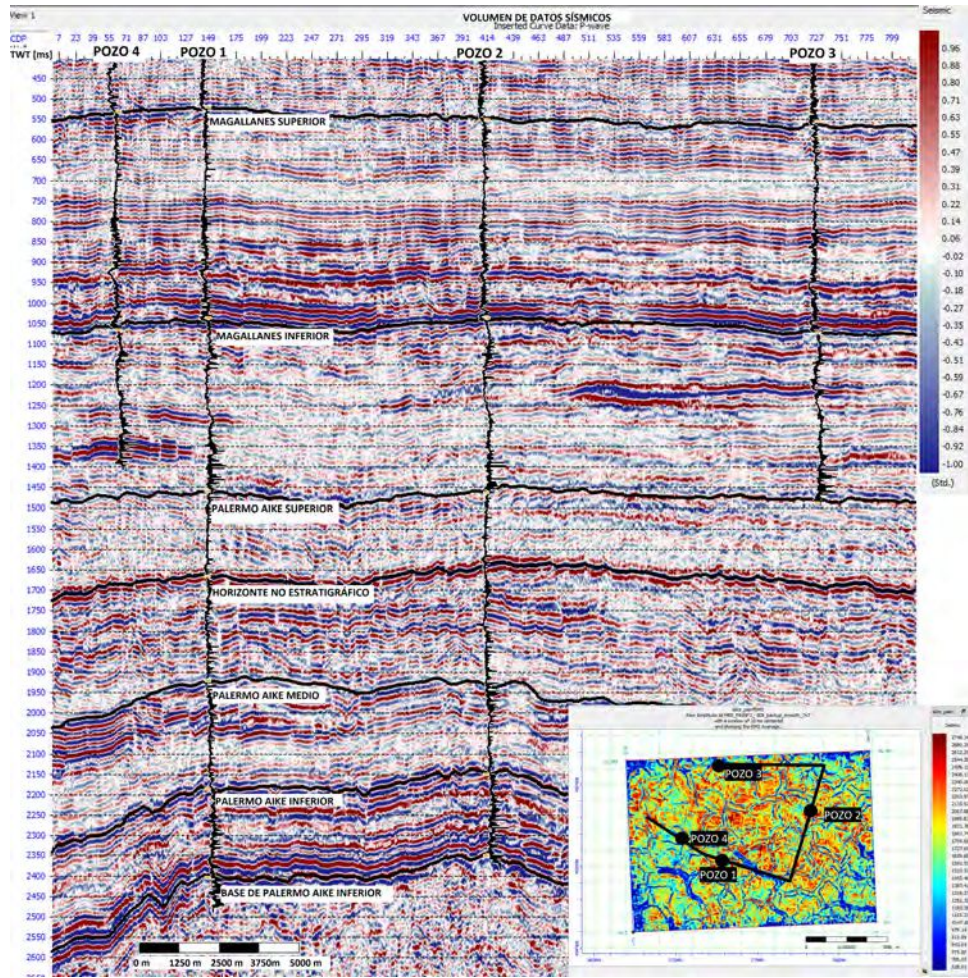
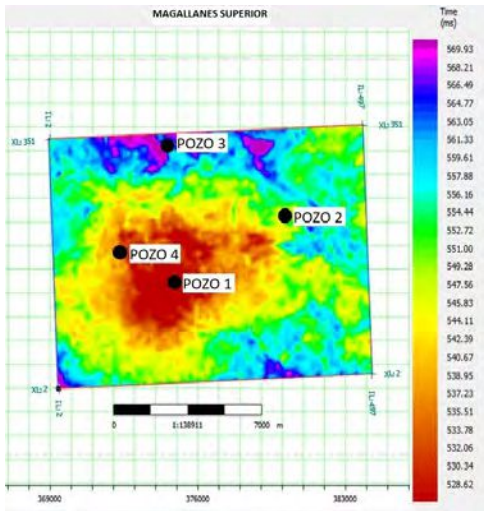


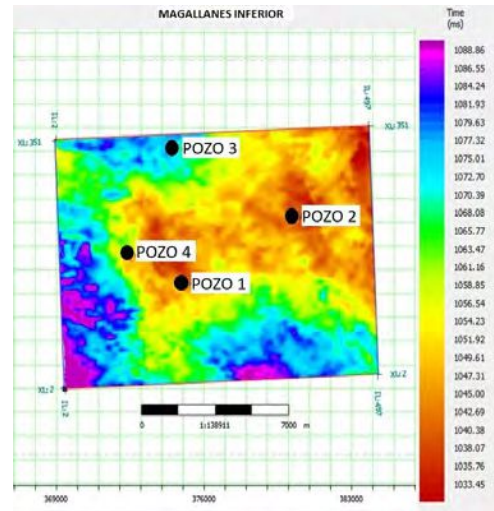
Figura 5.3: Sección sísmica del volumen de datos sísmicos a lo largo de una línea arbitraria mostrada en el mapa base de la esquina inferior derecha. En negro se pueden ver los 7 horizontes interpretados, y las curvas de velocidad de onda P en los perfiles de cada pozo.

5.2.1. Control de la interpretación

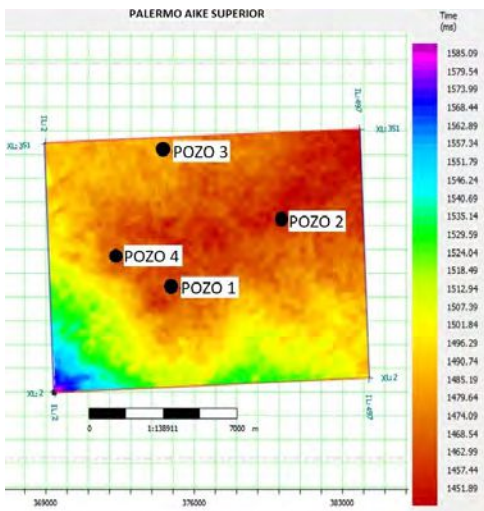
Como un control de calidad y para analizar la geometría propia de cada reflector, se muestran mapas para cada horizonte interpretado y suavizado (figs. 5.4 y 5.5), donde se pueden diferenciar los distintos rasgos geológicos en los diferentes niveles del dato. Como ya se había mencionado en el capítulo anterior al analizar los mapas de amplitud RMS para cada horizonte, dentro del horizonte Palermo Aike Inferior se observa claramente la distribución de las fallas poligonales que afectan a la zona, y que se extienden en una ventana de aproximadamente 725 ms. Además en todos los horizontes se aprecia una tendencia de los horizontes a estar más profundos hacia el sudoeste, y a ser más someros hacia el noreste. Esta tendencia se corresponde con la morfología del talud de la cuenca, en donde se encuentra circunscrita la zona de estudio.



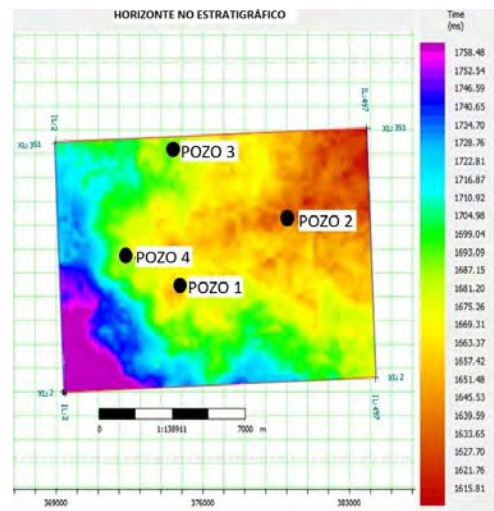
(a) Mapa estructural del horizonte Magallanes Superior interpretado y suavizado.



(b) Mapa estructural del horizonte Magallanes Inferior interpretado y suavizado.

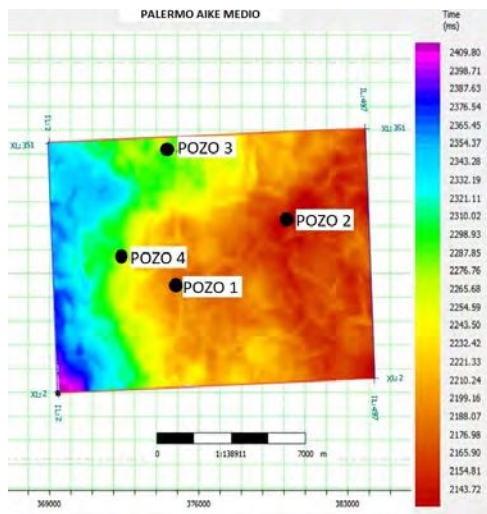


(c) Mapa estructural del horizonte Palermo Aike Superior interpretado y suavizado.

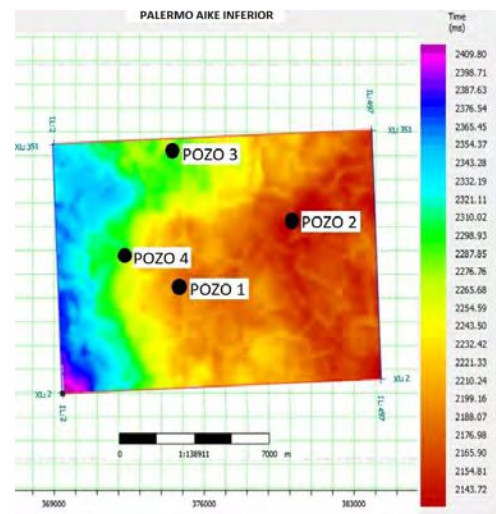


(d) Mapa estructural del horizonte que no representa un pase formacional interpretado y suavizado.

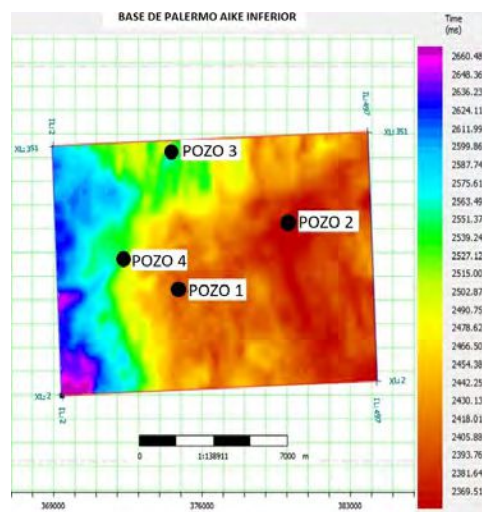
Figura 5.4: Mapas estructurales de los primeros 4 horizontes, del más somero al más profundo.



(a) Mapa estructural del horizonte Palermo Aike Medio interpretado y suavizado.



(b) Mapa estructural del horizonte Palermo Aike Inferior interpretado y suavizado.



(c) Mapa estructural del horizonte Base de Palermo Aike Inferior interpretado y suavizado.

Figura 5.5: Mapas estructurales de los 3 horizontes más profundos, del más somero al más profundo.

5.3. Segundo amarre de pozos

Una vez se encontraban interpretados todos los horizontes, se importaron todos los datos, tanto sísmicos como de pozo, al software *Hampson & Russell*. Este software se utilizó en

el flujo de trabajo restante.

Luego de cargados los datos, se procedió a hacer un segundo amarre de pozos, esta vez con los horizontes interpretados como guía adicional para asistir en el amarre.

5.3.1. Extracción de ondícula

En este amarre el objetivo fue no sólo amarrar los pozos, sino también extraer una ondícula que sería utilizada más adelante en la inversión. Para esto, inicialmente se amarraron los pozos con una ondícula estadística, y en etapas posteriores se utilizó una ondícula extraída a partir de los datos de pozo. Finalmente, las ondículas de cada pozo se promediaron para obtener una sola ondícula promedio, que fue la elegida para las pruebas de inversión.

Ondícula estadística

Inicialmente se extrajo una ondícula estadística considerando información de las trazas sísmicas próximas a la ubicación del pozo. Esta estimación está fundamentada en que el espectro de amplitud de la ondícula puede obtenerse a partir del espectro de amplitud de la autocorrelación del dato sísmico. En este proceso, sin embargo, el espectro de fase de la ondícula no puede ser determinado a partir del dato, por lo que en general se impone una fase constante e igual a cero para la ondícula extraída (Velis, 2021).

Dependiendo la profundidad del pozo se seleccionaron las ventanas de extracción: para los Pozos 1 y 2 se eligieron ventanas profundas que abarcaran las zonas de interés (de 1800 ms a 2450 ms y de 920 ms a 2400 ms respectivamente), y para los pozos más someros la ventana de extracción fue de la parte superior y comprende las formaciones Magallanes Superior, Magallanes Inferior y Palermo Aike Superior (500 ms a 1300 ms y 450 ms a 1200 ms).

