



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DEL COMAHUE

Neuquén - Argentina

TRABAJO FINAL DE LICENCIATURA

Caracterización de las Formaciones Quintuco y Vaca Muerta, a partir de datos sísmicos y de pozos, en el área Lindero Atravesado, Cuenca Neuquina

Facultad de Ingeniería

Departamento de Geología y Petróleo

Autor: Hidalgo Jeremias

Directora: Lic. Iglesias Sheyla Elían

Co-Director: Lic. Arregui Carlos

Año: 2020

1. RESUMEN

Este trabajo se focaliza en la descripción estratigráfica y estructural de la secuencia Quintuco – Vaca Muerta, a partir de datos sísmicos y de pozo, del área Lindero Atravesado. Esta secuencia mixta, clástico-carbonática, es interpretada como una secuencia transgresiva regresiva de segundo orden. El área se localiza hacia el límite sur - oriental de la Cuenca Neuquina, al norte de la Dorsal de Huincul. A pesar de la deformación y erosión ocurridas como consecuencia de la actividad de la Dorsal, la mayor parte del registro sedimentario se encuentra preservado. Para el análisis se contó con un volumen sísmico de amplitud y 10 pozos dentro del área, que incluyeron registros eléctricos de interés. Se realizó la interpretación de los principales rasgos estructurales y estratigráficos, se correlacionaron diferentes pozos y se definieron intervalos, según diferentes características. Luego las superficies previamente interpretadas se extendieron a todo el volumen de amplitud sísmica y se elaboraron mapas isócronos, isocronopáquicos y de atributos.

El análisis permitió, la discriminación de estructuras a través de mapas isócronos, la correlación entre mapas de amplitud RMS con litologías según recortes de perforación de cada intervalo, el análisis del quiebre de ángulo de reflectores mediante mapas de amplitud MaxPos y la caracterización estratigráfica de la secuencia Quintuco – Vaca Muerta, dentro del contexto regional de la Cuenca Neuquina, mediante la integración de datos sísmicos con datos de pozo (Rayos Gamma, Densidad, Resistividad, Sónico).

Palabras clave: *Secuencia Quintuco–Vaca Muerta, sísmico, datos de pozo, RMS, MaxPos.*

2. ABSTRACT

This work focuses on the stratigraphic and structural description of the Quintuco - Vaca Muerta sequence, using seismic and well data from the Lindero Atravesado area. This carbonatic - clastic sequence, is interpreted as a regressive / transgressive second order sequence. The area is located towards the southeast limit east of the Neuquén Basin, to the north of the Huincul Ridge. Despite the deformation and erosion that occurred as a consequence of the activity of the Ridge, most of the sedimentary record is preserved. For the analysis, it was used a seismic volume of amplitude and 10 wells within the area, which included electrical records of interest. The main structural and stratigraphic features were interpreted, different wells were correlated and intervals were defined, according to different characteristics. Then the previously interpreted surfaces were extended to the entire volume of seismic amplitude and isochronous, isochronopachy and attribute maps were prepared.

The analysis allowed, the discrimination of structures through isochronous maps, the correlation between RMS amplitude maps with lithologies according to cuttings of each interval, the analysis of the reflector angle break using MaxPos amplitude maps and the stratigraphic characterization of the Quintuco - Vaca Muerta sequence, within the regional context of the Neuquén Basin, by integrating seismic data with well data (Gamma Rays, Density, Resistivity, Sonic).

Key words: *Quintuco - Vaca Muerta sequence, seismic, well data, RMS, MaxPos.*

3. AGRADECIMIENTOS

- Al Estado Nacional por brindarme educación pública y gratuita a través de la Universidad Nacional del Comahue.
- A todos los profesores que dictan clases en la carrera de Lic. en Ciencias Geológicas.
- A mi Directora Sheyla Iglesias, por su guía y compromiso desde el inicio de este trabajo, siempre predispuesta a ayudarme y brindarme su tiempo ante cualquier consulta.
- A mi Co-Director Carlos Arregui, quien siempre tuvo la palabra justa, para poder orientarme en este trabajo y al brindarme su tiempo y conocimiento.
- Al jurado evaluador, Emiliano Santiago, Magalí Alonso y Nicolás Carrizo, por tomarse el tiempo para corregir este trabajo y por las devoluciones que siempre son constructivas, para que el resultado final sea mejor.
- A la Subsecretaria de Energía, Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén, quien brindó los datos para la elaboración de este trabajo final.
- A la empresa Halliburton, quien proporcionó el software *Decision Space* para el análisis del dato sísmico.
- A mis compañeros y amigos de la facultad, con quienes hemos compartido largos momentos de estudio, mates y charlas.
- A mis amigos de la vida, quienes siempre estuvieron presentes y pendientes del avance en mi carrera.
- A mi familia y en especial a mi Papá y Mamá quienes siempre me dieron su apoyo incondicional e hicieron todos los esfuerzos posibles para que pueda llevar adelante mi carrera.
- A mi pareja quien me apoyó tanto emocionalmente, como académicamente en la mayor parte de mi carrera.
- Y un agradecimiento especial a mis “mascotas” o mejor dicho compañeros no humanos, quienes siempre estuvieron cerca para distraerme un rato, mientras estudiaba.

INDICE

| | |
|---|----|
| 1. RESUMEN..... | 2 |
| 2. ABSTRACT | 2 |
| 3. AGRADECIMIENTOS | 3 |
| 4. INTRODUCCIÓN | 6 |
| 4.1. Objetivos | 6 |
| 4.2. Área de Estudio | 6 |
| 4.3. Factibilidad de realización, medios y recursos disponibles | 7 |
| 4.4. Antecedentes | 7 |
| 5. MARCO GEOLÓGICO | 8 |
| 5.1. Cuenca Neuquina | 8 |
| 5.2. Geología Local | 11 |
| 5.2.1. Estratigrafía de la secuencia Quintuco – Vaca Muerta | 11 |
| 5.2.2. Estructura del área de estudio..... | 12 |
| 5.3. Sistema Petrolero de la secuencia de estudio | 13 |
| 5.3.1. Roca Madre | 14 |
| 5.3.2. Reservorios..... | 15 |
| 5.3.3. Sellos | 15 |
| 5.3.4. Trampas..... | 16 |
| 6. MARCO TEÓRICO..... | 16 |
| 6.1. Sísmica de Reflexión – Fundamentos | 16 |
| 6.1.1. Adquisición del dato sísmico | 16 |
| 6.1.2. Adquisición sísmica del área Lindero Atravesado | 19 |
| 6.1.3 Procesamiento de datos Sísmicos..... | 23 |
| 6.1.4. Procesamiento sísmico del área Lindero Atravesado | 26 |
| 6.2. Calibración Sísmica - Pozo | 27 |
| 6.3. Resolución sísmica..... | 30 |
| 6.4. Atributos Sísmicos | 32 |
| 6.5. Registros de pozo | 35 |
| 6.6. Terminaciones Estratales..... | 36 |
| 7. DESARROLLO | 38 |
| 7.1. Metodología | 38 |
| 7.2. Generación Base de Datos de Pozos | 38 |
| 7.3. Correlación Sísmica/Pozo y análisis de fase. | 40 |
| 7.4. Calculo resolución sísmica..... | 41 |
| 7.5. Interpretación | 42 |



| | |
|---|----|
| 7.5.1. Interpretación de reflectores Sísmicos | 42 |
| 7.5.2. Interpretación de fallas y discontinuidades | 45 |
| 7.6. Análisis de datos | 51 |
| 7.6.1. Descripción de estructuras a través de mapas isócronos | 51 |
| 7.6.2. Mapas Isocronopáquicos | 52 |
| 7.6.3 Correlación entre registros de pozo..... | 56 |
| 7.6.4. Análisis de recortes de perforación | 58 |
| 7.6.5. Mapas de Atributos | 60 |
| 8. RESULTADOS | 68 |
| 8.1. Descripción de Intervalos..... | 68 |
| 8.2. Análisis Sismoestratigráfico..... | 76 |
| 9. CONCLUSIONES | 79 |
| 10. BIBLIOGRAFIA..... | 81 |
| 11. ANEXOS..... | 85 |
| 11.1. Mapas Isócronos..... | 85 |
| 11.2. Mapas Isócronopaquicos | 90 |
| 11.3. Atado de pozos | 94 |

4. INTRODUCCIÓN

4.1. Objetivos

El presente trabajo titulado “Caracterización de las Formaciones Quintuco y Vaca Muerta, a partir de datos sísmicos y de pozos, en el área Lindero Atravesado, Cuenca Neuquina”, está enfocado a realizar un análisis estructural y sismoestratigráfico del área Lindero Atravesado, a través de la integración de datos en diferentes escalas de trabajo (sísmicos, geológicos y de pozo) para una interpretación de la información en 3 dimensiones.

Objetivos específicos

- Analizar en detalle la información de subsuelo (pozos y sísmica) existente por medio de la utilización del *software* de interpretación DecisionSpace.
- Realizar una correlación entre datos de sísmica y de pozo.
- Identificar mediante la interpretación de registros de pozos (resistividad, rayos gamma, densidad, sónico), e información sísmica, pases formacionales-secuenciales, reflectores sísmicos, para luego extenderlos a todo el volumen de datos.
- Interpretar rasgos geológicos principales, fallas y discontinuidades, que se encuentren afectando al nivel de interés.
- Extracción de atributos sísmicos con el doble objetivo de ayudar a la interpretación estructural y caracterizar las secuencias sismoestratigráficamente.
- Realizar el análisis de la secuencia Quintuco – Vaca Muerta, a partir de los datos generados.
- Confeccionar mapas estructurales en tiempo (isócronos) y de espesores en tiempo (isocronopáquicos), que permitan identificar rasgos geológicos en el control de la sedimentación en el área de estudio.

4.2. Área de Estudio

El área de concesión Lindero Atravesado (Fig. 1) se ubica en la provincia del Neuquén, aproximadamente 30 km al Noroeste de la ciudad homónima, y es operada por Pan American Energy LLC, con 62,5% de participación, siendo YPF socia con el 37,5%. Abarca 509 km², dentro de los cuales se encuentra incluido parte del lago Mari Menuco. El área se localiza hacia el límite sur - oriental de la Cuenca Neuquina, al norte de la Dorsal de Huincul.

El área comprende dos yacimientos, Lindero Atravesado Oriental y Lindero Atravesado Occidental, los cuales se distinguen por sus características geológicas y de producción (Martínez *et al.*, 2004).

Se accede al área circulando desde Neuquén hacia el norte por la Ruta Provincial 7 en dirección al dique Cerros Colorados. Luego de atravesar las localidades de Centenario y Vista Alegre se continúa hacia la represa Planicie Banderita. Unos 1000 metros adelante se cruza la línea de alta tensión de El Chocon y se dobla con dirección Sur, finalmente a unos 5 km. por el camino principal se ingresa en el área del proyecto.

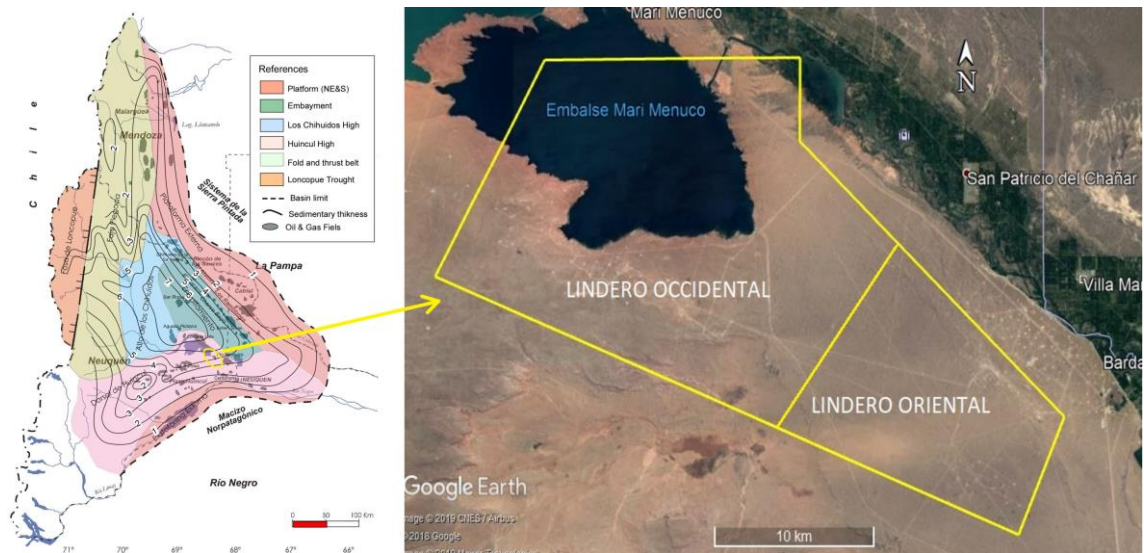


Figura 1: Mapa de Ubicación Cuenca Neuquina (Modificado de Chebli *et al.*, 2011) y Polígono del área de concesión Lindero Atravesado

4.3. Factibilidad de realización, medios y recursos disponibles

El volumen sísmico del área Lindero Atravesado, los informes de adquisición – procesamiento y los datos de pozo (legajos, informes de recortes de perforación, registros eléctricos), fueron cedidos por la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la Provincia del Neuquén, por medio de un convenio existente con la Universidad Nacional del Comahue.

Estos datos fueron analizados en el “Laboratorio de aplicaciones de Geociencias”, perteneciente al Edificio de Geología de la Universidad Nacional del Comahue, por medio del *Software* DecisionSpace, disponible mediante convenio con la empresa Halliburton.

4.4. Antecedentes

El desarrollo de los reservorios convencionales en el área Lindero Atravesado, comenzó en la década del 60 cuando fueron perforados los primeros pozos por ESSO descubriendo gas en las Fms. Sierras Blancas y Lotena. Entre 1968 y 1969 YPF continuó la exploración, comenzando el desarrollo en el año 1973, a través del consorcio ASTRA-BRIDAS. Desde el 1974, el área ha estado produciendo gas y condensado de las Fm. Lotena y Sierras Blancas, y petróleo y gas de la Fm. Quintuco (Gonzales *et al.*, 2016). Este desarrollo fue en parte guiado con información sísmica 2D resultante de distintas campañas sísmicas desarrolladas entre 1980 y 1993, totalizando casi 1000 km lineales cubriendo incluso el área abarcada por el Embalse Mari Menuco. Entre 1999 y 2001 el bloque fue cubierto por sísmica 3D, a excepción del área correspondiente al lago, y adquirida en 2 etapas, la primera en el sector Oriental con 256 km² registrada en el año 1999/2000 y la segunda en sector Occidental con 342 km² adquirida durante el 2001 (Zarpellon y Croveto, 2018). En el año 2000 se inicia el desarrollo de la Fm. Quintuco como objetivo principal, desarrollándose el reservorio denominado Capa Cero en Lindero Atravesado Occidental (con producciones iniciales mayores a 200 m³/d) y los niveles petrolíferos y gasíferos del Mb. Inferior en Lindero Oriental. Asimismo, se perfora el primer pozo del yacimiento

con objetivos gasíferos a reservorios no convencionales de areniscas compactas del Gr. Cuyo, alcanzando los niveles pelíticos de la Fm. Los Molles.

5. MARCO GEOLÓGICO

5.1. Cuenca Neuquina

La Cuenca Neuquina se encuentra en el centro oeste de la República Argentina. Es una cuenca de retroarco - antepaís que abarca casi la totalidad de la provincia del Neuquén, el sector occidental de las provincias de Río Negro, La Pampa y la porción Suroccidental de la provincia de Mendoza (Fig. 1).

Su historia evolutiva se extiende desde el Triásico Tardío hasta el Terciario, con un registro de hasta 6.000 m de sedimentitas marinas y continentales (Fig. 2). Se reconocen cuatro estadios principales que ejercieron un control de primer orden en su evolución sedimentaria (Legarreta y Gulisano 1989; Legarreta y Uliana 1991 y 1996; Ramos y Folguera 2005): 1. Régimen extensional (Triásico Superior a Jurásico Inferior); 2. Régimen de subsidencia termal (Jurásico Medio a Cretácico Superior) 3. Régimen de deformación compresiva e inversión tectónica (Cretácico Superior a Paleógeno) y 4. Tectonismo andino (Oligoceno-Holoceno).

El relleno inicial de la cuenca fue desarrollado sobre un escenario de apertura (*rifting*), con depocentros bien localizados, aislados y desconectados, paralelos a los bordes de la misma (Mendiberri y Carbone, 2002) labrados sobre un extenso plateau volcánico (basamento) dominado por las rocas ígneas ácidas y mesosilícicas del Gr. Choiyoi pertenecientes al Pérmico y Triásico inferior, tal estructuración comenzó durante tiempos triásicos. Estos depósitos clásticos y volcanoclásticos de carácter continental, que alcanzan hasta el Jurásico Inferior, se engloban dentro del Gr. Precuyano.

Por encima del Precuyano se suceden sedimentos correspondientes a la etapa final del *syn-rift*, seguida por un periodo de hundimiento termal donde se deposita el Gr. Cuyo (Jurásico inferior – Jurásico medio). La sucesión marina del Gr. Cuyo (Fm. Los Molles y Fm. Lajas) alcanza los 2.500 m de espesor y durante su depositación se registró la máxima expansión del mar que tuvo lugar durante el Pliensbaquiano.

Luego en el Jurásico Medio alto continúa la depositación de areniscas rojas continentales de la Fm. Challacó que representa la etapa superior del Gpo. Cuyo. Posteriormente, el área de sedimentación marina se retrajo originando los niveles evaporíticos de la Fm. Tábanos.

Ya en el Jurásico Medio tardío, Jurásico Superior temprano es cubierta por areniscas y calizas arrecifales (Fm. Lotena y Fm. La Manga), producto de un nuevo avance del mar. Completa al Gr. Lotena una espesa secuencia de evaporitas de centro de cuenca (Fm. Auquilco) (Leanza *et al.*, 2011)

Dicho proceso evaporítico es interrumpido por un evento diastrófico, a través del cual se produce una reactivación del arco volcánico en el oeste, junto con los relieves en el eje de la “Dorsal Neuquina”. Como consecuencia se deposita un espeso intervalo de clásticos continentales aluviales, fluviales y eólicos (Fm. Tordillo - Jurásico Superior)

Este paisaje es inundado en tiempos Tithonianos por los depósitos de la Fm. Vaca Muerta, sobre la que se desarrollan las progradaciones clástico-calcáreas proximales de la Fm. Quintuco, conformando este par el Gr. Mendoza Inferior (Tithoniano-Valangiano Inferior).

La transgresión del Tithoniano representa la máxima expansión del mar durante esta etapa configurando a grandes rasgos una megasecuencia. El tramo inferior traslapa los límites paleogeográficos de las unidades previas y presenta un arreglo retrogradante (Leanza *et al.*, 2011).

En discordancia sobre las formaciones anteriores aparece la Fm Mulichinco (Cretácico Temprano). La misma está constituida por depósitos que según la posición geográfica, gradan desde continentales fluviales en zonas proximales, hasta marinos de *shoreface* y *offshore* en el centro de cuenca (Schwarz *et al.*, 2011). La unidad más joven reconocida en el Grupo Mendoza es la Fm Agrio (Cretácico Temprano), compuesta por 3 miembros. Los miembros inferior y superior están constituidos por espesas sucesiones pelíticas oscuras depositadas en ambiente marino (Spalletti *et al.*, 2011). El miembro medio, denominado Mb Avilé, se encuentra genéticamente relacionado a un evento regresivo, a partir del cual se desarrollaron depósitos fluviales, eólicos y lacustres (Veiga *et al.*, 2011).

Al Gr. Mendoza le suprayace el Gr. Rayoso (Aptiano-Albiano) que representa un evento de desecación importante, con depositación de facies clásticas y evaporíticas (Fm. Huitrín) y (Fm. Rayoso). Estas sedimentitas registran una etapa de acumulación caracterizada por una importante participación de evaporitas, la disminución de la influencia marina en la sedimentación y una restricción notable en el área de acumulación (Mendiberri y Carbone, 2002).

Sobre el Gr. Rayoso apoyan discordantemente las sedimentitas del Gr. Neuquén, compuestas por arcilitas y areniscas rojo-violáceas continentales del Cretácico Superior que marca el inicio de la etapa de cuenca de antepaís.

En el Cretácico tardío superior y a principios del Terciario se produce la transgresión Atlántica depositando arcillas con tonalidades verdosas y material calcáreo que se asignan al Gr. Malargüe.

La tectónica andina, no comenzó a manifestarse sino hasta el Oligoceno Inferior en la faja plegada y fallada, la que se encuentra aún activa. En la actualidad la deformación andina se concentra en el sector del límite argentino chileno y está representada tanto por zonas compresivas como por zonas de colapso con depocentros aislados intramontanos (Folguera *et al.*, 2005 y 2006). Hacia el este, la gran mayoría del área de la ex-cuenca Neuquina funciona como zona de erosión (ej. zona de faja plegada del Agrio) o como zona de tránsito de sedimentos (sector oriental de la cuenca) y solo subsisten pocos bolsones que actúan como zonas de depositación (Cristallini *et al.*, 2009).

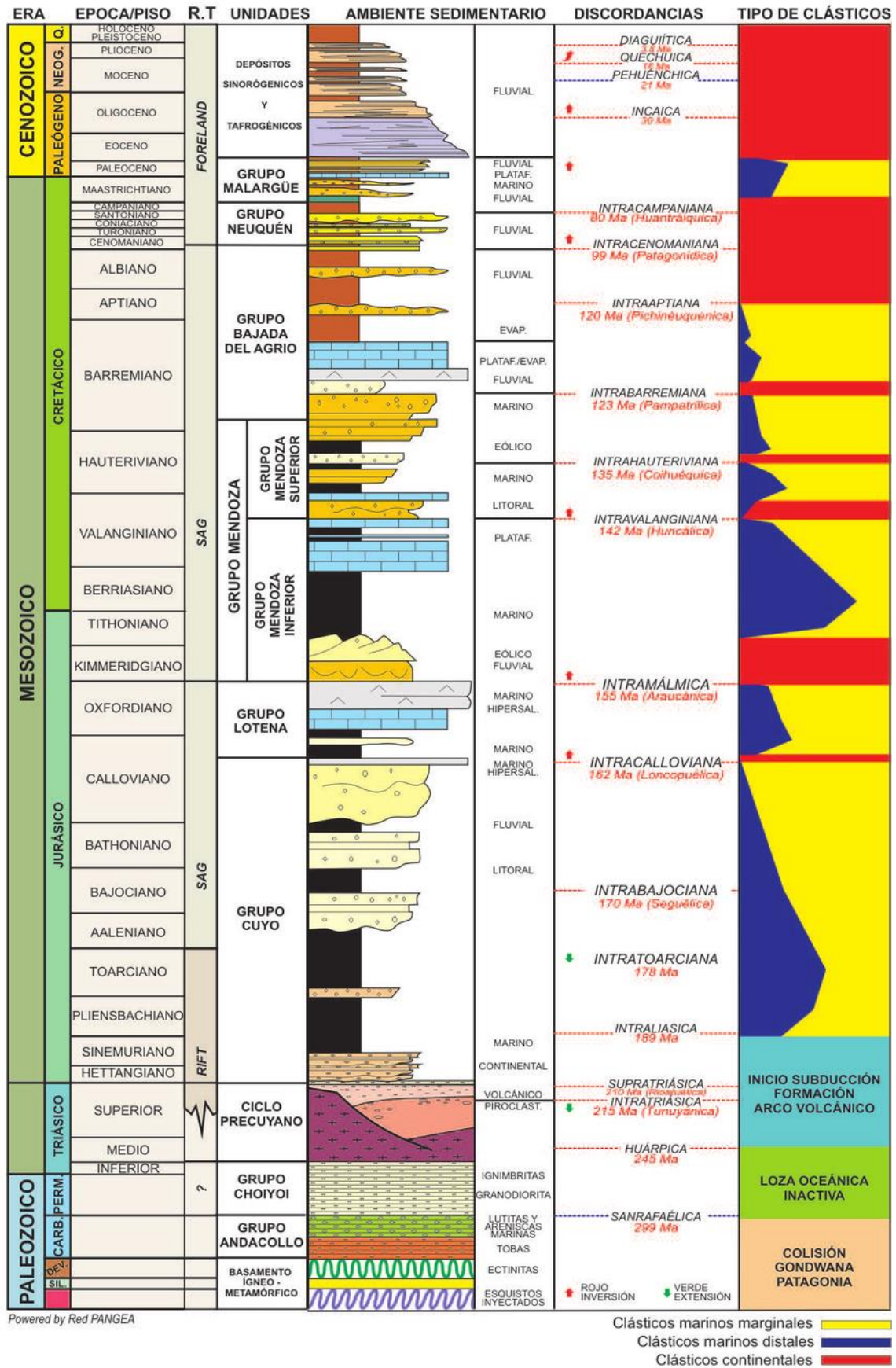


Figura 2: Columna estratigráfica de la Cuenca Neuquina (Extraído de Arregui *et al.*, 2011)

5.2. Geología Local

5.2.1. Estratigrafía de la secuencia Quintuco – Vaca Muerta

El sistema deposicional mixto asignado al intervalo Tithoniano Medio-Valanginiano Temprano, Formaciones Quintuco - Vaca Muerta y equivalentes ha cobrado en los últimos años un auge inusitado. En particular, la Fm. Vaca Muerta, históricamente conocida por ser la roca generadora de hidrocarburos más prolífica de la Cuenca Neuquina, ha emergido como el reservorio de *shale oil* y *shale gas* con mayor potencial de Argentina.

Su gran importancia radica en una combinación de factores, que incluyen los parámetros geométricos (espesor y extensión lateral), y las propiedades de la roca (contenido de materia orgánica, mineralogía, etc.). En consecuencia, numerosos estudios de afloramiento y subsuelo se han llevado a cabo con el fin de realizar una óptima caracterización del *play* (Zeller 2013; Massaferrero *et al.*, 2014; Desjardins *et al.*, 2016; Kietzmann *et al.*, 2016, entre otros).

En términos generales, la Fm. Vaca Muerta se compone de una alternancia de pelitas y margas con alto contenido de materia orgánica (COT 3-8%) (Cruz *et al.*, 2002; Legarreta y Villar, 2012) acumuladas en un ambiente de plataforma/rampa distal a cuenca. Contiene kerógeno de tipo I/II vinculado con una contribución algal y participación muy escasa a nula de elementos terrestres y kerógeno tipo IIS al sur de la Dorsal de Huincul (Legarreta *et al.*, 2005). Los depósitos proximales equivalentes a la Fm. Vaca Muerta comprenden una sucesión conformada principalmente por carbonatos someros de alta energía asignados a la Fm. Quintuco (y equivalentes). El contacto entre ambas formaciones es diacrónico (Mitchum y Uliana, 1985; Spalletti *et al.*, 2000; Leanza *et al.*, 2011).

Este sistema mixto, clástico-carbonático, es interpretado como una secuencia transgresiva regresiva de segundo orden (Legarreta y Gulisano, 1989). Su espesor es variable, siendo de unos 600 metros en posiciones proximales (sureste de la cuenca) y llegando a registrar más de 1000 metros en posiciones distales. Se caracteriza además por describir en subsuelo, claras geometrías sísmicas progradantes de sentido de avance SE-NO (Mitchum y Uliana, 1985; Massaferrero *et al.*, 2014; Pose *et al.*, 2014; Desjardins *et al.*, 2016, entre otros).

En esta área en particular, el ambiente sedimentario de la Fm Vaca Muerta es de cuenca a rampa de composición mixta, rampa externa en la base a rampa media hacia el techo. Su espesor varía entre 140 y 200 m de Este a Oeste. Presenta en la base una sección de altos valores tanto en la lectura de rayos gamma como en el contenido de carbono orgánico total, que representa una sección condensada e incluye el nivel de máxima inundación de la ingresión marina. Por encima de este nivel se observa una sucesión de progradaciones asociadas a variaciones relativas del nivel del mar (Gonzales *et al.*, 2016)

En el área Lindero Atravesado, la Fm. Vaca Muerta está representada fundamentalmente por los intervalos T1-T2 y T2-T3 indicados en la Transecta Regional de la Fm. Vaca Muerta (Gonzales *et al.*, 2016), que se correspondería con la secuencia A de Mitchum y Uliana (1985).

5.2.2. Estructura del área de estudio

El área de estudio Lindero Atravesado se encuentra ubicada al norte de la Dorsal Neuquina, en la zona de transición hacia el engolfamiento (Fig. 3), las estructuras presentes en el área están relacionadas con hemigrábenes jurásicos que han sufrido inversión tectónica, de fallas maestras de orientación E-O a ESE-ONO generadas en el proceso inicial de *rifting* de la cuenca (Legarreta *et al.*, 1999; Veiga *et al.*, 2001; Cruz *et al.*, 2002; Hechem *et al.*, 2003). Esta es una característica dominante en el ámbito de la dorsal de Huincul, registrándose en esta zona de transición hacia la parte central del engolfamiento, condiciones similares aunque con menor intensidad (Maretto *et al.*, 2005).

El registro sedimentario en este sector es completo y de gran espesor, ya que los procesos erosivos asociados con discordancias estratigráficas o tectónicas aquí no afectaron mayormente a la columna estratigráfica (Cruz *et al.*, 2002)

El rasgo estructural notable en el área es una falla transcurrente dextrógira con rumbo NO. Estos tipos de lineamientos NO se relacionan a zonas de cizalla con desplazamiento lateral de tipo dextral, reconocidos a lo largo de toda la dorsal pero con mayor desarrollo en el sector oriental y norte dentro del engolfamiento. Estos lineamientos corresponden a zonas dominadas por transpresión que dan lugar a estructuras de geometrías en flor negativas o positivas, originadas por fallas subverticales que pueden presentar rechazo inverso en la parte inferior y normal en la parte superior (Silvestro y Zubiri, 2008).

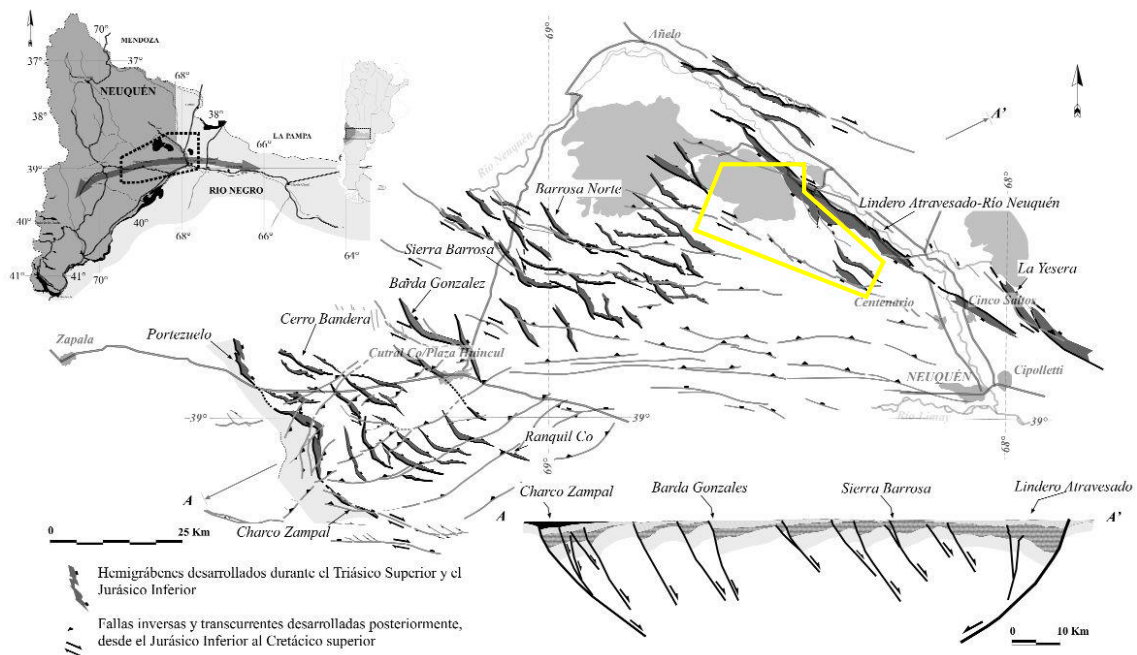


Figura 3: Área aproximada de estudio (amarillo) y principales rasgos estructurales de interés (Modificado de Silvestro y Zubiri, 2008)

Las estructuras particulares en el área hacia el occidente (Fig. 4) son una estructura monoclinial de orientación general NO-SE y buzamiento al NE, desarrollada en el bloque elevado de un sistema de fallas normales de rumbo similar generadas a partir de una zona de desplazamiento principal de una falla transcurrente. Hacia el centro, se desarrolla una nariz estructural de eje NO-SE, mientras que hacia el NO mantiene su forma monoclinial

con el desarrollo de pequeñas narices estructurales de orientación NE-SO (Martinez *et al.*, 2005).

La estructura hacia el sur forma parte del anticlinal Rio Neuquén, el cual es el resultado de la inversión tectónica producida en el jurásico derivada de un sistema transpresivo dextrógiro (Berdini *et al.*, 2002). Aquí se presentan dos rasgos estructurales, el primero de ellos es un flanco de un braquianticlinal de rumbo SSO-NNE, cuyo eje penetra desde el Yacimiento Rio Neuquén hacia el sur. El segundo rasgo estructural es una estructura anticlinal, pero de rumbo casi transversal al anterior, con una forma simétrica aunque el flanco Noreste presenta buzamientos más acentuados en contraste con los flancos E, O y SE; más suaves y regulares. Esta configuración estructural responde a un complejo juego de fallas que afecta a niveles más profundos (Lasalle, 2005).

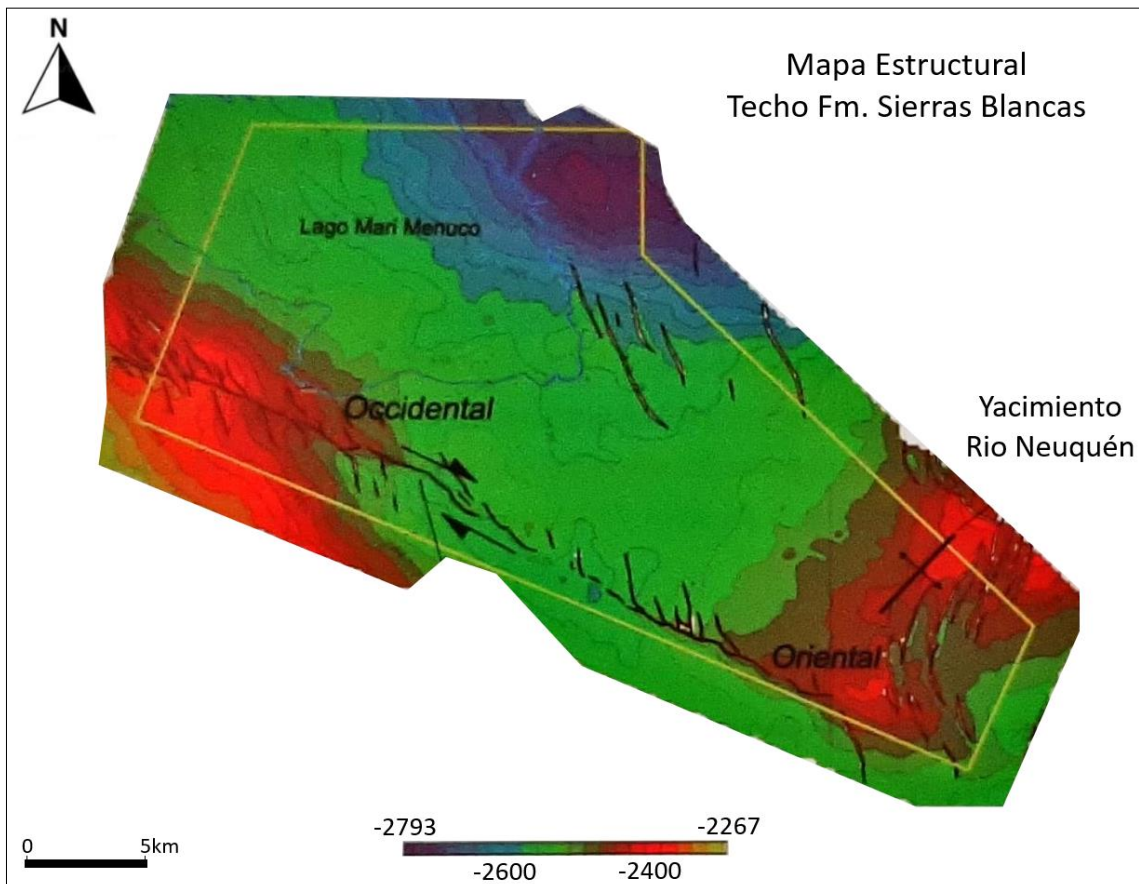


Figura 4: Mapa estructural del área Lindero Atravesado al tope de la Fm. Sierras Blancas (Modificado de Gonzales *et al.*, 2016)

5.3. Sistema Petrolero de la secuencia de estudio

A manera introductoria y como contexto general, se resume a continuación en el siguiente diagrama algunos datos referidos al sistema petrolero en el área tratada (Fig. 5). Donde la roca madre es la Fm. Vaca Muerta, las rocas reservorios son de edad Jurásico Superior alto y Cretácico Inferior, los sellos son de edad Cretácico Inferior y las trampas, se formaron desde el Cretácico Superior hasta el Neógeno.

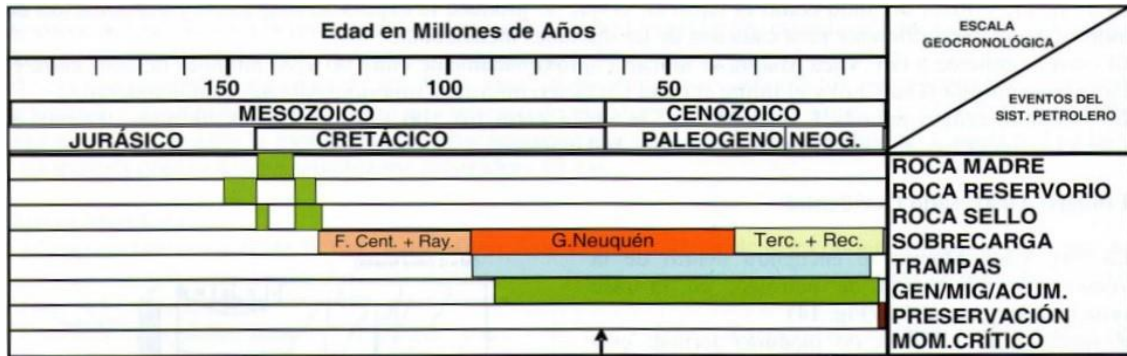


Figura 5: Diagrama de sistema petrolero para la Fm. Vaca Muerta (Extraído de Martínez *et al.*, 2005)

5.3.1. Roca Madre

La roca madre de interés para este trabajo es la relacionada a la sección basal tithoniana de la Fm. Vaca Muerta (Fig. 6), son lutitas y margas de plataforma marina externa, constituidas por materia orgánica algal amorfa, con Kerógeno tipo II. El contenido orgánico total (COT) en este área varía entre 1% y 5% en porcentaje en peso e incrementa su contenido hacia la base; el potencial de generación estimado es de 400 mgHC/g COT (Martinez *et al.*, 2005).

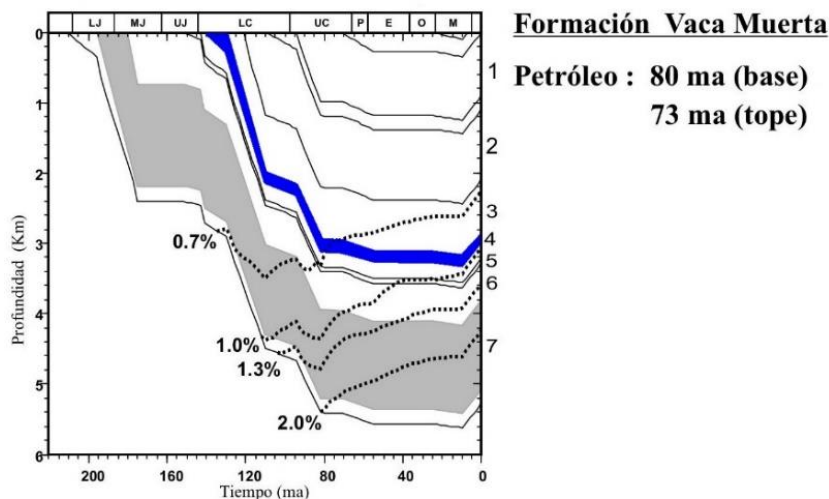


Figura 6: Ventana de madurez y edad de generación de hidrocarburos para la Fm. Vaca Muerta (Azul) y otras, en el área Lindero Atravesado (Extraído de Cruz *et al.*, 2002)

Lindero Atravesado Oriental

Las rocas generadoras de la Fm. Vaca Muerta, se hallan dentro de la ventana de generación de petróleo, en la fase principal de generación (0,77% Ro – 0,87% Ro). El momento de expulsión correspondiente a la Fm. Vaca Muerta se ubicaría aproximadamente entre los 60 y 90 MA entre el Paleoceno inferior (Daniano) y el límite entre el Cretácico inferior y superior (Albiano-Cenomaniano) (Martinez *et al.*, 2005)

Lindero Atravesado Occidental

La Fm. Vaca Muerta se encuentra dentro de la ventana de generación de petróleo, en la fase principal de generación. Respecto a los valores de madurez termal, esta unidad se halla entre 0,88 Ro y 0,96 Ro. El momento crítico, se ubicaría entre los 85 y 75 MA. (Martinez *et al.*, 2005).

5.3.2. Reservorios

Los depósitos calcáreos de la Fm. Quintuco y las areniscas de la Fm. Sierras Blancas son los reservorios principales para las acumulaciones convencionales petróleo y gas/condensado, para el sistema petrolero de la Fm. Vaca Muerta.

Para el caso de la Fm. Quintuco, se superponen numerosos ambientes sedimentarios que varían desde depósitos de cuenca y plataforma oolítica-bioclastica hasta sabkha con procesos de dolomitización generadores de reservorios (Carozzi *et al.*, 1993; Cruz *et al.*, 2002)

Otro reservorio de importancia para la Fm. Quintuco, se encuentra en el sector occidental, donde se desarrollan pequeñas construcciones coralinas que conforman el reservorio denominado Capa Cero (con diagénesis por exposición y generación de porosidad), su espesor útil es de 3 metros con porosidades medias de 16% (Martínez *et al.*, 2005).