En la mayoría de los pozos, el espectro de amplitud de la ondícula generada representa bien el espectro que posee la sísmica (visto en el capítulo 4) aunque como se mencionó anteriormente, falta información sobre el espectro de fase. La longitud de las ondículas extraídas en cada pozo es de 150 ms.

Ondícula utilizando perfiles de pozo

La estimación a partir de los perfiles de pozo se realiza a partir del método de Roy-White, donde se emplea la información sísmica junto con los datos de pozo.

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 obtenidos anteriormente con la ondícula estadística.

La extracción de la ondícula se realiza a partir de la búsqueda de un operador que, al convolucionarse con la reflectividad del pozo, aproxima las trazas sísmicas cercanas al pozo. Este proceso permite extraer el espectro de fase de la ondícula a partir del dato, pero es muy sensible a la calidad de la correlación entre los perfiles de pozo y el dato sísmico. Por lo tanto, se debe contar con un buen ajuste inicial de los perfiles de pozo con la sísmica (White, 2006). Este se realizó previamente con una ondícula estadística para estimar una ley de velocidad inicial. Para controlar la calidad de la ondícula estimada, el método estima parámetros de diagnóstico: PEP (Porcentaje de energía predicha) que toma valores entre 0 y 1, la 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 %, la RMSE sea menor al 10 % y el BW sea lo mayor posible, tal que represente bien al espectro de la sísmica. Los valores de los parámetros diagnóstico para las 4 ondículas obtenidas con este método son variables; los mejores son para los pozos 2 y 3 (PEP: 0.738 y 0.773, RMSE: 0.062 y 0.083, BW: 42.91Hz y 40.280Hz, respectivamente).

Para los 4 pozos se consiguieron correlaciones buenas con estas ondículas, entre 70 % y 53 %.

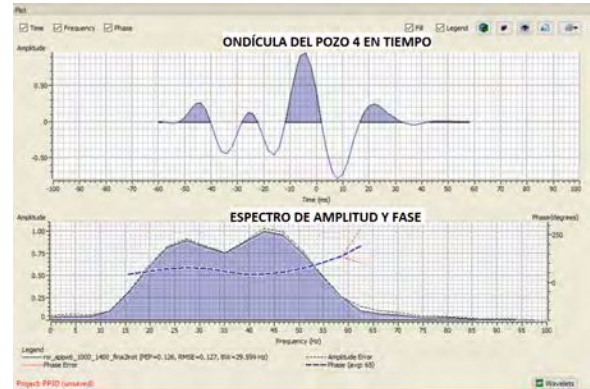
Ondícula promedio

En las etapas anteriores se extrajeron ondículas basadas en la información sísmica y de pozo para cada uno de los 4 pozos disponibles. Cada una de ellas es representativa de la zona cercana al pozo donde se genera. Sin embargo, si en las ondículas obtenidas se observa que sus espectros de amplitud y fase se asemejan, entonces se puede generar una ondícula promedio, que represente a todo el volumen sísmico. Finalmente se busca amarrar todos los pozos con esta ondícula promedio.

En la figura 5.6 se muestran las 4 ondículas finales de los pozos (las de los primeros 3 pozos en la fig. 5.6a y la del Pozo 4 en la fig. 5.6b). Las fases de las ondículas son, para el Pozo 1 de 17°, para el Pozo 2 de 25° y para el Pozo 3 de 0° aproximadamente. Por otro lado, la ondícula extraída del Pozo 4 resultó ser de 65°. Como se puede ver, el espectro de amplitud y principalmente el espectro de fase de la ondícula del Pozo 4 se alejan significativamente de los espectros de las otras 3 ondículas. Teniendo en cuenta esto y que además es un pozo más somero que no atraviesa al área de interés, solo se utilizaron las ondículas estimadas en los pozos 1, 2 y 3 para el cálculo de la ondícula promedio.



(a) Ondículas extraídas de los pozos 1, 2 y 3. Se pueden ver las ondículas en el dominio del tiempo en el panel superior y en el inferior los espectros de amplitud y fase.



(b) Ondícula extraída del pozo 4, que no está incluida en la estimación de la ondícula promedio. Se puede ver la ondícula en el dominio del tiempo en el panel superior y en el inferior el espectro de amplitud y fase.

Figura 5.6: Ondículas extraídas de los 4 pozos.

La ondícula resultante presenta una fase media de 16° , con una longitud en tiempo de 120 ms y se puede ver en la figura 5.7.

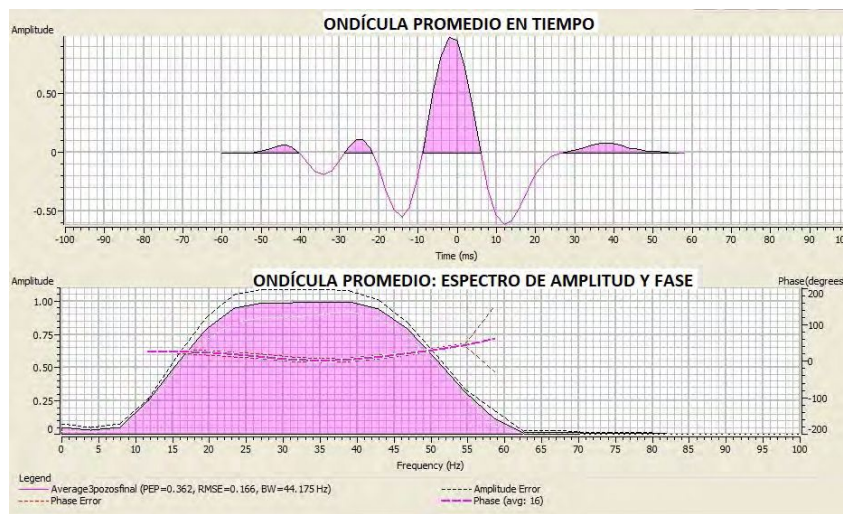
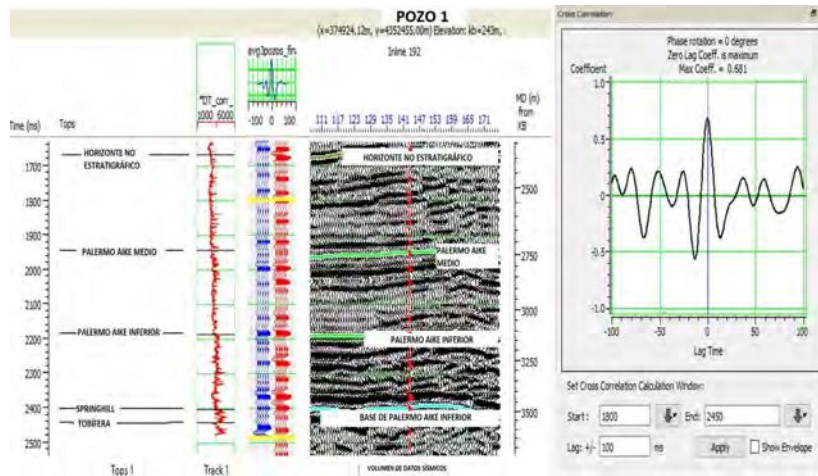


Figura 5.7: Ondícula promedio estimada en base a las ondículas de los primeros 3 pozos.

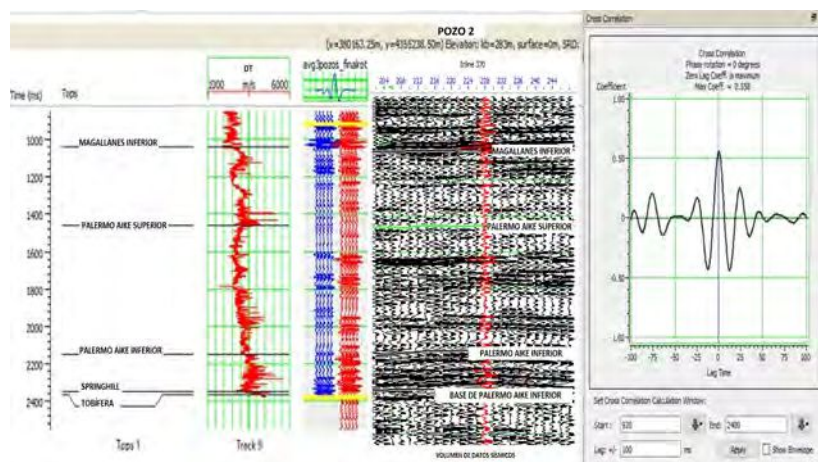
Como último paso del atado de pozos, se debe efectuar el amarre de todos los pozos con la ondícula promedio calculada. Cada uno de los pozos fue amarrado con distintas ventanas de correlación que fueran más convenientes en cada caso.

En las figs 5.8 y 5.9 se muestran los resultados de los amarres, que para todos los pozos resultó en una buena correlación. Los pozos 1 y 2, que atraviesan la zona de interés, alcanzaron

correlaciones del 68 % y del 55 % respectivamente.

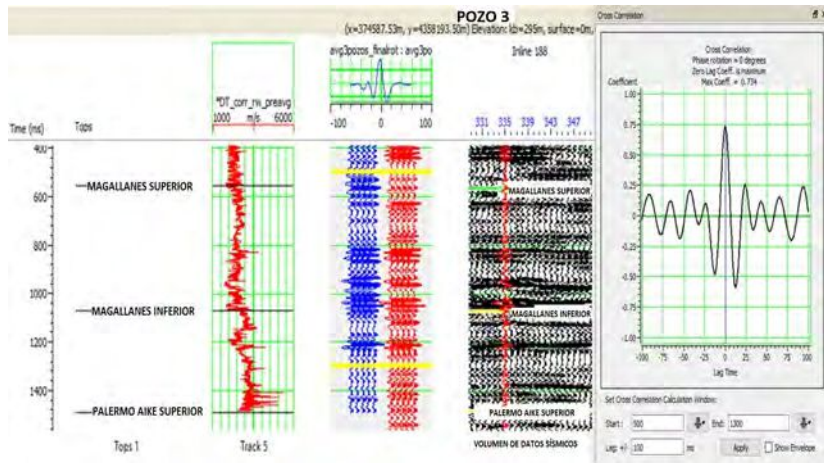


(a) Amarre del Pozo 1 con el software *Hampson & Russell*. La correlación fue del 68 % para la ventana de 1800 a 2450 ms.

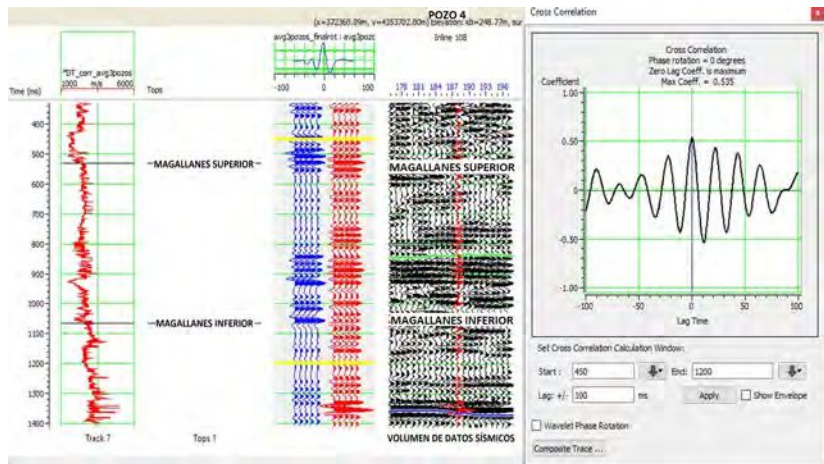


(b) Amarre del Pozo 2 con el software *Hampson & Russell*. La correlación fue del 55 % para la ventana de 920 ms a 2400 ms.

Figura 5.8: Amarre de los pozos 1 y 2 con el software *Hampson & Russell*. Se alcanzaron buenas correlaciones en ambos casos, para ventanas que alcanzan la zona de interés.



(a) Amarre del Pozo 3 con el software *Hampson & Russell*. La correlación fue del 73 % para la ventana de 500 ms a 1300 ms.



(b) Amarre del Pozo 4 con el software *Hampson & Russell*. La correlación fue del 53 % para la ventana de 450 ms a 1200 ms.

Figura 5.9: Amarre de los Pozos 3 y 4 con el software *Hampson & Russell*. Se alcanzaron buenas correlaciones en ambos casos para ventanas más someras.