La Fm. Sierras Blancas está compuesta por areniscas y conglomerados, la misma es el principal reservorio del yacimiento Lindero Atravesado Occidental, se ubica entre los 2900 y 3000 m de profundidad. Las porosidades de los intervalos productivos varían entre 9 y 12%, mientras que las permeabilidades poseen un promedio de 2 mD con picos de hasta 10 mD. El espesor permeable y útil promedio es de 37 y 30 m respectivamente. Hacia el norte de la Fm. Sierras Blancas se desarrolla en facies similares a las encontradas en Loma La Lata, en donde se reconocen dos miembros, uno superior de naturaleza eólica y otro inferior fluvial (Martínez *et al.*, 2005)

Hacia Lindero Atravesado Oriental los depósitos de la Fm. Sierras blancas son interpretados como pertenecientes a un ambiente fluvial, los mismos son areniscas y conglomerados, con cemento calcáreo e intercalaciones de arcilitas y limolitas. Esta Fm. Posee un casquete de gas, que se extiende desde el yacimiento Río Neuquén. El petróleo se localiza a modo de anillo con un espesor neto de no más de 10 m.

5.3.3. Sellos

En el caso de la Fm. Quintuco, en respuesta a sucesivos cambios eustáticos, se produjeron diferentes ciclos con aumento de la profundidad del agua sobre la plataforma, generando niveles arcillosos interpuestos entre carbonatos que actúan como sellos locales (Lagarreta *et al.*, 1999)

La Fm. Catriel conforma el sello regional en la vertical para la Fm. Sierras Blancas y es considerada como originada en un ambiente subácueo marino litoral con participación eólica. Además se desarrollan local y lateralmente sellos por degradación de propiedades petrofísicas, tal lo comprobado en el sector oeste de Lindero Atravesado Occidental, donde la pérdida de porosidad/permeabilidad conforma un sello de extensión regional, especialmente en los términos de la Fm. Sierras Blancas (Martínez *et al.*, 2005)

Otro sello de relativa importancia es la presencia de fallas de orientación E-O. Este sistema de fallas que se desarrollaron por compresión, no tendrían grandes chances de actuar como vías de migración. (Cristallini, 2004)

5.3.4. Trampas

Para el caso del sistema petrolero analizado, si bien las grandes estructuras se encontraban configuradas al tiempo de expulsión, las características propias de ambientes carbonáticos, como lo son sus variaciones faciales y diagénesis, determinan la coalescencia de sellos locales, regionales y variaciones petrofísicas de los reservorios que resultan en importantes trampas estratigráficas y/o combinadas.

Lindero Atravesado Occidental

Para la Formación Quintuco (capa cero), el componente estructural está dado por un anticlinal cerrado asimétrico, de rumbo NO-SE, con un flanco norte suave buzando hacia el NE y el otro más abrupto y fallado al sur, buzando al SO. El componente estratigráfico-diagenético se manifiesta hacia el NO y SO, con una menor dolomitización, consecuencia de un aumento de la paleo-batimetría que inhibiría el desarrollo de porosidad secundaria.

Lindero Atravesado Oriental

Para la Formación Quintuco el entrapamiento es de tipo combinado, con una componente estructural de forma anticlinal para los distintos niveles de esta unidad, copiando en forma la estructura subyacente en la Fm. Sierras Blancas, la cual es una estructura con cierre en cuatro direcciones, la componente estratigráfica para el entrapamiento es la existencia, distribución espacial y calidad de las facies dolomitizadas dentro de la plataforma carbonática (Martínez *et al.*, 2005).

6. MARCO TEÓRICO

6.1. Sísmica de Reflexión – Fundamentos

6.1.1. Adquisición del dato sísmico

Los métodos de sísmica de reflexión implican el uso de las ondas sísmicas provocadas por una fuente (dinamita o vibrosismo), que viajan desde la fuente en la superficie hasta las discontinuidades del subsuelo y vuelven regresando a los receptores (geófonos) localizados en la superficie una vez reflejadas, de esta manera se registra su tiempo de ida y vuelta (Fig. 7). El porcentaje de energía reflejada será mayor, en la medida que los medios o capas que definen la interfase tengan mayor contraste de impedancia acústica o coeficiente de reflexión. El aislamiento de estas señales reflejadas de otro tipo de ondas y del ruido así como su procesamiento permite obtener una imagen de las principales discontinuidades del subsuelo llamada sección sísmica o registro sísmico.

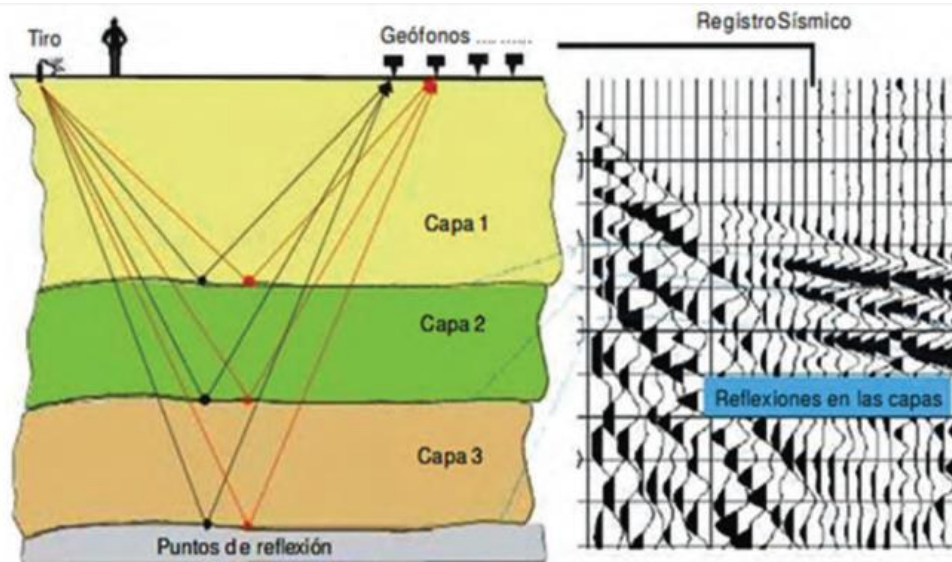


Figura 7: Método sísmico de reflexión

Impedancia Acústica: La impedancia acústica se define como la resistencia que opone un medio a las ondas acústicas que se propagan a través de este, está dada por los cambios de la densidad y la velocidad en el mismo.

$$Z = V \times \rho \quad (1)$$

Z: Impedancia acústica; **V:** velocidad [m/seg]; **ρ :** densidad [gr/cm³]

La densidad es distinta en cada tipo de roca, de la misma manera que la velocidad, estos parámetros dependen de la porosidad, litología, tipo de fluido dentro de la roca, estado de compactación, temperatura, entre otros, lo que resulta de utilidad para asociar características sísmicas con características de las rocas y de esta manera predecir variaciones de parámetros físicos de las rocas en secciones y mapas. Los contrastes de impedancia se representan como coeficientes de reflexión, que se definen como la fracción de energía sísmica que se refleja en la interfase (Fig. 8). Expresados en la siguiente ecuación.

$$R = (Z_2 - Z_1) / (Z_2 + Z_1) \quad (2)$$

Z1= Impedancia del medio 1; **Z2=** Impedancia del medio

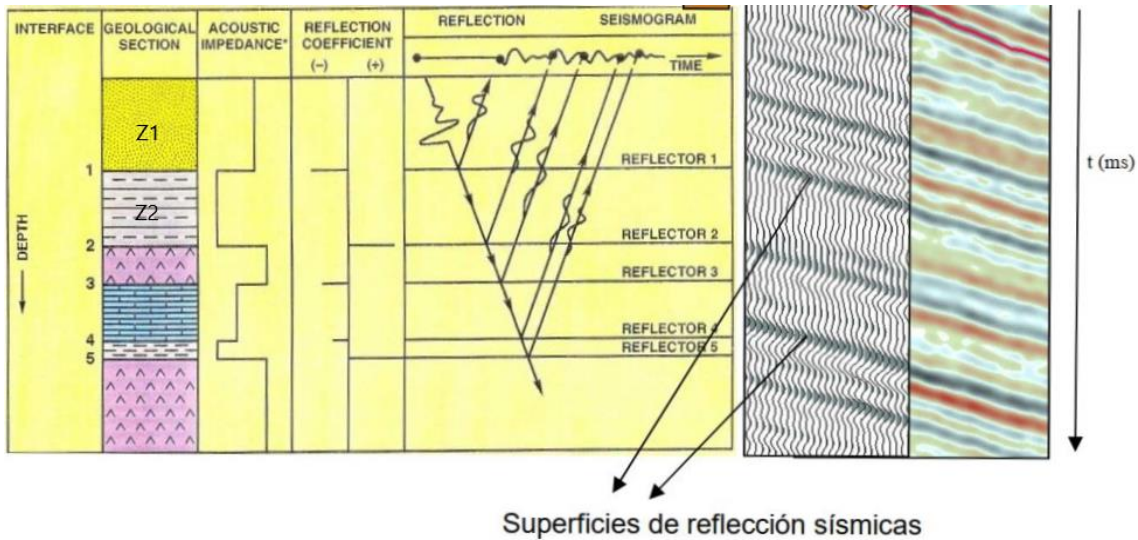


Figura 8: Método sísmico

El método sísmico se basa en las Leyes de Snell, el principio de Fermat y Fresnel-Huygens.

Primera Ley de Snell: establece que, si un frente de onda incide sobre una interfase, una parte de la energía se refleja con el mismo ángulo de incidencia θ_1 .

Segunda Ley de Snell: establece la relación entre el rayo incidente en el primer medio con un ángulo de incidencia (θ_1) y el rayo refractado en el segundo medio con un ángulo de refracción θ_2 : $\text{sen}\theta_1/V_1 = \text{sen}\theta_2/V_2$. El caso particular de la segunda ley de Snell (Fig. 9) ocurre cuando el ángulo de incidencia es mayor o igual al ángulo crítico, el rayo no puede refractarse y se refleja totalmente en la interfase, siendo θ_2 igual a 90° . Esta situación será posible solo cuando V_2 sea mayor a V_1 .

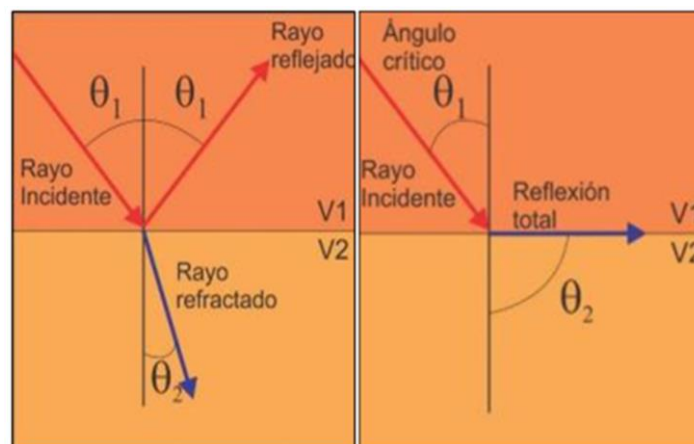


Figura 9: Ley de refracción y reflexión (izquierda) y caso particular de la Ley de Snell (derecha)

Principio de Fresnel-Huygens: Determina que todo punto de un frente de onda inicial puede considerarse como una fuente de ondas esféricas secundarias que se extienden en todas las direcciones con la misma velocidad, frecuencia y longitud de onda que el frente de onda original.

Principio de Fermat: determina que el trayecto seguido por la luz al propagarse de un punto a otro es tal que el tiempo empleado en recorrerlo es un mínimo.

6.1.2. Adquisición sísmica del área Lindero Atravesado

El proceso de adquisición del dato sísmico en el área Lindero Atravesado, se realizó por separado en diferentes etapas y por diferentes empresas, así quedaron establecidos dos áreas de registración las cuales son Lindero Atravesado Occidental y Lindero Atravesado Oriental (Fig. 1).

Lindero Atravesado Occidental

La compañía WesternGeco, asignó al grupo 799 la ejecución del proyecto de adquisición sísmica Lindero Atravesado Occidental 3D (Fig. 10) para Pan American Energy el cual ocupó una superficie total de 342,52 km², con un total de 15955 puntos de emisión y 15908 puntos de recepción (arreglo de geófonos).

Se registraron 35 up-holes con profundidades que variaron desde los 60 hasta los 80 m y 33 refracciones con tendidos de 420 m y 48 canales.

El diseño del 3D está compuesto por salvos de 10 líneas receptoras con 132 grupos de detectores cada una haciendo un total de 1320 canales activos. El salvo está compuesto por 6 puntos de vibración (VP's) y el roll es de 1 línea R. La separación entre líneas de fuentes y entre líneas receptoras fue de 360 m.



Figura 10: Proyecto de adquisición Lindero Atravesado Occidental (Extraído del informe de adquisición PAE)

Datos Generales

| | |
|-------------------------|-----------------------|
| Tendido | Simétrico |
| Total de swaths | 90 |
| Total líneas receptoras | 91 |
| Total de líneas fuente | 59 |
| Total receptores | 15908 |
| Total fuentes | 15955 (+51 repetidos) |

| | |
|-----------------------------------|-------------------------|
| Fold Nominal | 55 |
| Tamaño de celda | 30x30 m |
| Cambio de swaths (roll) | 1 línea receptora |
| Líneas receptoras por VP | 10 |
| Intervalo entre líneas receptoras | 360 m |
| Intervalo entre RP's | 60 m |
| Canales por línea receptora | 132 |
| VP's por salvo | 6 |
| Intervalo entre líneas fuente | 360 m |
| Intervalo entre VP's | 60 |
| Máximo Offset | 4975,804 m |
| Mínimo Offset | 17,892 m |
| Azimut de las líneas receptoras | 23 grados |
| Azimut de las líneas fuente | 113 grados |
| Área superficial del prospecto | 342,520 km ² |
| Área de full fold | 158,158 km ² |
| Numero de trazas | 15971888 |
| Numero de celdas vivas | 386900 |
| Área de celdas vivas | 348,210 km ² |
| Numero de celdas con full fold | 175895 |
| Área de celdas con full fold | 158,305 km ² |
| Full Fold to live cells ratio | 45% |

Datos Geodésicos

| | |
|--|----------------------------|
| Plano de referencia vertical | Nivel medio del mar |
| Plano de referencia horizontal | Chos Malal |
| Elipsoide | International 14 (Hayford) |
| Eje semi-mayor | 637838 |
| Flattening | 1/297 |
| Proyección | Gauss-Kruger |
| Longitud Geodésica del Origen | 0 |
| Falso Este | 2500000 |
| Falso Norte | 10002288,3 |
| Factor de escala del Meridiano Central | 1,0000 |
| Unidades | Metros |
| Conversión internacional a metros | 1,0000 |

Parámetros de emisión

| | |
|-------------|---|
| Tipo | Compresional |
| Fuerza Pico | 90% |
| Fase VCE | 0° |
| Arreglo | En línea y centrados sobre la estaca fuente |

| | |
|------------------------|-------------------------------|
| Distancia entre vibros | 4 vibros, 15 m entre planchas |
| Longitud efectiva | 45 m |
| Desplazamiento | No |
| Barridos por vibro | 2 |
| Barridos por VP | 8 |

Parámetros de recepción

| | |
|---------------------------|---|
| Geófonos por grupo | 12 |
| Conexión | 2 grupos en paralelo de 6 geófonos en serie |
| Arreglo | En línea y centrados sobre la estaca |
| Distancia entre elementos | 4 m |

Lindero Atravesado Oriental

La empresa Baker Hughes Argentina S.R.L fue contratada por Pan American Energy para la ejecución del prospecto sísmico 3D LINDERO ATRAVESADO en el área de Centenario, Provincia de Neuquén, Argentina. El programa tenía un área de 256.74 Kms² con un total de 23766 puntos, de los cuales 11876 eran fuentes (VP) y 11890 eran puntos receptores (RP). La adquisición duró 31 días, entre el 15 de diciembre de 1998 y el 14 de enero de 1999, con un promedio de 383 puntos y una eficiencia del 53.4%.

El área de Lindero Oriental, en la que se encontraba Prospecto LINDERO ATRAVESADO 3D, se encuentra a 60 km por carretera de la ciudad de Neuquén, en la provincia de Neuquén. El replanteo total fue de 23766 estaciones, correspondiendo 11890 a receptores y 11876 puntos fuente. La distancia entre el receptor y las líneas de origen fue de 360 m. Los receptores se orientaron en dirección SO-NE y las fuentes en dirección NO-SE. El intervalo de separación tanto para el receptor como para los puntos de origen fue de 60 m.

Las operaciones de grabación comenzaron el 14 de diciembre de 1998 con las pruebas de arranque. La producción normal comenzó el 15 de diciembre y continuó hasta el 14 de enero de 1999. Los parámetros de grabación se incluyen más adelante en esta sección del informe.

El diseño 3D utilizó un sistema ortogonal, con fuentes ubicadas en dirección NO-SE y receptores en dirección SO-NE.

Datos Generales

| | |
|------------------------------------|------------|
| Sistema de Coordenadas | Chos Malal |
| Total Swaths Recorder | 76 |
| Total de líneas receptoras | 76 |
| Total de líneas fuente | 38 |
| Total de estaciones receptoras | 11876 |
| Puntos de vibración totales (VP's) | 11890 |
| Complete Multiplicity (CMP) | 55 |
| Tamaño de celda | 30x30 m |

| | |
|--------------------------------|------------|
| Máximo Offset | 4310,197 |
| Mínimo Offset | 42,426 |
| Receiver Line Bearing | SW-NE |
| Source Line Bearing | NW-SE |
| Área de celdas con full fold | 256,74 Km2 |
| Numero de trazas | 11978306 |
| Numero de celdas vivas | 280967 |
| Numero de celdas con full fold | 150770 |

Datos Geodésicos

| | |
|--|----------------------------|
| Datum Vertical | MSL |
| Datum horizontal | Chos Malal |
| Elipsoide | Internacional 14 (Hayford) |
| Eje semi-mayor | 6378388,000 |
| Flattening Inversión | 297 |
| Nombre y número del código de cuadrícula | 69 Chos Malal |
| Tipo de Proyección | Gauss Krugger |
| Central Meridian | 69 West |
| Longitud de Origen | Greenwich |
| Latitud de Origen | 0,000 |
| Falso Este | 2500000 |
| Falso Norte | 10002288,3 |
| Origen del factor de escala | 1 |
| Unidad de Medida | Metros |

Parámetros de emisión

| | |
|-------------------------------|----------------------------------|
| Intervalo entre líneas fuente | 360 m |
| Punto de origen por patch | 6 |
| Intervalo de puntos fuente | 60 m |
| Rango de frecuencia | 8-90 Hz |
| Tipo de Barrido | Logarítmico, 3 dB/Oct |
| Correlación | Fase cero después del Stack |
| Longitud de barrido | 12sec |
| Tiempo de escucha | 5 sec |
| Distancia entre vibros | 30 m o 45 m centrados en estacas |

Parámetros de recepción

| | |
|--------------------------------|--------------------------|
| Spread | Symmetrical Split Spread |
| Receiver Line roll per Swath | 1 |
| Lineas receptoras por patch | 10 |
| Intervalo de líneas receptoras | 360 |
| Intervalo de puntos receptores | 60 |
| Estación por línea receptora | 132 |

| | |
|------------------------------|--------------------------------|
| Total de canales vivos | 1320 |
| Receiver Pattern | Inline |
| Receiver Array Length | 44 m |
| Geófonos por estación | 12 (2 series of 6 in parallel) |
| Distancia entre geófonos | 4 m |
| Tipo de geófono y frecuencia | Sensor SM-24, 10 Hz |

6.1.3 Procesamiento de datos Sísmicos

El procesamiento de los datos en sismica de reflexión es laborioso y delicado, consiste en la elección y posterior aplicación de los parámetros y algoritmos de tratamiento adecuados a los datos sísmicos adquiridos en el campo (datos brutos) con el fin de obtener secciones sísmicas de calidad. El objetivo fundamental de todo procesado multiseñal es aislar en los registros las reflexiones (onda reflejada) de los otros eventos sísmicos que se superponen a ellas, ruido ambiental, ground roll, onda aérea, etc (Fig. 11). Actualmente, debido al gran incremento del volumen de datos (mayor capacidad instrumental) y al desarrollo de nuevos algoritmos (mayor potencia de cálculo), el dominio de las técnicas de procesado es uno de los pasos importantes en la prospección geofísica.

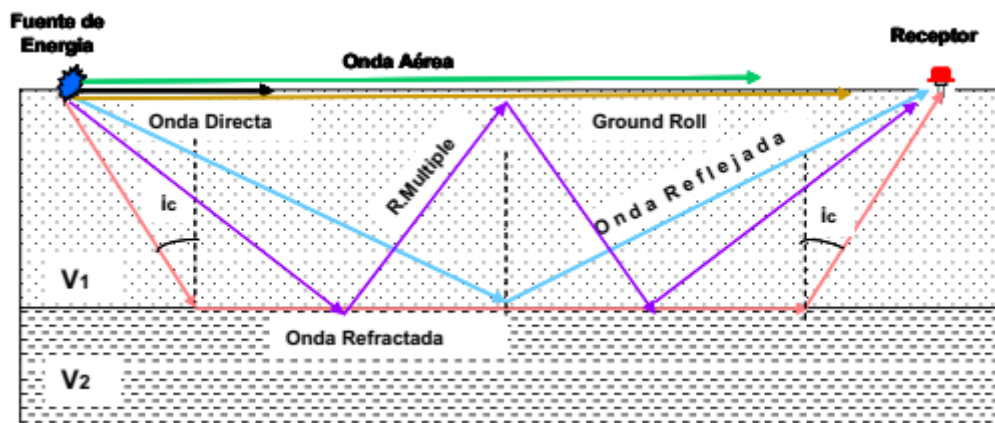


Figura 11: Señal sísmica (onda reflejada) y ruidos originados por la fuente de energía.

Otro factor decisivo en sismica de alta resolución que afecta al procesamiento es la necesidad de preservar las altas frecuencias ya que las estructuras geológicas superficiales están en el límite de la detectabilidad sísmica y la aplicación de filtros para suprimir los eventos que no pertenecen a reflexiones caen, a menudo, en el mismo rango de frecuencias, de manera que cualquier disminución de este rango supone una menor definición de la sección sísmica.

Correcciones estáticas: Tienen como objetivo eliminar la influencia de la topografía y de la capa meteorizada (*weathering*) y referir los tiempos a un plano de referencia (Fig. 12). Una vez caracterizada esta superficie, se elige el nivel del datum y se calculan los intervalos de tiempo que deben corregirse para la trayectoria de rayos.

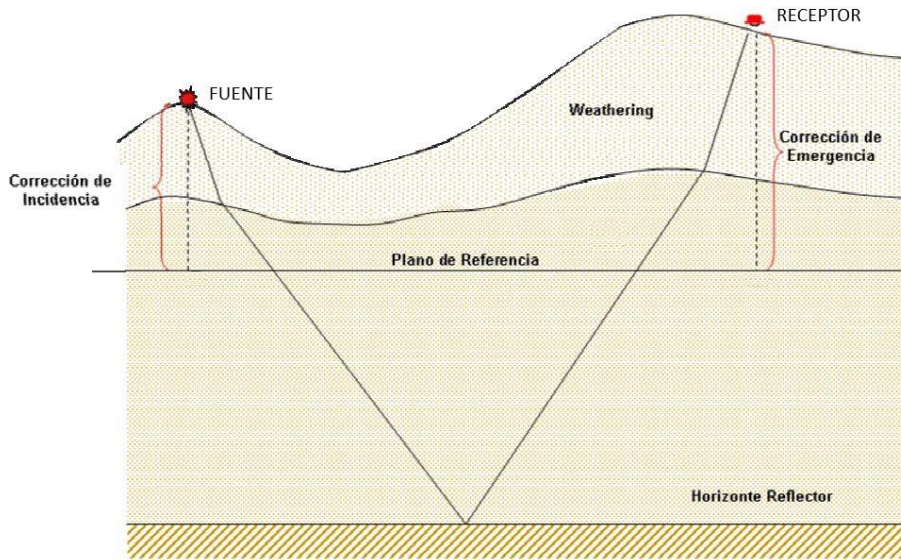


Figura 12: Esquema de correcciones estáticas

A continuación se presenta un mapa de espesor de capa meteorizada del área Lindero Atravesado (Fig. 13), donde se observa que los mayores espesores se desarrollan hacia el sector SE del área, mientras que hacia el NO, los espesores se mantienen homogéneos y en valores relativamente bajos.

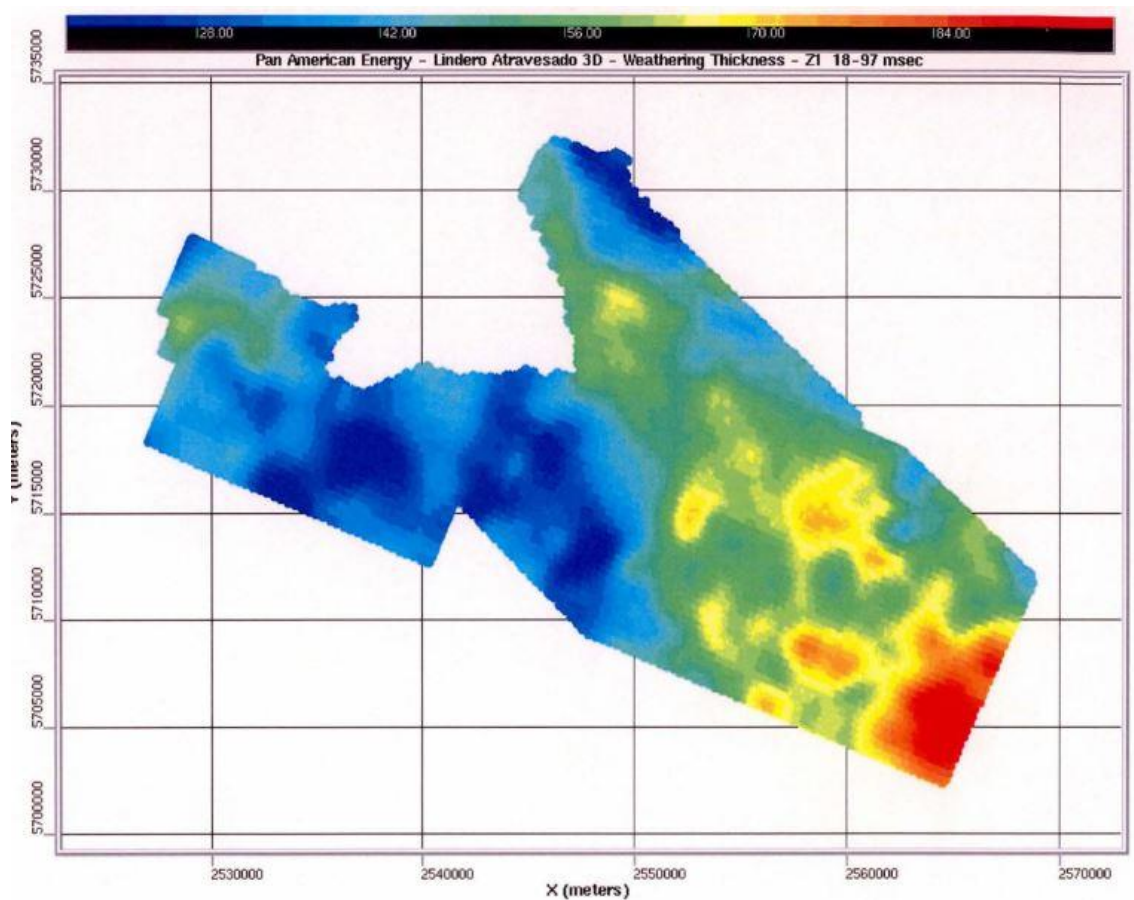


Figura 13: Mapa del espesor de la capa meteorizada en metros (Extraído del informe procesamiento PAE)

Correcciones dinámicas: Tienen por objetivo horizontalizar las hipérbolas de reflexión (Fig. 14) y colocar en fase las distintas reflexiones de cada familia de trazas que aportan

información del mismo punto en el subsuelo (punto común profundo "PCP") Se llevan todas las trazas a la posición T_0 , la cual corresponde a una reflexión ideal en la que la fuente y el receptor están ubicados en el mismo lugar, por encima del PCP. Para esto se calculan las diferencias de tiempo (ΔT) entre cada trayectoria oblicua y la normal a la capa, lo que constituye la corrección por retardo normal (NMO)

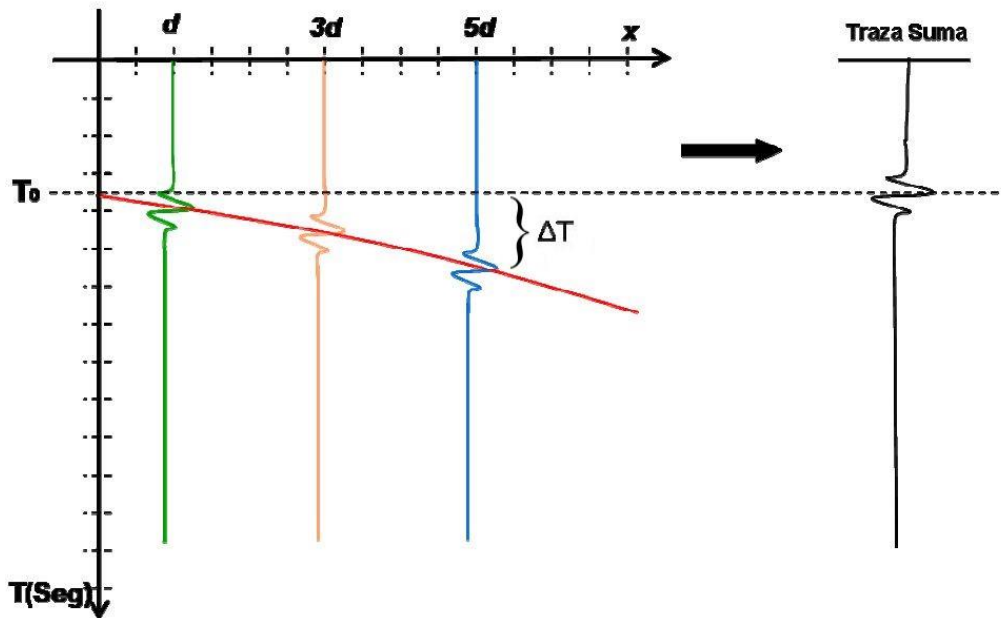


Figura 14: Correcciones dinámicas, donde ΔT es el retardo normal

Apilamiento o suma (Stack): Al haber conseguido dejar en fase las reflexiones y desfasados los ruidos aleatorios superficiales y las reflexiones múltiples, al sumar o apilar las trazas sísmica que corresponden al mismo PCP, se atenúan los ruidos y se resalta la señal, por lo que se obtiene una traza suma que posee mejor relación Señal/Ruido (Fig. 14).

Filtros: Eliminan los ruidos y resaltan los eventos de reflexión, generalmente actúan sobre la frecuencia y amplitud de las trazas.

Deconvolución: El proceso de deconvolución tiende a mejorar los datos sísmicos afectados adversamente por el filtrado, o la convolución que se produce naturalmente a medida que la energía sísmica es filtrada por la Tierra. La deconvolución es el proceso inverso a la convolución, conocida la traza y la ondícula se puede obtener la distribución de los coeficientes de reflexión, Permite concentrar o colapsar la energía de cada evento reflejado, mejorando la resolución vertical, ya que se consigue agudizar la respuesta de los eventos reflejados.

Migración: es un proceso que se aplica para corregir las difracciones que se producen en el registro sísmico debido a un relieve brusco de algún reflector o cuando un frente de onda alcanza un borde o discontinuidad de una interfase. El objetivo es, reubicar esta energía a su verdadera posición, provocando el colapso de estas difracciones.

Una vez finalizada la etapa de procesamiento, se obtiene un cubo de datos sísmico, migrado y con la señal mejorada, lo que permite comenzar con la etapa de la interpretación.

6.1.4. Procesamiento sísmico del área Lindero Atravesado

Pan American Energy contrató a WesternGeco Argentina para procesar 331.8 km² del área Lindero Atravesado 2001 3D. Este proyecto limita al sureste con Lindero Atravesado 1999 3D. Hay una superposición de aproximadamente 59,9 km² y la cobertura total de ambos proyectos es de 525 km² (Fig. 15). Las dos adquisiciones se reprocesaron en conjunto.

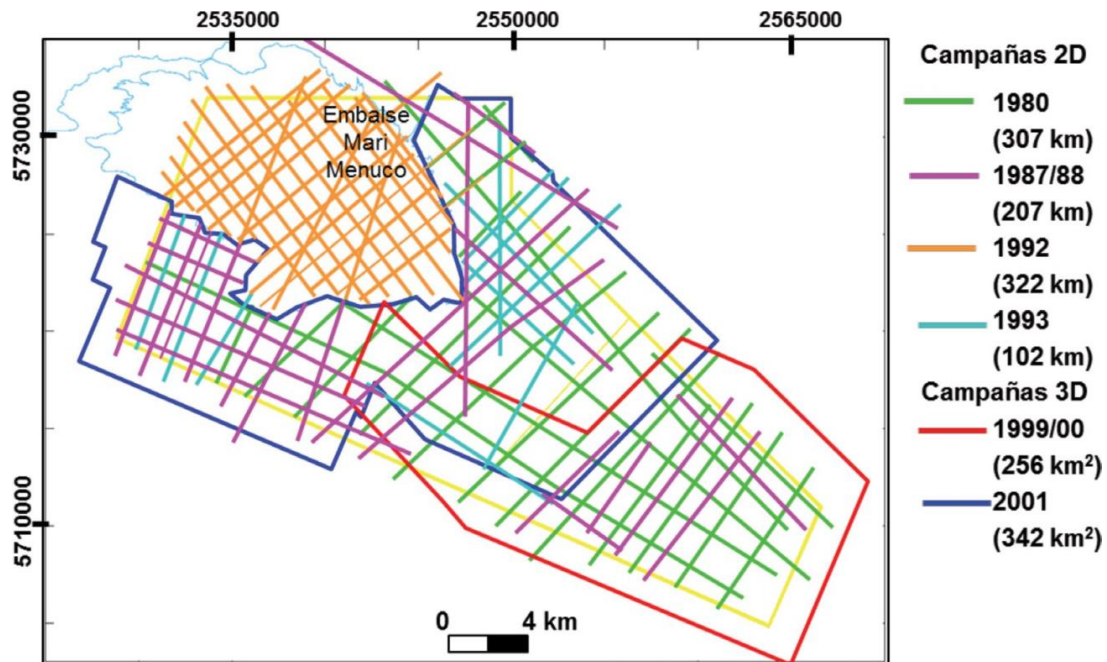


Figura 15: Cobertura sísmica en Lindero Atravesado para el año 2001. Extraído de Zarpellón y Crovetto (2018)

La secuencia de procesamiento se enumera a continuación.

- Datum: 350 metros.
- Velocidad de reemplazo: 2300 metros/segundo.

Procesamiento Convencional

1. Conversión SEG-D al formato Omega de WesternGeco.
2. Geometría, cuadrícula y clasificación según pedido CMP, celda de 30 metros.
3. Ganancia geoespaciada.
4. Deconvolución consistente en superficie (SCD) 2-200 mseg.
5. Balance de traza individual.
6. Procesamiento de anomalías de zona (ZAP).
7. Procesamiento Wavelet basado en modelo (MBWP).
8. Análisis de amplitud residual y compensación.
9. Balance individual de rastreo.
10. Análisis de velocidad IVP.
11. Análisis de velocidad posterior al avaro IVP.
12. Superficies estáticas residuales consistentes en la segunda pasada.
13. Movimiento normal y silencio.
14. Apilamiento.
15. Variante de tiempo blanqueamiento espectral.

16. Atenuación de ruido aleatorio 3D.
17. Acondicionamiento de la velocidad de migración.
18. Preacondicionamiento de datos de migración.
19. Migración FX 3D.
20. Filtro de variante de tiempo.
21. Ganancia RMS.

Procesamiento de migración de tiempo de preajuste de Kirchoff

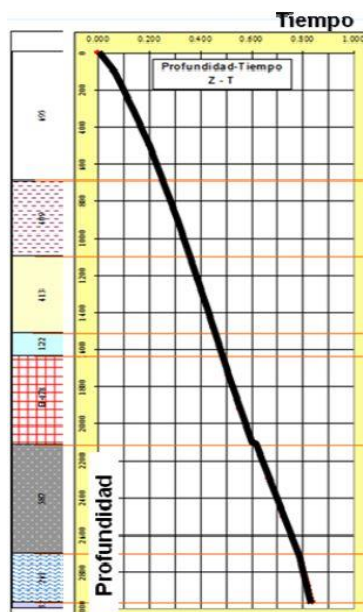
22. Análisis de velocidad de migración Kirchoff Presctack
23. Migración Kirchoff Prestack - Producción
24. Análisis de velocidad de migración residual Kirchoff
25. Movimiento normal y mudo
26. Prestack RNA
27. Filtro FK
28. Offset RAAC
29. Apilamiento
30. Variante de tiempo de blanqueamiento espectral y ARN 3D
31. Filtro de variante de tiempo y ganancia RMS

6.2. Calibración Sísmica - Pozo

Una vez que se obtuvo el cubo de datos sísmicos 3D, se puede comenzar con la interpretación, donde se identifican los horizontes de interés mediante la relación del tiempo de la sísmica con la profundidad. Esto se logra calibrando los datos sísmicos con los datos de pozos. La calibración es el primer paso necesario para iniciar una interpretación sísmica, para así poder identificar los reflectores sísmicos de interés.

Existen tres métodos principales que permiten vincular el dato sísmico con el dato de pozo:

- Integración del perfil sónico
- Prueba de velocidad (checkshot)
- VSP (perfil sísmico vertical)



Mediante cualquiera de estos métodos se genera una Ley de Velocidad de Pozo, que es un gráfico Tiempo-Profundidad (Fig. 16), que permite conocer la relación que hay entre el tiempo sísmico y la profundidad.

Figura 16: Ley de velocidad

Integración del perfil sísmico:

Los *perfiles acústicos, o sónicos*, miden el tiempo que tarda una onda sonora, emitida en el pozo, en recorrer una distancia conocida. O sea, miden “tiempo de tránsito” t , que es la inversa de la velocidad, este tiempo de tránsito (t) es interválico y se mide en microsegundos por pie ($\mu\text{seg}/\text{ft}$).

$$V = \Delta Z / \Delta T \quad (3)$$

A partir del Perfil Sónico, y el de densidad, se obtiene el Perfil de impedancias acústicas (fórm. 1) del cual se extraen los coeficientes de reflexión (fórm. 2) (Fig. 17). Finalmente se elige una ondícula, lo más parecida a la sísmica disponible, y se confecciona el Sismograma Sintético, que se obtiene de la crosscorrelación de los coeficientes de reflexión con la ondícula.

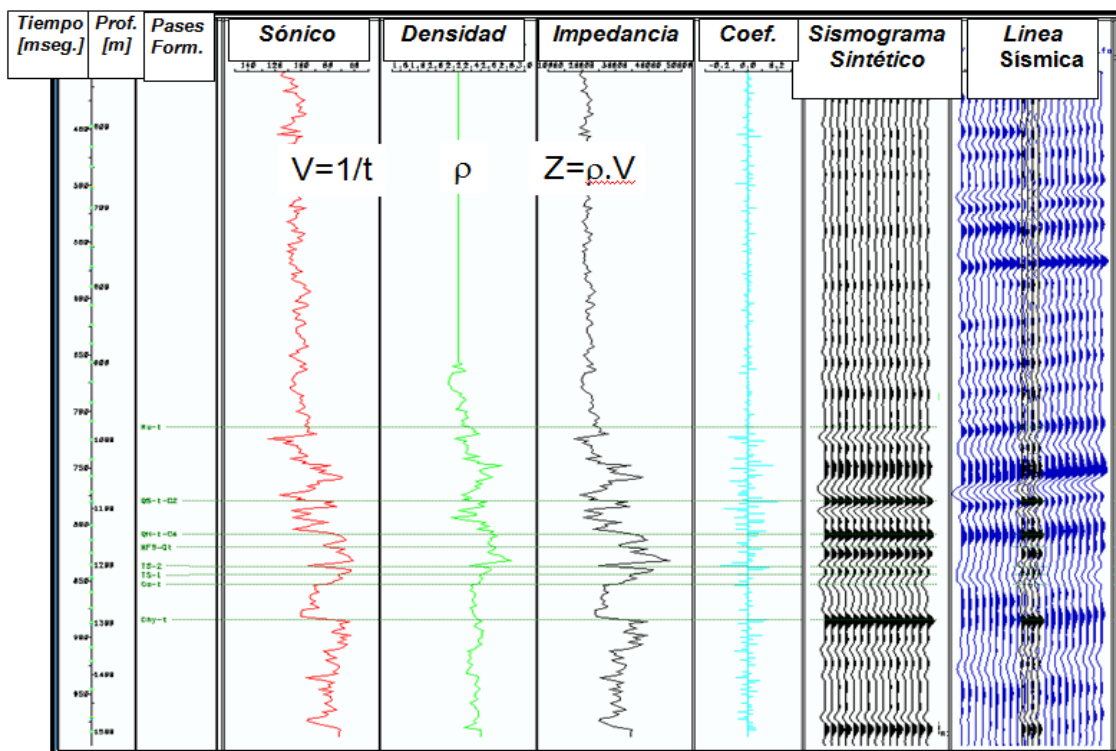


Figura 17: Elaboración de sismograma sintético a partir de la integración del perfil sónico y densidad.

Prueba de velocidad o Check Shot:

Consiste en medir el tiempo que tarda un pulso sísmico generado en la superficie y que se propaga por las rocas hasta ser detectado por los receptores posicionados a distintas profundidades en el pozo (Fig. 18). Los receptores son posicionados a las profundidades donde se observen cambios en la velocidad de las rocas o en niveles de interés geológico como los topos formacionales. Como la trayectoria de los rayos es inclinada, por el apartamiento entre la fuente y la boca del pozo, los tiempos deben verticalizarse para obtener el tiempo vertical (T_0).



Figura 18: Esquema de registración, tablas profundidad – tiempo y ley de velocidad

Además, la prueba de velocidad se utiliza para la calibración del perfil sísmico, que se logra ajustándolo con el registro de tiempo del primer arribo de la onda sísmica (onda directa) de la Prueba de Velocidad. El método clásico de calibración consiste en aplicarle al perfil acústico las correcciones indicadas por una curva de deriva (o drift) obtenida a partir del análisis de las diferencias entre los tiempos registrados mediante la Prueba de Velocidad, o check shot, (T sísmico) y los tiempos integrados del perfil sísmico.

Luego de aplicar dicha corrección se obtiene un Sismograma Sintético corregido. Finalmente se elige una ondícula, lo más parecida a la sísmica disponible, y se confecciona el Sismograma Sintético que debe ajustarse al dato sísmico en la posición del pozo.

Vertical Seismic Profile (VSP)

Se registra de manera similar a la Prueba de Velocidad pero se obtiene mayor cantidad de información. Es más preciso pero tiene mayor costo, por eso está disponible solo en algunos pozos donde por su importancia pudo justificarse la registración.

Las estaciones receptoras se colocan equiespaciadas en el pozo, cada 15 a 30 m, cubriendo el tramo de mayor interés (Fig. 19). Se registran al menos 40 estaciones y se completa el resto del pozo registrando otras posiciones con el mismo criterio de la Prueba de Velocidad.

El VSP utiliza la onda directa (D), como el check shot, y las ondas reflejadas (U), que permiten obtener información por debajo del fondo del pozo. El tiempo total de ida y vuelta (T_0) para cada reflexión se obtiene de sumar los tiempos de las ondas directas y el de las reflejadas, para cada posición: (D + U)

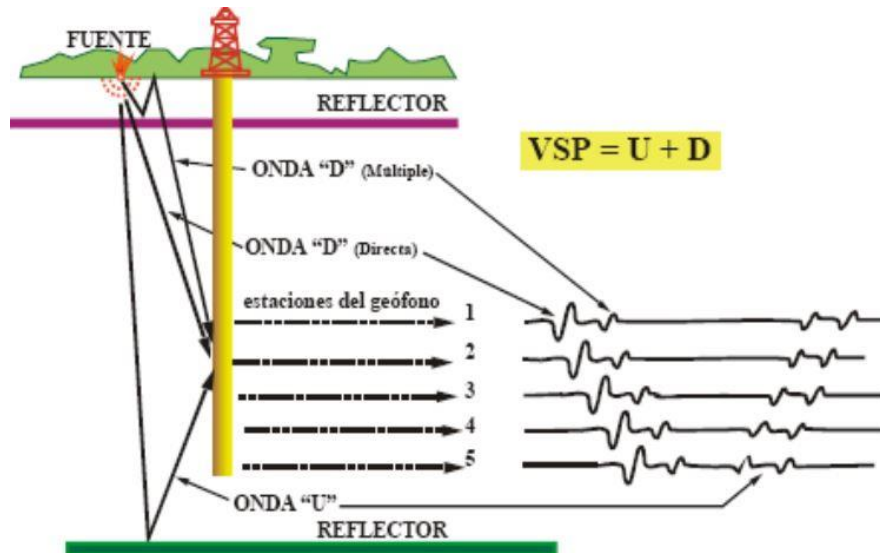


Figura 19: Esquema registración VSP

Luego de procesado, del VSP se obtiene como resultado final, una sola traza suma (se grafica repetida) que representa, en ese intervalo, la respuesta sísmica de la columna sedimentaria en la posición del pozo (Fig. 20). Con esta técnica se puede correlacionar, con precisión, cada rasgo de la traza sísmica del VSP.

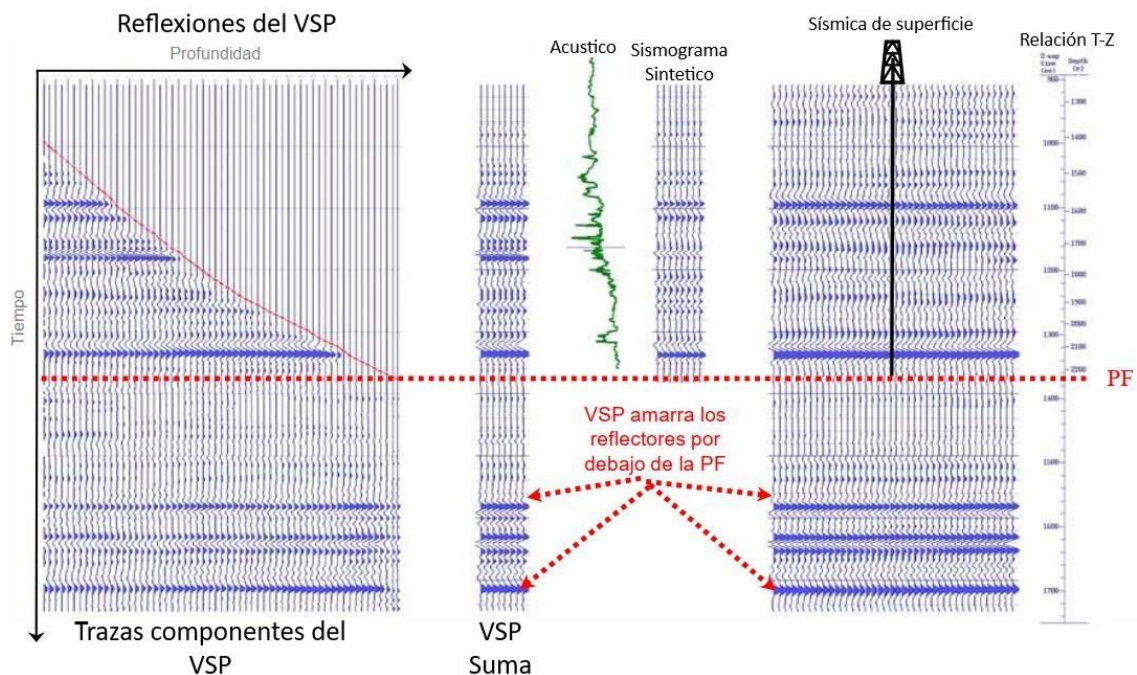


Figura 20: VSP, Sismograma Sintético y Sísmica de superficie.

6.3. Resolución sísmica

Cuando se realiza la interpretación sísmica es conveniente calcular la resolución, tanto vertical como lateral. Cuando se habla de resolución, se refiere a cuál es el menor detalle que podrá ser “discriminado” por la sísmica. El poder de resolución del dato sísmico se mide en términos de la longitud de onda (Fig. 21), la cual está en relación con la velocidad de las rocas y frecuencia predominante del dato sísmico (fórm. 4).

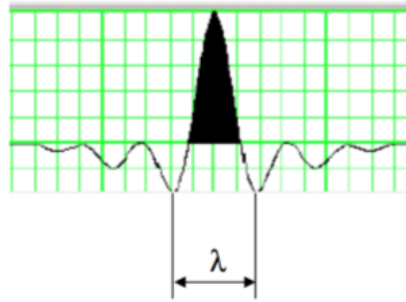


Figura 21: Longitud de onda

La velocidad promedio de las rocas aumenta con la profundidad, ya que estas son más viejas y son más compactas. La frecuencia predominante decrece con la profundidad porque las altas frecuencias de la señal sísmica son absorbidas o atenuadas a medida que estas avanzan por la corteza terrestre.

El resultado, es que la longitud de onda aumenta significativamente con la profundidad, empeorando la resolución vertical y lateral.

$$\lambda = v/F \quad (4)$$

Hay dos parámetros diferentes al momento de evaluar la resolución sísmica

Resolución Vertical

Es simplemente el espesor mínimo de una capa, en la cual las reflexiones provenientes de su tope y de su base pueden ser distinguidas y que refleja el espesor real de las capas. El valor depende del criterio que se utilice para definirlo. El criterio de Rayleigh establece que el límite de resolución vertical es de un $\frac{1}{4}$ de la longitud de onda dominante (Sheriff, 1985).

$$RV = \lambda/4 = V/4F \quad (5)$$

Resolución Horizontal o lateral

Está directamente relacionada con el radio de Fresnel y corresponde a la mínima separación lateral de objetos que podrán ser discriminados.

$$RL = v \sqrt{t}/f \quad (6)$$

Donde t : tiempo simple; v : velocidad promedio; f : frecuencia

Existen algunas maneras de mejorar esta resolución y están relacionadas con la aplicación de una migración adecuada. En general, luego del proceso de migración el valor de la resolución horizontal puede acercarse al de la resolución vertical (o sea llega a ser de un valor similar).

En la práctica esta resolución es muy difícil de alcanzar y se requiere de una migración perfecta para lograrla. En general la resolución lateral está dada por:

$$\text{Resolución lateral post – migración: } \lambda/2 \quad (7)$$

6.4. Atributos Sísmicos

Considerando que la traza sísmica es una traza compleja, los atributos sísmicos (Fig. 22), son aquellos parámetros que se pueden extraer matemáticamente de la traza sísmica, y que de alguna manera caracterizan a las rocas o la interfase entre dos capas.

La traza sísmica es el resultado de la interacción de una traza conocida (emitida por la fuente) y el medio (o sea las rocas). La litología, porosidad, permeabilidad, contenido de fluido en los poros, son factores que modifican de una u otra manera a la traza sísmica. Así como también la continuidad o variabilidad de estos valores, para un mismo nivel estratigráfico, quedará reflejada en la continuidad o variabilidad lateral de las trazas sísmicas consecutivas.

Los atributos sísmicos, se pueden analizar en secciones sísmicas 2D, en volúmenes sísmicos 3D y/o en mapas. Cuando la extracción de los atributos sísmicos se realiza en líneas 2D, para lograr una visualización en planta, se deben interpolar los datos, por lo que vemos no es una muestra real del subsuelo. Mientras que en la extracción de atributos en un dato 3D permite su visualización en planta (desde arriba) como si estuviéramos viendo un “mapa” de variaciones de las características de las rocas.

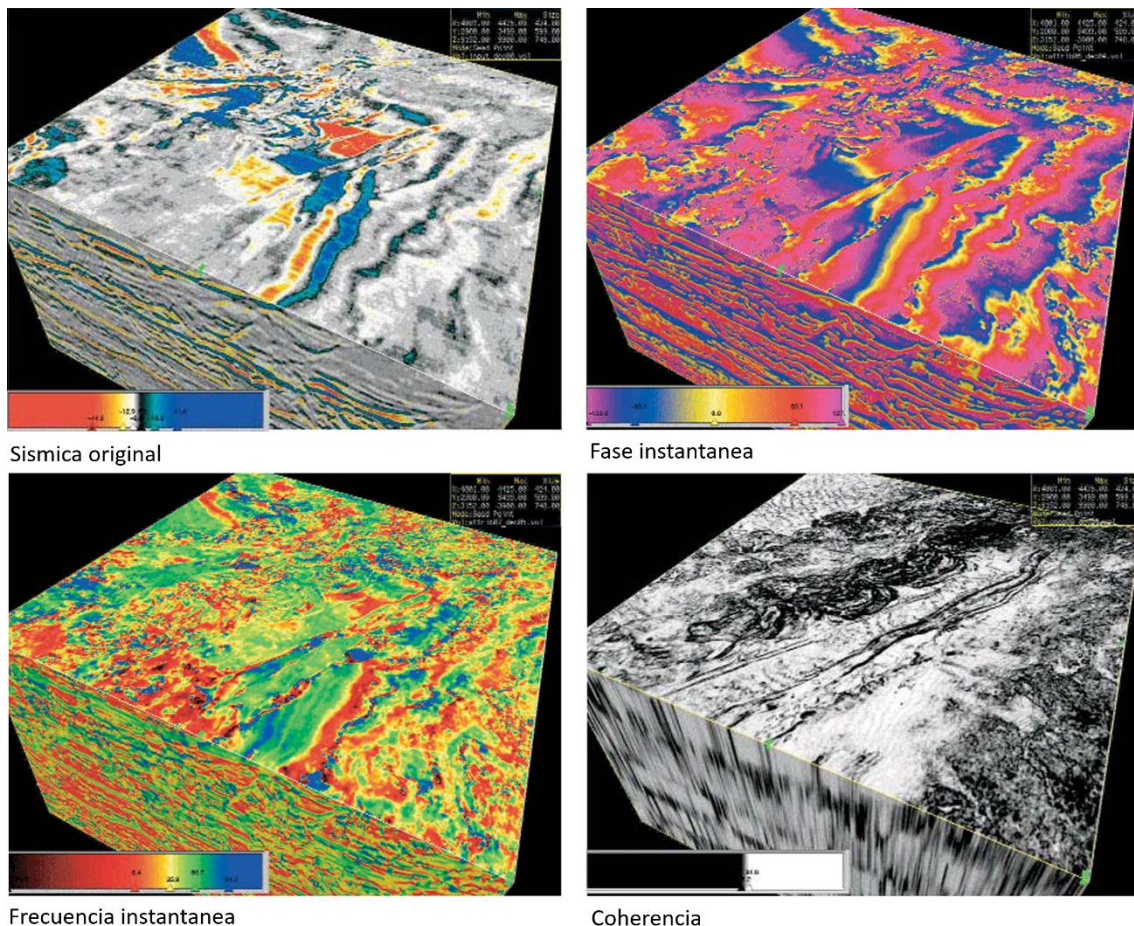


Figura 22: Atributos sísmicos extraídos del dato sísmico original (Taner, 2001)

Los atributos intérprete-independientes, son los que se calculan en el dato sísmico, sin tener en cuenta la interpretación ni el modelo geológico. Es decir, que son independientes de la interpretación realizada en el dato sísmico.

Los atributos intérprete-dependientes, se calculan luego de realizar una interpretación sísmica, por lo tanto, dependen de ella. Una vez interpretado un nivel de interés, se realiza la extracción de los atributos sísmicos, guiando la extracción en el entorno de una determinada cantidad de milisegundos por encima y/o por debajo, o puede ser realizada entre dos superficies interpretadas.

A continuación se detallan los atributos utilizados en este trabajo final

1. Atributos de Amplitud

El valor de la amplitud de una reflexión es proporcional al valor del coeficiente de reflexión. Por lo tanto, está relacionado con las características de las rocas que están por encima y por debajo de la interfase y de la relación entre ellas. A mayor contraste entre las impedancias acústicas de las rocas (fórm. 1 y 2), mayor será el valor de la amplitud, ya sea positivo o negativo. Como se describió anteriormente, la impedancia acústica depende de la velocidad y densidad de las rocas y por lo tanto, está relacionado con la litología, porosidad, presencia y tipos de fluidos, cementación, diagénesis, etc.

RMS: Este atributo está relacionado con la energía de la traza. Como está indicado en la siguiente ecuación, cada valor de amplitud es elevado al cuadrado antes de realizar el promedio, de ello resulta que este atributo tiende a enfatizar las anomalías de amplitud mejor que otros atributos.

$$\text{RMS} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n a_i^2}{n}}$$

Siendo “ a_i ” un valor instantáneo de amplitud y “ n ” el número de muestras.

MaxPos: Toma el mayor valor positivo dentro de la ventana que definimos para el cálculo del parámetro (Fig. 23).

MaxNeg: Representa el mayor valor negativo dentro de la ventana que definimos para el cálculo del parámetro.

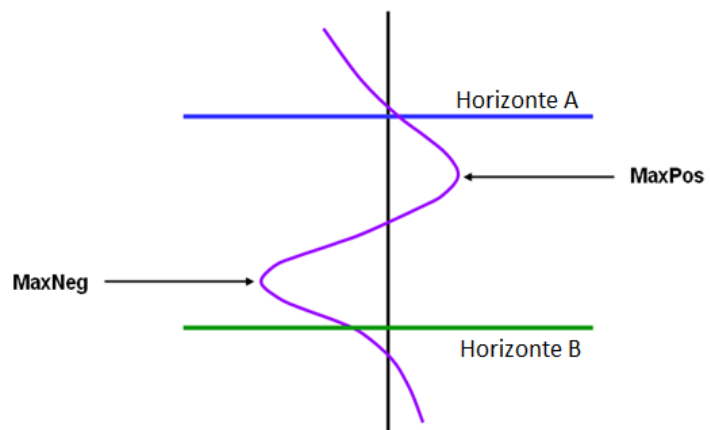


Figura 23: Referencia grafica parámetros MaxPos y MaxNeg

2. Atributos de Discontinuidad

Los atributos de discontinuidad sísmica se vinculan principalmente a la presencia de fallas o fracturas. La visualización en secciones verticales y horizontales (*time slices*) en tiempo constante permite detectar trenes de fallas con mayor o menor grado de incertidumbre en función de los parámetros de adquisición o procesamiento del dato sísmico.

Los valores de discontinuidad varían de 0 a 100, donde 0 indica continuidad perfecta y valores altos indican presencia de discontinuidades. Con este atributo además se puede observar en un “Time Slice” las principales fallas que afectaban al intervalo de interés (Fig. 24).

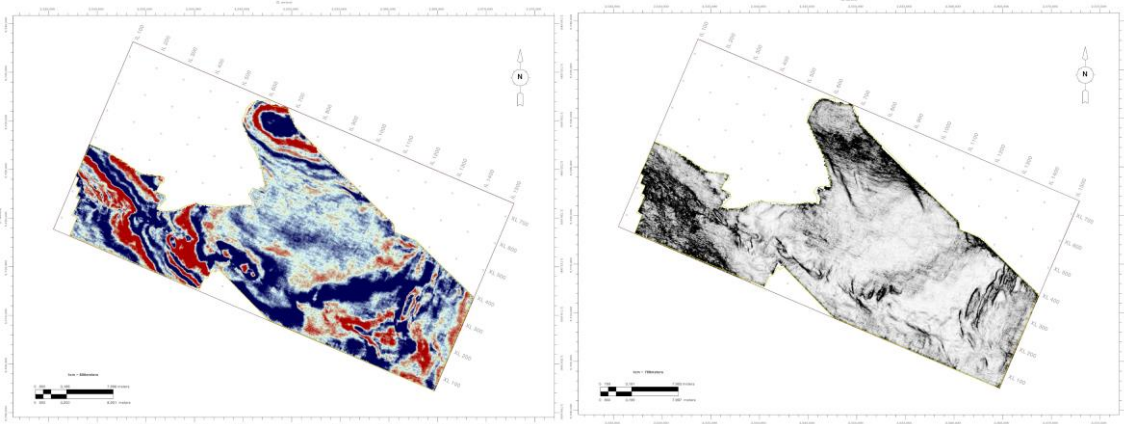


Figura 24: “Time Slice” de dato sísmico original (Izquierda) y atributo discontinuidad (Derecha), del área Lindero Atravesado

3. Atributo TecVa (Técnica de Volumen de amplitudes)

Permite identificar el efecto de las fallas sobre las amplitudes de las trazas sísmicas que atraviesa (Bulhões, 1999). El algoritmo calcula la amplitud media cuadrática (RMS) en una ventana deslizante sobre cada traza (del orden de los 10 ms) y luego realiza una rotación de fase de la sísmica de -90 grados (Fig. 25). De esta forma se logra resaltar todos los altos contrastes de impedancia presentes en la sísmica (Fig. 26) (Atencio *et al.*, 2014).

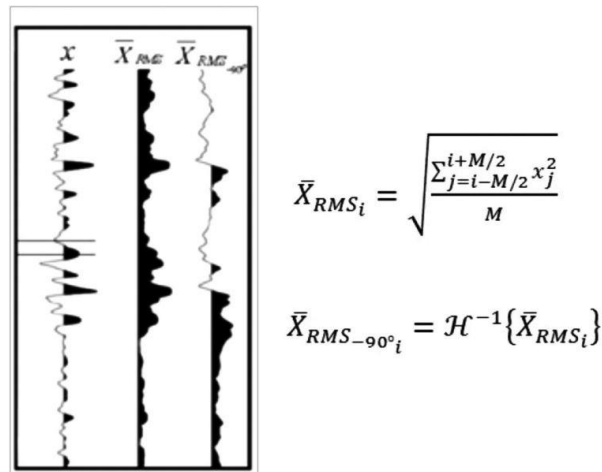


Figura 25: Método de cálculo atributo/proceso TecVA (Atencio *et al.*, 2014).

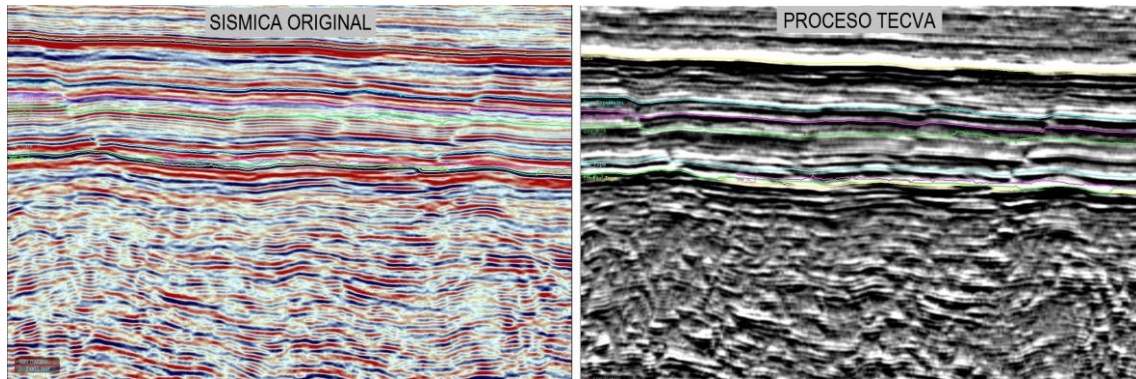


Figura 26: Vista en sección de sísmica original (izquierda) y procesada (derecha), del área Lindero Atravesado

6.5. Registros de pozo

Para el estudio de la secuencia Quintuco – Vaca Muerta se utilizaron diferentes registros los cuales sirvieron para determinar y describir los parámetros físicos relacionados a las propiedades geológicas y petrofísicas de las capas que han atravesado.

A continuación se hace una breve reseña de cada uno:

Rayos Gamma (Gamma Ray = GR): Se basa en la medición de las emisiones naturales de rayos gamma que poseen las rocas. Debido a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas, este registro nos permite distinguir este tipo de litologías identificadas por valores altos en el registro de rayos gamma, mientras que los valores bajos estarían asociados a otras litologías sin presencia de U, K y Th, como es el caso de las arenas limpias o carbonato. Como regla general se puede decir que mientras mayor es el contenido de arcilla de las rocas mayor es la emisión de GR de las mismas.

La unidad de medida es en grados API, con un rango de valores que generalmente va de 0 a 150 API.

Registro de Densidad: Se basa en la medición de la densidad de la formación, por medio de la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un receptor. Posee una fuente de rayos gamma, los cuales colisionan con los átomos presentes en la roca. La herramienta también posee un receptor que mide los rayos gamma dispersos liberados en las colisiones, las características de estos rayos varían en relación con la densidad de electrones libres en la roca, el cual está relacionado con la densidad de la misma. Sirve para estimar la densidad del sistema roca – fluido que posteriormente servirá para calcular la porosidad por densidad. Si el registro de densidad es bajo indica alta porosidad y si es alto indica baja porosidad. La unidad de medida es gr/cm^3 , con un rango de valores que va desde 1.96 a 2.96 gr/cm^3 .

Registros Sónicos: Utiliza el mismo principio del método sísmico: mide la velocidad del sonido en las ondas que recorren una trayectoria por las rocas, en las cercanías del pozo. Posee un emisor de ondas y un receptor. Se mide el tiempo de tránsito de dichas ondas en una distancia conocida. También este perfil permite calcular la porosidad de las rocas penetradas por el pozo a partir del tiempo de tránsito de las ondas.

Mientras mayor es el tiempo de tránsito, menor es la velocidad, y por lo tanto, mayor es la porosidad de la roca (generalmente). La unidad de medida es el useg/m (100 – 500) ó el useg/pie (40 – 240).

Resistividad (Resistivity): La resistividad es la capacidad que tienen las rocas de oponerse al paso de corriente eléctrica inducida y es el inverso de la conductividad.

La resistividad depende, en gran parte, de la sal disuelta en los fluidos presentes en los poros de las rocas. Proporciona evidencias del contenido de fluidos en las rocas. Si los poros de una formación contienen agua salada presentará alta conductividad y por lo tanto la resistividad será baja, pero si están llenos de petróleo o gas presentará baja conductividad y por lo tanto la resistividad será alta. Las rocas compactas poco porosas como las calizas masivas poseen resistividades altas.

Δ log R: Passey *et al.*, (1990) desarrollaron un método práctico, la técnica $\Delta \log R$, para identificar y calcular el carbono orgánico total (COT) en rocas ricas en materia orgánica utilizando registros de pozos. El método implica la superposición del registro de porosidad (generalmente la curva del sónico) sobre una curva de resistividad (preferentemente de una herramienta de lectura profunda) a una escala apropiada. En rocas con bajo grado en contenido orgánico y saturadas en agua, las dos curvas son paralelas entre sí y se pueden superponer, ya que ambas curvas responden a la variación en la porosidad de la formación; sin embargo, ya sea en la roca reservorios de hidrocarburos o en las rocas no reservorios ricas en materia orgánica, se produce una separación entre las curvas. Usando la curva de rayos gamma, se pueden identificar los intervalos de reservorios. La separación de las curvas en los intervalos de reservorios resulta de dos efectos: la curva de porosidad responde a la presencia de querógeno, baja densidad, baja velocidad y la curva de resistividad responde al fluido de formación. En una roca rica en materia orgánica inmadura, donde no se ha generado hidrocarburo, la separación de las curvas observadas se debe únicamente a la respuesta de la curva de porosidad. En rocas madres maduras, además de la respuesta de la curva de porosidad, la resistividad aumenta debido a la presencia de hidrocarburos generados. La magnitud de la separación de las curvas en las rocas no reservorios, es calibrada con el COT y madurez de algún sector muestreado, y permite estimar en profundidad la riqueza orgánica en ausencia de datos de muestra. Este método permite evaluar con precisión la riqueza orgánica en una amplia variedad de litologías y madurez, utilizando registros de pozos comunes.

6.6. Terminaciones Estratales

Las terminaciones estratales se definen por las relaciones geométricas entre los estratos y las superficies estratigráficas contra las cuales se terminan (Fig. 27). Los principales tipos de terminaciones estratales son los truncamientos, los *toplaps*, los *onlaps*, los *downlaps* y los *offlaps*. Estos conceptos (excepto el de truncamiento) fueron introducidos por la estratigrafía sísmica para definir la arquitectura de los reflectores sísmicos (Mitchum y Vail, 1977; Mitchum *et al.*, 1977).

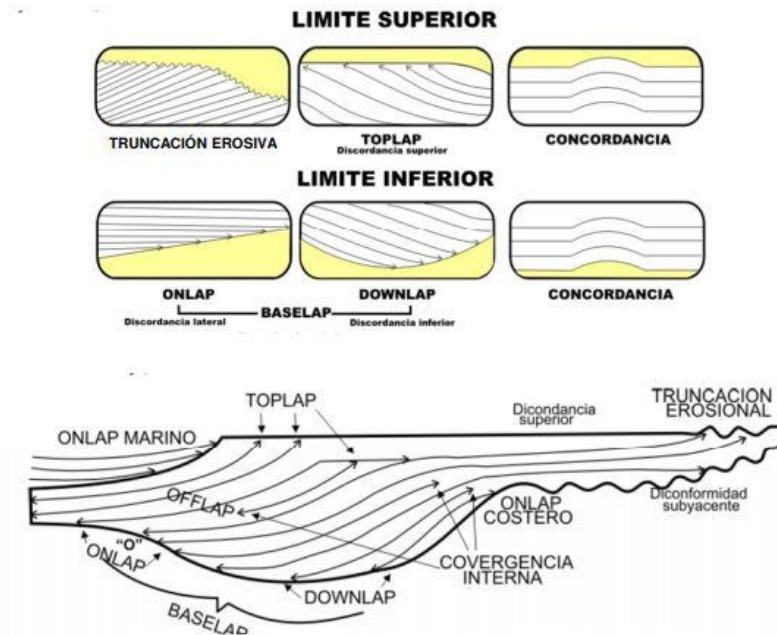


Figura 27: Tipos de límites de secuencias y esquema de relaciones entre ellos (Extraído de Mitchum *et al.*, 1977)

Truncamiento: Terminación estratal contra una superficie de erosión supra yacente. Un *toplap* (ver más abajo) puede evolucionar en truncamiento; pero el truncamiento es más extremo que el *toplap*. El truncamiento implica sea el desarrollo de un relieve de erosión, como podría ser el caso del desarrollo de una discordancia angular.

Toplap: Terminación de capas inclinadas (clinoformas) contra una superficie supra yacente de bajo ángulo. Dicha superficie es el resultado de un no-depósito (bypass sedimentario) con algo de erosión. La superficie del *toplap* representa el límite proximal de la unidad sedimentaria.

Onlap: Terminación de estratos de bajo ángulo contra una superficie de mayor pendiente. En una cuenca abierta, el *onlap* caracteriza las zonas proximales. En una cuenca cerrada (un lago por ejemplo) el *onlap* se produce tanto en las zonas distales como en las zonas proximales.

- El *onlap* marino se desarrolla en los taludes continentales generalmente durante las transgresiones.
- El *onlap* costero corresponde a los estratos del frente de playa inferior que avanzan sobre la superficie de “*ravinement*” durante la transgresión de la línea de costa.
- El *onlap* fluvial corresponde al desplazamiento hacia el continente de la terminación aguas arriba de la agradación de un sistema fluvial durante la subida del nivel de base (transgresión o regresión normal).

Downlap: Terminación de estratos inclinados contra una superficie de menor pendiente. Los *dowlaps* son comunes en las bases de las clinoformas de progradación.

Offlap: Cada clinoforma deja al descubierto, durante su sedimentación, parte de la clinoforma anterior. Esto se produce durante la caída del nivel de base en las regresiones forzadas.

7. DESARROLLO

7.1. Metodología

Se realizó una recopilación y revisión de la bibliografía de los antecedentes en el área Lindero Atravesado, entre los que cabe destacar: Maretto *et al.*, 2004; Martinez *et al.*, 2005; Lasalle, 2009; Gonzalez *et al.*, 2016; Dominguez *et al.*, 2016, luego se analizaron los datos brindados por la Subsecretaría de Energía, Minería e hidrocarburos de Neuquén, lo que incluyó, informes sísmicos (adquisición/procesamiento,) volumen sísmico, datos de pozo, tales como: legajos, propuestas de perforación, informes finales, documentos de control geológico y registros eléctricos.

El primer paso consistió en cargar los archivos sísmicos (SGY) y los datos de pozos en el respectivo programa, para luego correlacionar, datos de sísmica (tiempo) y pozo (profundidad), con esto se buscó vincular un dato puntual de alta resolución vertical en el pozo con datos de menor resolución vertical, pero de gran distribución volumétrica, como lo son los datos sísmicos.

Lo que permitió identificar y extrapolar los diferentes pases formacionales identificados en los pozos, a toda el área de estudio. Para la correcta correlación de datos sísmicos con datos de pozo se debió rotar la fase del volumen sísmico, de esta manera los pozos quedaron en una fase 0° respecto a la sísmica. Una vez efectuada la correlación se interpretaron distintos reflectores sísmicos, los cuales fueron: Base Fm. Vaca Muerta, Vaca Muerta A, Vaca Muerta B, Tope Fm. Vaca Muerta, Quintuco Inferior, Tope Mb. Inferior Quintuco, Tope Mb. Medio Quintuco y Tope de la Fm. Quintuco.

Luego se realizó el cálculo de atributos sísmicos post-stack, que contribuyeron a la interpretación estructural y estratigráfica. Se identificaron fallas/discontinuidades que junto a reflectores previamente marcados y extendidos en todo el volumen sísmico sirvieron para definir el estilo estructural del sector estudiado. Se realizó una interpretación con mayor detalle en la secuencia Quintuco – Vaca Muerta para lograr un análisis estratigráfico de las unidades que la componen en base a criterios geológicos, variaciones en amplitud de reflectores, terminaciones de horizontes y variaciones significativas en registros de pozo. Una vez realizada la interpretación de niveles de interés y discontinuidades, se generaron mapas isócronos e isocronopáquicos.

7.2. Generación Base de Datos de Pozos

Para este trabajo se contó con datos de 30 pozos. Los mismos fueron analizados y discriminados para determinar cuántos y cuáles contaban con la información requerida para este estudio, en el intervalo de interés. Luego de este proceso 10 pozos fueron seleccionados y cargados en el programa (Fig. 28)

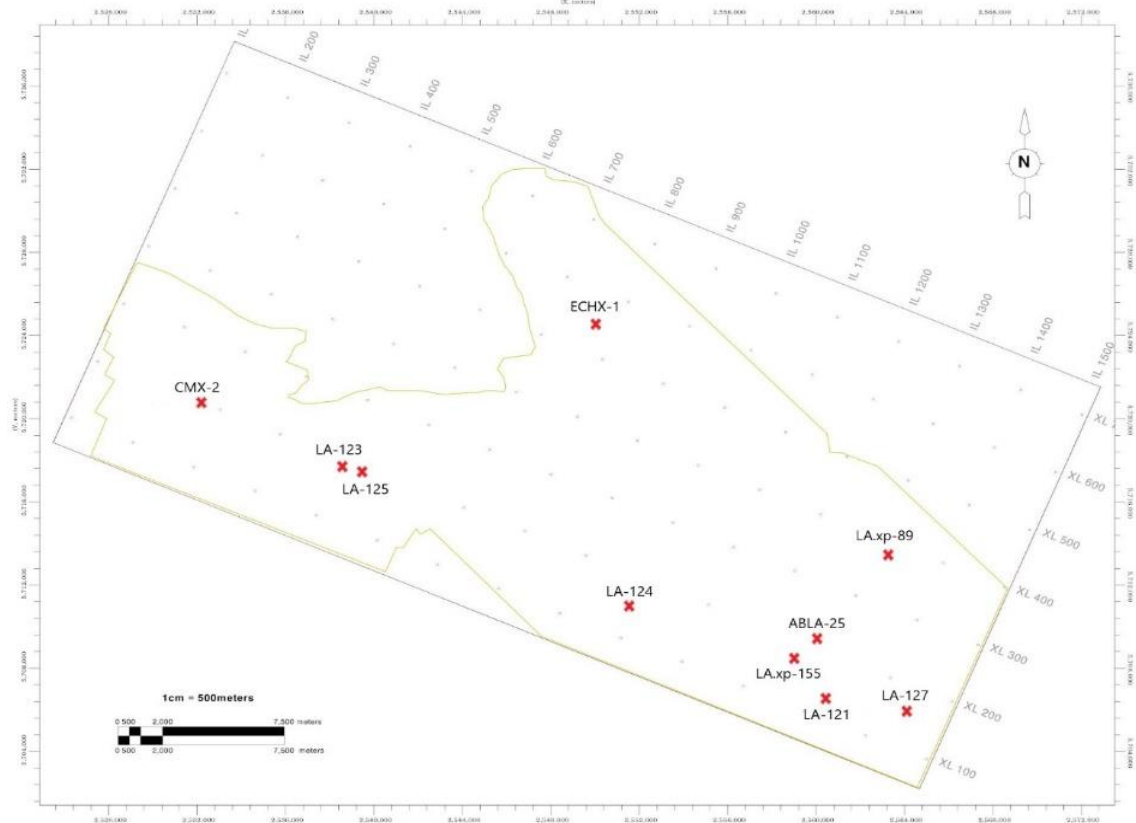


Figura 28: Mapa de ubicación pozos seleccionados

En la generación de la base de datos se utilizó, la ubicación geográfica (x, y, z), registros de desviación (*survey*) en el caso que corresponda, el archivo .LAS (Log ASCII Estándar), que contiene la información de los registros eléctricos (Tabla N°1) y por último los pases formacionales que fueron encontrados en los archivos de control geológico (Tabla N°2).

| POZOS | Coordenadas (X Y) | Registro Sónico | Registro densidad | Registro Gamma Ray | Registros Resistivos |
|-----------|-------------------|-----------------|-------------------|--------------------|----------------------|
| ABLA-25 | 5709573; 2559985 | 110-3006 | 2299-3005 | 2299-3005 | 110-3006 |
| LA_xp-155 | 5708657; 2558947 | 829-4252 | 830-4240 | 3160-4236 | 830-3153 |
| ECHX-1 | 5724739; 2549997 | 240-3453 | - | 2103-3453 | 240-3453 |
| LA-124 | 5711265; 2551400 | 908-3509 | 908-3507 | 908-3507 | 908-3509 |
| LA_xp-89 | 5713579; 2563179 | 75-4210 | - | 75-4220 | 78-4221 |
| LA-121 | 5706649; 2560324 | 581-2676 | 581-2675 | 581-2676 | - |
| LA-127 | 5706099; 2564000 | 560-2697 | 560-2695 | 560-2697 | 560-2697 |
| LA-125 | 5717600; 2539399 | 882-3362 | 882-3360 | 882-3362 | 882-3362 |
| CMX-2 | 5720978; 2532141 | 1907-3520 | 1876-3518 | 1897-3613 | 1877-3518 |
| LA-123 | 5717898; 2538495 | 958-3291 | 958-3289 | 958-3291 | - |

Tabla N°1: Base de datos de pozos.

| Pozos | Pases Formacionales (mbbp) | | | | | |
|---------|----------------------------|--------------|-----------------|----------------------|---------------------|------------|
| | Fm. Centenario | Fm. Quintuco | Fm. Vaca Muerta | Fm. Tordillo/Catriel | Fm. Sierras Blancas | Fm. Lotena |
| ABLA-25 | - | 2025 | 2629 | 2781 | 2830 | 2907 |
| CMX-2 | - | 1903 | 2608 | 2755 | 2837 | 2928 |
| ECHX-1 | - | 2076 | 2820 | 2975 | 3037 | 3207 |
| LA-121 | 1061 | 2013 | 2631 | - | - | - |
| LA-123 | - | 1995 | 2757 | 2932 | 2995 | - |
| LA-124 | 1042 | 2024 | 2657 | 2860 | 2921 | 3031 |
| LA-125 | 885 | 1975 | 2757 | 2922 | 2985 | 3076 |
| LA-127 | 960 | 2030 | 2652 | - | - | - |
| LXp-155 | 950 | 1965 | 2625 | 2771 | 2833 | 2908 |
| LXp-89 | - | 2034 | 2592 | 2713 | 2793 | 2862 |

Tabla N°2: Pases formacionales en los distintos pozos del área Lindero Atravesado

Mediante la construcción de secciones de referencia que pasan a través de estos pozos, se establecieron los criterios de interpretación llevados a cabo (registros eléctricos, pases formacionales) para el mapeo de las superficies.

7.3. Correlación Sísmica/Pozo y análisis de fase.

Luego de la selección de los pozos fue necesario “atar” la información del pozo, puntual y en profundidad al dominio del tiempo de la sísmica. Para esto se utilizó el método de Integración del perfil sísmico (Fig. 29)

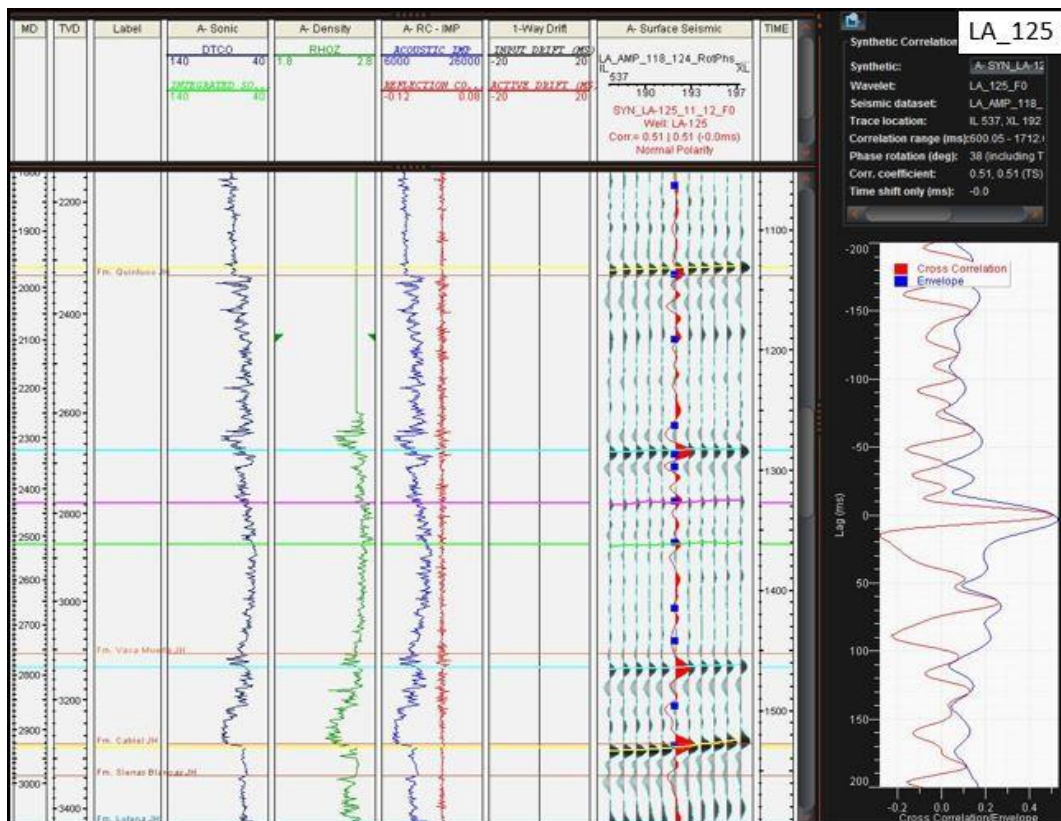


Figura 29: “Atado” de pozo LA_125 mediante el método de integración del perfil sísmico.

Se procedió mediante una extracción de ondículas en la posición de cada pozo al análisis de fase de cada uno, con el propósito de averiguar la fase del dato sísmico para realizar una interpretación en fase cero, por lo cual se debió rotar el volumen sísmico a un valor promedio entre las fases determinadas por el análisis de los pozos. En este caso se eligió un valor de -54 grados para colocar el dato sísmico en una fase cercana a cero. De esta manera el aumento de impedancia acústica está marcado con un pico positivo y la disminución de impedancia acústica queda marcada con un valle de acuerdo al criterio americano (Fig. 30).

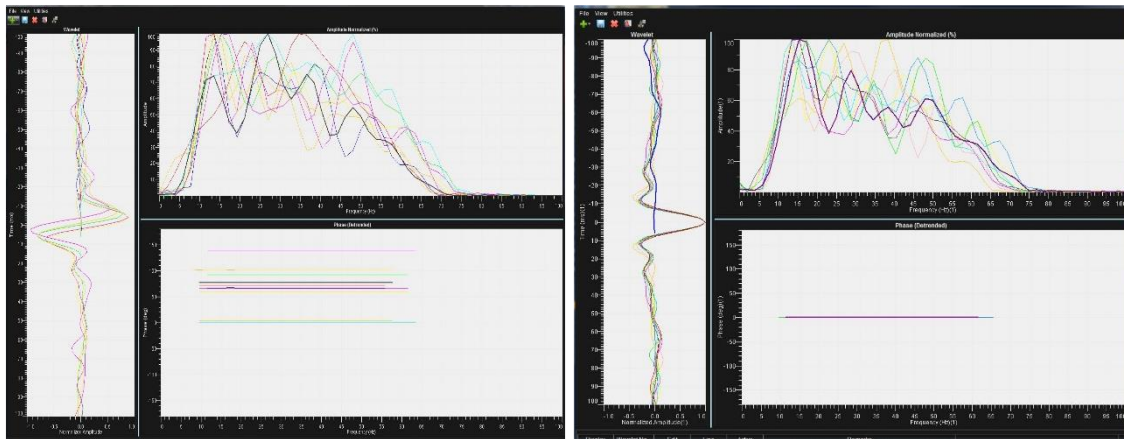


Figura 30: Extracción de ondículas de pozos antes (izquierda) y después (derecha) de la rotación del cubo sísmico. Nótese la variación en el valor de la fase.