5.4. Análisis de factibilidad

Para poder utilizar un método de inversión de amplitudes sísmicas se necesita previamente realizar un estudio de factibilidad, con el objetivo de analizar si es posible que el resultado de la inversión contenga información útil para el objetivo del trabajo. El objetivo de la caracterización es propagar propiedades de reservorio que serán empleadas al momento de proponer las coordenadas y la trayectoria de un nuevo pozo. Para realizar el estudio de factibilidad se utilizan

los perfiles de pozo disponibles y se generan diagramas de dispersión para encontrar relaciones entre las propiedades petrofísicas y elásticas.

Debido a que el análisis de factibilidad requiere que los pozos posean perfiles de petrofísica, durante este estudio se trabajará solamente con el Pozo 1. Se seleccionó como zona de interés para generar los diagramas de dispersión el Mb. Inferior de la Fm. Palermo Aike (desde el tope de Palermo Aike Inferior hasta la Base de Palermo Aike Inferior) ya que este es el miembro de la formación con mayor potencial de hidrocarburos por sus propiedades de roca madre. La ventana de análisis comprende aproximadamente 220 ms.

Para analizar los diagramas de dispersión se utilizaron los perfiles de impedancia acústica, de COT, porosidad y contenido de arcillas, que se pueden ver en las fig. 5.10.

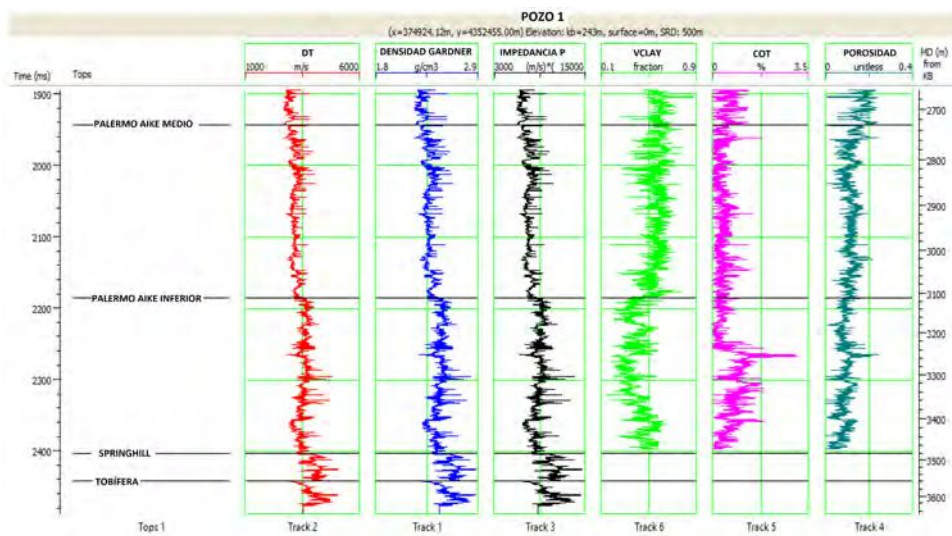


Figura 5.10: Perfiles utilizados en el análisis de factibilidad, para el pozo 1 en la zona de interés comprendida entre el tope y la base de Palermo Aike Inferior (representado en el Pozo 1 con el tope Springhill).

A continuación se muestran los diagramas de dispersión de impedancia P vs porosidad (fig. 5.11), impedancia P vs COT (fig. 5.12) e impedancia P vs contenido de arcillas (*vclay*) (fig. 5.13).

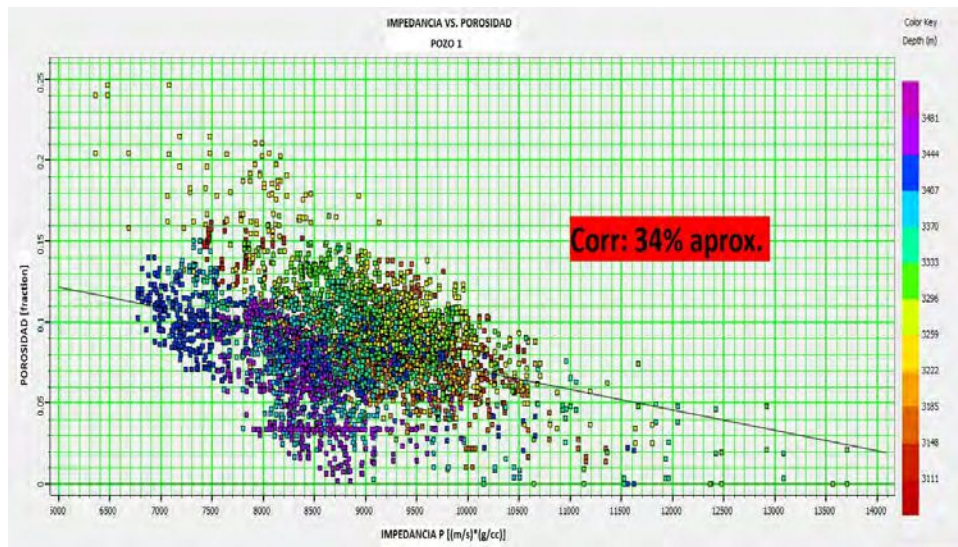


Figura 5.11: Diagrama de dispersión de impedancia P estimada en el Pozo 1 vs porosidad para el intervalo de interés. La escala de colores corresponde a la profundidad. La correlación para una regresión lineal (recta negra) es aproximadamente del 34 %.

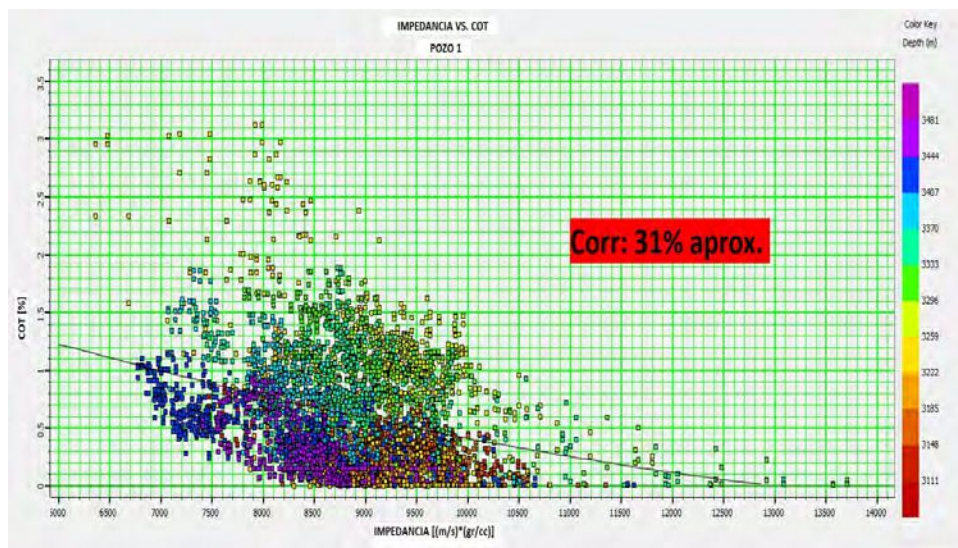


Figura 5.12: Diagrama de dispersión de impedancia P estimada en el Pozo 1 vs el contenido orgánico total (COT) en el intervalo de interés. La escala de colores corresponde a la profundidad. La correlación para una regresión cuadrática (curva negra) es aproximadamente del 31 %.

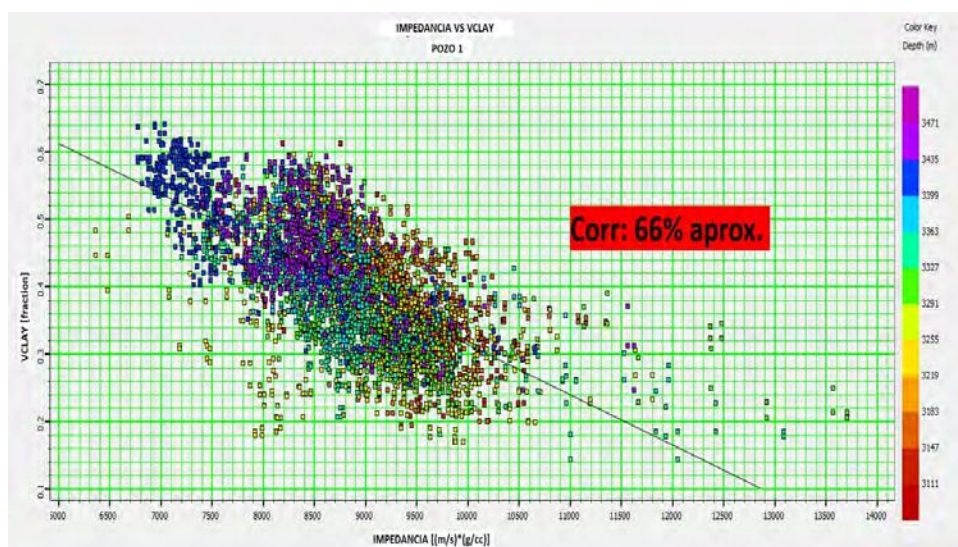


Figura 5.13: Diagrama de dispersión de impedancia P estimada en el Pozo 1 vs el contenido de arcillas (*vclay*) en el intervalo de interés. La escala de colores corresponde a la profundidad. La correlación para una regresión lineal (recta negra) es aproximadamente del 66 %.

Después de analizar el diagrama de dispersión de impedancia P vs. COT, se llegó a la conclusión de que una regresión cuadrática se ajusta mejor a los datos. Para los diagramas de impedancia P vs. porosidad y contenido de arcillas, sin embargo, el mejor ajuste de los datos se alcanzó en ambos casos con una regresión lineal.

Al analizar los resultados se vio buena correlación entre la impedancia P y el contenido de arcillas (*vclay*) para el intervalo de interés (del 66 % aproximadamente). A su vez, para las otras dos propiedades analizadas, los valores de correlación fueron más bajos. La correlación en este intervalo para el COT fue del 31 % y para la porosidad resultó ser del 34 %.

Se observa que en los 3 diagramas, una disminución de la impedancia P viene acompañada de un aumento del COT, la porosidad y el contenido de arcillas.

Como conclusión del estudio de factibilidad en los 3 diagramas de dispersión realizados sobre la formación Palermo Aike, se ve que la correlación es muy buena entre la impedancia P y el contenido de arcillas (*vclay*), superior al 60 %, lo cual es un buen indicador de que la inversión de amplitudes sísmicas podría generar buenos resultados en relación a la caracterización del reservorio que se busca realizar. Para las otras dos propiedades la correlación resultó más baja (menor al 35 % en ambos casos).

Debido a que el objetivo de este trabajo es caracterizar una roca madre (la Fm. Palermo Aike) como reservorio no convencional, resulta de particular interés el comportamiento de la porosidad, y también evaluar si existe una correlación entre el COT y las impedancias P. Si existiera una relación de este tipo se podrían predecir las variaciones de COT en función

de las impedancias, lo cual es sumamente valioso para la caracterización de un reservorio no convencional.

5.5. Inversión sísmica

5.5.1. Modelo de bajas frecuencias

Cuando se quiere realizar una inversión de amplitudes sísmicas se requiere que el espectro de amplitudes a invertir sea lo más completo posible. Como ya se vio en el Capítulo 4, el espectro de amplitud de los datos sísmicos es limitado, por lo que para llevar a cabo la inversión se debe completar el espectro de bajas frecuencias. Para completar el espectro de bajas se generó un modelo inicial. Este modelo está basado en la información geológica y sísmica disponible, es decir en los horizontes interpretados previamente, los pozos disponibles y la sísmica.

En la figura se ve el espectro de amplitud de los datos sísmicos para la zona de interés y en rojo marcado el espectro de amplitud que el modelo va a completar.



Figura 5.14: En violeta se marca el espectro de amplitud de los datos sísmicos, y en rojo se esquematiza el espectro de frecuencias que se completaría con el uso del modelo de bajas frecuencias.

Debido a que el método de inversión elegido en este trabajo es el de inversión basada en un modelo, el modelo inicial generado en este paso será perturbado y comparado con los datos sísmicos, de forma iterativa hasta obtener un cubo de impedancias P que tenga errores estimados por debajo de las tolerancias estipuladas.

Con el objetivo de que el modelo de bajas frecuencias contuviera información pertinente

a la zona de interés, solo se utilizaron los 2 pozos que atraviesan toda la columna estratigráfica, es decir los Pozos 1 y 2. Adicionalmente se incluyeron todos los horizontes interpretados y suavizados, incluso cuando algunos horizontes no se encuentran en la zona de interés. En los perfiles de pozo utilizados se aplicó un filtro pasa-bajos que solo retiene la información comprendida entre los 0 Hz y 15 Hz, ya que ese es el contenido de frecuencias que está ausente en el espectro de la sísmica. El modelo se generó en el dominio del tiempo, y la interpolación y extrapolación de los datos utilizados en la creación del modelo se realizó mediante el método de Kriging con una estructura de variograma esférico y un rango de 20 km.