7.4. Calculo resolución sísmica

El cálculo de resolución sísmica se hizo tomando en cuenta los pozos LA-125 y LExp-155. Dicho cálculo se realizó en un intervalo somero y uno profundo dentro de la secuencia de estudio para ambos pozos (Fig. 31).

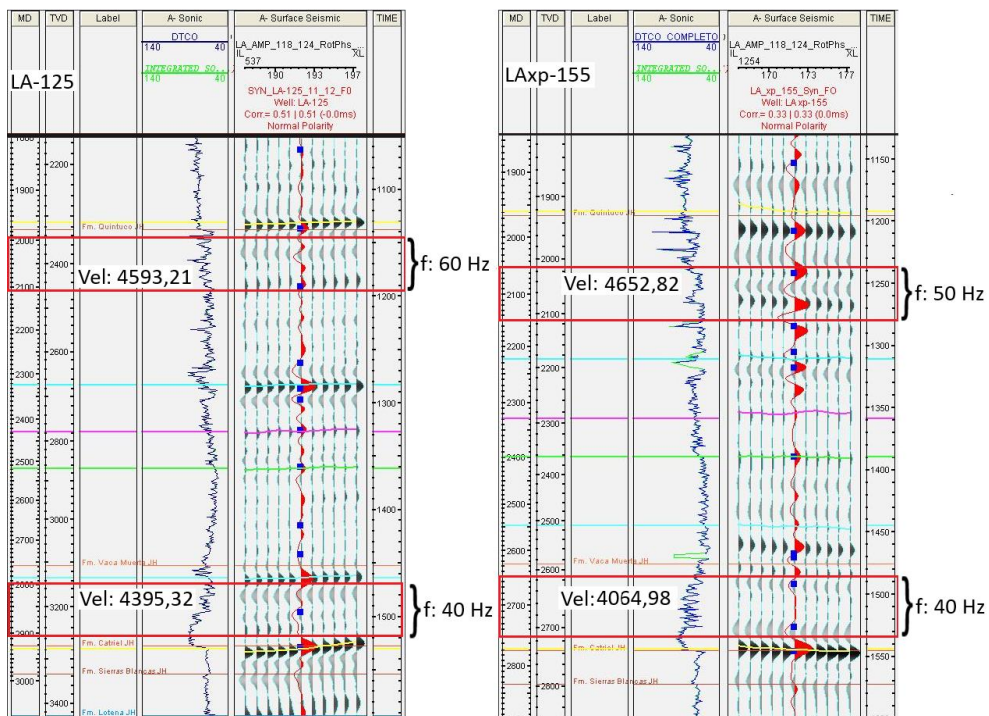


Figura 31: Pozos utilizados para el cálculo de resolución sísmica

La resolución vertical está dada por la fórmula 5 y la resolución lateral está dada por la fórmula 6. En la siguiente tabla se presentan los datos para el respectivo cálculo.

| Pozo | LA -125 | | LA.xp-155 | |
|---------------------|----------|----------|-----------|----------|
| | Somera | Profunda | Somera | Profunda |
| Profundidad | | | | |
| Velocidad | 4593,21 | 4395,32 | 4652,82 | 4064,98 |
| Frecuencia | 60 Hz | 40 Hz | 50 Hz | 40 Hz |
| Resolución Vertical | 19, 13 m | 27,47 | 23,26 | 25,41 |
| Resolución Lateral | 38,26 | 54,94 | 46,52 | 50,82 |

Tabla N°3: Datos obtenidos de pozos para el cálculo de resolución sísmica

Con los datos obtenidos de la tabla, se obtuvo un resultado promedio de resolución vertical de 21,195 m para intervalos someros y una resolución vertical de 26,44 m para intervalos profundos. En tanto la resolución lateral para intervalos someros es de 42,39 m y para intervalos profundos es de 52,88 m

7.5. Interpretación

7.5.1. Interpretación de reflectores Sísmicos

Para la interpretación de reflectores sísmicos de interés, se comenzó con aquellos que delimitaran la secuencia analizada, como lo son, la base de la Fm. Vaca Muerta, Tope de la Fm. Vaca Muerta y Tope de la Fm. Quintuco. Además se interpretaron reflectores para complementar el estudio de tal secuencia, los mismos fueron, Vaca Muerta Inferior, Vaca Muerta Medio, Vaca Muerta Superior, Quintuco Inferior, Tope Mb. Inferior Quintuco y Tope Mb. Medio Quintuco, los mismos fueron elegidos en base a criterios sísmicos (continuidad lateral y amplitud) y a variaciones en los perfiles eléctricos (Rayos Gamma, Sónico, densidad).

Una vez identificados los mismos niveles en todos los pozos, fueron interpretados siguiendo una grilla de 15 *inline* (líneas sísmicas en dirección de geófonos) por 15 *crossline* (dirección de la fuente sísmica utilizada) de manera general, en aquellos lugares de mayor complejidad estructural y estratigráfica se decidió cambiar el grillado hacia 5 *inline* por 5 *crossline* y en casos de extrema dificultad se hizo 1 *inline* por 1 *crossline* (Fig. 32). Luego se realizó un picado automático de las zonas no interpretadas y por último se procedió a realizar mediante un algoritmo, un interpolado de datos para llenar espacios sin interpretar en el dato sísmico, obteniendo así un mapa isócrono de toda el área de trabajo (Fig. 33). Por último se correlacionaron las superficies interpretadas en este trabajo con las interpretadas en el trabajo de Gonzales *et al.* (2016) (Tabla N°4).

Se describe brevemente cada uno de los niveles interpretados (Fig. 34):

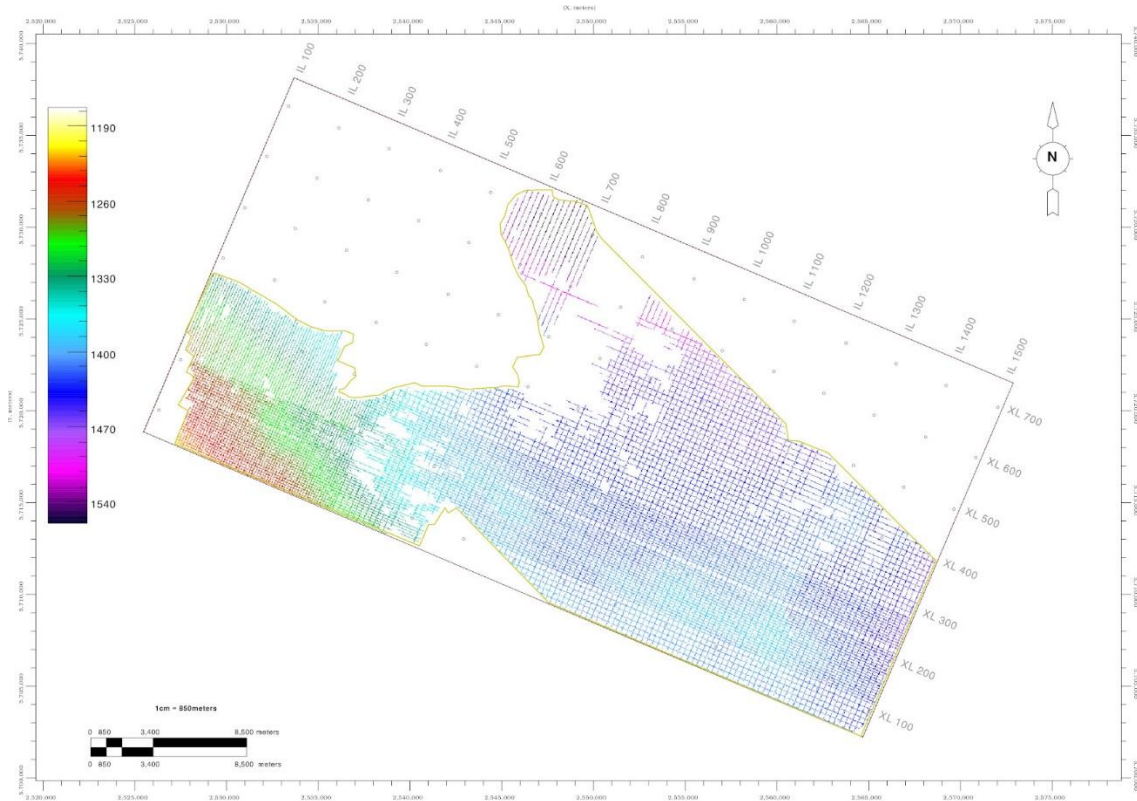


Figura 32: Picado de superficies

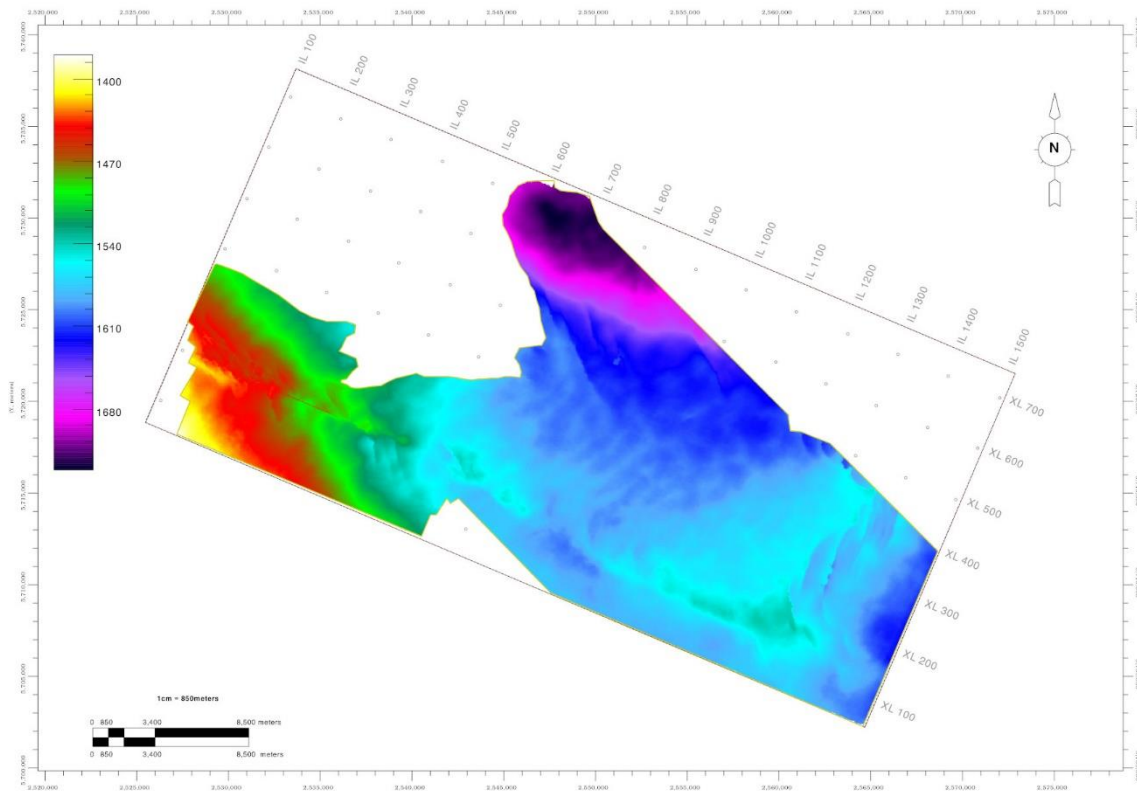


Figura 33: Mapa isócrono final luego del interpolado de datos

– Base Fm. Vaca Muerta: En esta posición de la cuenca es un reflector continuo, positivo, que presenta variaciones laterales de amplitud, evidencia el contraste de impedancia acústica entre los depósitos continentales de la Fm. Tordillo/Catriel (alta impedancia

acústica) y las pelitas orgánicas de la base de la Fm. Vaca Muerta (baja impedancia acústica). Se convierte además en una superficie de *onlap* generalizada donde se desarrollan contra la misma reflectores de muy bajo ángulo (Fig. 34).

- Vaca Muerta Inferior: es un nivel interno de amplitud negativa dentro de la Fm. Vaca Muerta, presenta poca extensión areal, con terminación tipo *downlap* sobre el reflector Base Fm. Vaca Muerta, se decidió interpretar este nivel ya que marca el efecto de los reflectores progradando desde el SE hacia el NO.

- Vaca Muerta Medio: es un nivel interno de amplitud positiva dentro de la Fm. Vaca Muerta, presenta variaciones de amplitud a lo largo del bloque y no puede ser seguido arealmente en todo el dato sísmico, este reflector “positivo”, se presenta como una superficie progradante teniendo su inicio en el sector oriental del bloque y haciendo *downlap* sobre el reflector “base Fm. Vaca Muerta” hacia el sector occidental.

- Vaca Muerta Superior: como el anterior es un reflector interno, pero de amplitud negativa, dentro de la Fm. Vaca Muerta, presenta variaciones de amplitud dentro del bloque, se encuentra dentro del intervalo de progradaciones en la misma Formación. Comienza en el sector oriental y termina con una configuración tipo *downlap* sobre el anterior reflector en la zona occidental. Presenta aún menor extensión que el horizonte anterior pero marca claramente el efecto de la progradación desde secciones proximales hacia secciones distales dentro del bloque.

- Tope Fm. Vaca Muerta: se interpreta como el tope de la Fm. Vaca Muerta en el sector oriental del área (yacimiento Lindero Atravesado Oriental), ya que en el sector occidental (Yacimiento Lindero Atravesado Occidental) este reflector ya no corresponde al pase formacional definido por recortes de perforación o registros eléctricos. Este reflector positivo se encuentra dentro de la transición hacia la Fm. Quintuco e indica una progradación desde el sector SE del bloque hacia el sector NO del mismo. Es una superficie extendida a todo el dato sísmico y marca claramente el diacronismo del tope inferido de la Fm. Vaca Muerta desde posiciones proximales distales dentro del bloque.

Estos reflectores Vaca Muerta inferior, Vaca Muerta medio, Vaca Muerta Superior y Tope Fm. Vaca Muerta, muestran geometrías tipo sigmoides y de bajo ángulo.

- Quintuco Inferior: representa un nivel interno dentro del Mb. Inferior de la Fm. Quintuco, se caracteriza por ser un reflector subparalelo, positivo, continuo, con amplitudes que varían desde altas en sectores orientales a bajas hacia sectores occidentales dentro del mismo bloque, haciendo que el mapeo del reflector se dificulte en esta zona.

- Tope Mb. Inferior Quintuco: es un reflector positivo que se caracteriza por ser subparalelo, continuo, de alta amplitud en todo el bloque y se extiende en todo el volumen sísmico.

- Tope Mb. Medio Quintuco: al igual que el anterior este reflector se caracteriza por ser una superficie continua, positiva, de alta amplitud, subparalela y con extensión en todo el volumen sísmico.

- Tope Fm. Quintuco: representa el tope según registros eléctricos y *cuttings* de la Fm. Quintuco es un horizonte positivo, subparalelo, su amplitud es generalmente alta en todo

el bloque, salvo en sectores orientales, donde pierde resolución, haciendo que el picado del mismo se torne dificultoso.

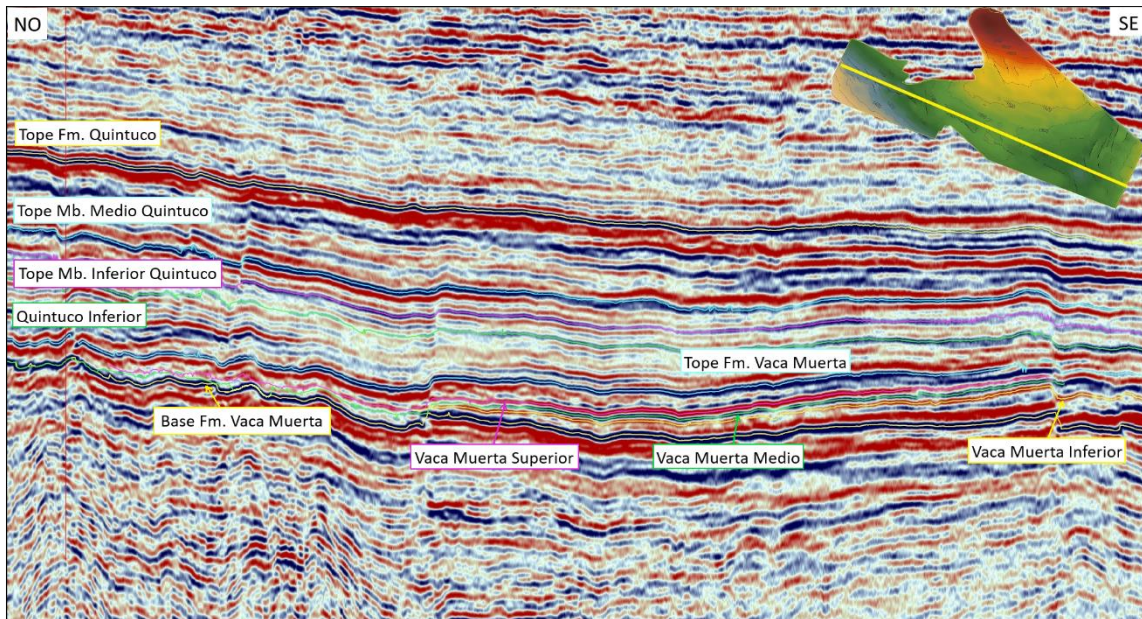


Figura 34: Sección sísmica de orientación NO-SE y Reflectores interpretados

| Superficie | Correlación superficies (Gonzales et al., 2016) | Validez | Amplitud | Color |
|----------------------------|---|----------|----------|--------|
| Base Fm. Vaca Muerta | T1 | Regional | + | Yellow |
| Vaca Muerta Inferior | - | Local | - | Yellow |
| Vaca Muerta Medio | - | Local | + | Green |
| Vaca Muerta Superior | - | Local | - | Pink |
| Tope Fm. Vaca Muerta | T2 | Regional | + | Blue |
| Quintuco Inferior | T5 | Regional | + | Green |
| Tope Mb. Inferior Quintuco | - | Local | + | Pink |
| Tope Mb. Medio Quintuco | B4 | Regional | + | Blue |
| Tope Fm. Quintuco | V4 | Regional | + | Yellow |

Tabla N°4: Correlación entre superficies interpretadas en este trabajo y superficies en el trabajo “Transecta regional de la Fm. Vaca Muerta” (Gonzales *et al.*, 2016)

7.5.2. Interpretación de fallas y discontinuidades

Para poder mapear los diferentes rasgos estructurales (fallas, discontinuidades) en el área Lindero Atravesado, se procesaron volúmenes sísmicos de discontinuidad y tecVA (Técnica de Volumen de amplitudes) a partir del dato sísmico de amplitud (Fig. 35).

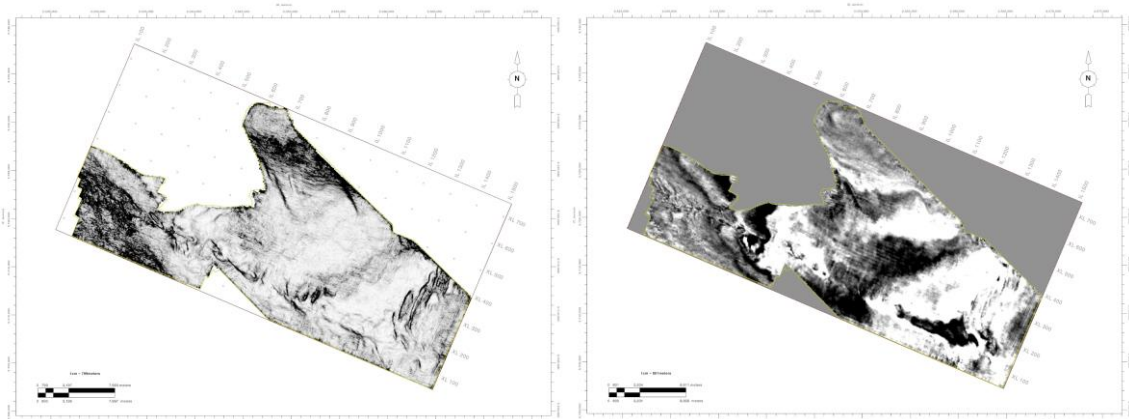


Figura 35: Vista en Time "Slice" de atributos Discontinuidad (izquierda) y TecVA (derecha)

La interpretación de las fallas y discontinuidades se realizó en general sobre las *crosslines*, buscando observar las fallas en un sentido perpendicular al rumbo de las mismas. Los atributos anteriormente mencionados se superpusieron en forma parcial (dando opacidad al atributo) o total, en todo momento al dato sísmico de amplitud para facilitar la interpretación de las respectivas discontinuidades (Fig. 36).

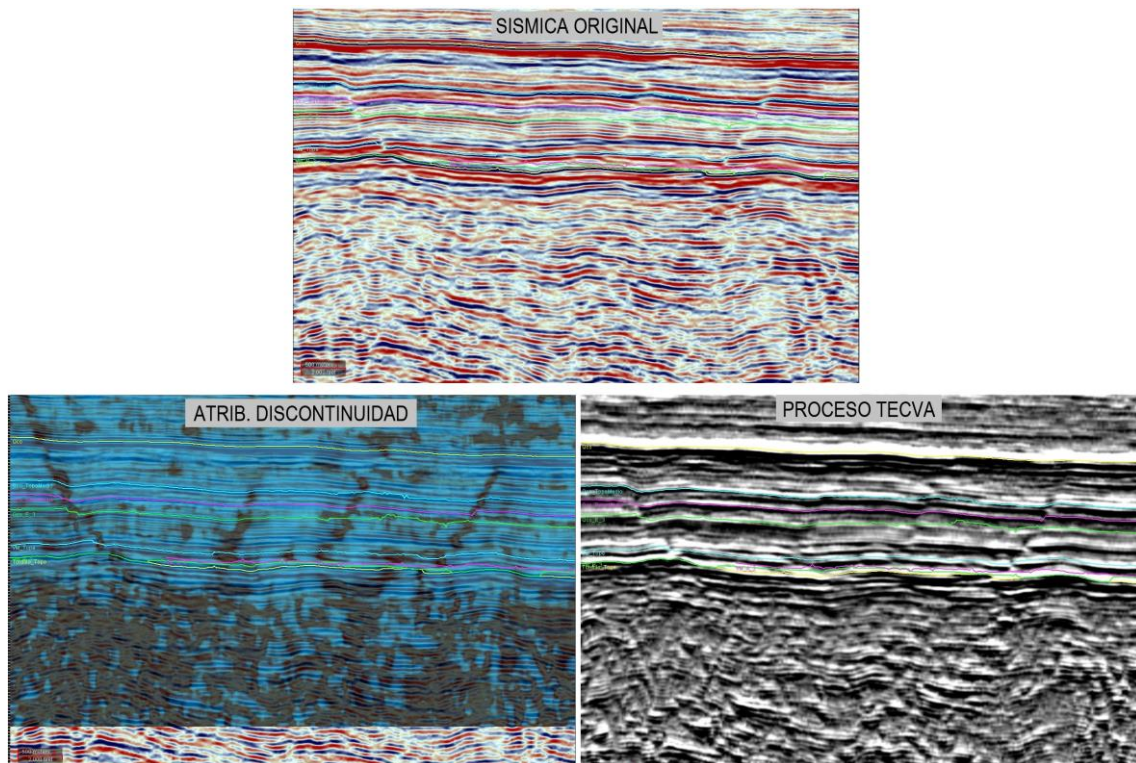


Figura 36: Vista en Sección de atributos discontinuidad y TecVA, en el área Lindero Atravesado. Nótese el efecto de las discontinuidades en los diferentes atributos.

En el área se distinguen a grandes rasgos tres juegos de fallas principales de acuerdo a su ubicación (Fig. 37); Unas de orientación NO-SE (círculo rojo) asociadas a una zona de fallas transcurrente dextrógira con rumbo NO-SE (Gonzales *et al.*, 2016) que se desarrolla en toda el área; al este se desarrollan fallas de relajación de orientación NNE-SSO (círculo azul), asociadas a una estructura anticlinal que penetra desde el yacimiento Rio Neuquén hacia el Sur. Por último, en el norte se desarrolla un juego de fallas de orientación NNO-SSE (círculo verde).

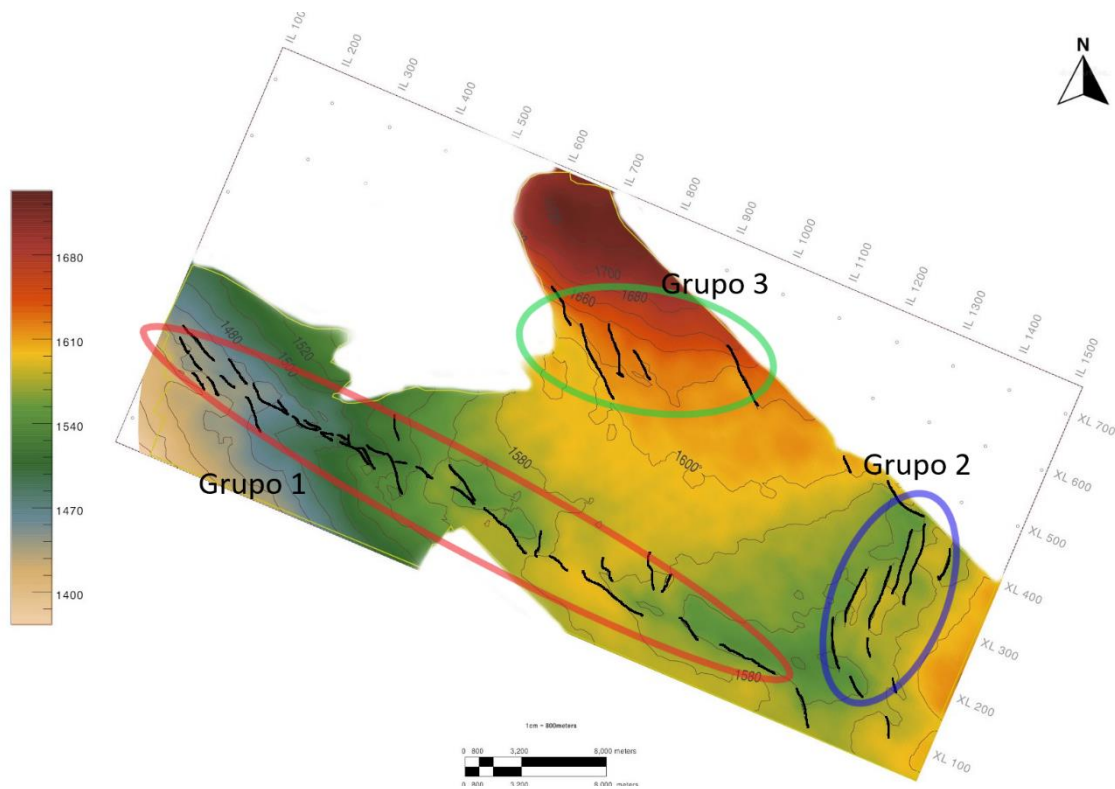


Figura 37: Mapa Isócrono perteneciente a la Base de la Fm. Vaca Muerta y ubicación de distintos juegos de fallas dentro del área

Grupo 1

Las fallas del grupo 1 orientadas en sentido NO-SE son en general de desplazamiento de rumbo. En vista de sección se observa que son subverticales, con desplazamientos del tipo normal predominante e inverso subsidiario, se extienden desde el Gr. Cuyo y afectan toda la secuencia de estudio. Las mismas se encuentran asociadas a fallas de alivio tipo sintético y antitético con orientación NNO-SSE y de extensión lateral (en planta) y vertical (en sección) menor. Presentan buzamientos tanto hacia el NE como hacia el SO y el mayor rechazo vertical dentro de la secuencia de estudio lo presentan los tramos basales de la Fm. Vaca Muerta, el cual se atenúa conforme se asciende en la columna sedimentaria (Fig. 39). En vista en planta estas fallas presentan geometrías escalonada o en *echelon*, con una componente de rumbo del tipo dextral y fallas de riedel asociadas (Fig. 38).

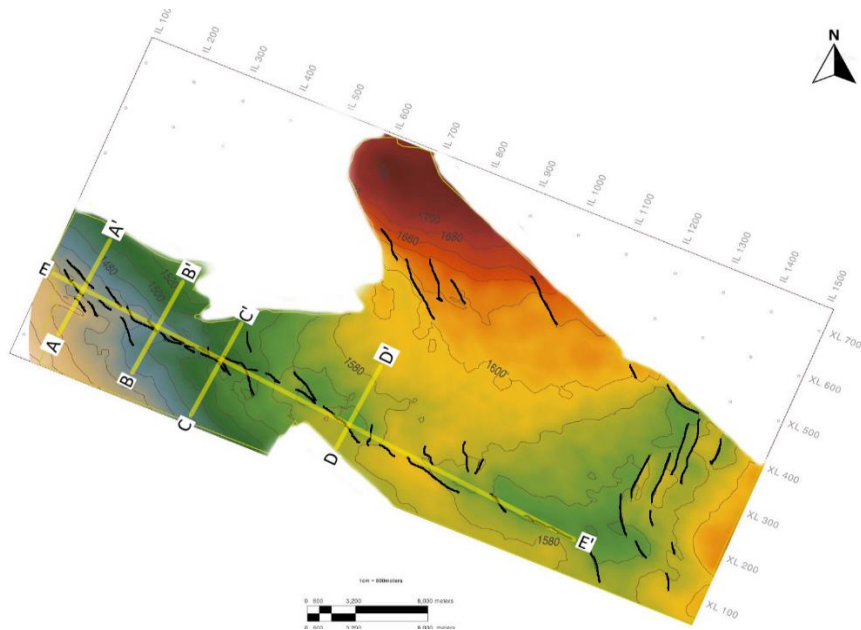


Figura 38: Mapa isócrono a la base Fm. Vaca Muerta y distintas secciones para identificar fallas de interés

Este lineamiento NO según Silvestro y Zubiri (2008) se relaciona a zonas de cizalla con desplazamiento lateral de tipo dextral, reconocido a lo largo de toda la dorsal pero con mayor desarrollo en el sector oriental y norte dentro del engolfamiento, que es donde se encuentra el área de estudio. Los mismos autores postulan un origen para estas estructuras relacionado a la convergencia oblicua entre dos zonas de comportamiento mecánico diferente, bajo un campo de esfuerzos NO-SE relacionado a la subducción en el margen Pacífico. Cristallini (2009) por su parte postula que el origen de estas fallas en *echelon* se asocian a una componente de rumbo dextral sobreimpuestas a fallas precuyanas existentes, asociadas a subsidencia diferencial.

Por ultimo cabe destacar fallas subverticales como la observada en la figura 40 de color amarillo, que presentan rechazo inverso en la parte inferior y normal en la parte superior, lo que indicaría movimientos de rumbo.

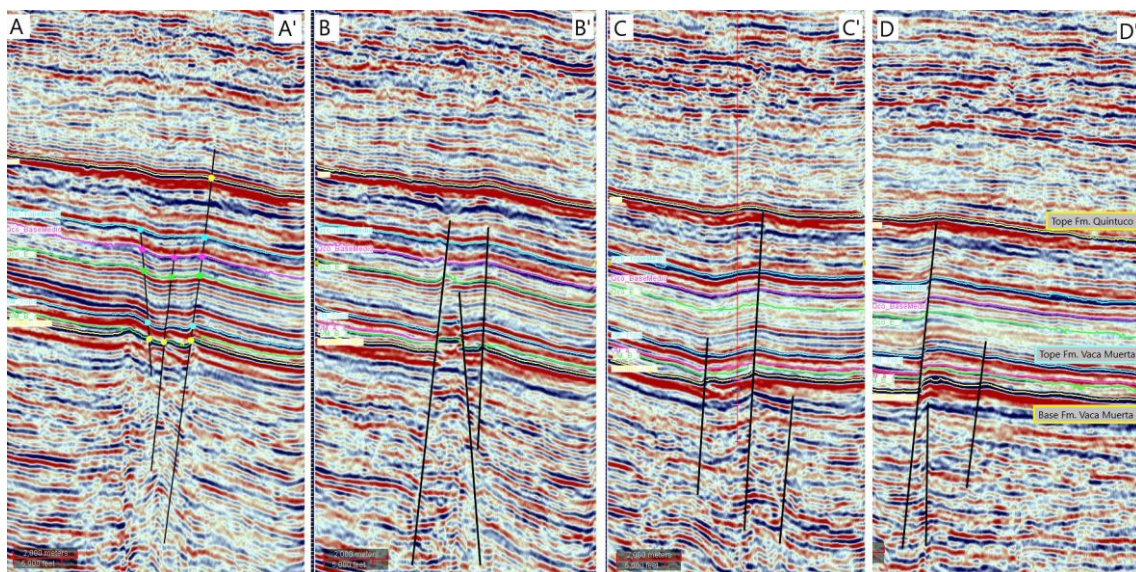


Figura 39: Secciones ubicadas en figura 38 con diferentes orientaciones mostrando fallas predominantes

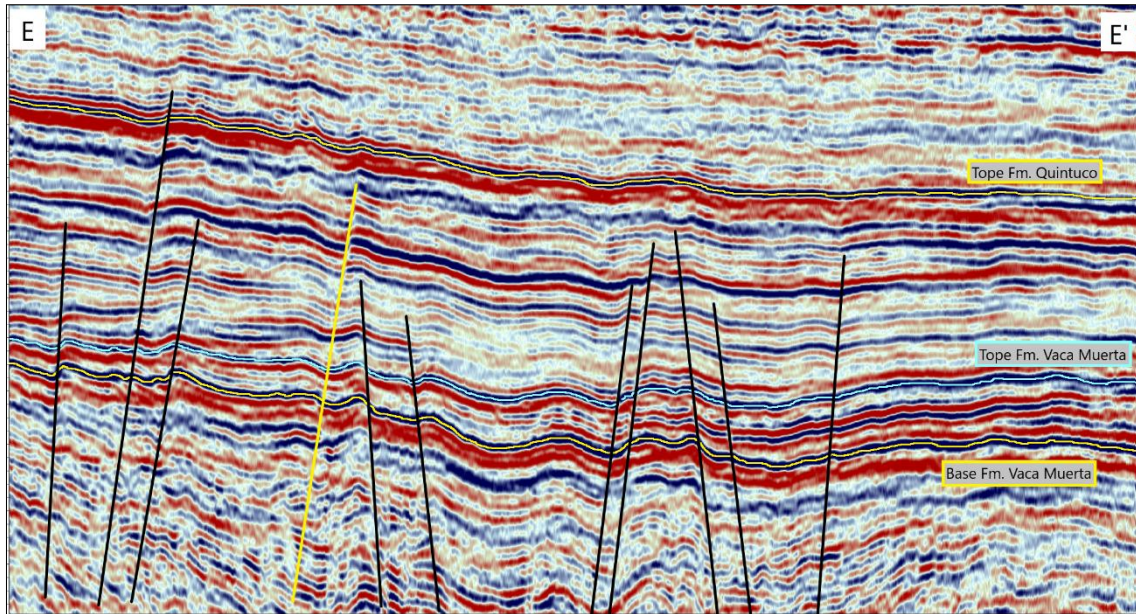


Figura 40: Sección E-E', indicando Formaciones y falla de rumbo en color amarillo

Grupo 2

Las fallas del grupo 2 de orientación NNE-SSO (Fig. 41), están asociadas al anticlinal de orientación similar predominante en la zona sur del área, son fallas de relajación, en esencia verticales, donde pequeños cambios de ángulo modifican su carácter. Están ubicadas principalmente en el eje del anticlinal (Fig. 42), se originan en el Gr. Cuyo y se extienden hacia sección basal de la Fm. Centenario. Los niveles que presentan mayor rechazo vertical dentro de la zona de estudio, son los correspondientes a los tramos basales dentro de la Fm. Vaca Muerta, en cambio para la Fm. Quintuco, las fallas van perdiendo su impronta conforme se acercan hacia el tope.

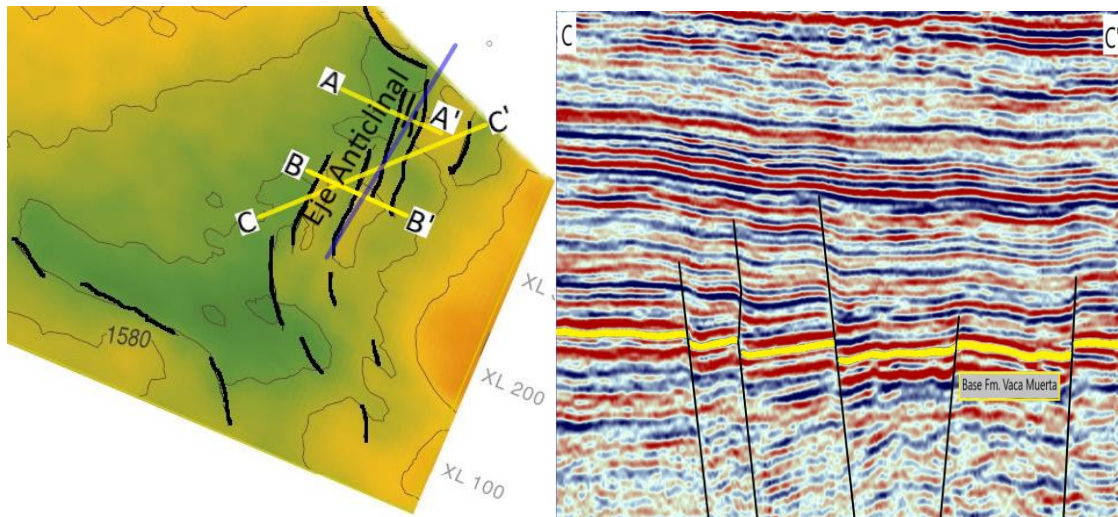


Figura 41: Mapa isócrono a la base de la Fm. Vaca Muerta y fallas del grupo 2 (Izquierda). Sección C-C', donde se observa la geometría de las fallas y la base de la Fm. Vaca Muerta en color amarillo (derecha)

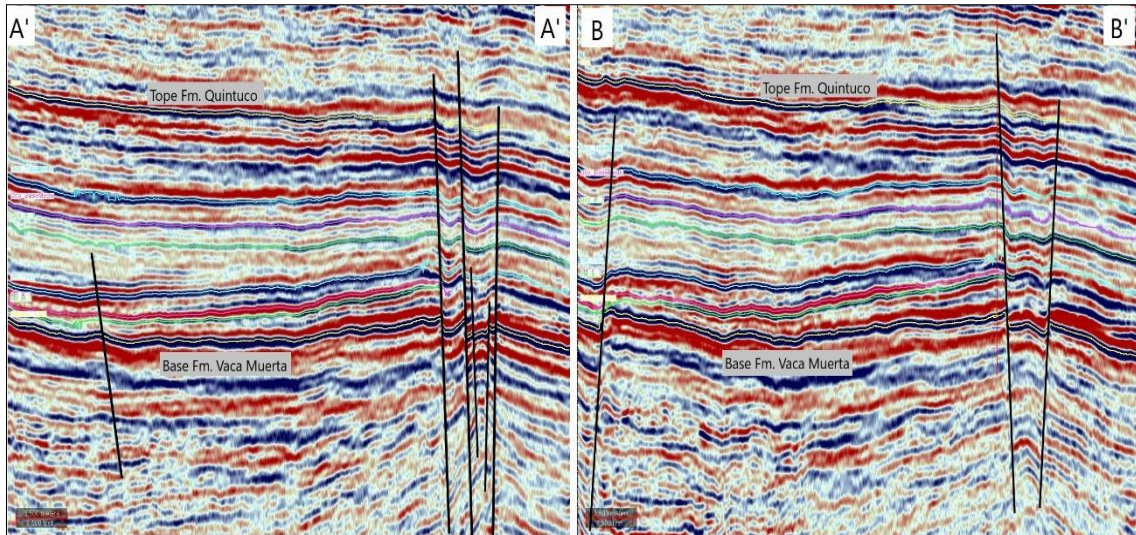


Figura 42: Secciones perpendiculares al rumbo del anticlinal

Grupo 3

Las fallas del grupo 3 de orientación NNO-SSE (Fig. 43), son en sección subverticales, de desplazamiento normal, presentan buzamientos tanto al NE como al SO, se originan en el Grupo Cuyo y se extienden hacia el Mb. Medio de la Fm. Quintuco. Dentro del intervalo de estudio, el mayor rechazo vertical se observa en la base de la Fm. Vaca Muerta y decrece conforme se asciende en la columna sedimentaria.

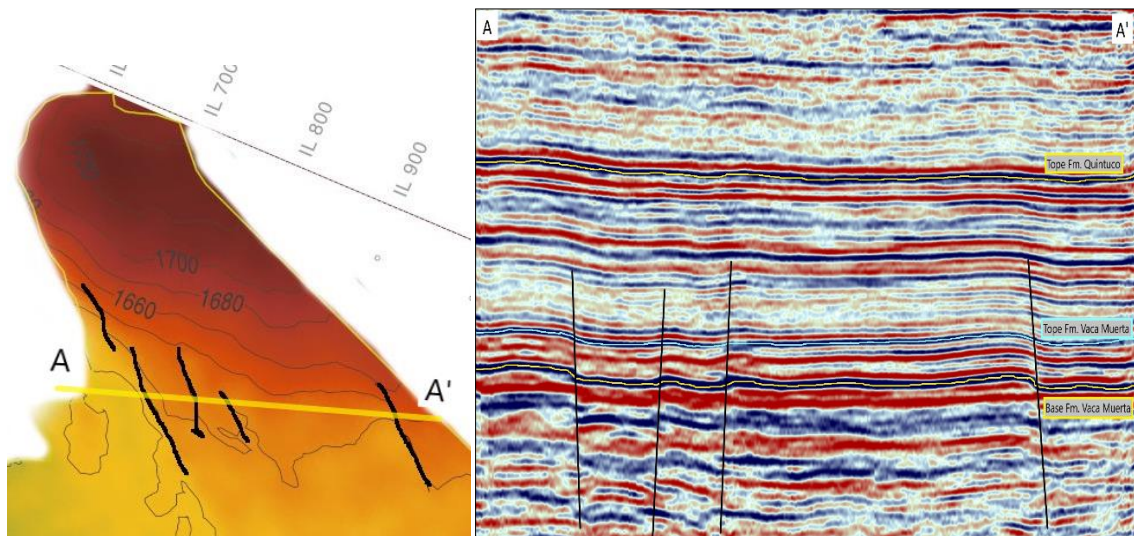


Figura 43: Mapa isócrono correspondiente a la Base Fm. Vaca Muerta al norte del área indicando las fallas de interés (Izquierda). Sección A-A' (Derecha) se observa la geometría de las fallas, la base de la Fm. Vaca Muerta en amarillo, el tope de la Fm. Vaca Muerta en celeste y el Tope de la Fm. Quintuco en amarillo.