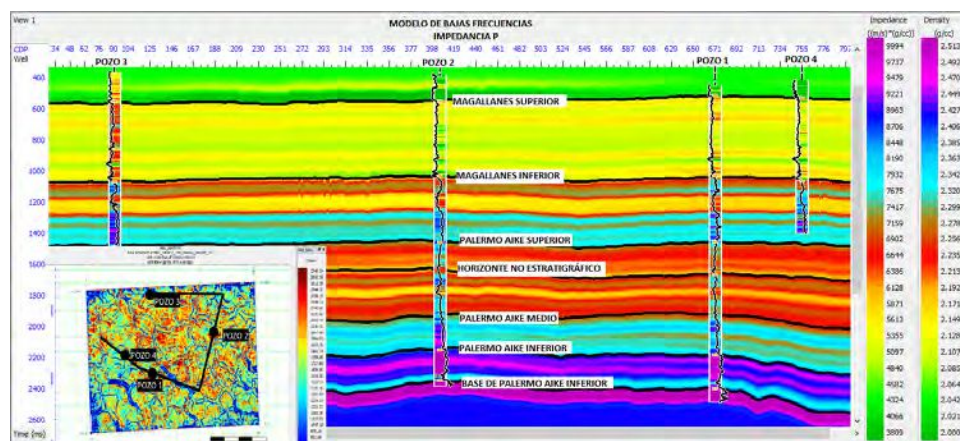


Figura 5.15: Modelo de bajas frecuencias para la impedancia P, visto a lo largo de una línea arbitraria detallada en la esquina inferior derecha. El rango de frecuencias del modelo es de 0 Hz a 15 Hz. En cada pozo se distingue la curva de impedancia estimada en pozo, filtrada a las frecuencias sísmicas y en color se ve la variación de la densidad en cada pozo también con las frecuencias filtradas.

Finalmente se generaron 3 volúmenes, uno de impedancias P, otro de densidad y el último de velocidad de la onda P, de los cuales se muestra el modelo de impedancia P en la fig. 5.15. De los 3 volúmenes, el que se utiliza como dato de entrada en las pruebas de inversión es el de impedancia P, por lo que se controló en busca de regiones anómalas en las cercanías de los pozos que puedan estar relacionados con un error en la generación del modelo o del suavizamiento de los horizontes interpretados. El resto de las variaciones de impedancia del modelo corresponden a la geología de los datos, que es la información que se busca para completar el espectro de amplitudes de los datos sísmicos.

5.5.2. Pruebas de inversión

Una vez obtenidos el modelo de bajas frecuencias y la ondícula representativa de los datos, que sumado a los datos sísmicos comprenden los datos de entrada, se comenzaron las pruebas de inversión.

Se realizó una inversión enfocada en el Mb. Inferior de la Fm. Palermo Aike, es decir,

comprendida entre el tope de Palermo Aike Inferior y la Base de Palermo Aike Inferior. Para esta inversión se utilizó el modelo de bajas frecuencias generado en el paso anterior, los pozos 1 y 2, y una ventana guiada por los horizontes interpretados *Palermo Aike Inferior* y *Base de Palermo Aike Inferior* que están suavizados. La ondícula utilizada es la ondícula promedio generada con 3 de los 4 pozos (fig. 5.7). Analizando mediante pruebas de error se decidió utilizar 3 iteraciones.

En las figs. 5.16 y 5.17 se ve el resultado de la prueba de inversión. En la ventana de inversión se observa en negro la curva de impedancias del modelo de bajas frecuencias, en azul la curva de impedancias del pozo y en rojo la curva de impedancias invertidas, para cada pozo. A la derecha se muestra la ondícula utilizada (la ondícula promedio), y a continuación las trazas sintéticas generadas con la inversión en rojo, y las trazas del dato sísmico en negro. Finalmente la última columna corresponde al error entre ambos registros. La curva de impedancias del pozo (curva azul) está filtrada con un filtro pasa-banda para dejar el perfil en las frecuencias sísmicas (frecuencias de corte 0-0-50-60 Hz).

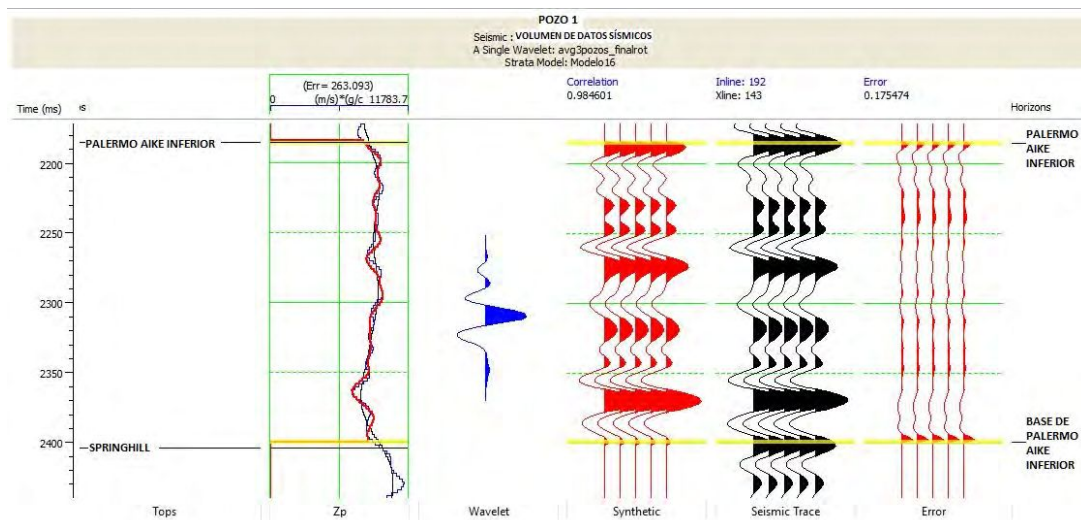


Figura 5.16: Prueba de inversión para el Pozo 1, entre el tope y la base de la Fm. Palermo Aike Inferior.

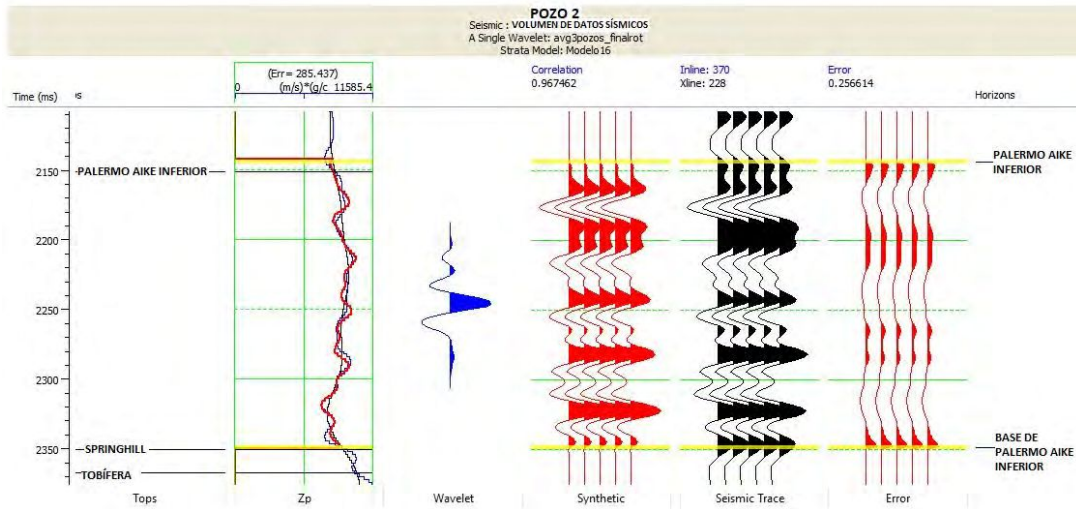


Figura 5.17: Prueba de inversión para el Pozo 2, entre el tope y la base de la Fm. Palermo Aike Inferior.

Los valores de correlación varían en cada pozo, siendo mayor en el Pozo 1 que en el 2, del 98.5 % y del 97 % respectivamente. Los errores de predicción de ambos pozos son bajos, de 2.19 % para el Pozo 1 y 2.37 % para el Pozo 2. El error entre la traza invertida y el dato sísmico es 17.54 % para el Pozo 1 y 25.66 % para el pozo 2. Se puede ver en las figs. 5.16 y 5.17 que la curva invertida ajusta bien las tendencias del dato sísmico, para ambos pozos.

5.6. Resultado de la inversión

Luego de realizar pruebas de inversión se generó el volumen de trazas sísmicas invertidas para el intervalo de interés. Fuera de la ventana de inversión se estableció un valor nulo para el volumen invertido. En la fig. 5.18 se puede ver el volumen invertido para la línea arbitraria analizada anteriormente, donde se ven los 2 pozos involucrados en la inversión. En los pozos se ve el perfil de impedancias P, filtrado a las frecuencias sísmicas, para poder comparar adecuadamente la inversión realizada.

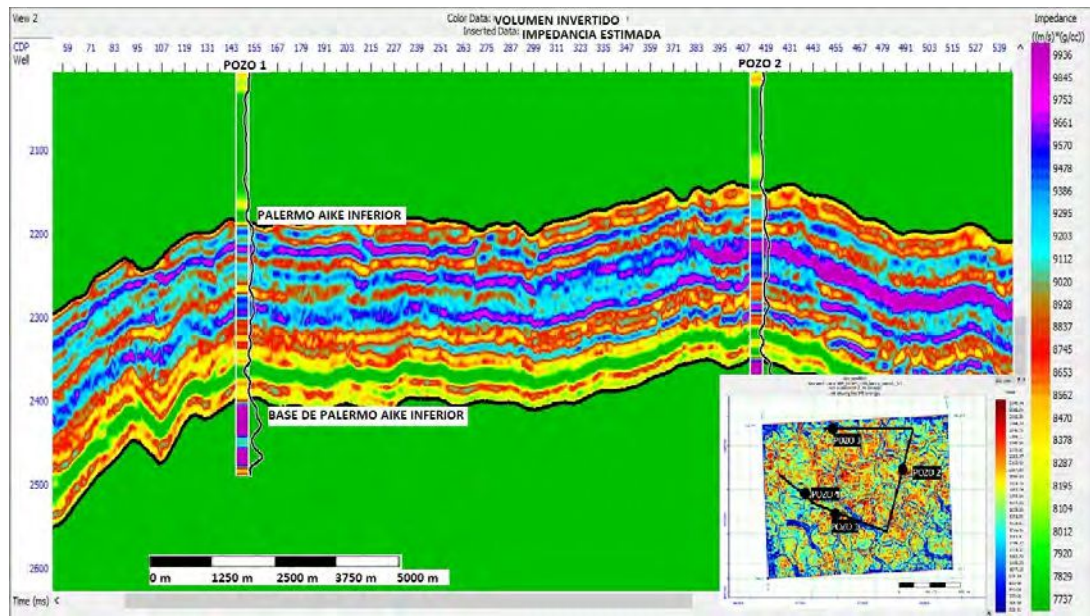


Figura 5.18: Volumen de impedancia P invertido utilizando la información de los pozos 1 y 2, entre el tope y la base de la Fm. Palermo Aike Inferior.

Capítulo 6

Resultados y conclusiones

En este capítulo se analizan los resultados producto de la inversión de amplitudes sísmicas. En primer lugar se realizó un control de calidad del volumen de impedancias invertido, comparando una traza extraída del mismo con la impedancia estimada a partir de los perfiles de los pozos 1 Y 2. Para poder caracterizar la zona de interés y como parte del análisis de los resultados, se generaron nuevamente diagramas de dispersión, esta vez entre la impedancia P invertida y las propiedades petrofísicas seleccionadas (COT, porosidad y *vclay*), con el objetivo de analizar el comportamiento de las mismas en función de los resultados obtenidos. Se vio en esta instancia que el contenido de arcillas (*vclay*) fue la propiedad que mostró mejor correlación con la impedancia invertida para todo el intervalo de interés (tope de Palermo Aike Inferior- base de Palermo Aike Inferior). Adicionalmente se hizo un análisis más detallado para la porosidad, y se encontró cierta correlación tomando dos intervalos divididos por profundidad, uno para la parte superior y otro para la inferior del intervalo de interés.

En base a la regresión lineal estimada con el diagrama de dispersión entre el contenido de arcillas (*vclay*) y la impedancia P invertida, se generó una ley para estimar el contenido de arcillas en función de la impedancia invertida, con el objetivo de propagar un volumen de contenido de arcillas en función del volumen invertido de impedancias. En el caso de la porosidad se lograron propagar 2 volúmenes de porosidad, uno para la sección superior del intervalo estudiado y otro para la sección inferior. Para el contenido orgánico total (COT) se decidió no propagar un volumen debido a la baja correlación que se encontró con la impedancia P.