Por su geometría en planta, en *echelon* y su disposición en sección, estas fallas al igual que las fallas del grupo 1, fueron formadas por la convergencia oblicua entre dos zonas de comportamiento mecánico diferente, bajo un campo de esfuerzos NO-SE relacionado a la subducción en el margen pacífico (Silvestro y Zubiri, 2008).

7.6. Análisis de datos

7.6.1. Descripción de estructuras a través de mapas isócronos

Los mapas isócronos están formados por curvas de igual tiempo de ida y vuelta de las ondas sísmicas en sentido vertical. Estos mapas muestran en tiempo la estructura de cada reflector interpretado, teniendo en cuenta que siempre aparecerán diversas distorsiones con respecto a lo que sería ver las imágenes con una escala vertical en profundidad (metros) en lugar de tiempos sísmicos (milisegundos). En cada mapa se muestra el reflector interpretado con las intersecciones de las fallas mapeadas, junto con una escala de color para identificar los niveles con mayor tiempo sísmico (Rojo) que corresponden a mayor profundidad y los de menor tiempo sísmico (Beige), mas someros.

Para los niveles correspondientes a la secuencia Quintuco-Vaca Muerta hacia el NO, las estructuras presentes se repiten con mayor o menor desarrollo.

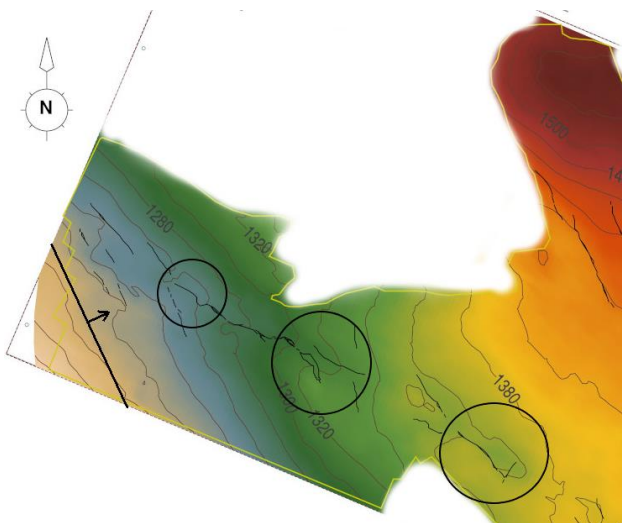


Figura 44: Sector NO del área a la base de la Fm. Vaca Muerta indicando estructuras de interés.

Las mismas son (Fig. 44), una estructura monoclinial con eje NO-SE y buzamiento hacia el NE, asociada a un sistemas de fallas normales, relacionadas con una falla transcurrente de rumbo NO-SE, que se extiende en toda el área. Luego se observa hacia la zona central el desarrollo de una nariz estructural de eje NO-SE, con más desarrollo en los niveles correspondientes a la Fm. Quintuco. Por último, en la zona Norte del área, se sigue observando el flanco del anterior monoclinial con pendiente hacia el NE.

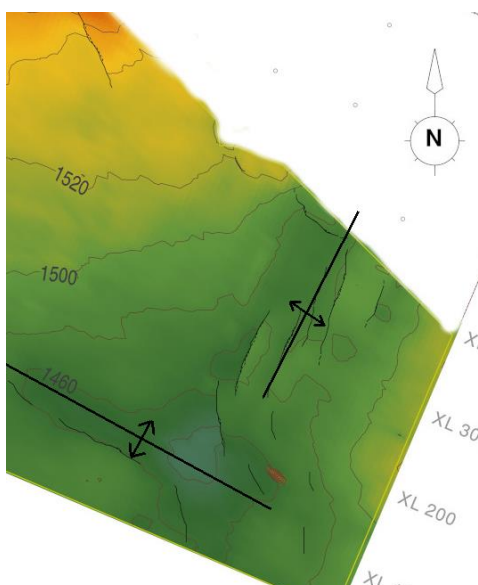


Figura 45: Sector SE del área correspondiente a la Base de la Fm. Vaca Muerta y estructuras de interés.

Hacia el sector SE, la estructura a la base de la Fm. Vaca Muerta, Tope de la Fm. Vaca Muerta y al Reflector Quintuco Inferior (Fig. 45), es la de un anticlinal de rumbo NNE-SSO, que penetra desde el Yacimiento Rio Neuquén hacia el sur del área y acompañando a este anticlinal se presentan un sistema de fallas de rumbo similar.

Hacia el sur de la estructura anteriormente descrita se presenta un anticlinal cerrado simétrico, de rumbo NO-SE, donde flancos SO y NE presentan buzamientos más acentuados que los flancos NO y SE. La misma estructura puede estar relacionada a la interacción del fallamiento de rumbo de orientación NO y el anticlinal de rumbo NNE-SSO, ya que en el cruce entre las dos estructuras se presentan fallas de orientación NO-SE.

Tanto para el Mb. Medio y Superior de la Fm. Quintuco (Fig. 46), se observan estructuras relacionadas a los anticlinales anteriormente descritos aunque más atenuados conforme se asciende en la columna sedimentaria.

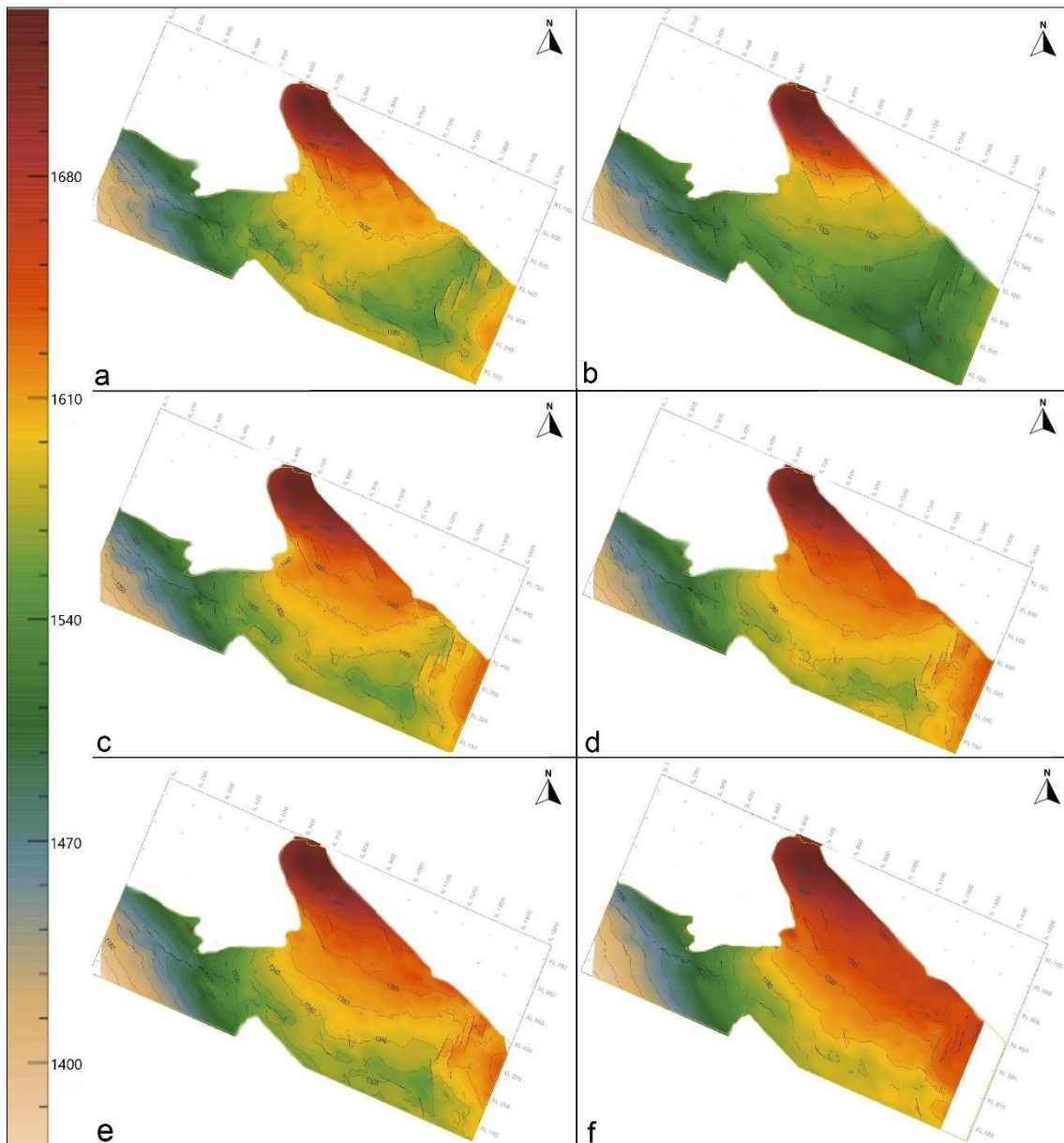


Figura 46: Mapas Isócronos a) Base Fm. Vaca Muerta, b) Tope Fm. Vaca Muerta c) Quintuco Inferior d) Tope Mb. Inferior Quintuco e) Tope Mb. Medio Quintuco f) Tope Fm. Quintuco

7.6.2. Mapas Isocronopáquicos

Se confeccionaron mapas Isocronopáquicos de las diferentes unidades interpretadas con el fin de visualizar variaciones de espesor (en tiempo) que registran los diferentes momentos de sedimentación en la zona de estudio. El mapa Isocronopáquicos es un mapa de curvas de contorno que muestra los tiempos de ida y vuelta entre dos niveles de interés.

El mapa isocronopáquicos correspondiente a la Fm. Vaca Muerta presenta una disminución de espesor desde el SE hacia el NO. Este rasgo está asociado al estilo progradante que presenta la Fm. Vaca Muerta desde sectores proximales a distales y la

presencia de un alto en el sector noroccidental que tiene su máxima expresión fuera del área estudiada (Figs. 47 y 48).

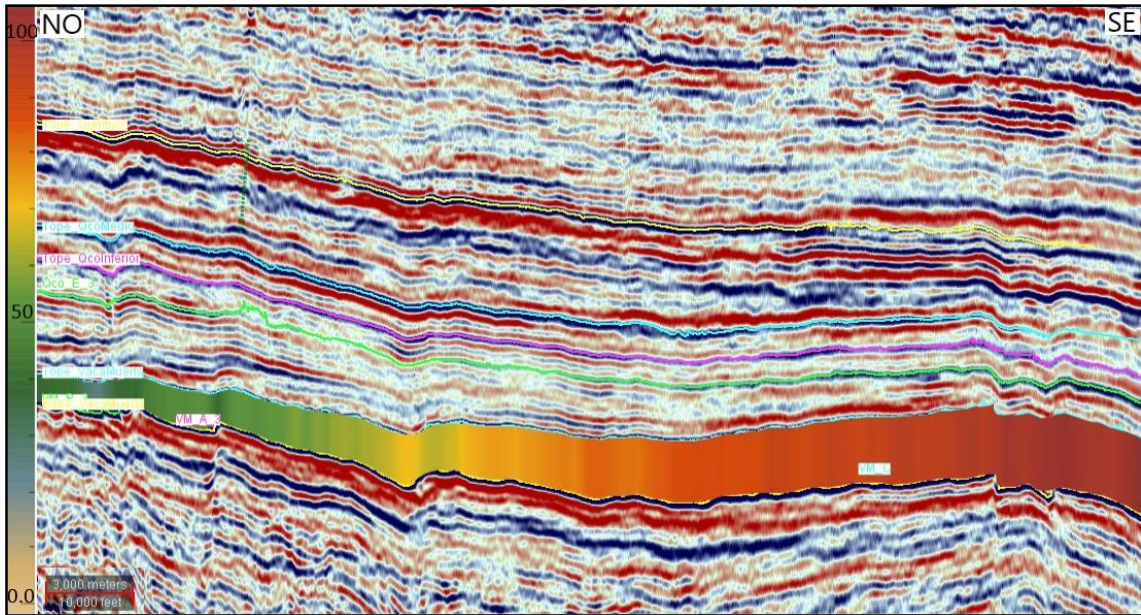


Figura 47: Espesor en tiempo (ms) de la Fm. Vaca Muerta

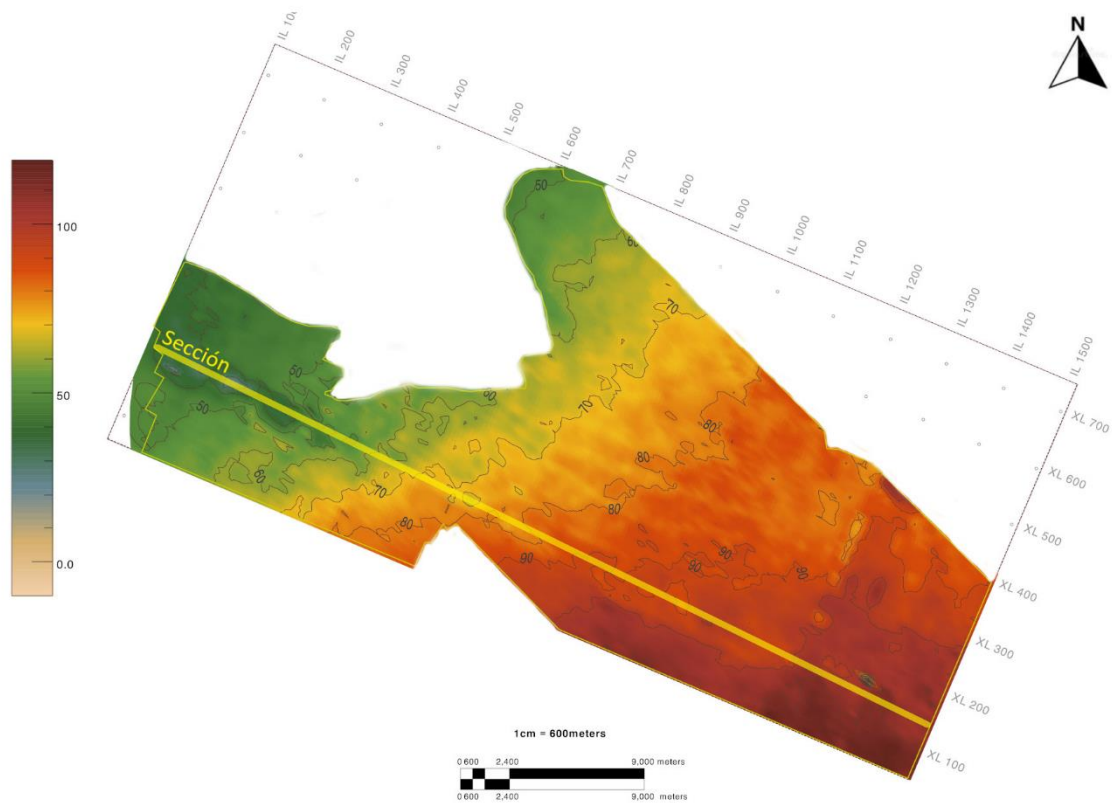


Figura 48: Mapa Isocronopáquico Fm. Vaca Muerta y traza sección de figura 47

Entre el Tope de la Fm. Vaca Muerta y el reflector Quintuco inferior, se observa un aumento de espesor desde el SE del bloque hacia el NO (Fig. 49). Este rasgo está marcado por la existencia del anticlinal al SE del área y por el aumento de espacio de acomodación

hacia el NO. Este intervalo está caracterizado por una parte basal progradante y una sección superior donde las progradaciones tienen menor expresión.

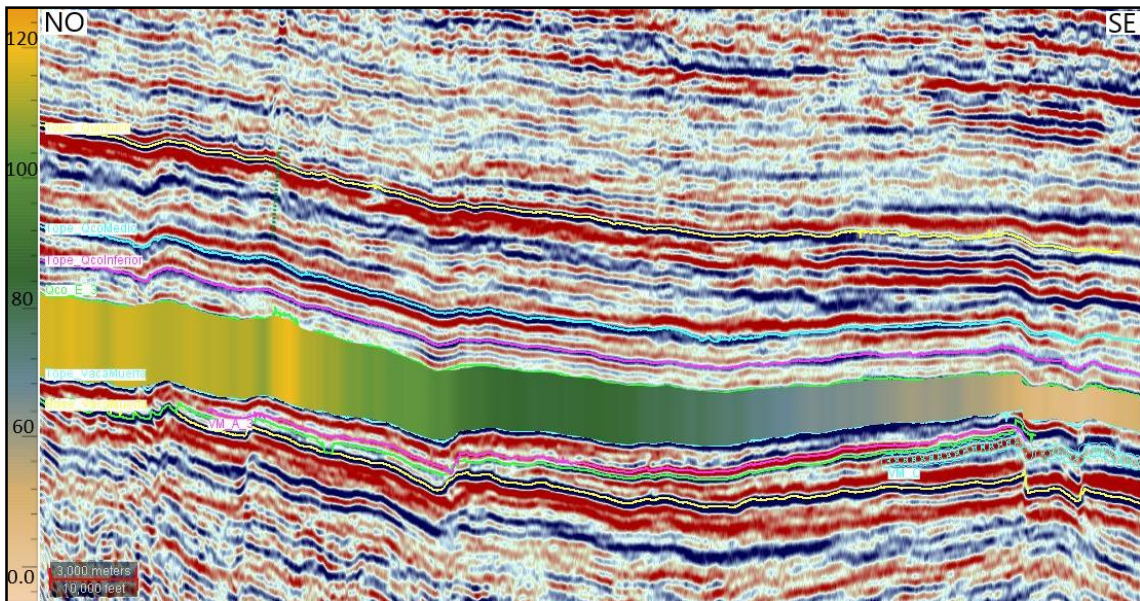


Figura 49: Espesor en tiempo (ms) entre Tope FM. Vaca Muerta y reflector Quintuco Inferior

Entre el reflector Quintuco inferior y el tope del Mb. Inferior Quintuco, se encuentra una zona de espesores mayormente homogéneos, salvo hacia el NO donde el espesor aumenta, en coincidencia con la orientación del centro de cuenca (Fig. 50).

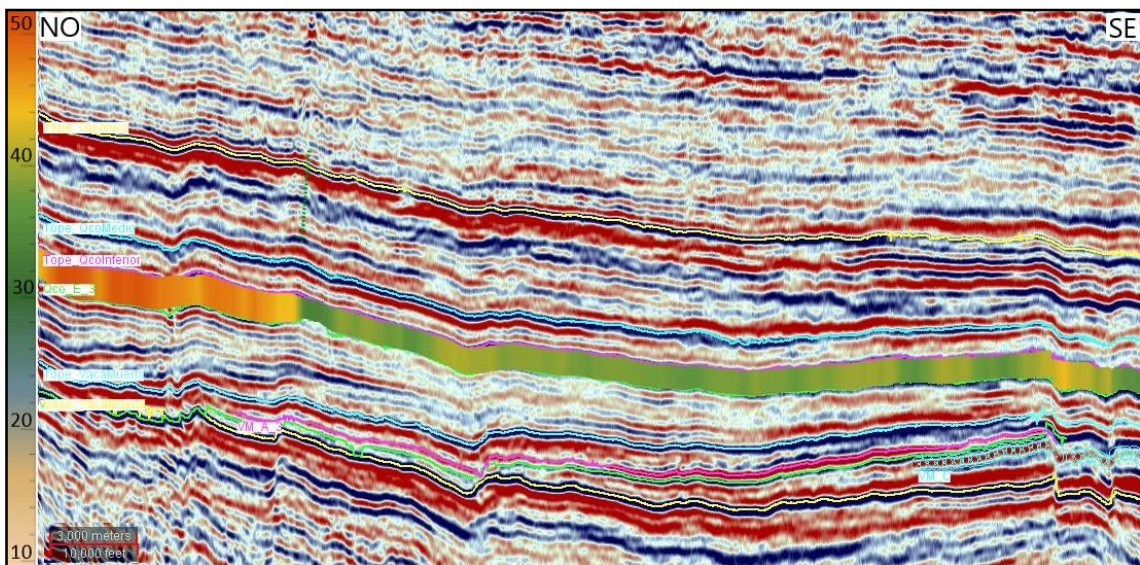


Figura 50: Espesor en tiempo (ms) entre reflector Quintuco Inferior y el Tope Mb. Inferior Quintuco

Para el Mb. Medio de la Fm. Quintuco se observa que el espesor es bastante homogéneo en toda el área o a excepción de zonas puntuales como la correspondiente al eje del anticlinal en el sector SE del área, que muestra un menor espesor en tiempo en zona de plataforma, por otra parte hacia el NO se encuentra una zona de espesores relativamente mayores coincidentes con la zona de mayor sedimentación (Fig. 51).

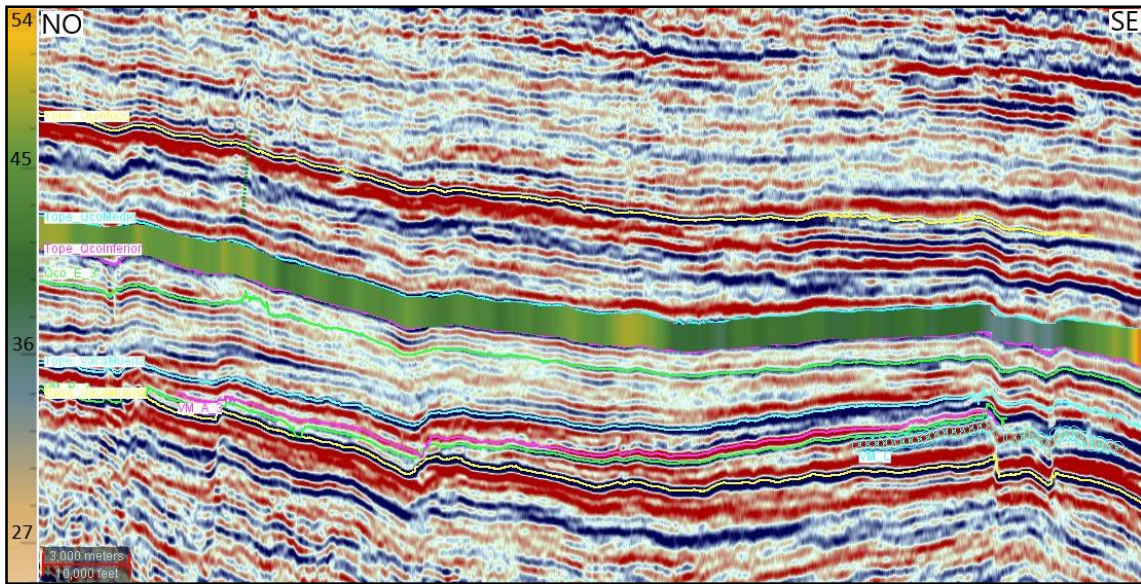


Figura 51: Espesor en tiempo (ms) correspondiente al Mb. Medio Fm. Quintuco

Para el Mb. Superior de la Fm. Quintuco se observa una disminución de espesores para el sector oriental del área en el sector de plataforma, luego para la zona central del área los espesores son homogéneos pero mayores por ubicarse en zona de talud y para el sector occidental se observa una zona de espesores constantes y menores, zona de talud distal (Fig. 52).

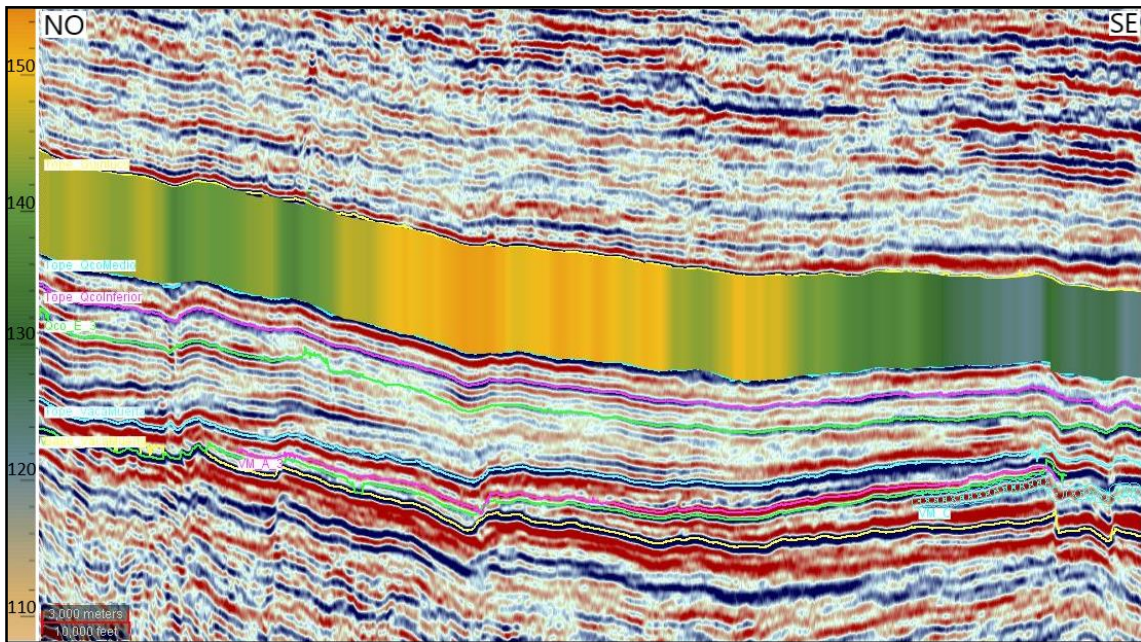


Figura 52: Espesor en tiempo (ms) Miembro Superior de la Fm. Quintuco

A continuación se presenta un resumen de los mapas isocronopáquicos correspondientes a la Fm. Quintuco (Fig. 53)

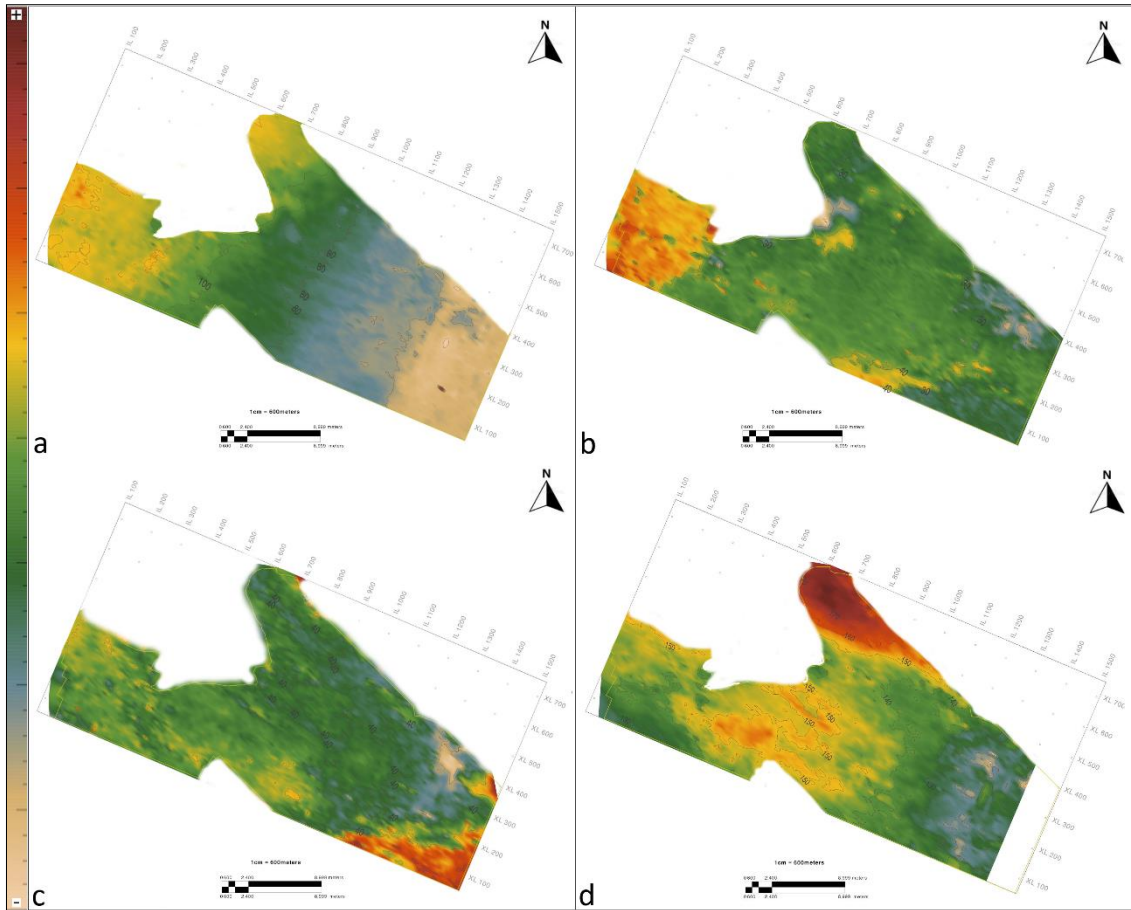


Figura 53: Mapas Isocronopáquicos. a) Entre reflectores “Tope Fm. Vaca Muerta” y “Quintuco Inferior”; b) Entre reflectores “Quintuco Inferior” y “Tope Mb. Inferior Quintuco”; c) Mb. Medio Fm. Quintuco”; d) Mb. Superior Fm. Quintuco

7.6.3 Correlación entre registros de pozo

Se llevó a cabo la correlación entre distintos registros de pozo, teniendo en cuenta los perfiles de densidad, sónico, impedancia acústica, rayos gamma y cruce de Passey (Fig. 54).

A partir de los mismos se pudo dividir la secuencia Quintuco – Vaca Muerta en 6 intervalos, que a su vez corresponden a los identificados en el dato sísmico (Fig. 55).

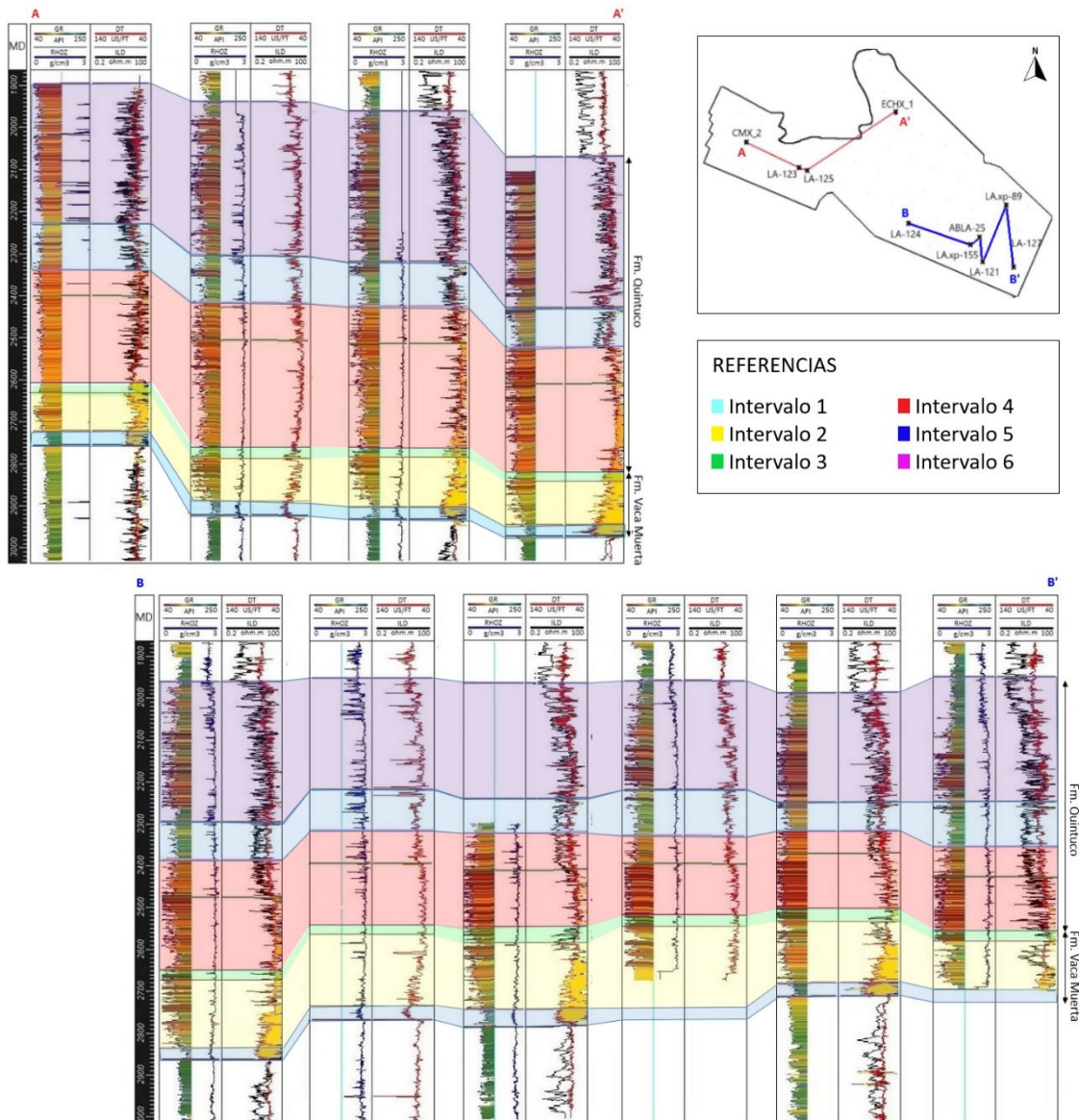


Figura 54: Correlación de pozos. Pista 1: GR y RHOB; Pista 2 DT e ILD (Cruce de Passey).

A modo de descripción general el Intervalo 1 presenta, altos valores en la lectura de rayos gamma indicando un predominio de depósitos finos, además presenta valores bajos de densidad, en cuanto al cruce de Passey se observa que la curva del registro sónico y la del registro resistivo se separan una de la otra, lo que indica la presencia de una roca con alto contenido orgánico. El intervalo 2 presenta altos valores en la lectura de rayos gamma pero menores al anterior intervalo, indicando contenido de sedimentos finos, pero intercalado con material clástico y carbonático, los valores del registro de densidad aumentan y el cruce de Passey sigue indicando una unidad con características de roca madre. El intervalo 3 presenta un aumento en la lectura de rayos gamma con respecto al anterior intervalo, un aumento en los valores del registro sónico o disminución de velocidad y disminución en los valores del perfil de densidad, en cuanto al cruce de Passey la separación entre curvas es menor con respecto a los anteriores indicando pobres cantidades de materia orgánica y una mayor intercalación de material del tipo carbonático.

Los intervalos 4, 5 y 6 son integrantes de la Fm. Quintuco, presentan la característica que las curvas del registro sónico y resistivo se disponen de manera paralela, indicando ausencia de una roca con contenido orgánico o roca madre.

El intervalo 4 representa al Mb. Inferior de la Fm. Quintuco presenta un aumento en los valores del registro de densidad y velocidad, característico de las secuencias carbonáticas integrantes de este intervalo y los siguientes. En cuanto al registro de rayos gamma presenta una disminución, por la menor proporción de material del tipo arcilloso. El intervalo 5 corresponde al Mb. medio de la Fm. Quintuco, donde los valores de velocidad se mantienen constantes, los de densidad disminuyen y los valores de rayos gamma presentan un aumento relativo al anterior intervalo, indicando mayor intercalación de sedimentos finos. Por último el intervalo 6 corresponde al Mb. Superior de la Fm. Quintuco, presenta un aumento de velocidades sísmicas y aumento en el registro de densidad relacionado a la presencia de calizas más compactas y valores heterogéneos pero menores al anterior intervalo en la lectura de rayos gamma, indicando menor intercalación de sedimentos finos y mayor intercalación de depósitos arenosos.

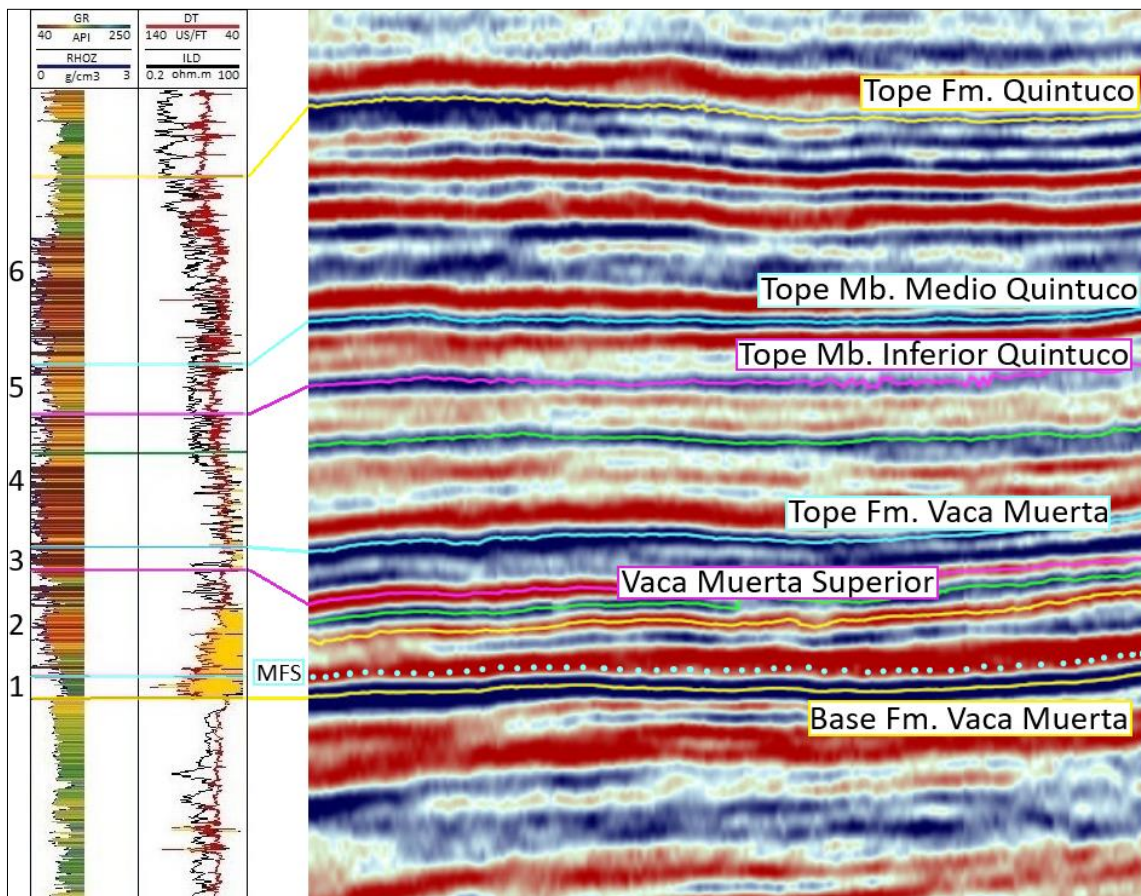


Figura 55: Pozo del área Lindero Atravesado, con intervalos identificados y su correlación con sísmica

7.6.4. Análisis de recortes de perforación

Se analizó la descripción de los recortes de perforación para el esquema de correlación, el muestreo de *cuttings* de los archivos de control geológico encontrados en los legajos de pozo se realizó cada 5 metros generalmente dependiendo de las posibilidades del pozo. A continuación se resume la descripción para cada intervalo analizado en el presente trabajo.

Intervalo 1

Compuesto mayormente por marga gris castaño a negro, bituminosa y carbonosa, con fractura irregular y en bloque, masiva, con inclusiones blanquecinas, aisladas venillas de calcita, escasas microfracturas y poca a moderada compactación.

Intervalo 2

Este intervalo está constituido mayormente por margas castaño claro a castaño oscuro, moderadamente compacta, masiva, con fractura irregular a subblocosa, presenta escasas inclusiones líticas, micro fracturas rellenas con calcita. Las mismas están intercaladas con mudstones gris oscuro, moderadamente compacto a blando, fractura irregular a sublaminar, matriz micrítica, textura microcristalina. Se observan rastros puntuales de hidrocarburo castaño claro, fluorescencia directa, color amarillo pálido. Fluorescencia de corte rápido color amarillo pálido.

Intervalo 3

Este intervalo está compuesto por niveles de caliza (wackestone) gris medio y gris oliva medio, masiva, con fractura irregular, más litoclastos, se observa residuo arcilloso, en parte dolomitizada, moderada dureza. Luego marga castaño oscura a negra, compacta, masiva, fractura irregular, con escasas inclusiones líticas oscuras y en parte gradando a limolita.

Intervalo 4

Está representado por caliza (mudstone-wackestone-packstone) color gris castaño medio a claro y gris oliva claro a medio, menor gris amarillento, gris medio a gris oscuro, masiva, fractura irregular, litoclastos y moderadas oolitas, residuo arcilloso, moderada dureza, en parte dolomitizada gradando a caliza dolomítica; con intercalaciones de dolomía gris verdoso medio a claro y gris oliva medio, masiva, sacaroidea, fractura irregular, litoclastos, escaso residuo arcilloso, moderada dureza y limoarcilita verde pálido y gris castaño moderado, en menor medida verde medio, fractura irregular a subplanar, inclusiones arenosas muy finas, aislada pirita, reacción calcárea, moderadamente compacta, parte grada a arcilita calcárea e intercalaciones de anhidrita. Rastros puntuales de hidrocarburos castaño oscuro. Sin fluorescencia directa. Fluorescencia de corte moderadamente rápido, difuso, amarillo opaco.

Intervalo 5

Presenta intercalaciones de caliza (mudstone - wackestone - packstone) color gris amarillento y gris oliva claro, menos frecuente gris castaño claro a medio, masiva, fractura irregular a subblocosa, escasos litoclastos y oolitas, residuo arcilloso, moderada dureza, en parte dolomitizada; dolomía gris verdoso medio y gris oliva medio, masiva, sacaroidea, fractura irregular a subblocosa, litoclastos, escaso residuo arcilloso, moderada dureza y limoarcilita verde pálido y gris verdoso moderado y en menor medida verde medio, fractura irregular a subplanar, inclusiones arenosas muy finas, aislada pirita, moderadamente compacta, intercalando delgados niveles de yeso gris blanquecino, fractura en bloques, masivo, terroso, blando. Por último, se observaron niveles de anhidrita blanquecina a amarillenta, blanda. Rastros puntuales de hidrocarburos frescos,

castaño claro, fluorescencia directa total, fluorescencia de corte moderadamente rápida, anillo residual amarillento verdoso.