A partir de estos volúmenes y como parte de la caracterización de la zona de interés, se generaron mapas de amplitud RMS: dos para el contenido de arcillas, en aquellos niveles que mostraban contenido de arcillas más bajos, y 3 para la porosidad, ubicados en cada uno de los niveles que mostró mayor porcentaje de porosidad dentro del intervalo de interés. En cada mapa se identificaron las zonas con menor contenido de arcillas y mejor porosidad, ya que estos resultados son buenos indicadores para la caracterización de un reservorio no convencional. Esta información podría ser utilizada en etapas posteriores para proponer la perforación de un pozo

y determinar su localización.

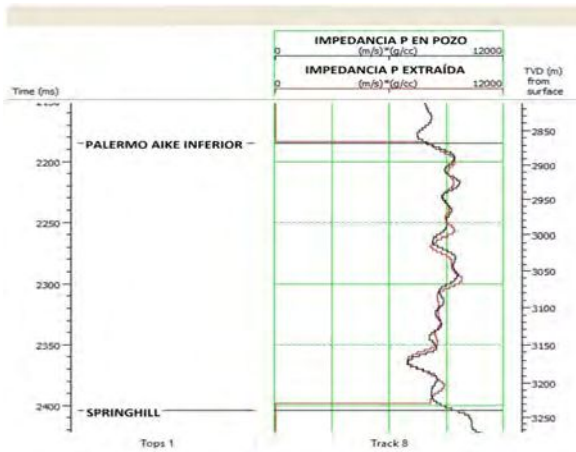
Finalmente se encontró un nivel de alta arcillosidad y porosidad, relacionado con un nivel de impedancias P bajas. Este nivel identifico un intervalo a evitar en futuros planes de perforación de pozos, debido a que valores altos de contenido de arcillas pueden comprometer la fracturabilidad de la formación de interés por el uso de la estimulación hidráulica llevada a cabo en la etapa de terminación de los pozos.

6.1. Control de calidad de la inversión

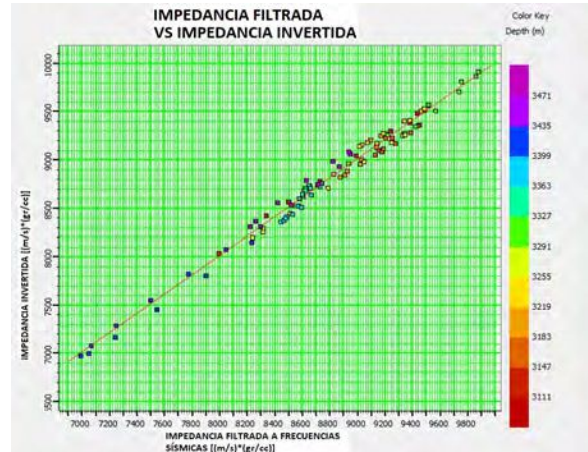
Como resultado de la prueba de inversión se obtuvo el volumen de impedancias mostrado en el capítulo 5 (fig. 5.18).

A modo de control de calidad, en la fig. 5.18 se grafica en cada uno de los pozos el perfil de impedancia P, pero filtrado al ancho de banda del volumen de impedancias invertido (0-0-50-60 Hz). Se puede observar para ambos pozos, que los perfiles de impedancia P coinciden en términos generales con la impedancia producto de la inversión de amplitudes sísmicas, aunque el Pozo 1 ajusta mejor a la impedancia invertida que el Pozo 2, tal y como se había visto en la correlación estimada en la prueba de inversión realizada anteriormente. Probablemente este resultado esté relacionado con la calidad del amarre del Pozo 1 en comparación con el del Pozo 2.

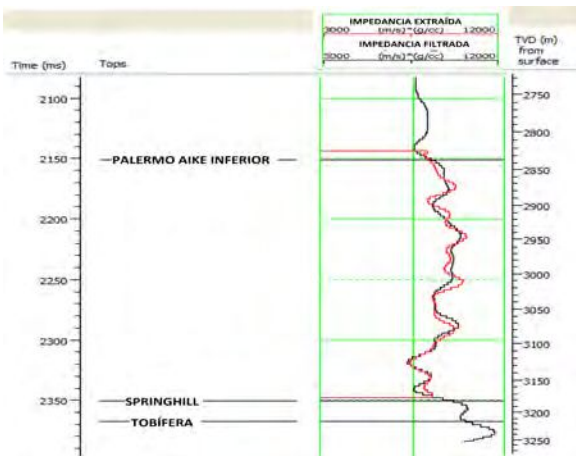
A partir del volumen invertido se extrajo una traza de impedancia P en la ubicación del Pozo 1 y en el Pozo 2. Estas trazas se utilizaron para comparar la impedancia invertida con la estimada en los pozos y más adelante para los diagramas de dispersión con las propiedades petrofísicas. En las figs. 6.1a y 6.1c podemos ver que para ambos pozos nuevamente las impedancias invertidas ajustan muy bien con las estimadas a partir de los perfiles sónico y de densidad. Si se observa en las figs. 6.1b y 6.1d el diagrama de dispersión entre la impedancia estimada en pozo y la invertida, la correlación es del 99%, para el Pozo 1 y del 88% para el Pozo 2.



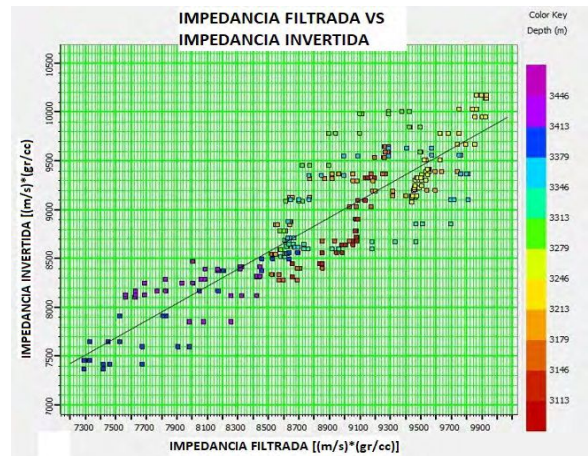
(a) Comparación de la traza de impedancia P invertida (curva roja) con la impedancia P estimada a partir de los perfiles del Pozo 1 (curva negra).



(b) Diagrama de dispersión entre la impedancia estimada en pozo filtrada a frecuencias sísmicas y la impedancia invertida para la zona de interés en el Pozo 1. La correlación resultó ser del 99% aproximadamente.



(c) Comparación de la traza de impedancia P invertida (curva roja) con la impedancia P estimada a partir de los perfiles del Pozo 2 (curva negra).



(d) Diagrama de dispersión entre la impedancia estimada en pozo filtrada a frecuencias sísmicas y la impedancia invertida para la zona de interés en el Pozo 2. La correlación resultó ser del 88% aproximadamente.

Figura 6.1: Controles de calidad para la impedancia invertida en ambos pozos.

6.2. Análisis de resultados

A continuación se procedió a comparar la traza de impedancia P invertida con el COT, la porosidad y el contenido de arcillas. En la fig. 6.2 se muestra cómo se ven los perfiles en el Pozo 1, donde la curva negra representa la impedancia extraída del volumen invertido y las otras

curvas son las propiedades petrofísicas filtradas al ancho de banda del volumen de impedancias invertido.

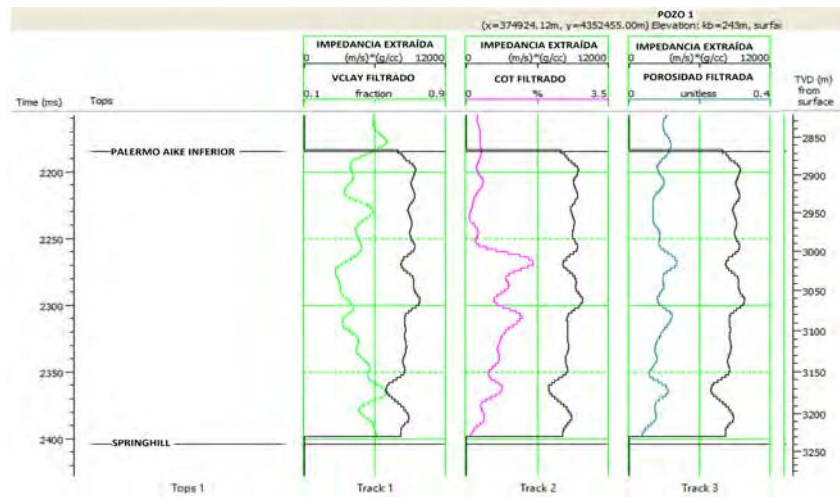


Figura 6.2: Comparación de la traza de impedancia P invertida (curva negra) con las curvas de COT, porosidad y *vclay* en el Pozo 1, para la Fm. Palermo Aike Inferior.

Se puede observar en la fig. 6.2 que en general, para un aumento en los valores de COT, porosidad y contenido de arcillas, se produce una disminución en la impedancia P. Esto se evidencia más claramente en los diagramas de dispersión generados a partir de estos perfiles que se muestran en las figs. 6.3, 6.4 y 6.5.

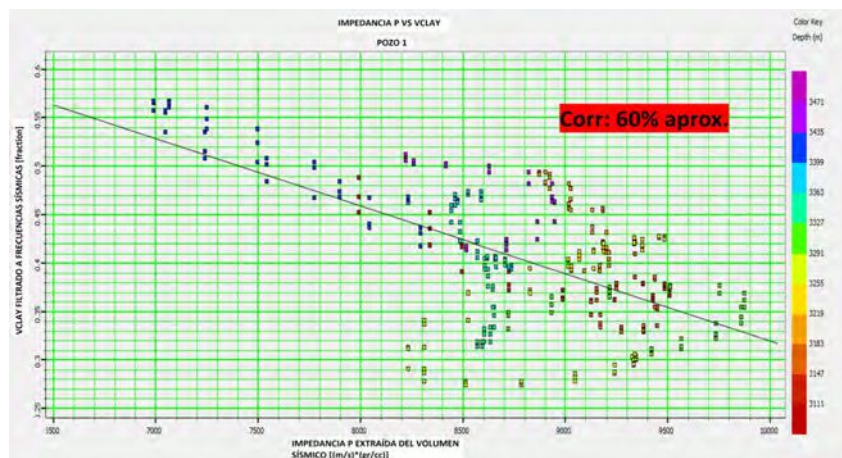


Figura 6.3: Diagrama de dispersión entre la impedancia P extraída del volumen invertido y el contenido de arcillas (*vclay*) filtrado al ancho de banda del volumen de impedancia P invertido. Se puede ver que la correlación entre ambos es muy buena, aproximadamente del 60% para una regresión lineal en el intervalo comprendido entre el tope y la base de Palermo Aike Inferior.

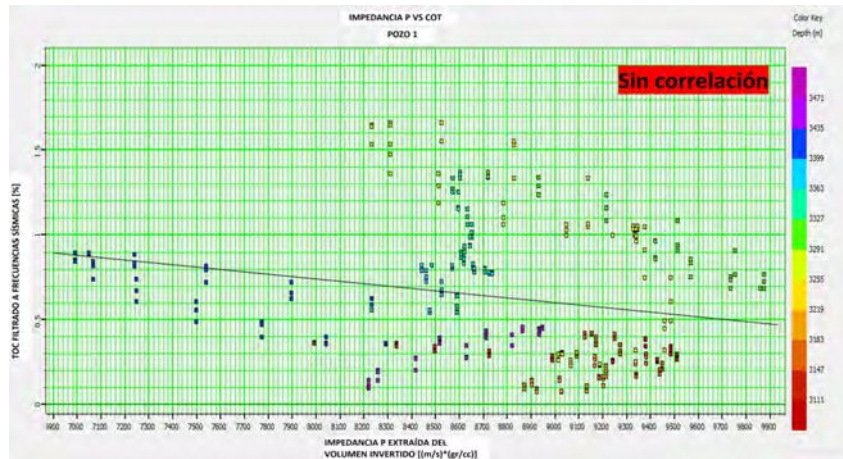


Figura 6.4: Diagrama de dispersión entre la impedancia P extraída del volumen invertido y el contenido orgánico total filtrado al ancho de banda del volumen de impedancia P invertido. Se puede ver que no hay correlación aparente entre ambos para una regresión cuadrática, que ajusta mejor a los datos en el intervalo más amplio comprendido entre el tope y la base de Palermo Aike Inferior.