Intervalo 6

Este intervalo se encuentra representado principalmente por caliza (wackestone-packstone-grainstone) color gris castaño medio y gris amarillento a gris claro, masiva, fractura irregular a subblocosa, escasos litoclastos, aislada pirita, escaso residuo arcilloso y moderada dureza; que grada a caliza arenosa color gris claro y gris verdoso claro, menos frecuente gris amarillento y gris castaño claro, presenta abundantes litoclastos, aisladas oolitas, en parte se encuentra dolomitizada, localmente grada a caliza oolítica. Intercalan dolomías de color gris verdoso medio y gris oliva medio, masiva, textura sacaroide con fractura irregular, litoclastos, escaso residuo arcilloso, moderada dureza; junto con limoarcilita gris verdoso moderado y verde amarillento, en menor medida castaño rojizo medio, fractura irregular a subplanar, escasas inclusiones arenosas muy finas, leve reacción calcárea, moderadamente compacta a compacta, en parte grada a arcilita calcárea. Hacia el tope presenta delgados niveles de arenisca color gris verdoso claro, mediana, menor gruesa, cuarzo, abundantes líticos anaranjados, grises y verdes, subangulosa, pobre selección, escasa matriz arcillosa en parte arenosa, escaso cemento calcáreo, poco consolidada, mayormente suelta y pobre porosidad visual. No se observaron rastros de Hidrocarburos.

7.6.5. Mapas de Atributos

Se confeccionaron distintos mapas de amplitud RMS y MaxPos para un mayor entendimiento de la información que contiene el dato sísmico.

Mapas RMS (Root Mean Square)

A través del atributo de amplitud RMS se pudo relacionar los valores de reflectividad (amplitud) con algunas características de las rocas, como son su grado de compactación, calcimetrías (en particular % de CaCO_3) y participación de otros componentes litológicos, teniendo en cuenta datos de pozo y en particular la litología según recortes de perforación (*cuttings*) de un conjunto de pozos de referencia.

Este atributo está relacionado con la energía de la traza, cada valor de amplitud es elevado al cuadrado antes de realizar el promedio, de ello resulta que tiende a enfatizar las anomalías de amplitud mejor que otros atributos. El parámetro se calculó entre horizontes interpretados.

Para el análisis se procedió desde El Mb. Superior de la Fm. Quintuco hacia hasta la Sección Inferior de la Fm. Vaca Muerta, para ir de altas reflectividades a bajas reflectividades dentro del dato sísmico.

Para el análisis de reflectividades del Mb. Quintuco Superior (Fig. 56), se contó con los pozos CMx-2 y LA-123 para zonas de reflectividades altas y los pozos ECHx-1 y LAXp-89 para zonas de reflectividades bajas.

Se puede observar que en zonas de reflectividades altas (color rojo y amarillo) la litología dominante según *cuttings* indica alto grado de compactación, alto contenido de CaCO_3 (Fig. 60) y poca participación de componentes arcillosos, en cambio para reflectividades

bajas, los carbonatos tienen otras características, ya no se encuentran predominantemente calizas tipo *grainstones*, sino que aquí la asociación es la de *packstone/wackestone* de menor compactación y menor contenido carbonático sumado a que la participación de litologías arcillosas es mayor.

Para el análisis del Mb. Medio Fm. Quintuco (Fig. 57), se utilizaron los pozos CMx-2 y LA-121 como referencia para zonas de reflectividades bajas (color violeta) y los pozos LA-123 y LA-125 para zonas de reflectividades altas (color celeste y verde).

La baja reflectividad expuesta en sectores del mapa se puede explicar por la mayor cantidad de arcillas intercaladas con calizas y la presencia de dolomías las cuales también presentan menor reflectividad que una caliza propiamente dicha. En cambio para zonas de reflectividades altas la asociación litológica es predominantemente de calizas más compactas, con mayor contenido de CaCO_3 (Fig. 60) e intercaladas con menor proporción de arcillas; además se encuentra anhidrita que posee características que hacen que la reflectividad aumente.

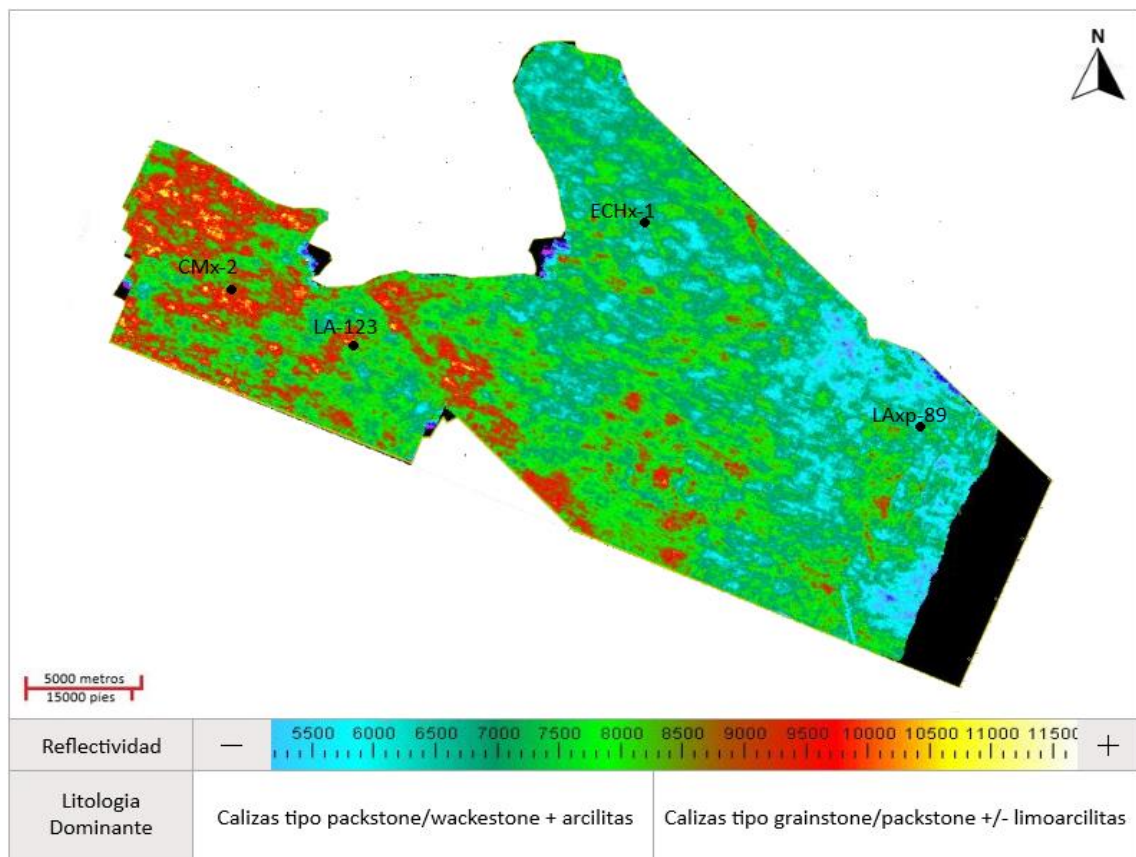


Figura 56: Mapa RMS correspondiente al Mb. Superior Fm. Quintuco

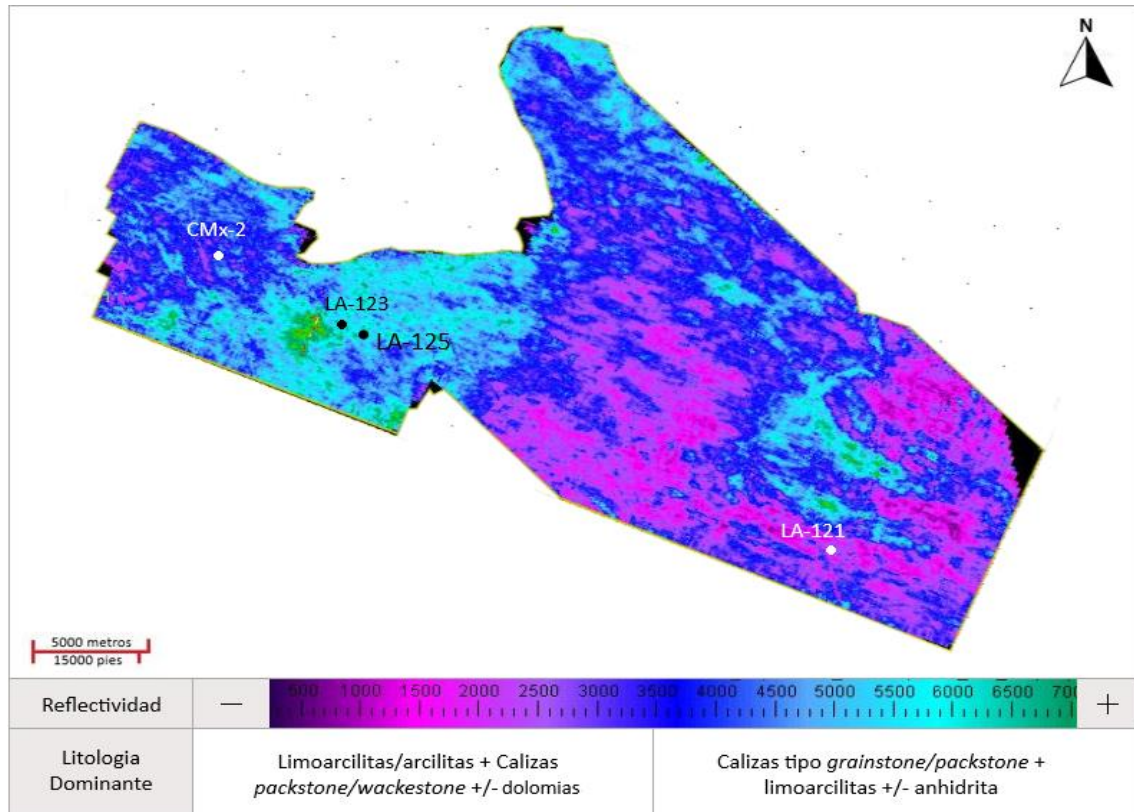


Figura 57: Mapa RMS correspondiente al Mb. Medio Fm. Quintuco

El Mb. Inferior de la Fm. Quintuco se dividió en dos secciones para su análisis según mapas de atributos, la sección superior está delimitada en su base por el reflector “Quintuco Inferior” y en su tope por el reflector “Tope Mb. Inferior Quintuco” y la sección inferior está delimitada en su base por el reflector “Tope Fm. Vaca Muerta” y en su tope por el reflector “Quintuco Inferior”.

Para el análisis de la Sección Superior (Fig. 58) se utilizaron los pozos LA-125 y LA-121 para las zonas de reflectividades altas (colores verdes y celestes) y los pozos LA.xp-155 y LA-124 para las zonas de reflectividades bajas (color azul).

Las reflectividades bajas están explicadas por el hecho que las calizas tipo *grainstone* se encuentran afectadas por el proceso de dolomitización, atenuando el valor del atributo RMS y por ende su reflectividad, además hay presente limolita que hace que la respuesta sea aún menor, y las calizas *packstone* se encuentran relegadas. En cambio para los valores de reflectividad altos, aunque las calizas son variadas, estas no se encuentran afectadas por ningún proceso secundario y la participación de limolita disminuye.

Para el análisis de la sección inferior (Fig. 59), se utilizaron los pozos CMx-2 y LA-121 para reflectividades altas (colores celestes y verdes) y los pozos LA-123 y LA-125 para las zonas de reflectividades bajas (colores azul y violeta).

Se pudo observar que la zona de reflectividad baja es concordante con lo expuesto en otros intervalos ya que se encuentran calizas menos compactas, con menor porcentaje de CaCO_3 (Fig. 60) y con mayor intercalación de otras litologías de menor reflectividad, en cambio, donde la asociación litológica muestra calizas más compactas, con mayor contenido carbonático y sin intercalación significativa de arcillas los valores de reflectividad muestran un relativo aumento.

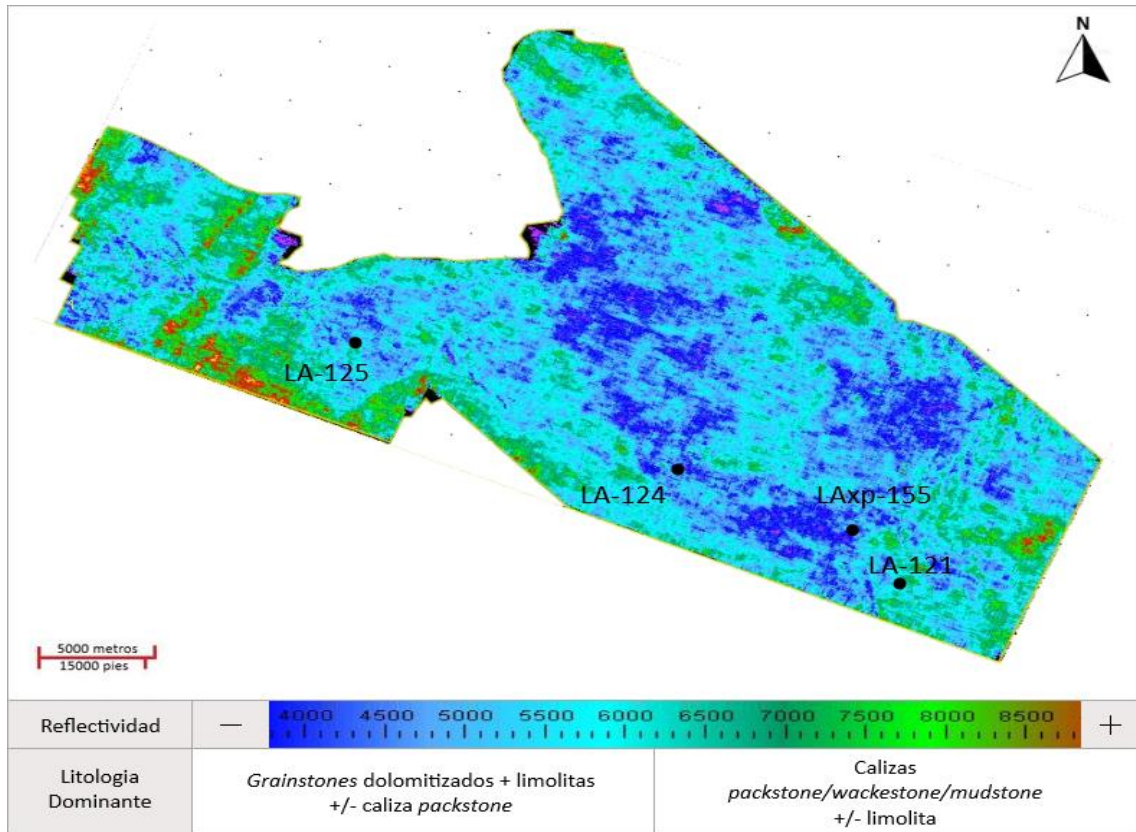


Figura 58: Mapa RMS correspondiente a la sección superior del Mb. Inferior Fm. Quintuco

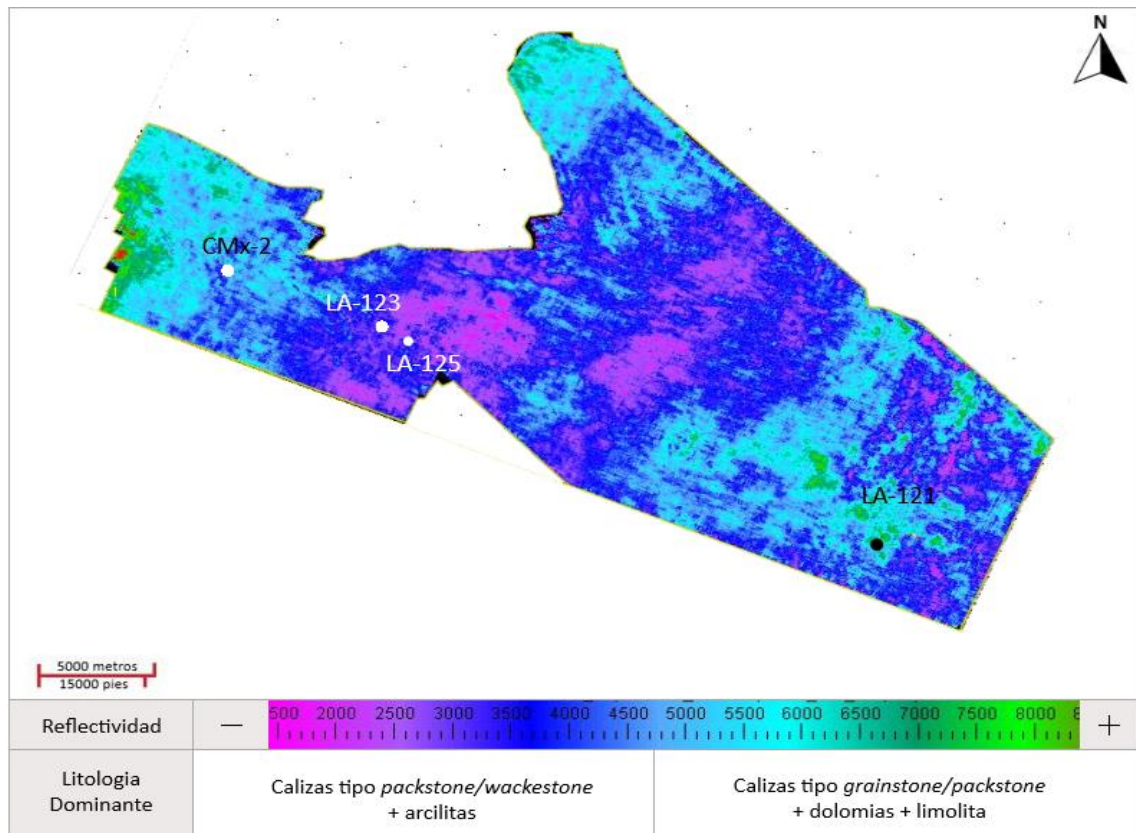


Figura 59: Mapa RMS correspondiente a la sección inferior del Mb. Inferior Fm. Quintuco

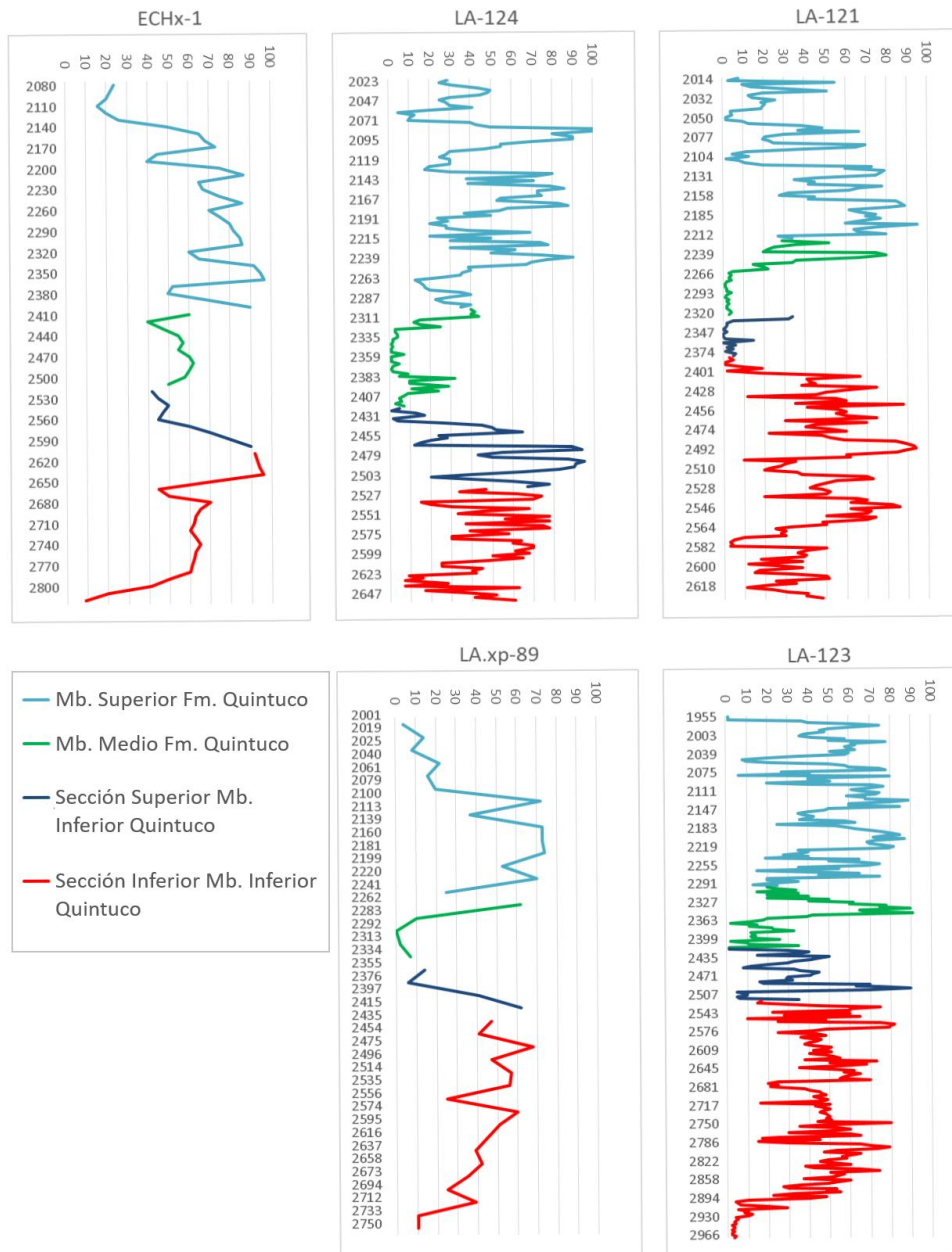


Figura 60: Relación entre profundidad en metros (Eje de ordenadas) y porcentaje de CaCO₃ (Eje de abscisas) para distintos intervalos dentro de la Fm. Quintuco. Nótese la cantidad de CaCO₃ según intervalo analizado y pozo.

Para el análisis de los mapas RMS pertenecientes a la Fm. Vaca Muerta, se utilizaron además de los parámetros anteriormente mencionados, características de margas descritas en *cuttings* tales como inclusiones (calcáreas o arenosas) y proporción de venillas de calcita. A su vez tal formación fue dividida en 2 secciones para su análisis. La sección superior se encuentra delimitada en su tope por el reflector “Tope Fm. Vaca Muerta” y en su base por el reflector “Vaca Muerta Medio” y la sección inferior se encuentra delimitada en su tope por el reflector “Vaca Muerta Medio” y en su base por el reflector “Base Fm. Vaca Muerta”

Para el análisis de la sección superior (Fig. 61) se utilizaron los pozos CMx-2 y LA-123 para reflectividades altas (color celeste y verde) y los pozos ECHx-1, ABLA-25 y LA.xp-155 para zonas de reflectividades bajas (color azul y violeta).

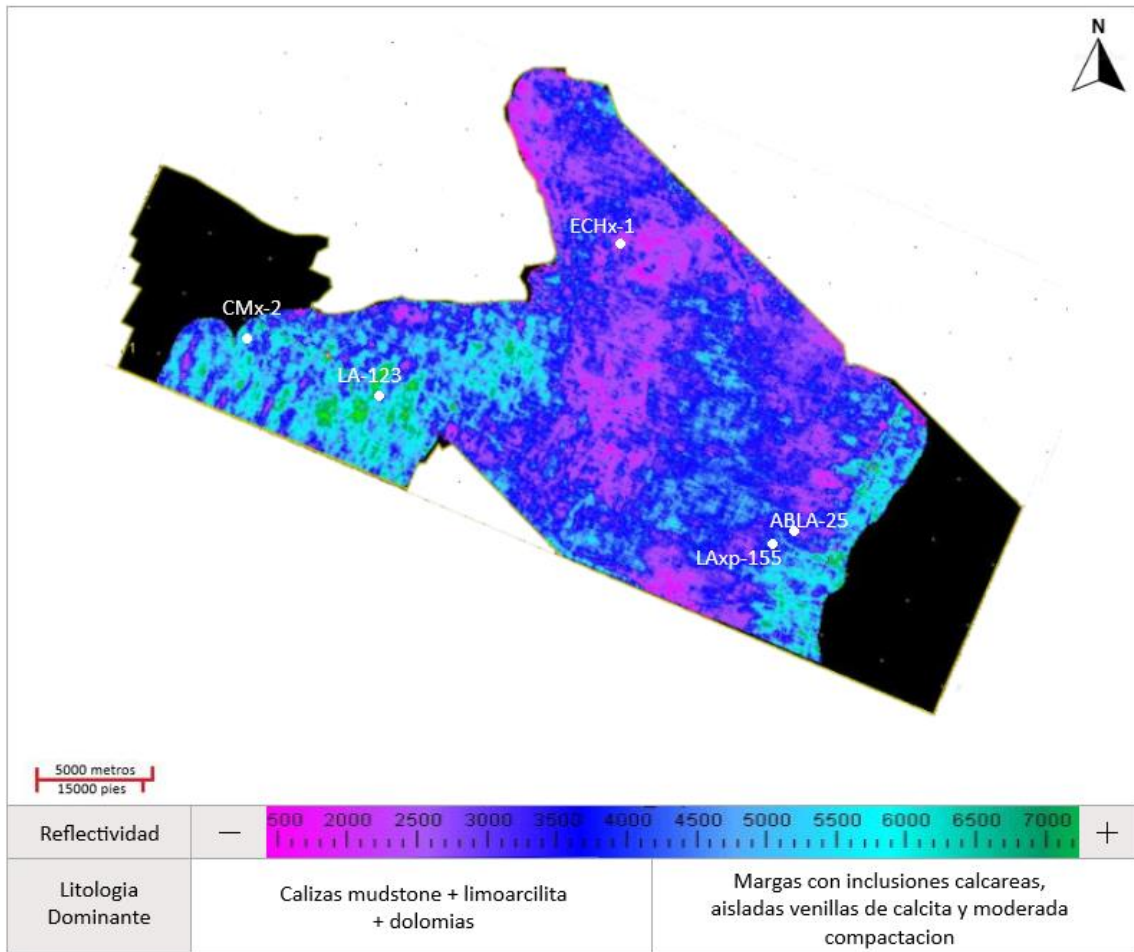


Figura 61: Mapa RMS correspondiente a la sección superior de la Fm. Vaca Muerta

Las reflectividades altas se explican por su asociación litológica dominante, la cual está compuesta por margas con inclusiones calcáreas y moderada compactación, en cambio para zonas de reflectividad baja la asociación es más variada y está compuesta por calizas mudstone + dolomías + limoarcilitas, donde este tipo de calizas que de por sí no son lo suficientemente compactas y donde su contenido carbonatico es menor, están acompañadas por limoarcilitas y dolomías que afectan los valores de reflectividad total.

Para el análisis de la sección inferior (Fig. 62) se utilizaron los pozos LA-123 y ECHX-1 para reflectividades bajas (color azul y violeta) y los pozos ABLA-25 y LA.xp-155 para reflectividades altas (color celeste).

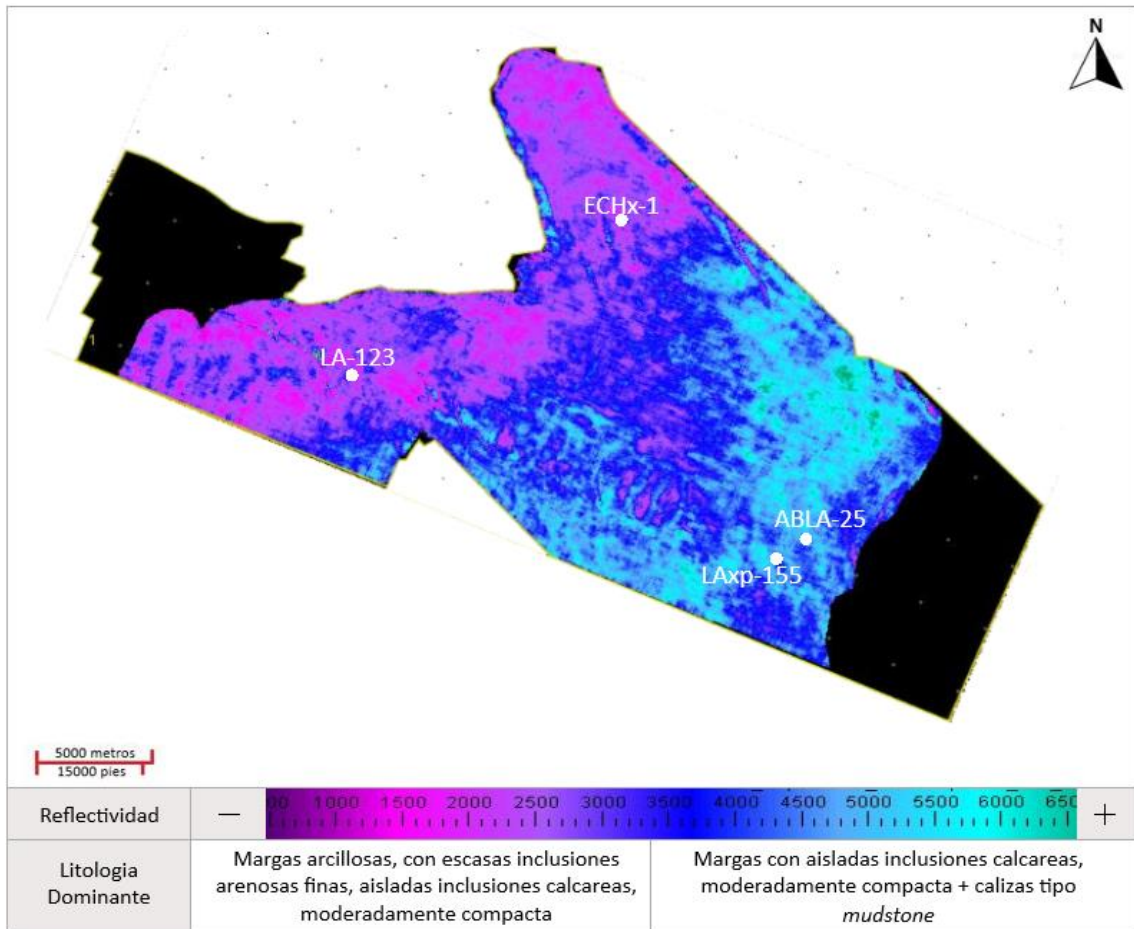


Figura 62: Mapa RMS correspondiente a la sección inferior de la Fm. Vaca Muerta

La asociación litológica para reflectividades bajas está compuesta por margas arcillosas, con aisladas inclusiones calcáreas, leve reacción calcárea y moderada compactación, a diferencia de la sección superior sus valores de reflectividad son menores asociados a las nuevas características analizadas, en cambio para las zonas de reflectividad alta la asociación litológica es la de marga, con aisladas inclusiones calcáreas, con moderada compactación + calizas tipo mudstone, donde la compactación de las margas y la participación de calizas hacen que los valores de reflectividad aumenten en relación a otros sectores del mapa.

Se confeccionó para este trabajo la siguiente figura (Fig. 63), para correlacionar la reflectividad con diferentes ambientes depositacionales, dentro del área de estudio y la litología predominante, indicada a partir del análisis de mapas RMS.

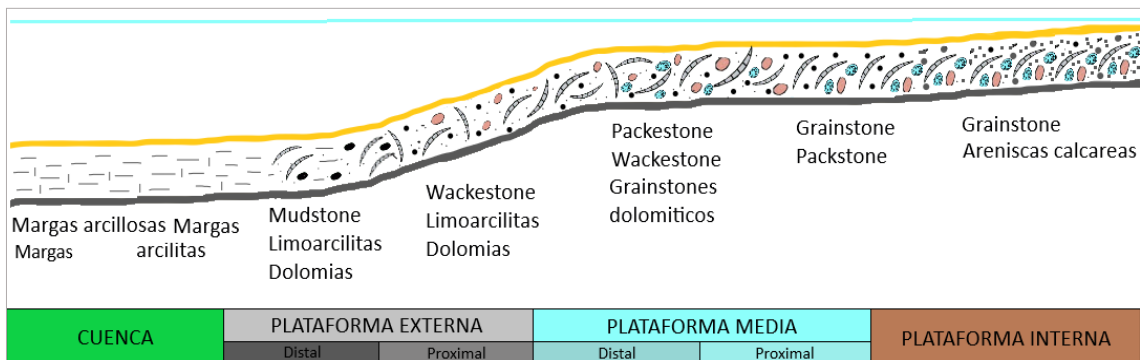


Figura 63: Correlación paleoambiental entre litología, reflectividad y ambientes depositacionales

Mapas MaxPos (Máxima amplitud Positiva)

Los mapas de amplitud MaxPos sirvieron para marcar el relativo quiebre de ángulo de los reflectores en la Fm. Vaca Muerta. Se utilizaron los mapas calculados al reflector Vaca Muerta Medio y Tope Fm. Vaca Muerta, para identificar quiebres de ángulo, ya que fueron los mapas que mejor expusieron este rasgo. El atributo se calculó en una ventana de 10 milisegundos centrado en el reflector en cuestión.

El mapa de amplitudes del reflector “Vaca Muerta Medio” (Fig. 64) muestra en general 3 zonas distintas divididas por lineamientos orientados NE-SO, donde se observa que los cambios de amplitud se deben a los quiebres de ángulo que presenta tal reflector, en un contexto de progradaciones en sentido SE-NO.

En el mapa de amplitudes máximas positivas, del reflector “Tope Fm. Vaca Muerta”, se distinguen en general 4 distintas zonas, divididas por lineamientos de orientación NE-SO, donde las marcadas variaciones de amplitud se deben, al igual que el reflector anterior, a los diferentes quiebres de ángulo como se muestra en la Figura 65.

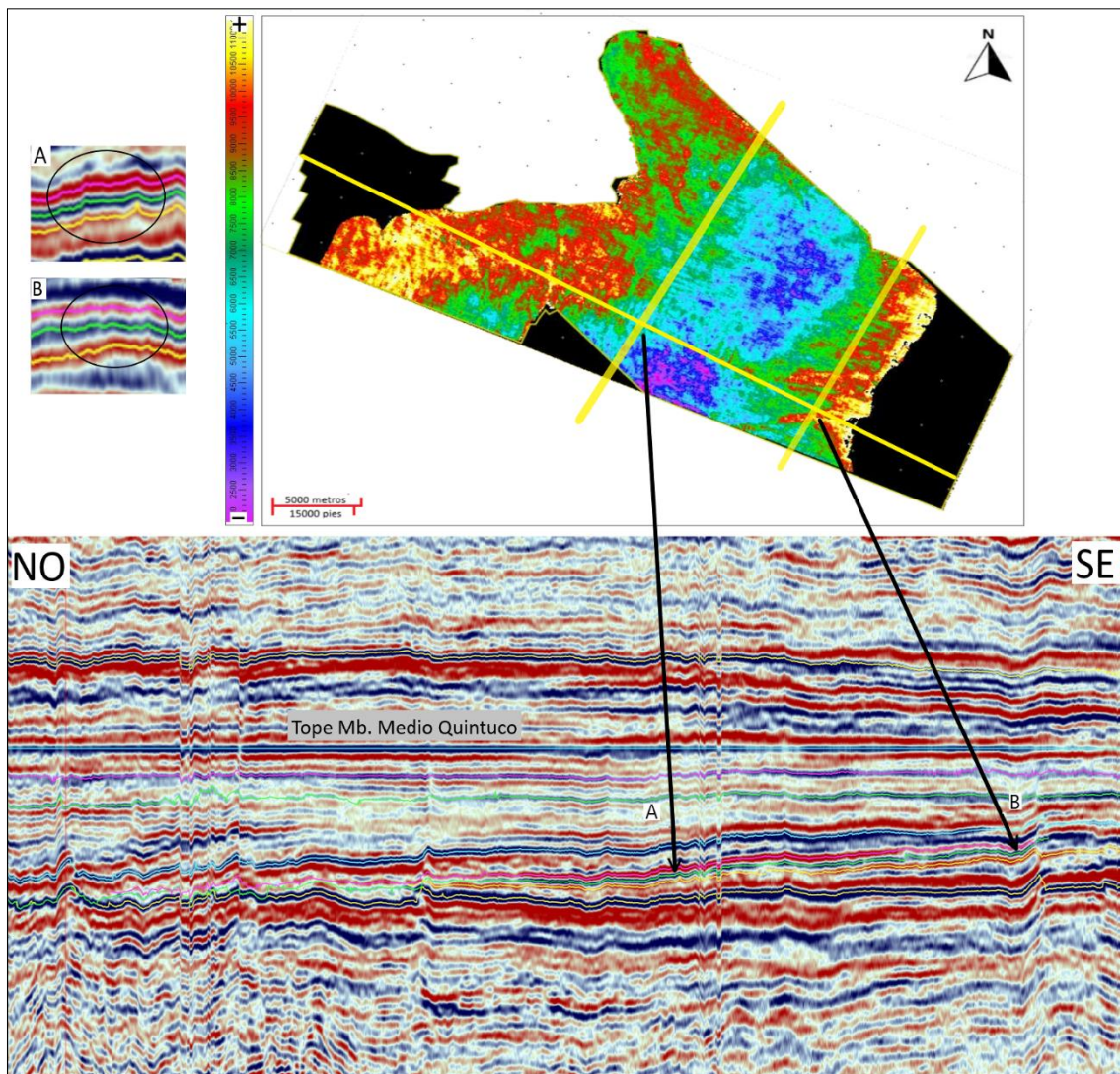


Figura 64: Mapa MaxPos del reflector Vaca Muerta Medio (reflector verde) y sección orientada NO-SE horizontalizada al tope del Mb Medio de la Fm. Quintuco

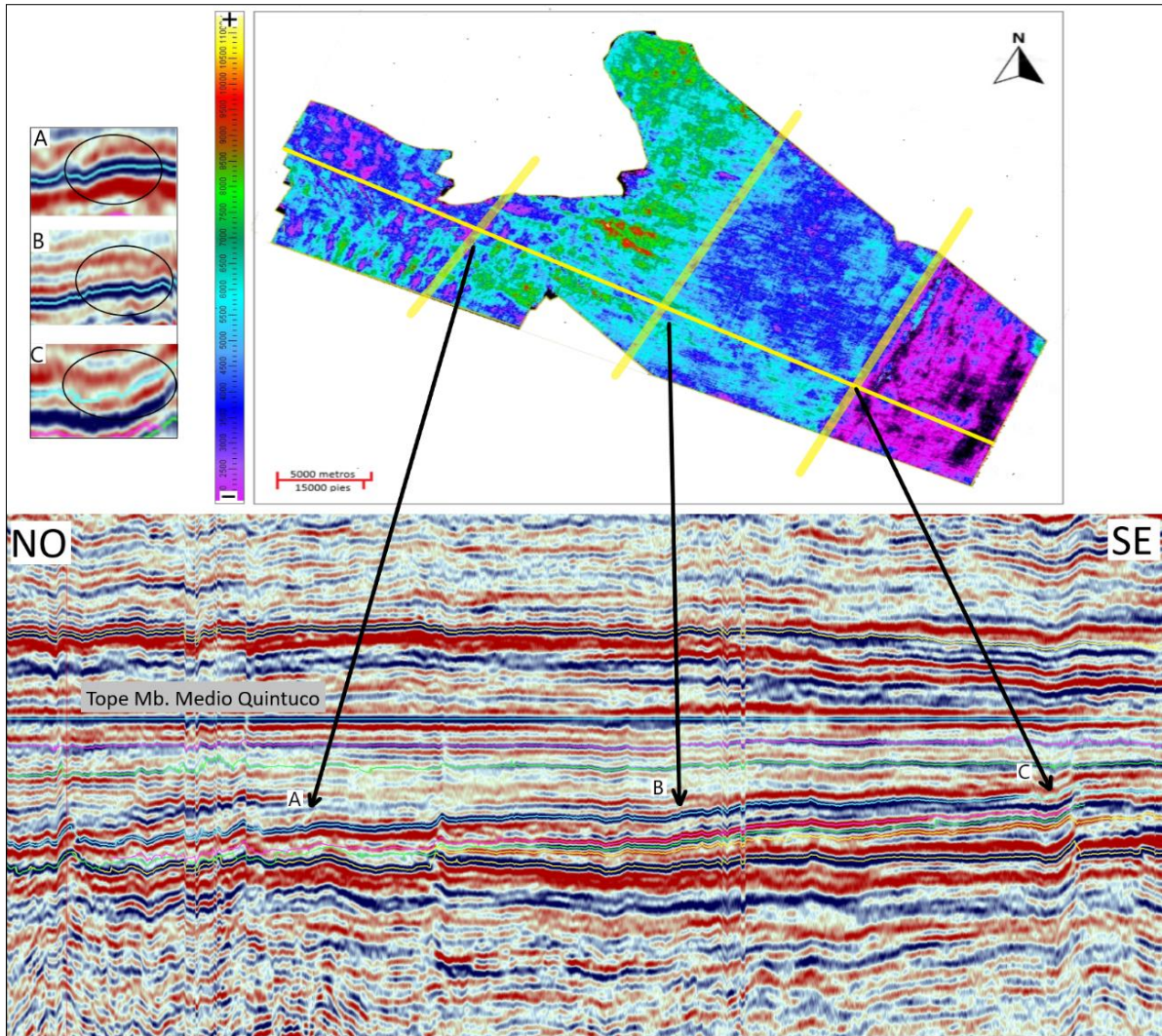


Figura 65: Mapa MaxPos al Tope de la Fm. Vaca Muerta (reflector celeste) y sección orientada NO-SE horizontalizada al tope Mb. Medio Fm. Quintuco.

8. RESULTADOS

8.1. Descripción de Intervalos

En el yacimiento Lindero Atravesado, a pesar de la deformación y erosión ocurridas como consecuencia de la actividad de la Dorsal, la mayor parte del registro sedimentario se encuentra preservado. El análisis de la evolución tectono-sedimentaria del intervalo estudiado se realizó mediante la interpretación estructural, sismoestratigráfica y de registros de pozo.

Con el propósito de interpretar con mayor grado de detalle las geometrías de las diferentes terminaciones de los reflectores sísmicos, se analizaron secciones representativas en orientación NO-SE (Fig. 66) siguiendo el sentido de las progradaciones. Además tales secciones sísmicas fueron horizontalizadas a un conjunto de *datums* de referencia adecuados para la finalidad del trabajo. En este trabajo se utilizaron 2 *datums* variables (Tope Mb. Medio Quintuco y tope de la Fm. Quintuco), de forma complementaria.

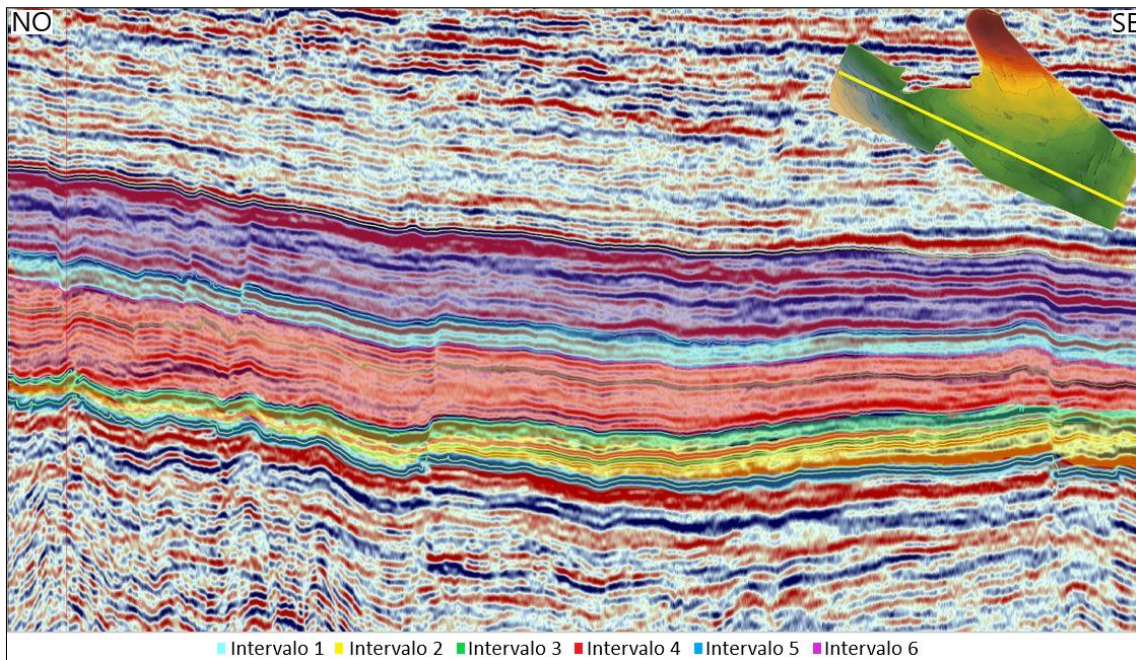


Figura 66: Sección sísmica de orientación NO-SE, donde se observan los diferentes intervalos interpretados en la secuencia de estudio

Intervalo 1

Comienza a partir de la base de la Fm. Vaca Muerta, este reflector marca el comienzo del hem ciclo transgresivo originado en respuesta a la inundación Tithoniana, está compuesto principalmente por margas gris castaño a negra, bituminosa y carbonosa. Presenta altos valores en la lectura de rayos gamma y bajos de impedancia acústica, los cuales se deben a que esta sección presenta valores bajos de velocidad y densidad, debido a la presencia de materia orgánica y sedimentos finos, propiedades características de secciones roca madre. El cruce de Passey ratifica que esta unidad posee características de roca madre, debido a que hay una separación entre las curvas del registro resistivo y sónico. Por encima del reflector que marca la base de la Fm. Vaca Muerta se infiere la superficie de máxima inundación (MFS) de la ingresión marina, definida por datos de pozo (Fig. 67) que marca además el fin de este intervalo (Fig. 68).

El espesor es relativamente constante a lo largo del bloque aunque si se lo mide desde SE a NO, en registros de pozo se observa un paulatino aumento en su potencia, del orden de 5 metros, coincidiendo con la orientación del centro de cuenca. Este intervalo se encuentra afectado y deformado en diferentes zonas por la mayoría de las fallas, generalmente normales identificadas en la secuencia de estudio.

El espesor promedio de este intervalo está muy cercano al límite de resolución vertical calculado, por ende se lo caracterizo paleoambientalmente según su litología

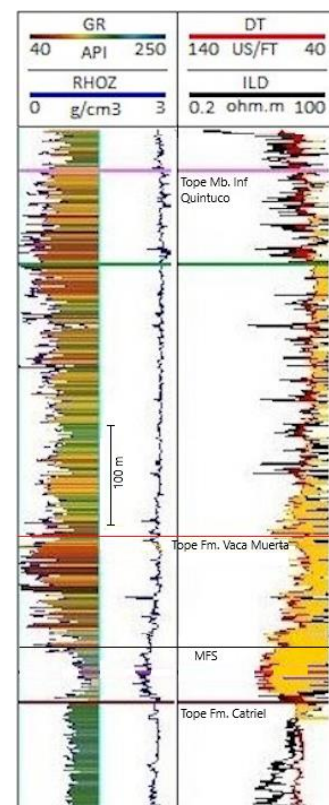


Figura 67: Pozo del área Lindero Atravesado. Pista 2: Cruce de Passey

predominante en *cuttings* y registros de pozo, el mismo corresponde a depósitos distales de centro de cuenca

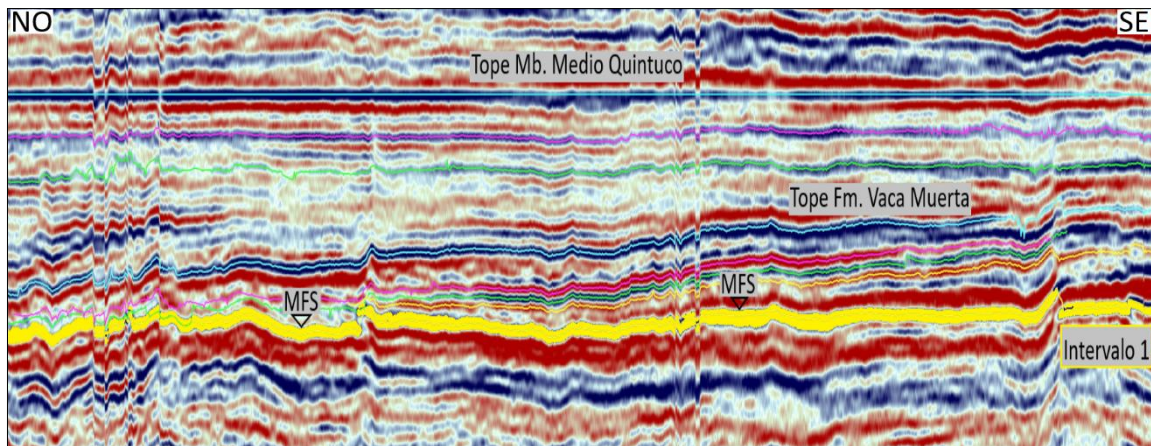


Figura 68: Sección horizontalizada al tope del Mb Medio de la Fm. Quintuco.

Intervalo 2

Este intervalo fue definido entre la superficie de máxima inundación (MFS) y el reflector Vaca Muerta Superior. El mismo presenta valores más heterogéneos en la lectura de rayos gamma pero menores al anterior intervalo, se interpreta a esta respuesta como producto de sucesivas progradaciones que afectaron a este sector de la cuenca. Este intervalo está constituido mayormente por margas, moderadamente compactas, con micro fracturas rellenas con calcita. Las mismas están intercaladas con mudstones de color gris oscuro, moderadamente compacto a blando. Se observan rastros puntuales de hidrocarburo castaño claro. Los valores de impedancia acústica incrementan debido al aumento en los valores de velocidad y densidad, como respuesta al contenido carbonático. El cruce de Passey sigue indicando una unidad con características de roca madre, pero la separación entre curvas es menor al anterior intervalo. En secciones de orientación NO-SE se observan reflectores progradantes hacia el NO de muy bajo ángulo asociados a variaciones relativas del nivel del mar, los cuales muestran una configuración/terminación tipo *downlap* y *toplap* (Fig. 69). Algunos como los marcados en el dato sísmico (Reflectores amarillo, verde y rosa) muestran su inicio con geometrías tipo *toplap* en la zona oriental y terminan haciendo *downlap* (horizonte amarillo y verde) sobre el reflector Base Fm. Vaca Muerta.

Su espesor en tiempo disminuye desde el SE al NO producto de la configuración de las progradaciones. El rechazo vertical de los distintos juegos de fallas es mayor en este intervalo.

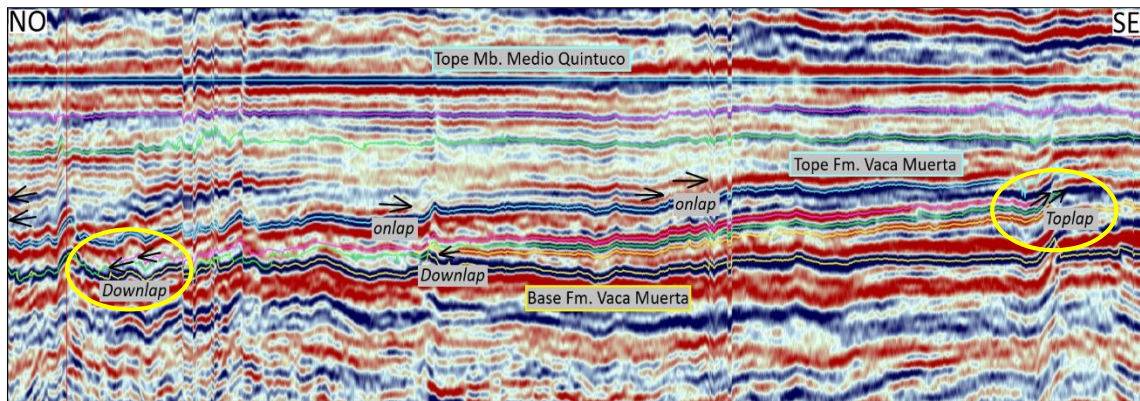


Figura 69: Sección NO-SE horizontalizada al tope del Mb. Medio de la Fm. Quintuco

Intervalo 3

Entre el reflector Vaca Muerta Superior y el Tope de la Fm. Vaca Muerta se encuentra un intervalo de poco espesor tanto en tiempo como en profundidad, compuesto por Caliza (wackestone), masiva, con fractura irregular, moderada dureza, en parte dolomitizada, con presencia de residuo arcilloso y marga castaña oscura a negra, compacta, masiva. Los valores en la lectura de rayos gamma vuelven a aumentar y la impedancia acústica disminuye producto de la disminución de velocidad y densidad. En el cruce de Passey se observa que la separación entre las curvas del registro sísmico y resistivo es menor, con respecto a los anteriores intervalos, indicando que esta unidad presenta menor cantidad de materia orgánica. El tope (según *cuttings* y perfiles eléctricos) de la Fm. Vaca Muerta en los pozos de Lindero Atravesado Oriental marca el fin de este intervalo y al igual que los reflectores anteriores marca una progradación de muy bajo ángulo, con buena continuidad lateral, en sentido SE-NO. Los reflectores en este intervalo muestran una disminución de resolución en sentido NO-SE como se observa en la figura 70 (círculo amarillo), rasgo asociado a la litología en este sector que pierde reflectividad y por ende contraste de impedancia con las rocas por debajo y encima, como se observa en el mapa RMS de la sección superior de la Fm. Vaca Muerta (Fig. 61).

Se observa deformación a escala sísmica de este intervalo por todos los juegos de fallas descriptos en este trabajo, aunque el rechazo vertical de las mismas es menor con respecto a los niveles inferiores.

De acuerdo a la configuración de reflectores los cuales son continuos y en dirección hacia el NO, en un contexto de progradaciones, la litología que es variada y de mayor energía al anterior intervalo, y al contenido carbonatico que aumenta según mapas RMS, los intervalos 2 y 3 fueron asociados a un ambiente de plataforma externa.

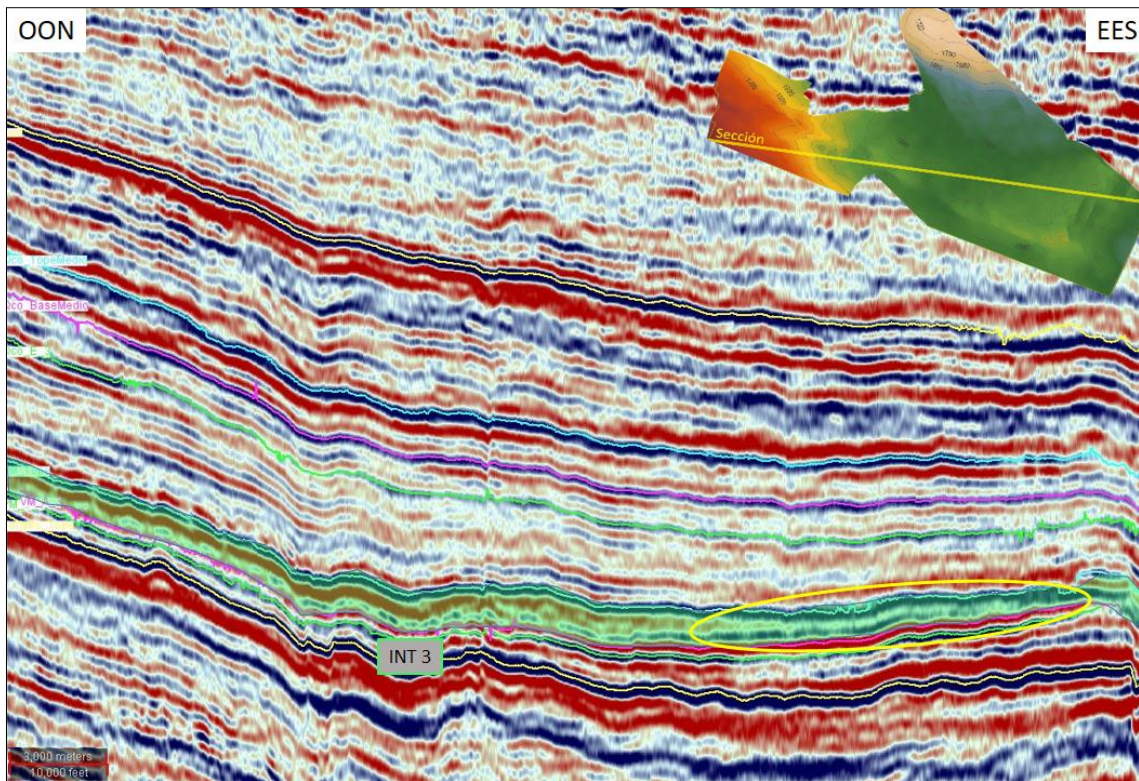


Figura 70: Sección OON-EES indicando intervalo 3 en color verde

Intervalo 4

La impedancia acústica aumenta por el aumento de velocidad y densidad. El cruce de Passey indica una disminución o ausencia del contenido de materia orgánica ya que la curva de resistividad disminuye considerablemente y por lo tanto, indica un aumento del contenido carbonático en dicha unidad Caliza (mudstone-wackestone-packstone). Tal intervalo se dividió en una sección inferior y una superior. La primera de ellas está delimitada en su base por el reflector “Tope Fm. Vaca Muerta” y en el tope por el reflector “Quintuco Inferior” en la misma los reflectores en su base se caracterizan por exponer terminaciones tipo *onlap* en la zona central del área (Fig. 71), siendo parte del arreglo de facies (distal-proximal) en sentido NO-SE y luego reflectores en dirección SE-NO con leves inclinaciones hacia el centro de cuenca. En el registro GR se observa que la lectura se mantiene mayormente constante en las partes basales y medias con un relativo aumento en relación al anterior intervalo, pero hacia el tope comienza nuevamente a decrecer.

La sección superior está delimitada en su base por el reflector “Quintuco Inferior” y en su tope por el reflector “Tope Mb. Inferior Quintuco” en la misma los reflectores en su base se disponen de manera subparalela, con leves inclinaciones hacia el NO, aunque hacia el tope comienzan a exponer geometrías del tipo agradantes, además se observa que en el registro GR la lectura muestra un relativo aumento comparado a la sección inferior.

De acuerdo a sus características sísmicas, los reflectores en general tanto en la sección inferior como en la superior presentan poca continuidad lateral, pobre resolución, indicando bajo contraste de impedancia entre las rocas de este miembro.

El espesor en tiempo de este intervalo disminuye en sentido NO-SE, desde zonas distales a proximales, en relación a la presencia de estructuras al SE del área y la orientación del centro de cuenca hacia el NO. Además se encuentra afectado al igual que los anteriores,

por la mayoría de fallas identificadas dentro de la secuencia de estudio, aunque el rechazo vertical de las mismas comienza a presentar disminución en relación a los anteriores intervalos.

De acuerdo a la disposición de reflectores, la litología predominante, la reflectividad que aumenta en relación al anterior intervalo y por ende el contenido de CaCO_3 , el mismo se lo relacionó a un ambiente de plataforma externa a media.

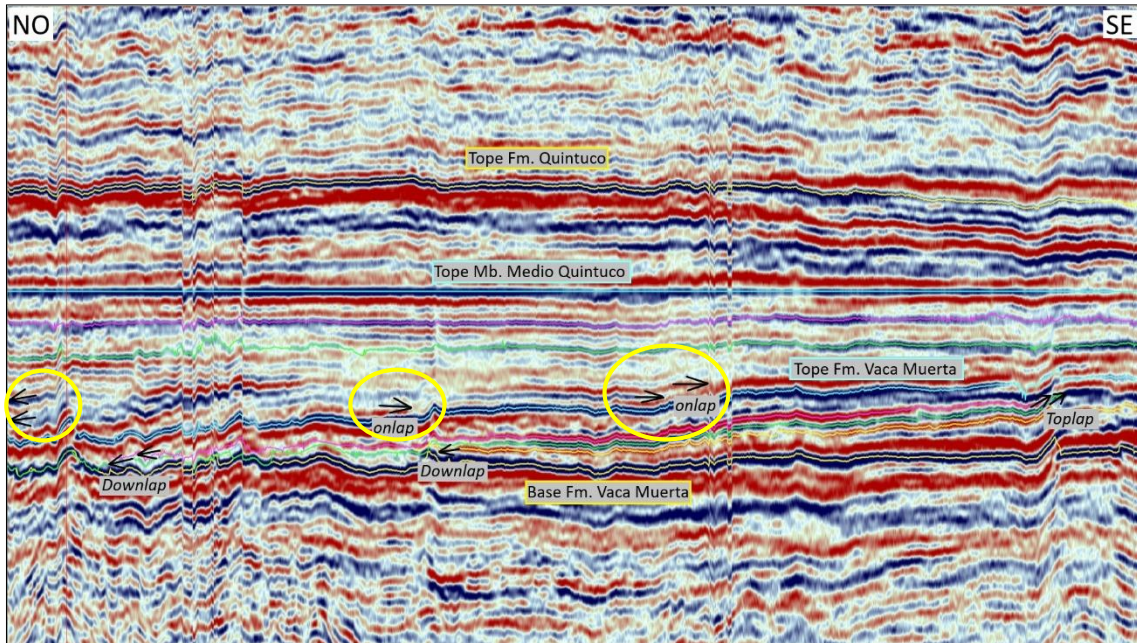


Figura 71: Sección sísmica de orientación NO-SE horizontalizada al tope Mb. Medio Fm. Quintuco

Intervalo 5

Este intervalo marca su inicio con un reflector sísmico de alta amplitud (Tope Mb. Inferior Quintuco), indicador de las secuencias arcillosas integrantes de este miembro (Limoarcilitas + arcilitas), que aumentan en relación al anterior intervalo, por lo tanto evidencian el contraste de impedancia de las rocas por debajo (mayor contenido carbonatico) y encima (mayor contenido de arcillas). Los reflectores sísmicos internos de este intervalo se caracterizan por ser continuos de alta amplitud, con buena continuidad lateral, subparalelos con geometrías agradantes. En la lectura de rayos gamma se observa un aumento relativo, el cual se correlaciona con el aumento en el contenido de arcillas (limoarcilita en *cutting*). Luego este se ve truncado hacia el tope por un nivel no resoluble a nivel sísmico, pero presente en la mayoría de los pozos utilizados en este trabajo, tal nivel muestra un brusco descenso en la lectura de rayos gamma y el mismo se encuentra limitado en su base y tope por los reflectores B2 y B4 interpretados en Gonzales *et al.* (2016).

El espesor de este intervalo comparado tanto al miembro inferior como superior, es menor y relativamente constante a lo largo de todo el bloque, salvo en la zona correspondiente al anticlinal al SE del área donde el espesor disminuye en tiempo. Este intervalo se encuentra afectado al igual que los anteriores por todos los juegos de fallas descriptos en este trabajo final, aunque es mayor la afectación por las fallas de orientación NNE-SSO al SE del área.

Intervalo 6

El valor de impedancia acústica aumenta por el aumento de valores de velocidad y densidad, las curvas del registro sísmico y resistivo se disponen de manera paralela y al igual que los anteriores Mbs. de la Fm. Quintuco, marcan ausencia de carbono orgánico, el tipo de depósito predominante es caliza (packstone-grainstone-wackestone) +/- limoarcilitas y areniscas calcáreas. Los reflectores se disponen de manera subparalela, con leves inclinaciones hacia el NO (Fig. 72). Las amplitudes de los mismos en general aumentan en el sector SE del bloque y disminuyen hacia el sector NO. La lectura de rayos gamma es bastante homogénea y disminuye comparado al anterior intervalo, dando a entender la disminución del contenido de arcillas. En cuanto a su espesor en tiempo, disminuye hacia el SE del área relacionado a la presencia de anticlinales y aumenta en el centro del área y hacia el NO de la misma. La mayor deformación se observa en la zona correspondiente al anticlinal al SE, por la presencia de fallas normales, ya que los otros juegos de fallas descriptos presentan menor rechazo, o no llegan a afectar los niveles correspondientes a este intervalo.

De acuerdo a la disposición de reflectores en sísmica, la litología predominante generalmente variada pero de alta energía y los altos valores de reflectividad media para las rocas integrantes, se relacionó este intervalo a un ambiente de plataforma media a proximal.

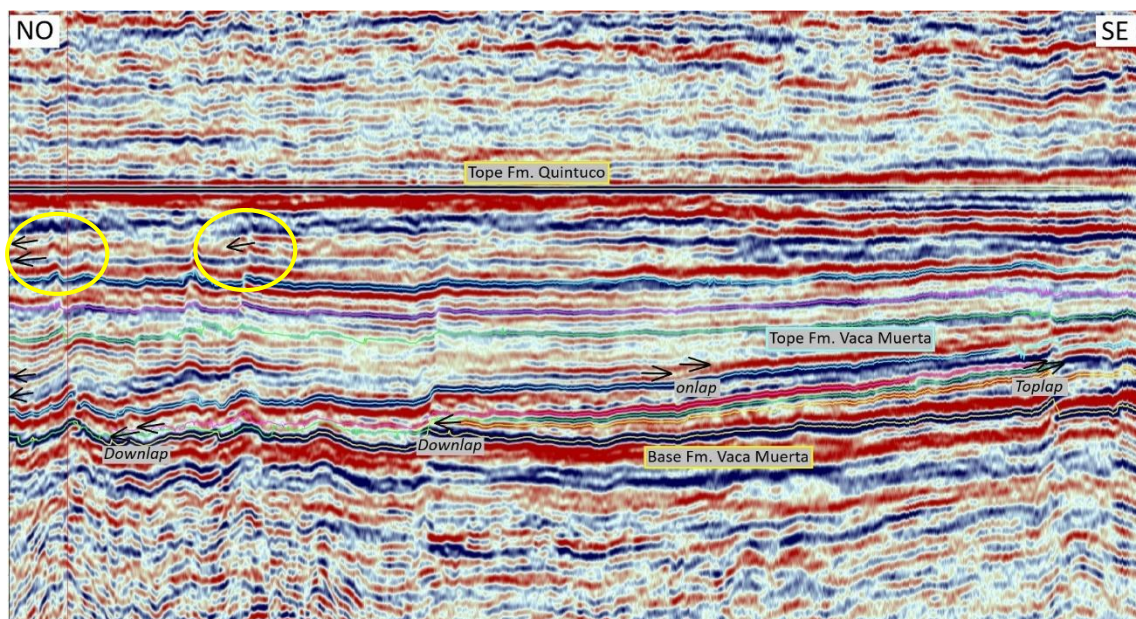


Figura 72: Sección sísmica de orientación NO-SE horizontalizada al tope Fm. Quintuco

A modo de resumen se elaboró a continuación la Tabla N° 5, con los datos analizados en cada intervalo.

| | INTERVALO 1 | INTERVALO 2 | INTERVALO 3 | INTERVALO 4 | INTERVALO 5 | INTERVALO 6 |
|------------------------------|---------------------------------------|--|---|--|---|---|
| LITOLOGIA | Marga, bituminosa y carbonosa. | Margas con micro fracturas rellenas con calcita + caliza mudstone. | Caliza (wackestone ± mudstone), con presencia de residuo arcilloso + marga. | Caliza (mudstone - wackestone - packstone), con moderadas oolitas, en parte dolomitizada ± dolomía ± limoarcilita. | Caliza (mudstone - wackestone - packstone), en parte dolomitizada + limoarcilita ± dolomia. | Caliza (wackestone - packstone - grainstone), en parte se encuentra dolomitizada ± caliza arenosa ± caliza oolitica ± dolomia ± limoarcilita ± areniscas. |
| AMBIENTE | Plataforma externa a centro de cuenca | Plataforma externa | Plataforma externa | Plataforma externa a media | Plataforma media | Plataforma proximal |
| INDICADOR MO (Passey) | Cantidades altas | Cantidades medias | Cantidades bajas | Sin cantidades significativas | Sin cantidades significativas | Sin cantidades significativas |
| GR (Prom.) | 153 °API | 80 °API | 84 °API | 75 °API | 92 °API | 79 °API |
| IMPEDANCIA ACUSTICA | Baja | Media | Baja a media | Alta | Media | Alta |

TABLA N° 5: Tabla resumen de datos en cada intervalo, con información de litología, ambiente, indicador MO (Passey), Rayos Gamma (GR) e impedancia acústica

8.2. Análisis Sismoestratigráfico

Se ha podido dividir la secuencia de estudio en cortejos sedimentarios principales (Fig. 73) (Tabla N°6), identificados en el dato sísmico, sin embargo en registros eléctricos, se consiguen determinar diferentes ciclos, que representan variaciones de alta frecuencia, los cuales no pueden ser distinguidos a escala sísmica, por una cuestión de resolución.

Cortejo transgresivo 1

Se pudo concluir que el cortejo transgresivo o *transgressive system tract* (TST1) se desarrolla a partir de la base de la Fm. Vaca Muerta y finaliza con la superficie de máxima inundación (MFS), la potencia es relativamente homogénea y de poca variabilidad lateral, con un aumento paulatino de espesor hacia centro de cuenca (Intervalo 1).

Cortejo de mar alto 1

Por encima se identifica un intervalo dominado por depósitos progradantes de bajo ángulo, de mar alto o *highstand system tracts* (HST1), que se extiende hasta el Mb. inferior de la Fm. Quintuco (Intervalos 2, 3 y 4), donde los reflectores presentan terminaciones *downlap* hacia el NO y *toplap* hacia el SE, lo que coincide con el contexto estratigráfico de la Fm. Vaca Muerta, debido a que inicia con apilamiento retrogradacional - agradacional y luego evoluciona a un apilamiento progradacional.

El Mb. Inferior de la Fm. Quintuco (Intervalo 4) se lo dividió en este trabajo final en 2 secciones. La inferior está delimitada en su base por el reflector “Tope Fm. Vaca Muerta” y en su tope por el reflector “Quintuco Inferior”, se observa en su base un relativo aumento en la lectura de rayos gamma (Fig. 74), aunque la misma lectura disminuye conforme nos acercamos hacia el tope de esta sección, la configuración de reflectores muestran algunas terminaciones tipo *onlap* en la base, las cuales dejan de observarse a medida que se hace en la columna sedimentaria y pasan a mostrar inclinaciones hacia el NO. La sección superior está delimitada en su base por el reflector “Quintuco Inferior” y su tope corresponde al reflector “Tope Mb. Inferior Quintuco” en la misma los valores de rayos gamma no muestran variaciones significativas, respecto a la anterior sección y los reflectores siguen mostrando inclinaciones hacia el NO, aunque las mismas se atenúan conforme se acercan al tope de la sección. Por lo mismo se concluye que estos depósitos aunque muestran variaciones de alta frecuencia en registros de pozo, siguen estando asociados al anterior cortejo de mar alto (HST1), ya que la litología predominante en *cutting* y las terminaciones interpretadas en sísmica permiten inferirlo, además tales variaciones de alta frecuencia, no pueden ser discriminadas en el dato sísmico.

Cortejo transgresivo 2

Para el Mb. Medio de la Fm. Quintuco (Intervalo 5), los reflectores se disponen de manera subparalela con geometrías del tipo agradante, sin observarse terminaciones de reflectores en sísmica, esto tiene correlación con el registro GR ya que el mismo muestra un aumento en la lectura de rayos gamma (Fig. 74), indicando mayor presencia de material del tipo arcilloso o intercalaciones del mismo (Limoarcilita en *cuttings*) por lo que se infiere que estos depósitos son parte de un cortejo transgresivo (TST2) en zonas proximales,

coincidiendo con el contexto estratigráfico regional de la cuenca y la transgresión del Tithoniano Superior a Berriasiano Inferior (Dominguez *et al.*, 2014)

Cortejo de mar alto 2

Por ultimo para el Mb. Superior de la Fm. Quintuco (Intervalo 6), se observa que los reflectores vuelven a mostrar leves inclinaciones en sentido NO, además se observa en el registro de rayos gamma que la lectura del mismo disminuye, indicando disminución del contenido de material fino, luego hacia el tope del intervalo se presentan intercalaciones de material clástico, el cual se describe en *cutting* y se lo asigna a la Fm. Loma Montosa (Gonzales *et al.*, 2016). Por lo tanto se infiere que el mismo es parte de un nuevo cortejo de mar alto (HST2), siendo este sector la expresión proximal del avance de las facies hacia el NO.

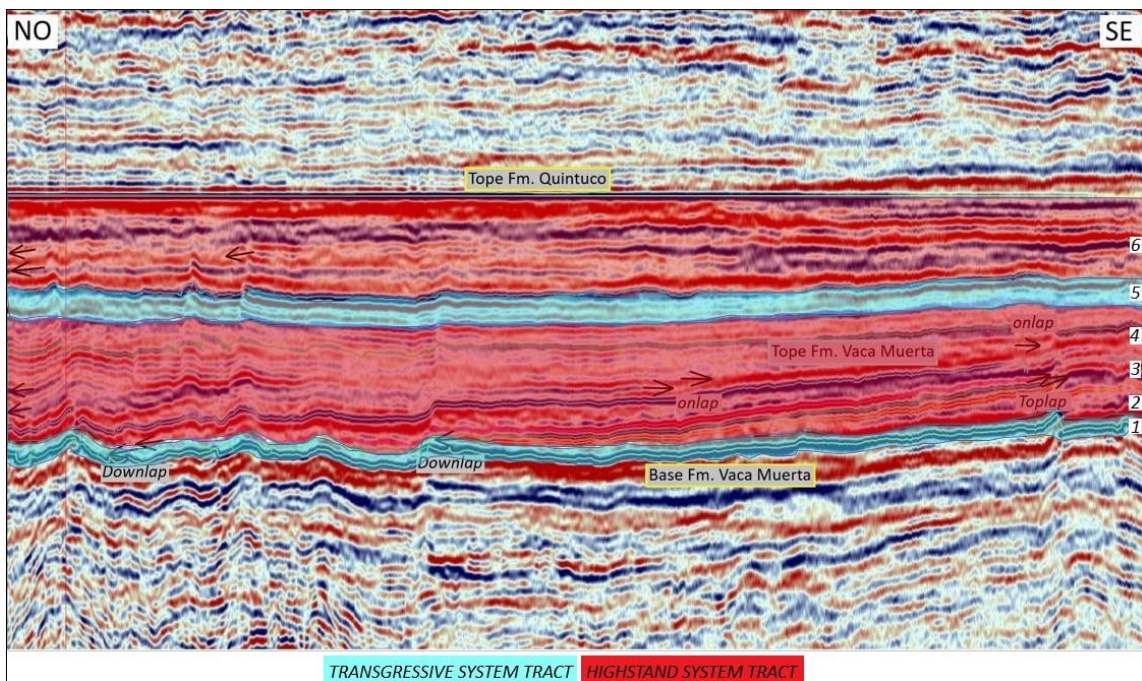
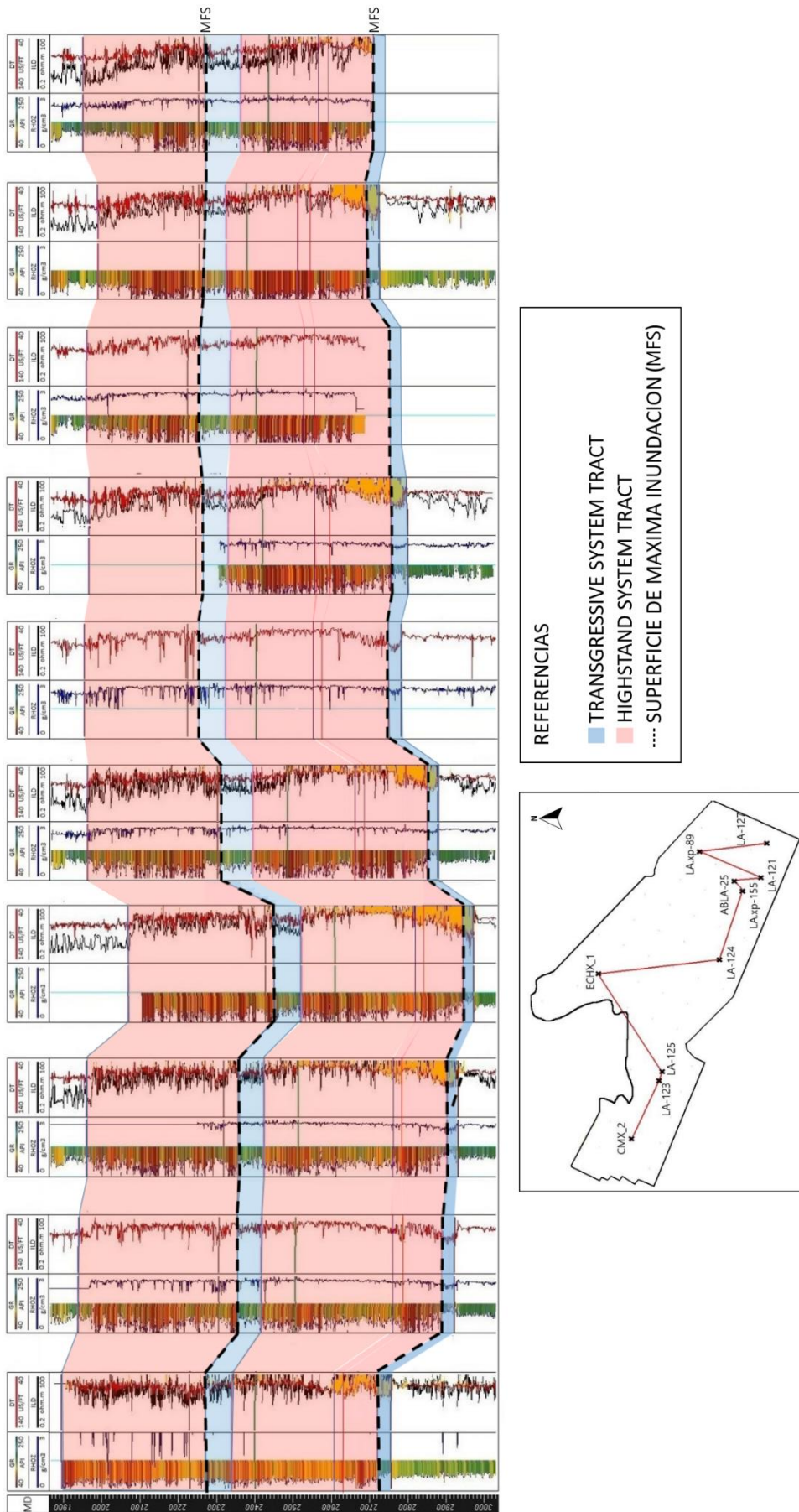


Figura 73: Sección sísmica de referencia horizontalizada al tope de la Fm. Quintuco e interpretación sismoestratigráfica.

| CORTEJOS | INTERVALOS | | | | | |
|----------|------------|---|---|---|---|---|
| HST 2 | | | | | | 6 |
| TST 2 | | | | | 5 | |
| HST 1 | | 2 | 3 | 4 | | |
| TST 1 | 1 | | | | | |

Tabla N°6: Correlación entre intervalos y cortejos sedimentarios



REFERENCIAS

- TRANSGRESSIVE SYSTEM TRACT
- HIGHSTAND SYSTEM TRACT
- SUPERFICIE DE MAXIMA INUNDACION (MFS)

Figura 74: Correlación de pozos con cortejos sedimentarios interpretados y su correlación con registros en el área Lindero Atravesado.

9. CONCLUSIONES

- La interpretación sísmica, mostro diferentes rasgos para los reflectores estudiados en la secuencia de estudio, desde reflectores que no muestran inclinaciones, ni terminaciones como lo son la Base de la Fm. Vaca Muerta y los topes de cada miembro de la Fm. Quintuco, hasta reflectores que exponen claras terminaciones tipo *downlap* hacia zonas distales y *toplap* hacia zonas proximales, dando a entender diferentes contextos para los mismos.
- Se individualizaron y mapearon 6 niveles dentro de la secuencia de estudio y 3 en particular para la Fm. Vaca Muerta, para analizar su evolución y dividir una sección basal transgresiva y una media y superior regresiva.
- Se pudieron correlacionar 5 superficies de validez regional en este trabajo con las interpretadas en la Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta (Gonzales *et al.*, 2016) y 4 superficies de valides local, que sirvieron para complementar el estudio de la secuencia Quintuco – Vaca Muerta.
- Se identificaron 3 familias de fallas principales, unas de desplazamiento de rumbo asociadas a una falla transcurrente dextrógira con rumbo NO-SE, otras de desplazamiento normal asociadas al anticlinal de rumbo NNE-SSO al sur del área y otras de desplazamiento normal al norte del área.
- Basado en la interpretación de fallas, la génesis de la geometría en *echelon* en planta de las fallas de orientación NO-SE y los desplazamientos observados en secciones que son del tipo inverso en la base y normal en el tope, se pudo concluir que fueron formadas durante fallamiento de rumbo.
- El espesor total de la Fm. Vaca Muerta presenta una disminución desde el SE hacia el NO, rasgo asociado al carácter progradante que presenta esta superficie
- Se identificaron geometrías depositacionales a través de mapas isocronopáquicos y RMS, asociadas a los cambios de inclinación de los taludes de las secuencias presentes, los cuales se desarrollan en el sector central del área con una orientación NE-SO.
- Se identificó en registros de pozo la superficie de máxima inundación (MFS), de la ingresión marina la cual se posiciona por encima de la base de la Fm. Vaca Muerta.
- El intervalo 1 (sección condensada) presenta mayor deformación y fallamiento por todos los juegos de fallas tanto normales, inversas o de desplazamiento de rumbo que los demás intervalos interpretados, fallas que pudieron actuar como vías de migración.
- El centro de cuenca se ubica al NO de la zona de estudio, por poseer en el intervalo 1 (sección condensada) mayor espesor sedimentario y por ser la dirección a la cual se dirigen las progradaciones interpretadas en los demás intervalos. A su vez esta sección, con respecto a los registros de pozo y el cruce de Passey, se la puede identificar como una unidad de depósitos finos rica en hidrocarburos.
- El intervalo 2, también posee características de una unidad rica en materia orgánica de acuerdo a lo indicado por el cruce de Passey, pero posee contenido más carbonatico con respecto al intervalo 1, indicado en *cuttings* y mapas RMS.

- Se confeccionaron mapas de amplitud RMS, para diferentes intervalos dentro de la secuencia, que permitieron individualizar litologías de acuerdo al valor de reflectividad.
- Se dividió a la secuencia de estudio en 4 cortejos principales y se postularon distintos ambientes para los intervalos estudiados, desde depósitos distales de centro de cuenca para la sección condensada de la Fm. Vaca Muerta a plataforma media a proximal para el Mb. Superior Fm. Quintuco, relacionados a cortejos sedimentarios.