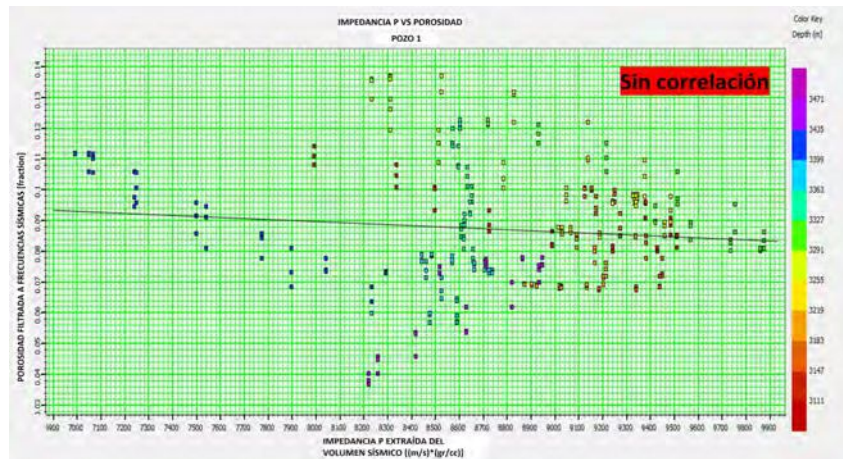


Figura 6.5: Diagrama de dispersión entre la impedancia P extraída del volumen invertido y la porosidad filtrada al ancho de banda del volumen de impedancia P invertido. Se puede ver que no hay correlación aparente entre ambas para una regresión lineal en el intervalo más amplio comprendido entre el tope y la base de Palermo Aike Inferior.

Si bien en la fig. 6.3, se ve que el contenido de arcillas tiene una muy buena correlación con la impedancia P invertida (de aproximadamente el 60 %), este no es el caso para la porosidad y el COT (figs. 6.4 y 6.5), en donde no se percibe una correlación entre estas propiedades y la impedancia P invertida al analizar todo el intervalo comprendido por la Fm. Palermo Aike Inferior.

Sin embargo, pareciera que en ambos casos se pueden interpretar dos tendencias diferentes, que se identifican en las figs. 6.6 y 6.7 utilizando los polígonos azules y rojos para distinguirlos. A su vez, en cada figura se muestran estos intervalos distinguidos en el pozo. Para el COT, cada tendencia mostró una correlación de 47% y 72% respectivamente, pero al analizarlas en pozo no parece haber una correspondencia estratigráfica o de intervalos definidos por la profundidad para los intervalos interpretados a partir del diagrama de dispersión. En el caso de la porosidad, cada tendencia mostró una correlación de 56% y 60% respectivamente, y al analizarlas en pozo se distingue que hay una mayor correspondencia con la profundidad respecto a los resultados obtenidos para el COT. La parte superior del intervalo Palermo Aike Inferior - Base de Palermo Aike Inferior parece mostrar correspondencia con la tendencia 2 (polígono azul) y la parte inferior del intervalo con la tendencia 1 (polígono rojo).

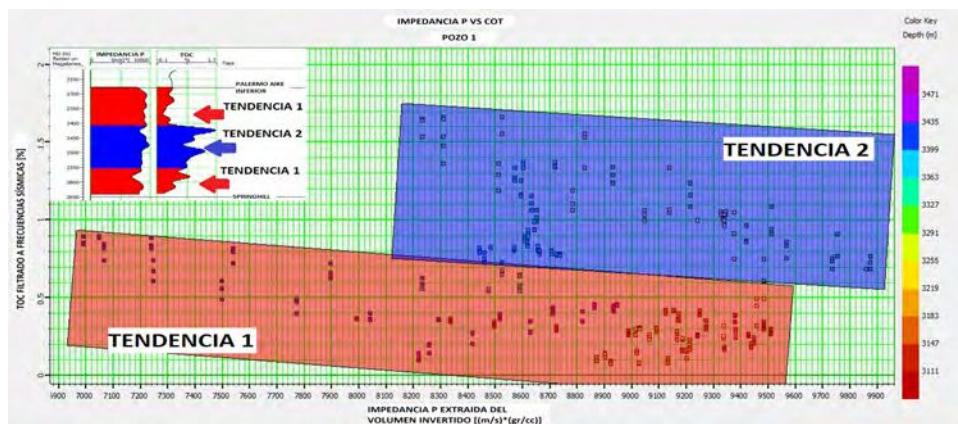


Figura 6.6: Diagrama de dispersión entre la impedancia P extraída del volumen invertido y el COT filtrado al ancho de banda del volumen de impedancias invertido. En rojo y azul se muestran 2 polígonos de captura donde se interpretaron 2 tendencias dentro del intervalo de interés, y en la esquina superior izquierda se ven los intervalos comprendidos en cada polígono en el perfil del pozo.

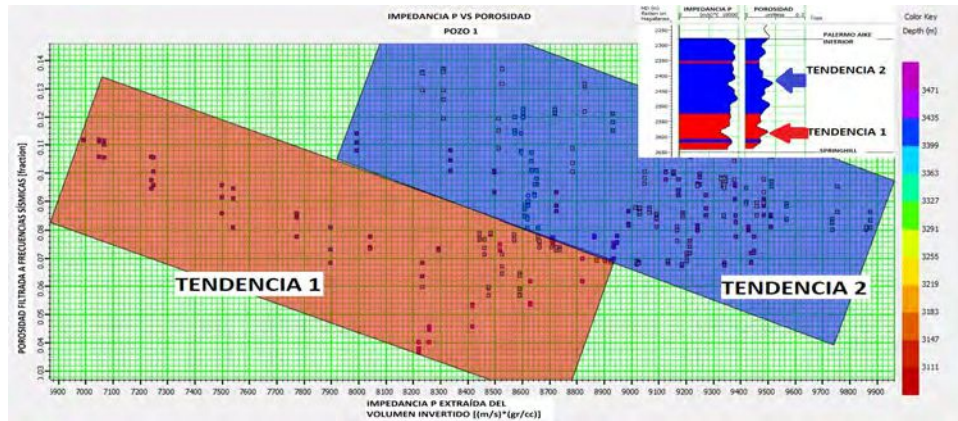


Figura 6.7: Diagrama de dispersión entre la impedancia P extraída del volumen invertido y la porosidad filtrada al ancho de banda del volumen de impedancia P invertido. En rojo y azul se muestran 2 polígonos de captura donde se interpretaron 2 tendencias dentro del intervalo de interés, y en la esquina superior derecha se ven los intervalos comprendidos en cada polígono en el perfil del pozo

Como conclusión del análisis de los resultados del volumen invertido, para el contenido de arcillas se encontró muy buena correlación para todo el intervalo analizado (Palermo Aike Inferior-Base de Palermo Aike Inferior), aproximadamente del 60 %, por lo cual se puede propagar un volumen de contenido de arcillas en función de la impedancia P invertida. En el caso de COT y la porosidad, en cambio, la correlación encontrada para todo el intervalo de interés es prácticamente inexistente. Sin embargo, si se estudian con más detalle sus diagramas de dispersión, se pueden interpretar en ambos casos diferentes tendencias en los datos. En el presente trabajo se interpretaron dos tendencias diferentes, una de ellas para valores menores de COT y porosidad, y el otro para los valores mayores. Cuando se observan estas dos tendencias en los perfiles del Pozo 1 se llega a la conclusión de que en el caso del COT estas tendencias no se corresponden con un intervalo de profundidad, pero en el caso de la porosidad se ve cierta correlación con la profundidad (el sector más somero dentro del intervalo analizado se corresponde con la tendencia 2 (azul) y el más profundo con la tendencia 1 (rojo), separados aproximadamente a los 3355 m.

6.3. Propagación de volúmenes de propiedades petrofísicas

En base al análisis de resultados se decidió estimar una ley para describir el comportamiento del contenido de arcillas (*vclay*) en función de la impedancia P a partir los coeficientes de la regresión lineal generada en el diagrama de dispersión. Para el caso del COT se estableció que no existe correlación entre el mismo y la impedancia P, ya que aunque se pudieron identificar 2 tendencias diferentes dentro del área analizada, estas tendencias no se corresponden con intervalos claros dentro del perfil del Pozo 1, y no se corresponde tampoco con la profundidad o la estratigrafía. Para la porosidad, por otro lado, si bien no se encontró correlación con las impedancias invertidas dentro del intervalo completo de interés, sí se pudieron establecer dos

tendencias que tienen relación con la profundidad cuando se las observa en el perfil del Pozo 1. Por lo tanto, se generaron 2 leyes para describir el comportamiento de la porosidad en función de la impedancia, basadas en la regresión lineal de las dos tendencias detectadas en el diagrama de dispersión, divididas por profundidad en el pozo.

A partir de estas leyes para la porosidad y el *vclay*, se propagaron 3 volúmenes, 1 de *vclay* y 2 de porosidad, en función de las impedancias P invertidas.

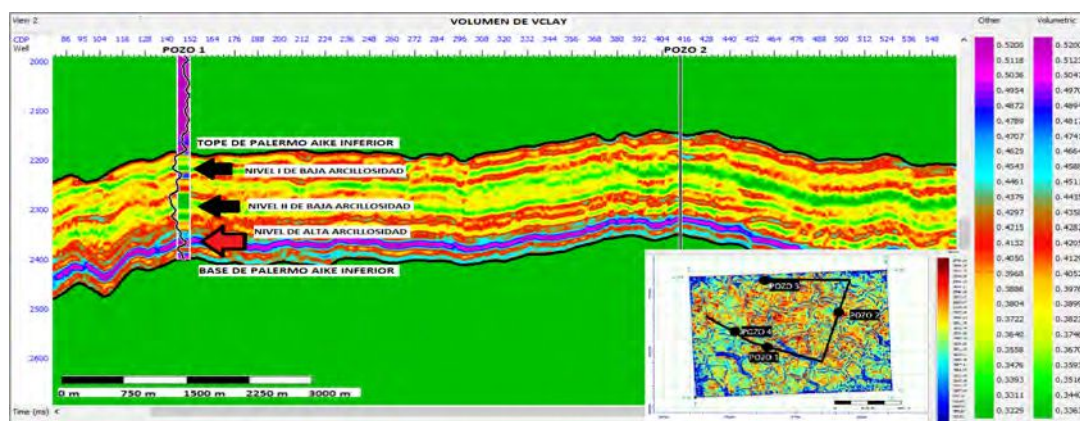
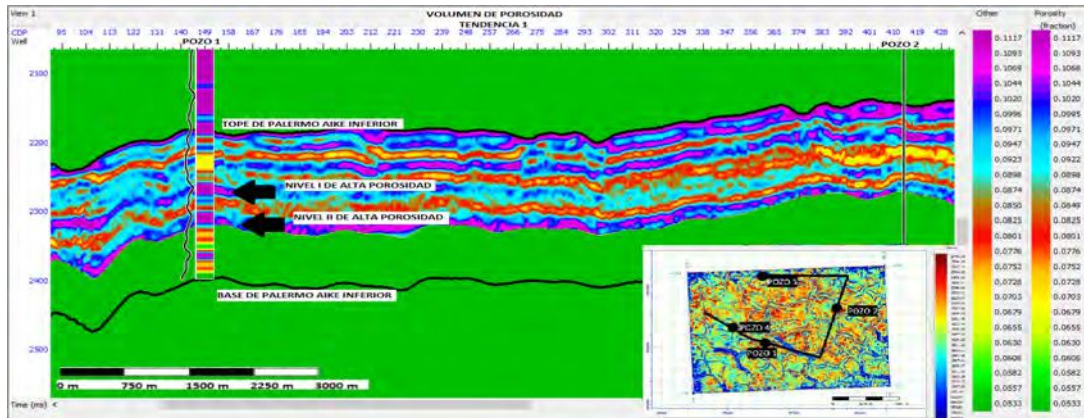


Figura 6.8: Volumen de *vclay* propagado en base a las impedancias P invertidas, para el intervalo Palermo Aike Inferior - Base de Palermo Aike Inferior. Las flechas negras señalan los niveles de baja arcillosidad, y la flecha roja el de alta arcillosidad.

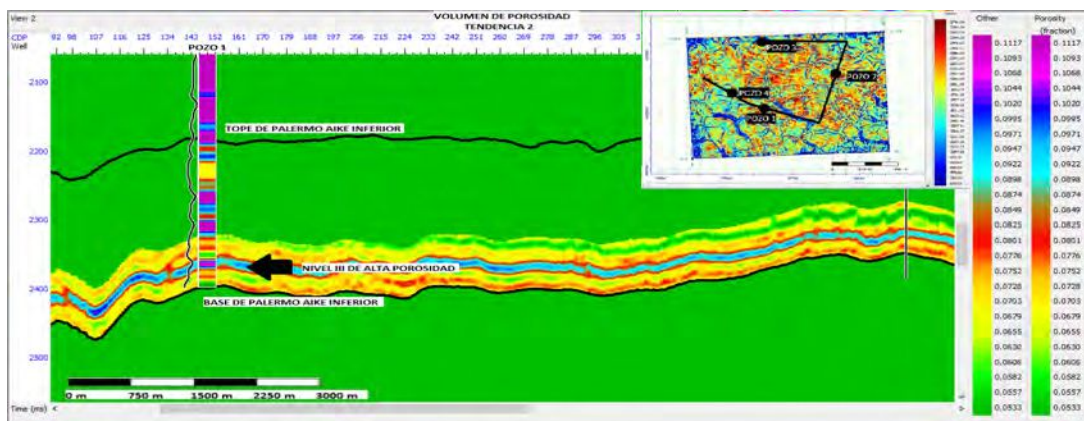
En la fig. 6.8 se muestra el volumen de contenido de arcillas obtenido, para el intervalo Palermo Aike Inferior - Base de Palermo Aike Inferior. Se puede notar que aunque el rango de variación no es muy grande (entre el 32 % y el 48 %), existe una zona cercana a la base de Palermo Aike Inferior que presenta los valores máximos de arcillosidad respecto al resto del volumen de *vclay* propagado (señalado con una flecha negra). Esta ventana, de aproximadamente 20 ms se corresponde también con una zona de bajas impedancias para el Pozo 1. Se resalta el hecho de que para que un reservorio *Shale* sea considerado de buena calidad, se busca que el porcentaje de *vclay* no supere el 40 %, sino que idealmente sea bastante menor que este umbral ((Katz *et al.*, 2021). Es por esta razón que este nivel debería evitarse en posibles proyectos de perforación.

En la fig. 6.8 se muestran también dos intervalos con menor contenido de arcillas, que sí podrían tener buen potencial como reservorios no convencionales. Uno de los niveles se encuentra aproximadamente entre los 2210 ms y 2225 ms (ventana de 15 ms) y el otro entre los 2280 ms y los 2305 ms (ventana de 25 ms).

En el caso de la porosidad, ambos volúmenes propagados se muestran en la fig. 6.9. La fig. 6.9a corresponde a la porosidad descrita con la ley obtenida en base a la tendencia 2, y la fig.6.9b corresponde a la descrita con la ley obtenida en base a la tendencia 1.



(a) Volumen de porosidad estimado con la ley correspondiente a la tendencia 2 (la parte más somera del intervalo), desde Palermo Aike Inferior hasta los 2327 ms. Las flechas negras señalan 2 niveles de alta porosidad.



(b) Volumen de porosidad estimado con la ley correspondiente a la tendencia 1 (la parte más profunda del intervalo), desde los 2327 ms hasta la Base de Palermo Aike Inferior. La flecha negra señala un nivel de alta porosidad.

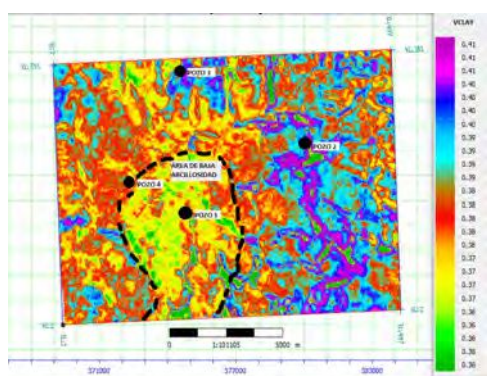
Figura 6.9: Volúmenes de porosidad propagados.

Se puede ver que la variación de la porosidad es en general baja (entre el 5% y el 11%), y que, al igual que en el volumen de *vclay*, existe una zona cercana a la base de Palermo Aike Inferior que corresponde con valores mayores de porosidad (aproximadamente del 9%), y menores de impedancias P.

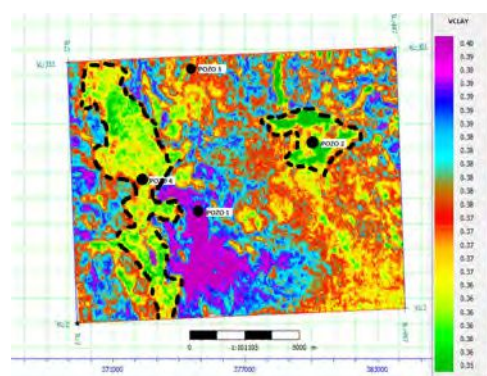
Adicionalmente, se pueden distinguir otros 2 intervalos en los que la porosidad resulta ser mayor (aproximadamente del 10%) tanto en el volumen propagado como en el pozo. Uno de los niveles se encuentra aproximadamente entre los 2260 ms y 2275 ms (ventana de 15 ms) y el otro entre los 2300 ms y los 2320 ms (ventana de 20 ms). Los 3 niveles de porosidad alta se encuentran señalados en las figuras con flechas negras.

6.4. Interpretación de mapas de contenido de arcillas y porosidad

Como parte de la caracterización sísmica de la Fm. Palermo Aike, se procedió a analizar en más detalle aquellas zonas que presentaran cierto potencial para el desarrollo prospectivo del área de estudio. Estas zonas se identifican dentro de los volúmenes propagados con valores menores del contenido de arcillas o valores mayores de la porosidad. Una vez identificados se busca mapear la distribución de las propiedades en el bloque de trabajo, para cada ventana de interés. Por esta razón una vez obtenido el volumen de contenido de arcillas y los de porosidad, se calcularon mapas de amplitud RMS para las ventanas que se correspondían con los valores mínimos de *vclay* y máximos de porosidad, dentro de la zona de estudio.



(a) Mapa de amplitud RMS del contenido de arcillas para el primer nivel de interés (entre los 2210 ms y 2225 ms en la posición del Pozo 1).

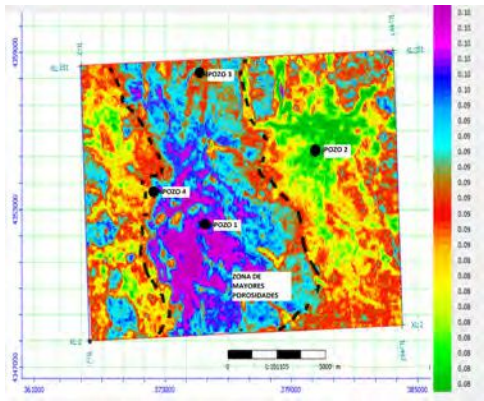


(b) Mapa de amplitud RMS del contenido de arcillas para el segundo nivel de interés (entre los 2280 ms y los 2305 ms en la posición del Pozo 1).

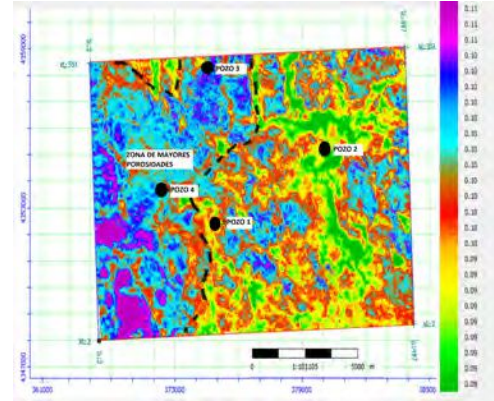
Figura 6.10: Mapas de amplitud RMS para los niveles de arcillosidad baja. En líneas punteadas se muestran las zonas del bloque de estudio con menores valores de arcillosidad.

En el caso del contenido de arcillas, se identificaron, como se había mencionado anteriormente, dos niveles de arcillosidad mínima (marcados con flechas negras en la fig. 6.8). Se tomó una ventana de 20 ms centrada alrededor de cada nivel, y se calculó un mapa de amplitud RMS para poder observar la distribución areal del contenido de arcillas en el bloque de datos estudiados. En la fig. 6.10 se muestran los mapas de amplitud RMS y se puede identificar distintas zonas (en línea punteada negra) que delimitan los mínimos de arcillosidad para la zona, hacia el centro (nivel I) y el este y el oeste (nivel II) del bloque de estudio.

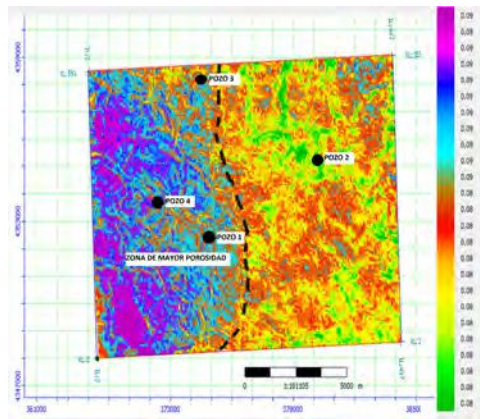
Por otro lado, para la porosidad, ya se habían identificado 3 niveles de interés, con porosidades de entre 9% y 10%, lo cual es considerado alto para el intervalo analizado. Para los 3 niveles se generaron mapas de amplitud RMS centrados en el nivel y con una ventana de 20 ms. En las fig. 6.11 se muestran los 3 mapas, y en línea punteada negra se delimitan las zonas de máximos de porosidad distribuidos en el bloque de estudio.



(a) Mapa de amplitud RMS de la porosidad para el primer nivel de interés (entre los 2260 ms y 2275 ms).



(b) Mapa de amplitud RMS de la porosidad para el segundo nivel de interés (entre los 2300 ms y los 2320 ms).



(c) Mapa de amplitud RMS de la porosidad para el tercer nivel de interés (entre los 2350 ms y 2370 ms)

Figura 6.11: Mapas de amplitud RMS para los niveles de porosidad alta. En líneas punteadas se muestran las zonas del bloque de estudio con mayores valores de porosidad.

En general, para los primeros dos niveles (figs. 6.11a y 6.11b, los máximos de porosidad se localizan hacia el sudoeste en el primer nivel, y hacia el centro del bloque para el segundo nivel. En el último nivel (fig. 6.11c, sin embargo, se ve la misma distribución de porosidad que de arcillosidad (marcado con una flecha roja en la fig. 6.8), con lo cual parece que los máximos de porosidad se localizan hacia el oeste del bloque de datos.

6.5. Conclusiones

Luego de seguir un flujo de trabajo para caracterizar la Fm. Palermo Aike como reservorio no convencional, se presentan las conclusiones del trabajo realizado:

En primer lugar, en relación con el flujo interpretativo de superficies formacionales, se logró la interpretación de 7 horizontes sísmicos, de los cuales 6 se correspondieron con un pase formacional en los pozos disponibles. Como resultado de esta interpretación se pudo corroborar la existencia de estructuras geológicas en el dato sísmico, como lo son las fallas poligonales que afectan a toda la zona de estudio.

Seguidamente, se realizó el análisis de los modelos de respuesta sísmica en forma de cuña para evaluar si era posible discriminar en el dato sísmico la Fm. Springhill y la Serie Tobífera, ambas formaciones inmediatamente subyacentes al Mb. Inferior de la Fm. Palermo Aike. Como conclusión de este análisis se puede decir que aunque los espesores del intervalo Springhill - Tobífera estén por encima de los espesores de *tuning* estimados para los dos pozos analizados, y que ambos topes son discriminables tanto en los perfiles sintéticos como en los modelos de cuña, al momento de comparar con la traza sísmica a la altura de cada pozo resulta más complicado discriminar el tope de la Serie Tobífera. Sumado a esto, los resultados de los modelos en forma de cuña y la información de los perfiles sintéticos solo son representativos de la zona circundante a cada uno de los pozos analizados, y no de todo el volumen de datos sísmicos.

En base a todo el flujo de trabajo realizado para poder llevar a cabo una inversión de amplitudes sísmicas, fue posible obtener un volumen de impedancia acústica en el intervalo Tope de Palermo Aike Inferior - Base de Palermo Aike Inferior, utilizando la metodología de inversión determinística basada en un modelo. Se encontraron muy buenos resultados al comparar la traza de impedancia invertida con la impedancia estimada a partir de los perfiles de pozo. A partir de este volumen invertido se estudió la relación de la impedancia P obtenida y el COT, la porosidad y el contenido de arcillas (*vclay*), todas propiedades petrofísicas que deben estudiarse en la caracterización de un reservorio no convencional. Dicho estudio demostró que la propiedad que tiene mayor correlación con la impedancia invertida a lo largo de todo el intervalo de interés es el contenido de arcillas, con una correlación del 60%.

Contrariamente, tanto la porosidad como el COT no mostraron en una primera instancia una correlación con la impedancia invertida, sin embargo un análisis más detallado demostró que podían encontrarse 2 tendencias diferentes para cada propiedad, donde podía encontrarse una buena correlación entre el COT y la porosidad y la impedancia invertida. Lamentablemente, en el caso del COT, estas tendencias no mostraron tener una correspondencia con intervalos definidos por la profundidad en los perfiles de pozo, y por lo tanto no se pudo propagar un volumen que pudiera predecir el contenido orgánico total en base a la distribución de impedancias invertido.

Para el caso de la porosidad, las tendencias encontradas por intervalos dentro del diagrama de dispersión sí mostraron correspondencia con dos intervalos en el perfil de pozo, uno de

ellos correspondiente al sector más somero de la ventana estudiada (desde el tope de Palermo Aike Inferior hasta los 2325 ms aproximadamente), y el otro correspondiente al sector más profundo (desde los 2325 ms aproximadamente hasta la base de Palermo Aike Inferior). El sector más somero mostró una correlación del 56 % y el más profundo de 60 %.

Como resultado de estos análisis de correlación entre las impedancias invertidas y las propiedades petrofísicas, se obtuvieron 3 volúmenes: un volumen de *vclay* para todo el intervalo Tope de Palermo Aike Inferior - Base de Palermo Aike Inferior, y dos volúmenes para la porosidad, separados de acuerdo a las tendencias de correlación mencionadas anteriormente. En este contexto la propiedad más confiable para caracterizar el reservorio es el contenido de arcillas, debido a que mostró mejor correlación para todo el intervalo estudiado, y su variación es mayor que la de las otras propiedades en esta zona (entre 32 % y 47 %).

En el volumen de *vclay* se encontró que la arcillosidad aumenta hacia la base del intervalo de interés, y se detectó la existencia de un nivel de aproximadamente 20 ms en el cual los valores de arcillosidad se hacían máximos (aproximadamente del 47 %). Este nivel coincide con una zona de baja impedancia P en el volumen invertido, localizada entre los 2350 ms y los 2370 ms en la ubicación del pozo, mostrando que para impedancias menores los valores de arcillosidad aumentan. Además se identificaron dos niveles de arcillosidad baja. Uno de los niveles se encuentra aproximadamente entre los 2210 ms y 2225 ms en la ubicación del Pozo 1 (ventana de 15 ms) y el otro entre los 2280 ms y los 2305 ms en la ubicación del Pozo 1 (ventana de 25 ms). Tomando estos niveles de arcillosidad baja como los niveles de interés se generaron dos mapas de amplitudes RMS de arcillosidad, donde se vio que los valores menores de contenido de arcillas se encuentran localizados hacia el centro del bloque de estudio, para el nivel I, y hacia el oeste y el este (cercano al Pozo 2) para el nivel II.

En el caso de la porosidad se detectaron 3 niveles de alta porosidad; todos ellos comprenden una ventana de entre 15 y 20 ms cada uno, y en la ubicación del pozo el más somero entre los 2260 ms y 2275 ms, el segundo entre los 2300 ms y los 2320 ms y finalmente el último nivel de alta porosidad coincide con el nivel de alta arcillosidad, entre los 2350 ms y los 2370 ms, cada uno definido para la ubicación del Pozo 1. Se generó un mapa para cada uno de los niveles, resultando en 3 zonas de alta porosidad en total para el intervalo Tope de Palermo Aike Inferior - Base de Palermo Aike Inferior. La primera zona se encuentra en el primer nivel, y se localiza hacia el centro del bloque de estudio. En los otros dos niveles, cada zona de mayor porosidad se localiza hacia el oeste del bloque, en particular hacia el sudoeste del bloque de estudio.

Estos resultados, tanto para la porosidad como para el contenido de arcillas son buenos indicadores de que entre el Tope y la Base de Palermo Aike Inferior hay potencial como reservorio no convencional. Sin embargo debe descartarse el nivel de alto contenido de arcillas (entre los 2350 ms y los 2370 ms en la ubicación del Pozo 1), que coincide con el nivel III de alta porosidad, ya que para que un reservorio *Shale* sea considerado de buena calidad, se busca que el porcentaje de *vclay* no supere el 40 %, sino que idealmente sea bastante menor que este umbral. Esto se debe a que se busca no comprometer la fracturabilidad de la formación de interés con la estimulación hidráulica en el momento de la perforación de los pozos. Por lo tanto se consideran como zonas

con potencial de ser buenos reservorios no convencionales las regiones delimitadas con líneas punteadas en las figs. 6.11 y 6.10 correspondientes a los niveles I y II de baja arcillosidad, y los niveles I y II de alta porosidad.

Una característica particular de la zona estudiada es que no se encontró relación entre el COT y la impedancia P, lo cual no siempre sucede para rocas madres no convencionales. Esto puede deberse, en este caso, a que la variación del COT dentro del intervalo analizado era muy pequeña (de 0% a 2% aproximadamente), y no resultó suficiente para repercutir en variaciones de impedancia P que fueran detectables en la inversión.

6.6. Discusión y recomendaciones

En el contexto de todo el estudio realizado, se exponen ciertas recomendaciones para mejorar el flujo de trabajo, y en consecuencia, los resultados de la caracterización.

En primer lugar, dado que el procesamiento de los datos sísmicos se realizó en 1998, es recomendable el reprocesamiento del cubo sísmico, ya que los datos podrían beneficiarse de las nuevas técnicas empleadas en el área de procesamiento de la industria en los últimos años.

En segundo lugar, resultaría conveniente revisar los modelos petrofísicos utilizados en la generación de los perfiles del Pozo 1, y de ser posible obtener mayor cantidad de pozos, no solo que atraviesen la formación estudiada, sino también que posean información petrofísica. Una mayor cantidad de información proveniente de pozos sería provechoso para validar y mejorar los resultados de la inversión de amplitudes sísmicas. Más pozos con información petrofísica serían muy valiosos para que los resultados obtenidos fueran más representativos de todo el volumen propagado, ya que se involucraría información de múltiples pozos al analizar la correlación con la impedancia invertida.

Por otro lado se podría complementar la interpretación de horizontes sísmicos con interpretación de las fallas principales que afectan a la zona de estudio. Esto permitiría facilitar y mejorar la interpretación de los horizontes, y en consecuencia mejorar el modelo de bajas frecuencias utilizado en la inversión de amplitudes sísmicas. Además se podría revisar la interpretación de los horizontes sísmicos utilizando la impedancia invertida, ya que esta metodología mejoraría la caracterización sísmica.

Así mismo el análisis de resultados podría profundizarse delimitando con mayor detalle las interpretaciones de las tendencias encontradas en los diagramas de dispersión del COT y la porosidad con la impedancia invertida. Si se eligen otras tendencias tal vez puedan obtenerse correlaciones mejores que den aún más resultados.

Finalmente, sería ideal obtener información de pozos hacia el sudeste del bloque de trabajo, y obtener pozos más profundos en las zonas donde se localizan los pozos 3 y 4.

Apéndice A

Secuencia de procesamiento del cubo sísmico PSTM

- Conversión de formato SEG-D a formato interno de procesamiento.
- Armado de geometría, control de calidad y edición de trazas.
- Corrección por divergencia esférica.
- Deconvolución consistente en superficie.
- Estáticas de refracción.
- Análisis de velocidad interactivo.
- Estáticas residuales consistentes en superficie (primer pase).
- Análisis de velocidad interactivo (segundo pase).
- Estáticas residuales consistentes en superficie (segundo pase).
- Corrección de *normal moveout* y muteo.
- Estáticas de recorte (*trim statics*) consistentes en CDP.
- DMO y análisis de velocidad.
Previo a la aplicación del DMO se ordenaron los datos en volúmenes de *offset* común, entre los 30 y los 3600 m, a intervalos de 60 m. El *dip* máximo fue de 45°.
- Migración Post-Stack.
Algoritmo de migración post stack 3D Omega-X de un paso.
- Reducción de ruido aleatorio Post-Stack.

- Deconvolución FXY.
- Mejora de la resolución vertical.
 - Deconvolución de fase cero.
- Filtros y cambio de escala en amplitud. No se aplicaron filtros pasabanda, en cambio se utilizaron filtros de ganancia RMS en las siguientes ventanas:

Tiempo [ms]	
200	1100
1100	1400
1400	1600
1600	1800
1800	2500
2500	2700
2700	4000

Tabla A.1: Ventanas de tiempo en donde se aplicó la ganancia RMS.

Referencias

- Belotti, H., Pagan, F., Mazas, A. P., Agüera, M., Rodriguez, J., Porras, J., Köhler, G., Weiner, G., Conforto, G., y Cagnolatti, M. (2013). Geologic interpretation and assessment of early cretaceous shale oil and gas potential in austral basin, santa cruz, argentina. En *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*. OnePetro.
- Belotti, H., Rodriguez, J. F., Conforto, G. A., Pagan, F., Mazas Pérez, A., Agüera, M., Porras, J., Köhler, G., Cagnolatti, M., Weiner, G., y otros (2014). La formacion palermo aike como reservorio no convencional en la cuenca austral, provincia de santa cruz, argentina. En *IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio de Recursos No Convencionales, Instituto Argentino del Petróleo y el Gas*, pp. 137–159.
- Cagnolatti, M. y Miller, M. (2002). Los reservorios de la formación magallanes. En *Simposio de Rocas reservorios de las Cuencas Productivas Argentinas, 5º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata*, pp. 91–115.
- Cooke, D. y Schneider, W. A. (1983). *Generalized linear inversion of reflection seismic data*, volumen 48. Geophysics.
- Covellone, G. y Meissenger, V. (2012). Cuenca austral: Informe preliminar. caracterización litológica roca madre cretácico inferior.
- Gardner, G., Gardner, L., y Gregory, A. (1974). *Formation velocity and density—The diagnostic basics for stratigraphic traps*, volumen 39. Society of Exploration Geophysicists.
- Gelfand, V., Ng, P., Nguyen, H., y Larner, K. (1986). Seismic lithologic modeling of amplitude-versus-offset data. En *SEG Technical Program Expanded Abstracts 1986*, pp. 334–337. Society of Exploration Geophysicists.
- Hampson, D. y Russel, B. (1985). *Maximum-Likelihood seismic inversion*. National Canadian CSEG meeting, Calgary, Alberta.
- Hlebszevitsch, J. C. y Cortiñas, J. S. (2005). Informe regional del sector santacruceño de la cuenca austral: Aspectos generales, estratigrafía y bosquejo palogeogeográfico de sus ciclos sedimentarios.
- Katz, B., Gao, L., Little, J., y Zhao, Y. R. (2021). Geology still matters—unconventional petroleum system disappointments and failures. *Unconventional Resources*, 1:18–38.

- Oldenburg, D. W., Scheuer, T. y Levy, S. (1983). *Recovery of the acoustic impedance from reflection seismograms*, volumen 48. Geophysics.
- Pedrazzini, M. y Cagnolatti, M. (2002). Los reservorios de la formación springhill en el territorio continental. En *Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata*, pp. 29–53.
- Peroni, G., Cagnolatti, M., y Pedrazzini, M. (2002). Cuenca austral: marco geológico y reserva histórica de la actividad petrolera. En *Simposio Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina. (Schiuma, M)*, pp. 11–19.
- Ravazzoli, C. L. (2021). Métodos potenciales de prospección: Métodos de inversión globales; notas de clase.
- Rodriguez, J. F., Miller, M., y Cagnolatti, M. J. (2008). Sistemas petroleros de cuenca austral, argentina y chile. En *VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Simposio de Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas)*, pp. cp–266. European Association of Geoscientists & Engineers.
- Russell, B. H. (1988). *Introduction to Seismic Inversion Methods*. Society of Exploration Geophysicists.
- Sheriff, R. E. y Geldart, L. P. (1995). *Exploration seismology*. Cambridge university press.
- Simm, R. y Bacon, M. (2012). *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*, Cambridge.
- Tarantola, A. (2005). *Inverse Problem Theory and Methods for Model Parameter Estimation, Inverse Problem Theory and Model Parameter Estimation*, SIAM.
- Tavella, J. A., Moirano, J. F., y Späth, F. G. E. (2020). Técnicas de caracterización sísmica de reservorios: Seminario de grado y posgrado; notas de clase.
- Velis, D. (2021). Métodos sísmicos de prospección: notas de clase.
- White, R. (2006). *Partial coherence matching of synthetic seismograms with seismic traces*, volumen 28. Geophysical Prospecting.
- Yilmaz, O. (1987). Seismic data processing: Soc. *Expl. Geophys*, 252.
- Yilmaz, Ö. (2001). *Seismic data analysis: Processing, inversion, and interpretation of seismic data*. Society of exploration geophysicists.