10. BIBLIOGRAFIA

- Arregui, C., Carbone, O., Leanza, H.A. 2011. Contexto tectosedimentario. XVIII Congreso Geológico Argentino. Relatorio, Neuquén 2011. 29-35 p.
- Atencio, M. R., Späth, F. G. E. y Rendon, D. 2014. Caracterización de discontinuidades sísmicas: Cálculo y procesos de atributos sobre amplitud. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Simposio de Geofísica: Puentes de Integración. 123-139 p.
- Berdini, O., Arregui, C., Pimentel, M. 2002. Evolución tecto sedimentaria de la Estructura de Rio Neuquén. XV Congreso Geológico Argentino, Acta III. 187 p.
- Bulhoes, E. M. y Nogueira de Amorim, W. 2005. Principio da Sismo Camada Elementar e sua aplicação à Técnica Volume de Amplitudes (tecVA). 9º International Congress of the Brazilian Geophysical Society held. Salvador, Brazil. 11-14 p.
- Carozzi, A. V., Orchuela I y Rodriguez Schelotto M. L. 1993. Depositional models of the lower Cretaceous Quintuco – Loma Montosa Formation, Neuquén Basin, Argentina. *Journal of Petroleum Geology*, V. 16 No.4. 421 – 450 p.
- Cristallini, E., Tomezzoli, R., Pando, G., Gazzera, C., Martínez, J. M., Quiroga, J., Buhler, M., Bechis, F., Barredo, S. y Zambrano, O. 2009. Controles Precuyanos en la estructura de la Cuenca Neuquina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* V. 65 No.2. 248-264 p.
- Cruz, C. E., Boll A., Gómez Omil R., Martínez E. A., Arregui C., Gulisano C.A., Laffitte G. A. y Villar H. J. 2002. Hábitat de hidrocarburos y sistemas de carga Los Molles y Vaca Muerta en el sector central de la Cuenca Neuquina, Argentina, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas-CD-ROM, Buenos Aires. 20 p.
- Desjardins, P., Fantín, M., González Tomassini, F., Reijenstein, H., Sattler, F., Domínguez, F., Kietzmann, D., Leanza, H., Bande, A., Benoit, S., Borgnia, M., Vittore, J., Simo, T y Minisiini, D. 2016. Capítulo 2: Estratigrafía Sísmica Regional. En G. González, et al. (eds), *Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta (IAPG)*, Buenos Aires. 5-22 p.
- Dominguez, F., Paulin, S y Continanzia, M. 2014. Estratigrafía del intervalo Vaca Muerta-Quintuco en el sector central de la Cuenca Neuquina. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Simposio de Recursos No Convencionales. Mendoza. 231-250 p.
- Folguera, A., Ramos, V. A., Zapata, T. R., Spagnuolo, M. y Miranda, F. 2005. “Pliocene to Quaternary retro-arc extension in the Andes at 35°-37°39’S”. 6th. International Symposium on Andean Geodynamics (Barcelona), Extended Abstracts. 277-280 p.
- Folguera, A., Zapata, T. R. y Ramos, V. A. 2006. “Late Cenozoic extension and the evolution of the Neuquén Andes”. En Kay, S. M. y Ramos, V. A. (eds.) *Evolution of an Andean margin: A tectonic and magmatic view from the Andes to the*

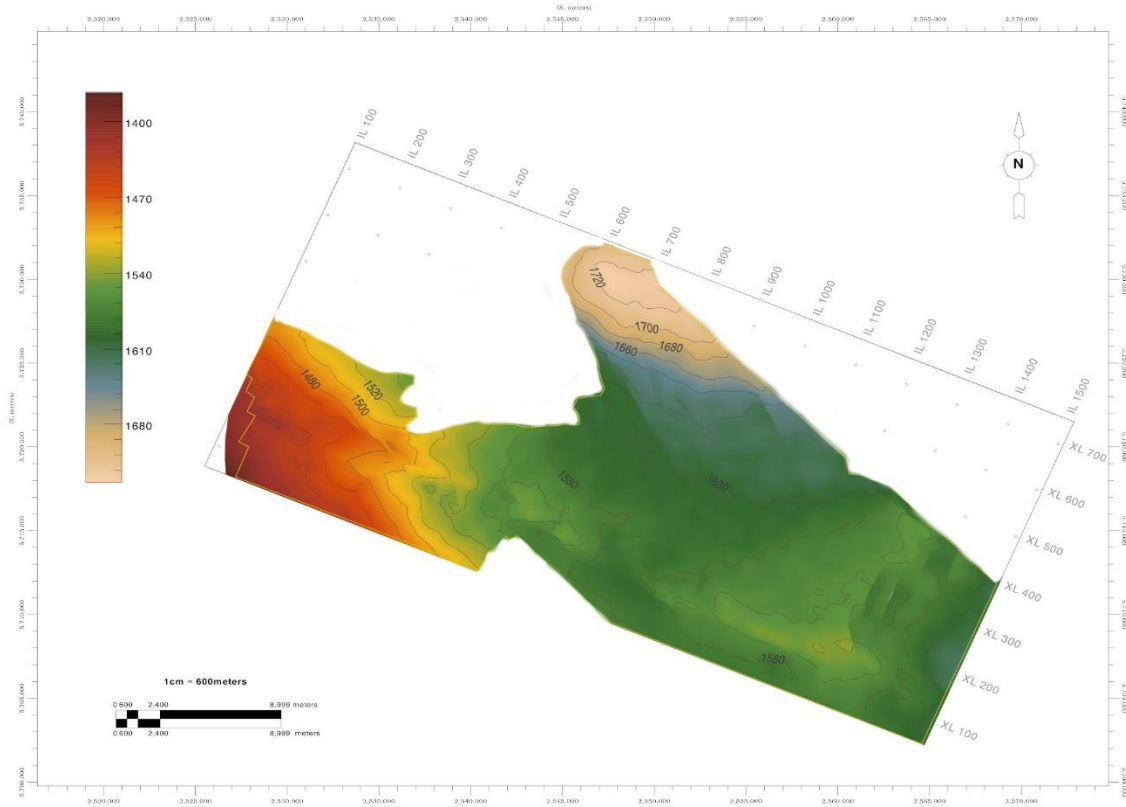
- Neuquén Basin (35°- 39°S), Geological Society of America Special Paper 407. 267-285 p.
- Gonzales, G., Jait, D., Benoit, S y Sylwan, C. 2016. Lindero Atravesado. Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta: Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos. Instituto Argentino del Petróleo y el Gas. Asociación Geológica Argentina. 45-59 p.
- Kietzmann, D., Ambrosio, A., Alonso, M. Suriano, J. 2016. Cap. 20: Puerta Curaco. En G. Gonzalez, et al. (eds), Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta (IAPG), Buenos Aires. 219-232.
- Lagarreta, L., G, Laffitte y S, Minniti. 1999. Cuenca Neuquina: Múltiples posibilidades en la serie Jurásica – Cretácica del depocentro periadino. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas I. Mar del Plata. 145-175 p.
- Lasalle, D. 2005. Caracterización integral geológica - estadística de la Formación Quintuco, en el yacimiento Lindero Atravesado, Cuenca Neuquina, Argentina. VI Congreso de exploración y desarrollo de hidrocarburos, Mar del Plata. Actas digitales.
- Leanza, A., Sattler, F., Martinez, R y Carbone, O. 2011. La Formación Vaca Muerta y equivalentes (Jurásico Tardío – Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino: Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén. Neuquén. 113-129 p.
- Leanza, H., F. Sattler, R.S. Martinez, y O. Carbone. 2011. La Formación Vaca Muerta y equivalentes (Jurásico Tardío – Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina, en: Leanza, H., Arregui, C., Carbone, O., Danieli, J. C., and Valles, J. M., Geología y recursos naturales de la provincia del Neuquén: Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino. 113-130 p.
- Legarreta, L. y Villar, H. 2012. Las facies generadoras de hidrocarburos de la Cuenca Neuquina. Revista Petrotecnia. Agosto 2012.
- Legarreta, L., H. Villar, G. Lattitte, C. Cruz y G. Vergani. 2005. Cuenca Neuquina. En Frontera Exploratoria de la Argentina (Chebli, G. et al., Eds.), VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. IAPG, Buenos Aires. 233-250 p.
- Legarreta, L., y C. Gulisano. 1989. Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico Superior - Terciario Superior), Argentina, en G. A Chebli y L. A. Spalletti (eds): Cuencas Sedimentarias Argentinas, Serie de Correlación Geológica N° 6 Tucumán. 221-243 p.
- Maretto, H., Lampe, J., Rodriguez, L., Berdini, O., Schachner, P., Arregui, C., Quinteros, J., Martínez, E., Lasalle, D y Pecuch, D. 2005. Condiciones de entrapamiento en el sector sur del engolfamiento Neuquino. Introducción. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina. Mar del Plata. 261-270 p.

- Martínez, E., Lasalle, D y Pecuch, D. 2005. Entrampamiento en el yacimiento Lindero Atravesado. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina. Mar del Plata. 317- 330 p.
- Massaferro, J.L., Zeller, M., Giunta, D., Sagasti, G., Eberli, G. 2014. Evolución Del Sistema Mixto Tithoniano-Valanginiense (Fms Vaca Muerta, Quintuco y equivalentes) a partir de estudios de afloramientos y subsuelo, Centro – Sur de la Cuenca Neuquina. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Simposio de Recursos No Convencionales: Ampliando el Horizonte Energético. Mendoza. 251-274 p.
- Mendiberri, H y Carbone, O. 2002. Cuenca Neuquina: Marco Geológico y reseña histórica de la actividad petrolera. En rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina. Schiuma, Hinterwimmer y Vergani Ed. V Congreso de exploración y desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata. 201-228 p.
- Mitchum Jr R. M. y Uliana, M.A. 1985. Seismic stratigraphy of carbonate depositional sequences, Upper Jurassic-Lower Cretaceous, Neuquen Basin, Argentina: Chapter 15 AAPG Special Volumes, Volume M39: Seismic Stratigraphy II: An Integrated Approach to Hydrocarbon Exploration. 255-274 p.
- Mitchum Jr, R. M, Vail, P. R. y Thompson III, S. 1977. “Seismic stratigraphy and global changes of sea level: Part 2: The Depositional Sequence as a Basic Unit for Stratigraphic Analysis”. 53- 62 p.
- Mitchum Jr, R.M., Vail, P.R. 1977. Seismic stratigraphy and global changes of sealevel. Part 7: stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences. In: Payton, C.E. (Ed.), Seismic Stratigraphy-Applications to Hydrocarbon Exploration, vol. 26. A.A.P.G. Memoir. 135-144 p.
- Passey, Q. R., S. Creany, J. B. Kulla, F. J. Moretti and J. D. Stroud. 1990. A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs, AAPG, Bulletin V. 74 No.12. 1777-1794 p.
- Pose, F., Gangui, A. y Galeazzi, S. 2014. Estratigrafía Secuencial del intervalo Quintuco-Vaca Muerta en el Engolfamiento Neuquino, Cuenca Neuquina, Argentina. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Simposio de Recursos No Convencionales: Ampliando el Horizonte Energético. Mendoza. 211-230 p.
- Schwarz, E., Spalletti, L. y Veiga, D., 2011. La Formación Mulichinco (Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino: Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén. Neuquén. 131-144 p.
- Sheriff, R. 1985. Aspects of seismic resolution. En Seismic stratigraphy II. American Association of Petroleum Geologists. 1 – 10 p.
- Silvestro, J., Zubiri, M. 2008. Convergencia oblicua: Modelo estructural alternativo para la dorsal neuquina (39°S) – Neuquén. Revista de la Asociación Geológica Argentina V. 63 No.1. 49 – 65 p.

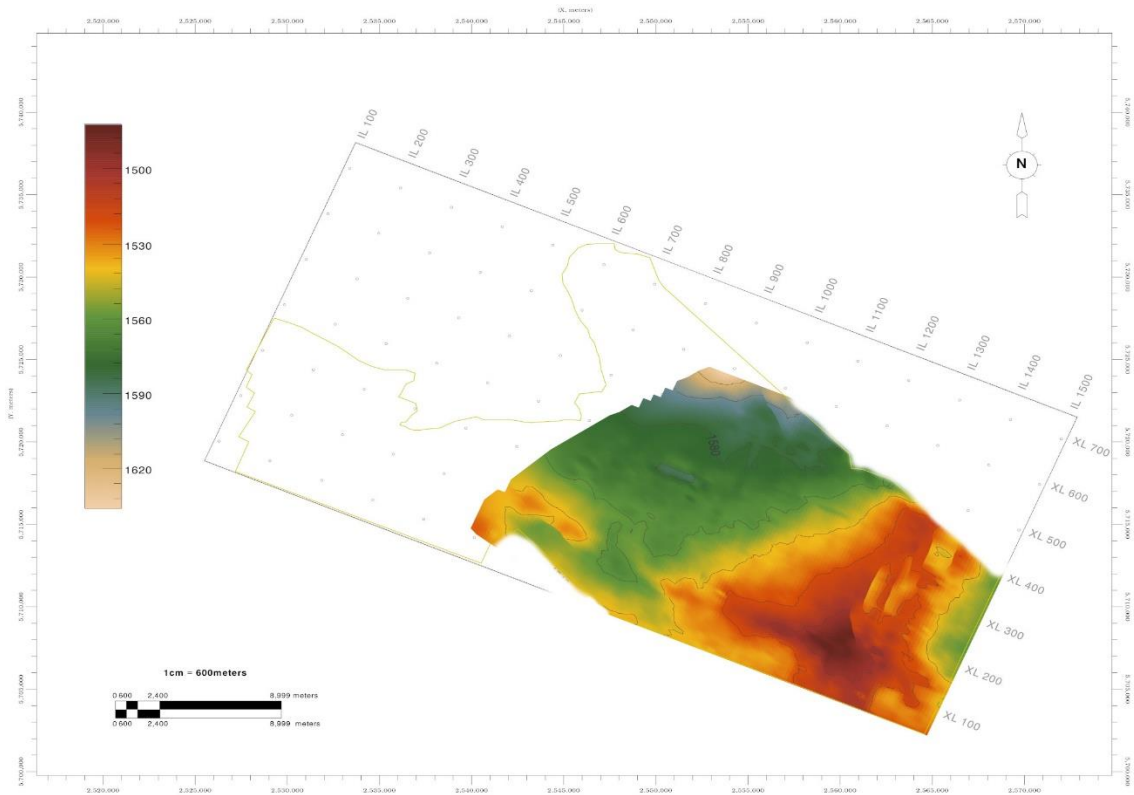
- Spalletti, L., Veiga, G. y Schwarz, E. 2011. La Formación Agrio (Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino: Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén. Neuquen.145-160 p.
- Spalletti, L.A., Franzese, J., Matheos, S.D y Schwarz, E. 2000. Sequence stratigraphy of a tidally dominated carbonate siliciclastic ramp; the Tithonian-Early Berriasian of the Southern Neuquén Basin, Argentina. Journal of the Geological Society 157. Londres. 433-446 p.
- Taner, T. M. 2001. Seismic Attributes. Houston, U.S.A. Rock solid images V. 26 No.7. 1-16 p.
- Veiga, G., Spalletti, L. y Schwarz, E. 2011. El Miembro Avilé de la Formación Agrio (Cretácico Temprano). Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino: Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén. Neuquén. 161-173 p.
- Zarpellon, C., Crovetto, C. 2018. Estudios Sísmicos en el área Lindero Atravesado de la Cuenca Neuquina: Flujo de trabajo utilizado. X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mendoza. 99-111 p.
- Zeller, M. 2013. Facies, Geometries and Sequence Stratigraphy of a Mixed Carbonate-Siliciclastic Quintuco-VacaMuerta System in the Neuquén Basin, Argentina: An Integrated Approach. Ph.D. Thesis, Universidad de Miami.

11. ANEXOS

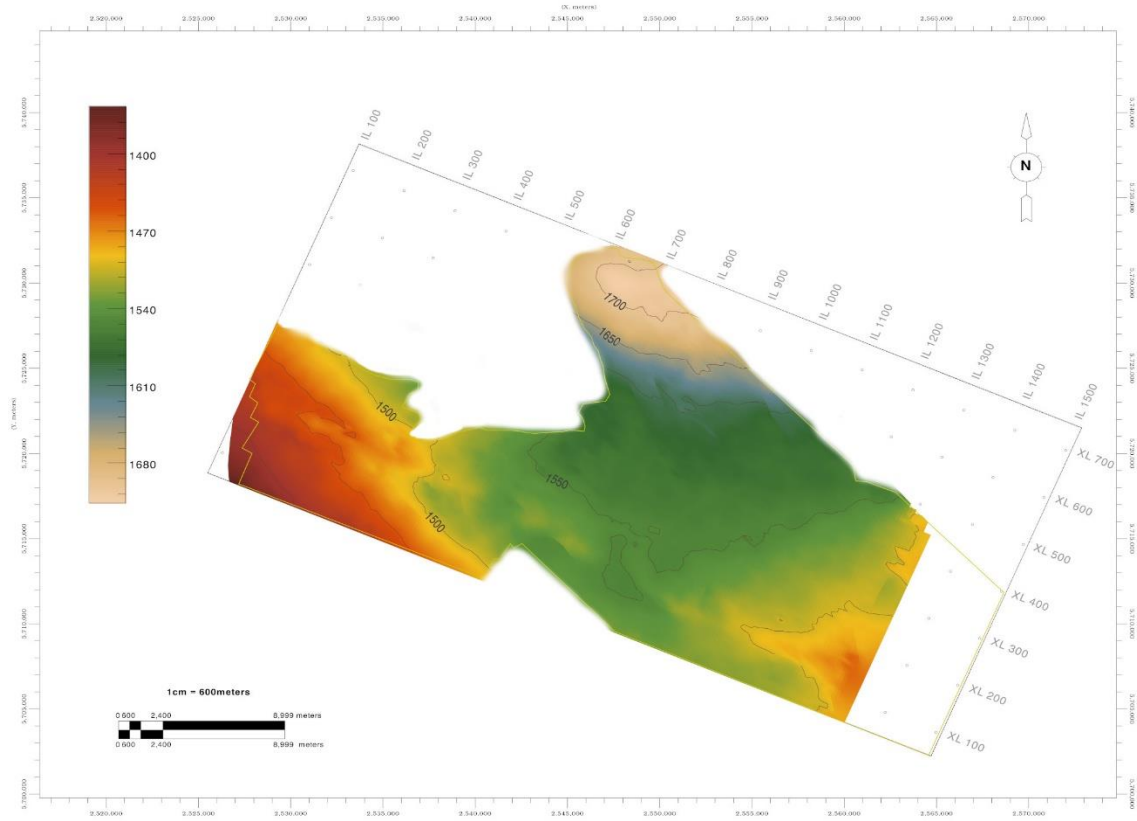
11.1. Mapas Isócronos



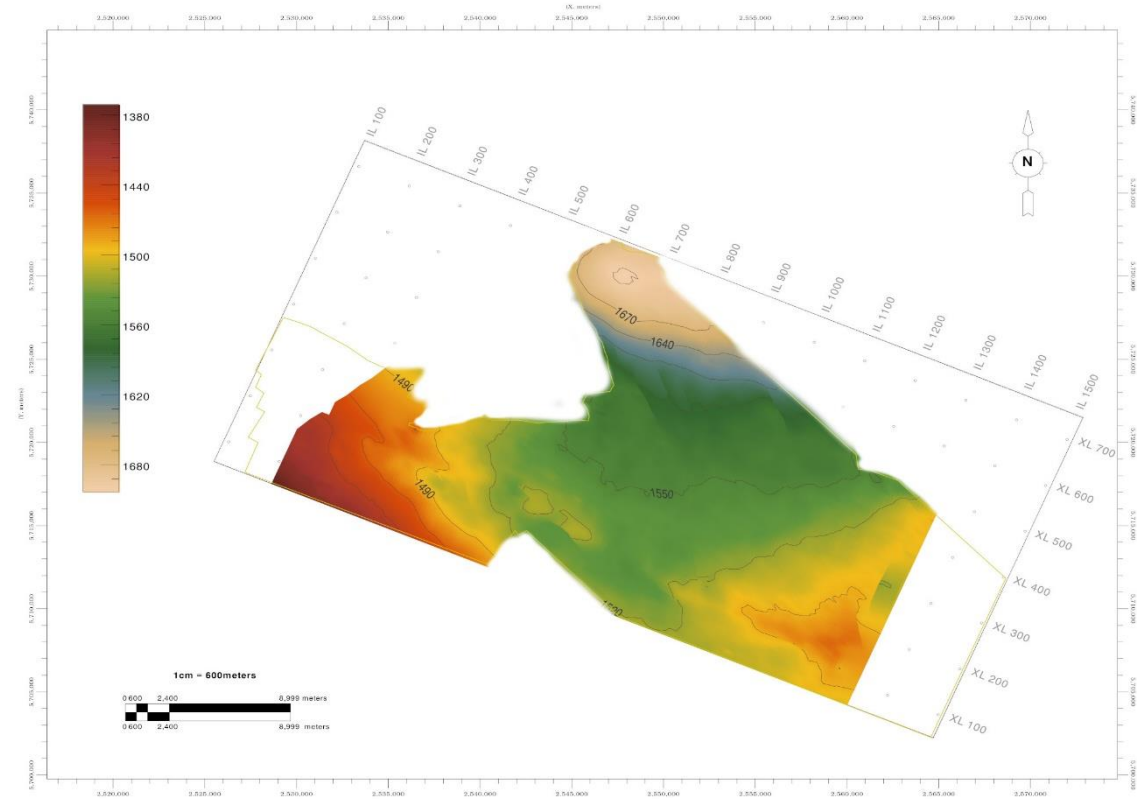
Mapa Isócrono a la Base Fm. Vaca Muerta



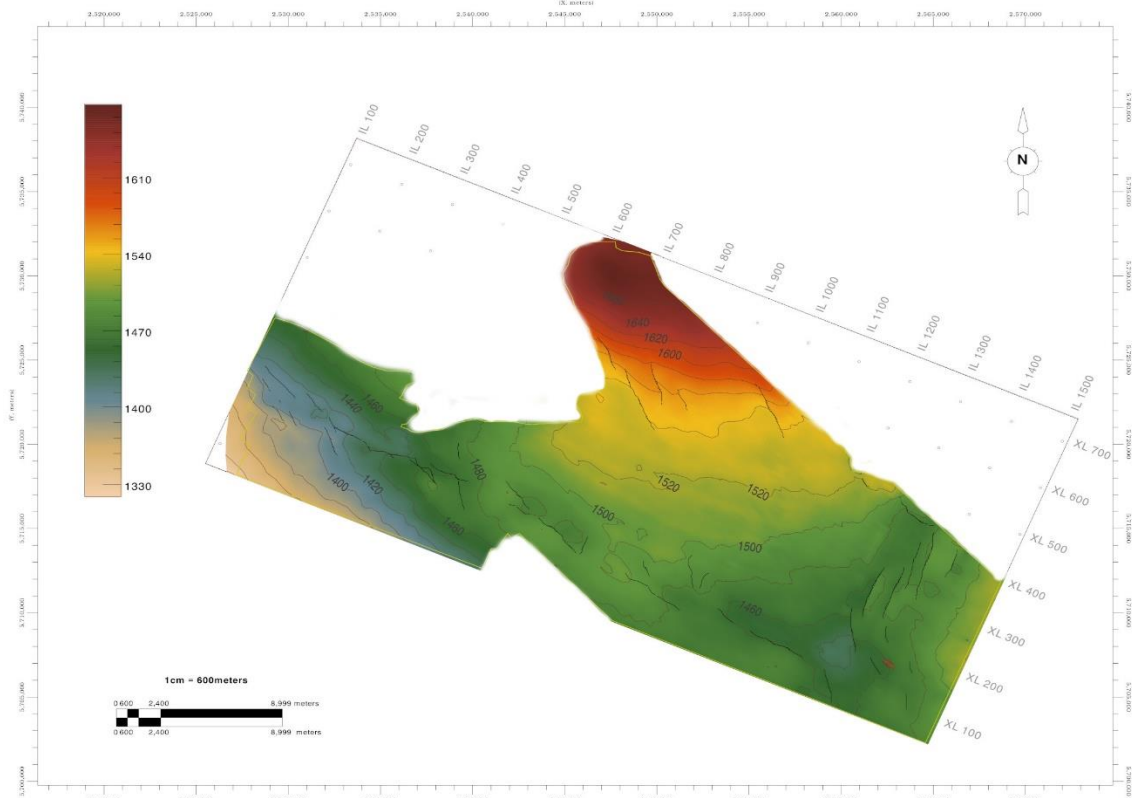
Mapa Isócrono al reflector Vaca Muerta Inferior



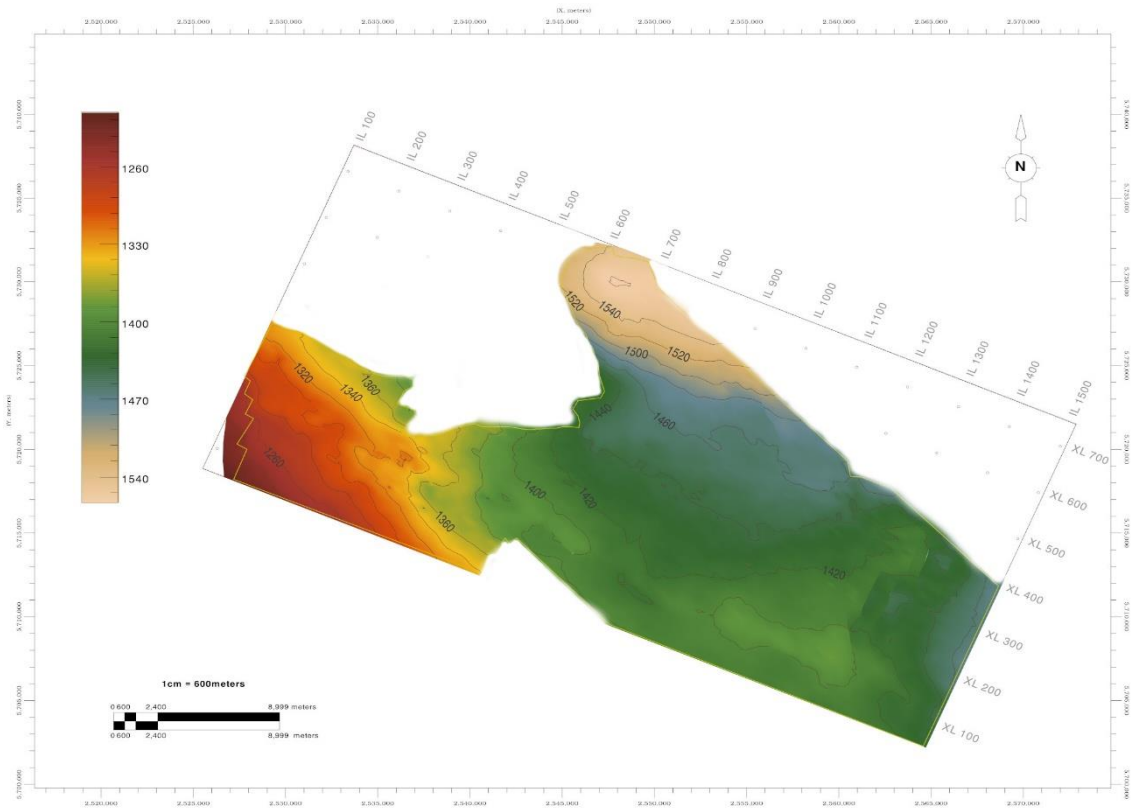
Mapa Isócrono al reflector Vaca Muerta Medio



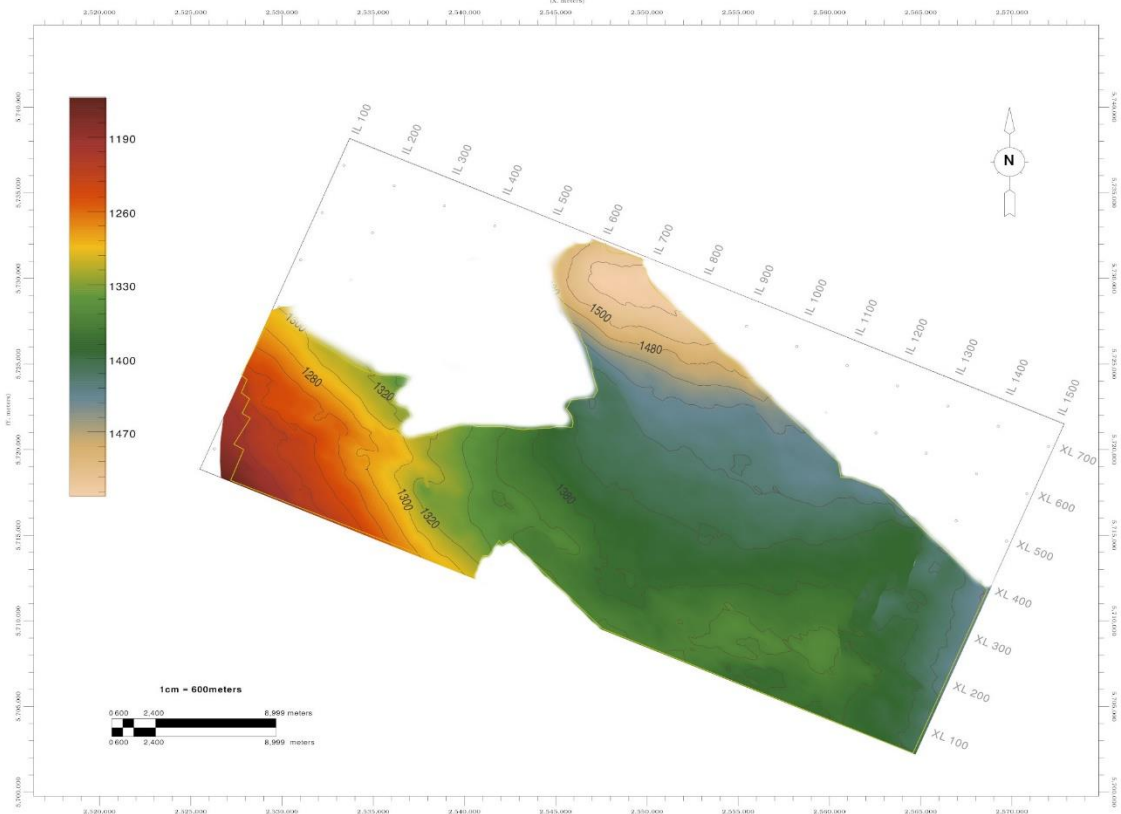
Mapa Isócrono al reflector Vaca Muerta Superior



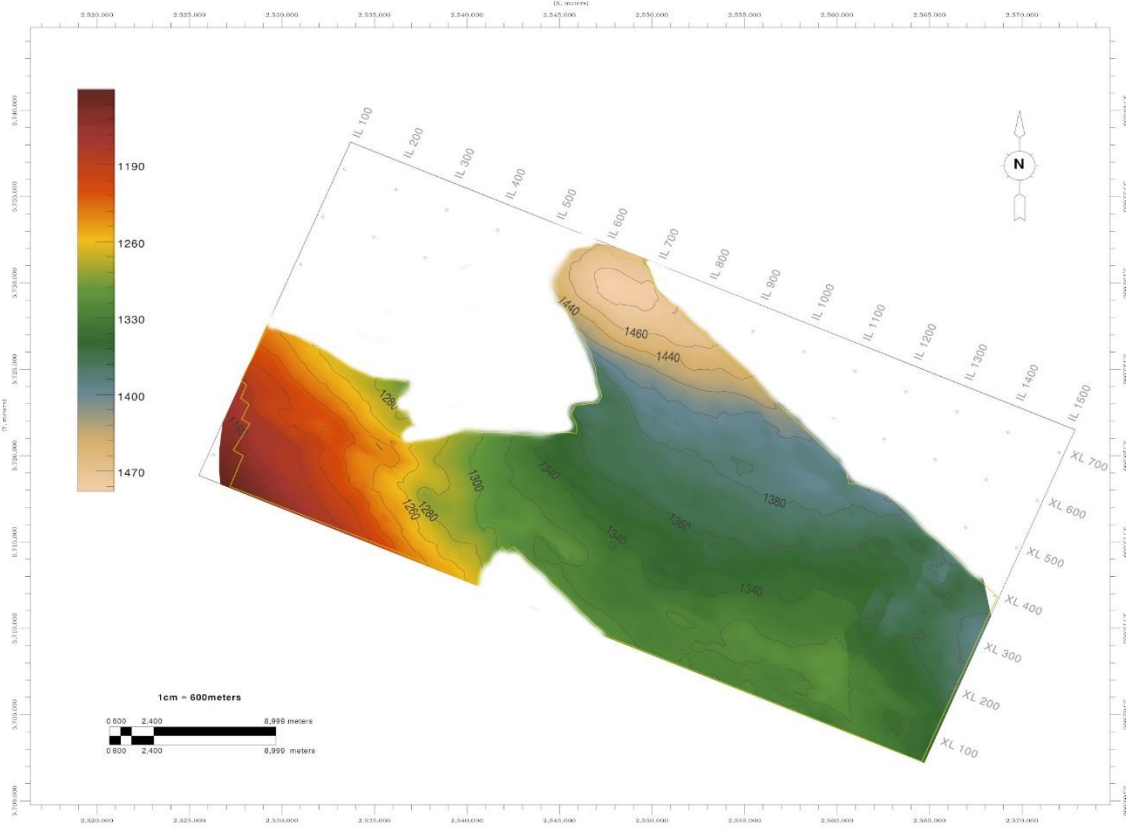
Mapa Isócrono al Tope Fm. Vaca Muerta



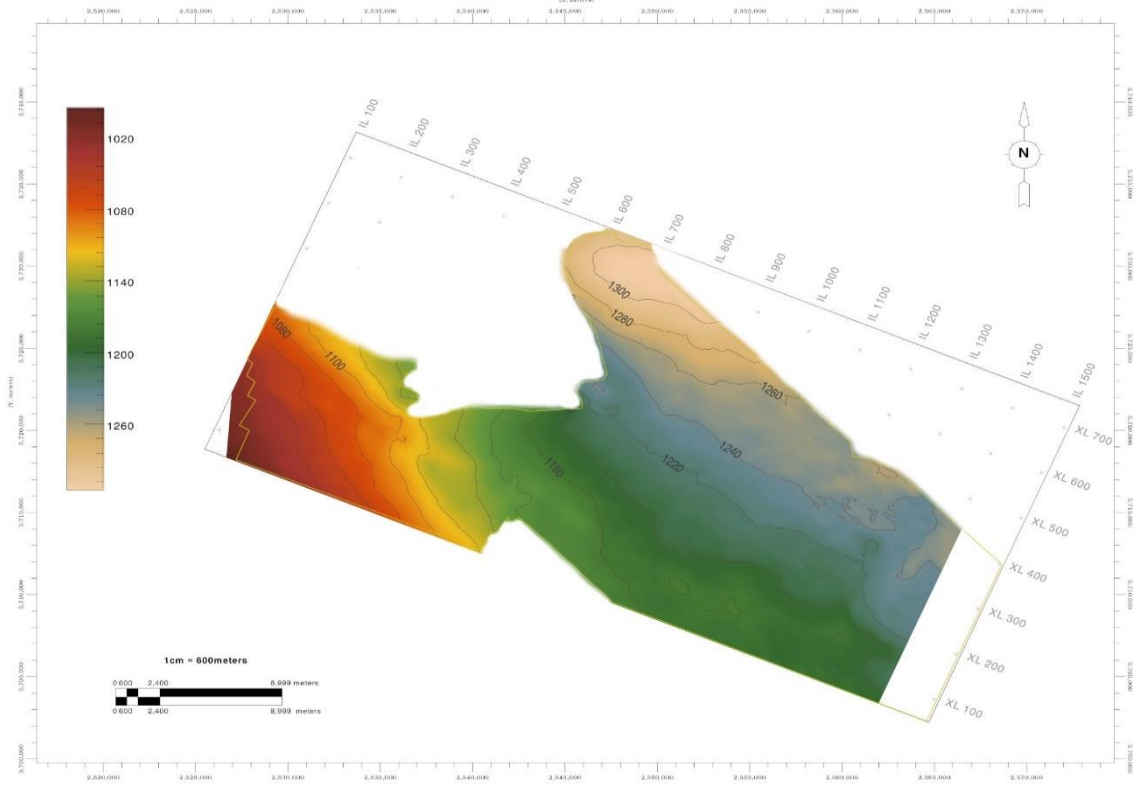
Mapa Isócrono al reflector Quintuco Inferior



Mapa Isócrono al Tope Mb. Inferior Quintuco

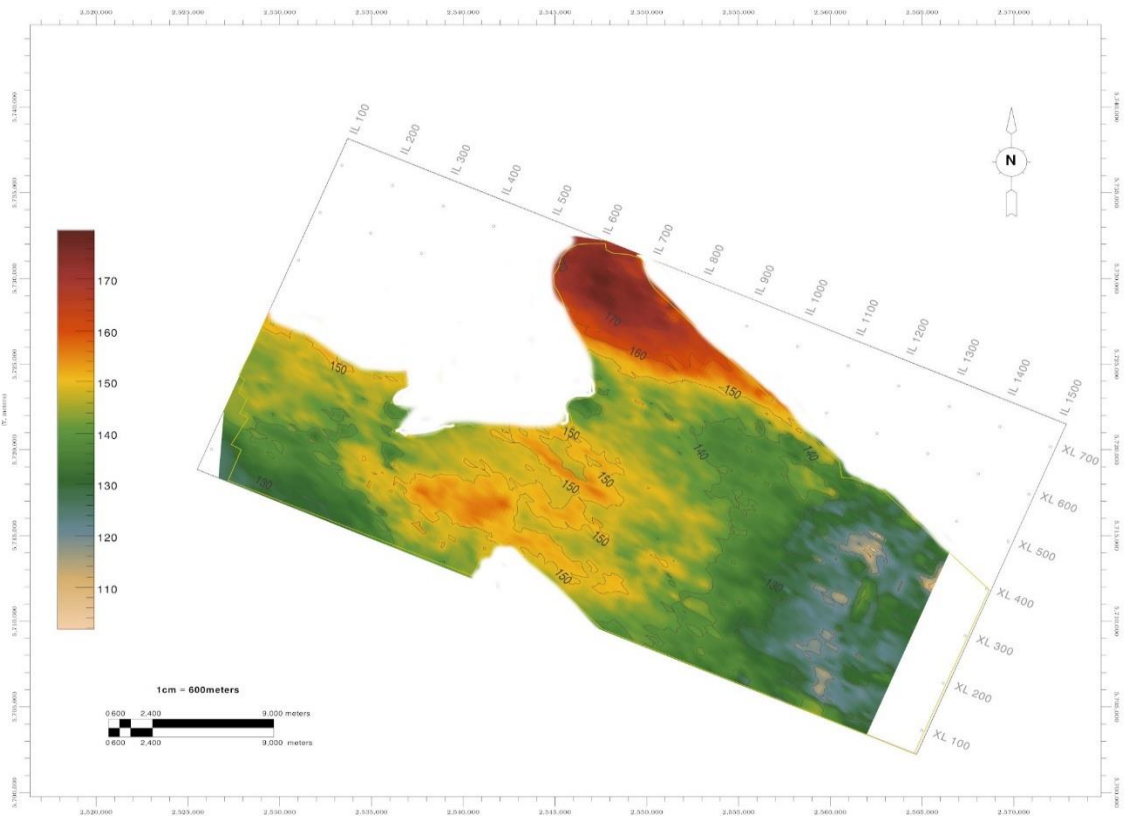


Mapa Isócrono al tope Mb. Medio Quintuco

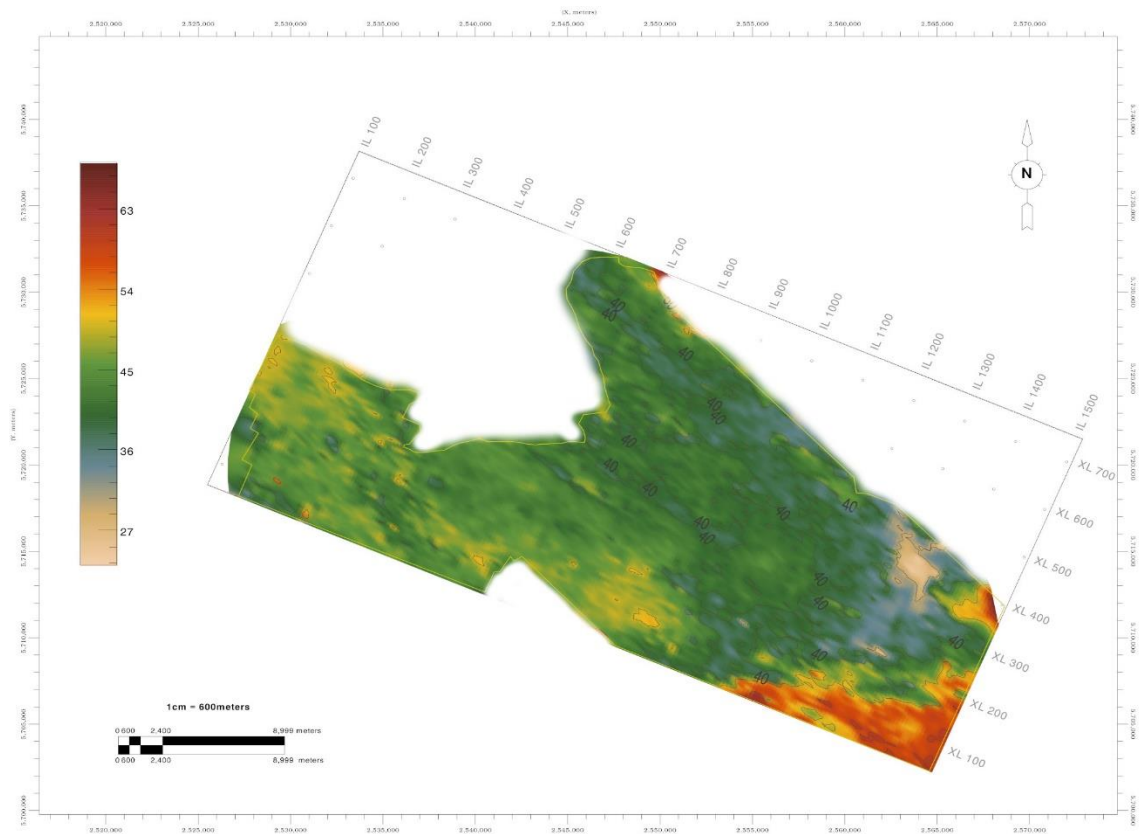


Mapa Isócrono al tope Fm. Quintuco

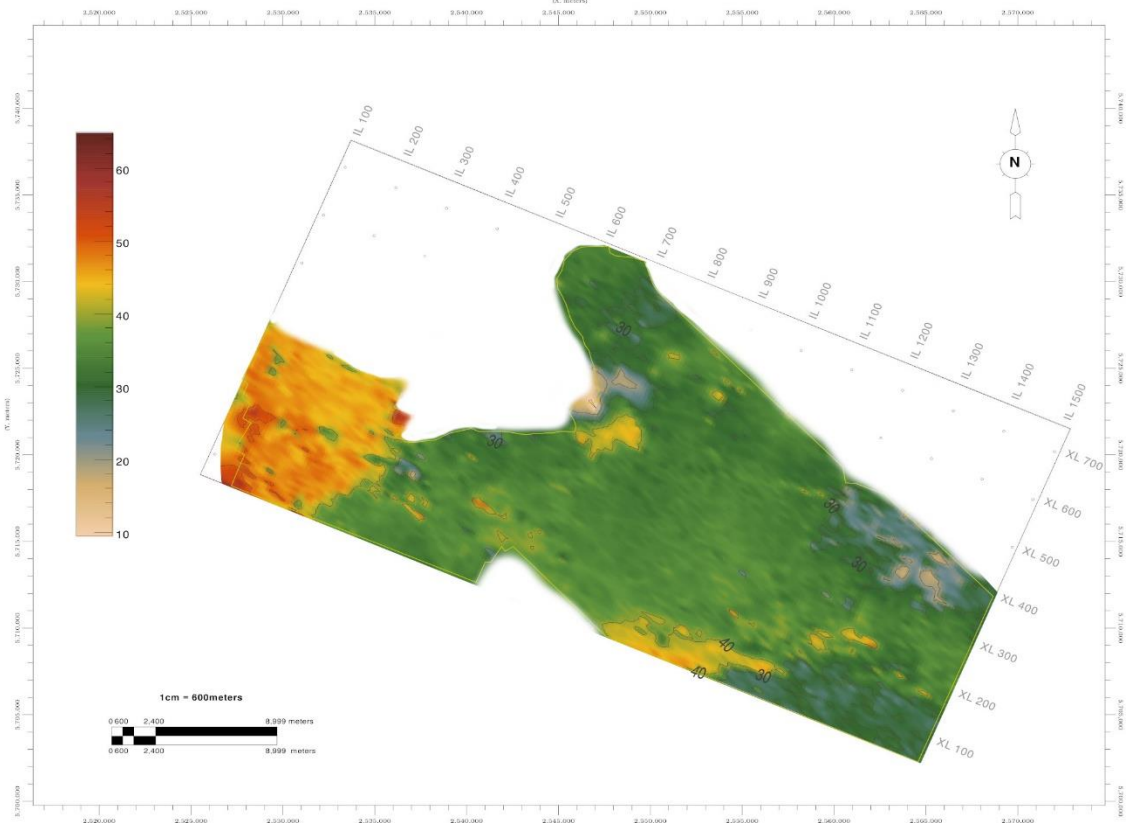
11.2. Mapas Isócronopaquicos



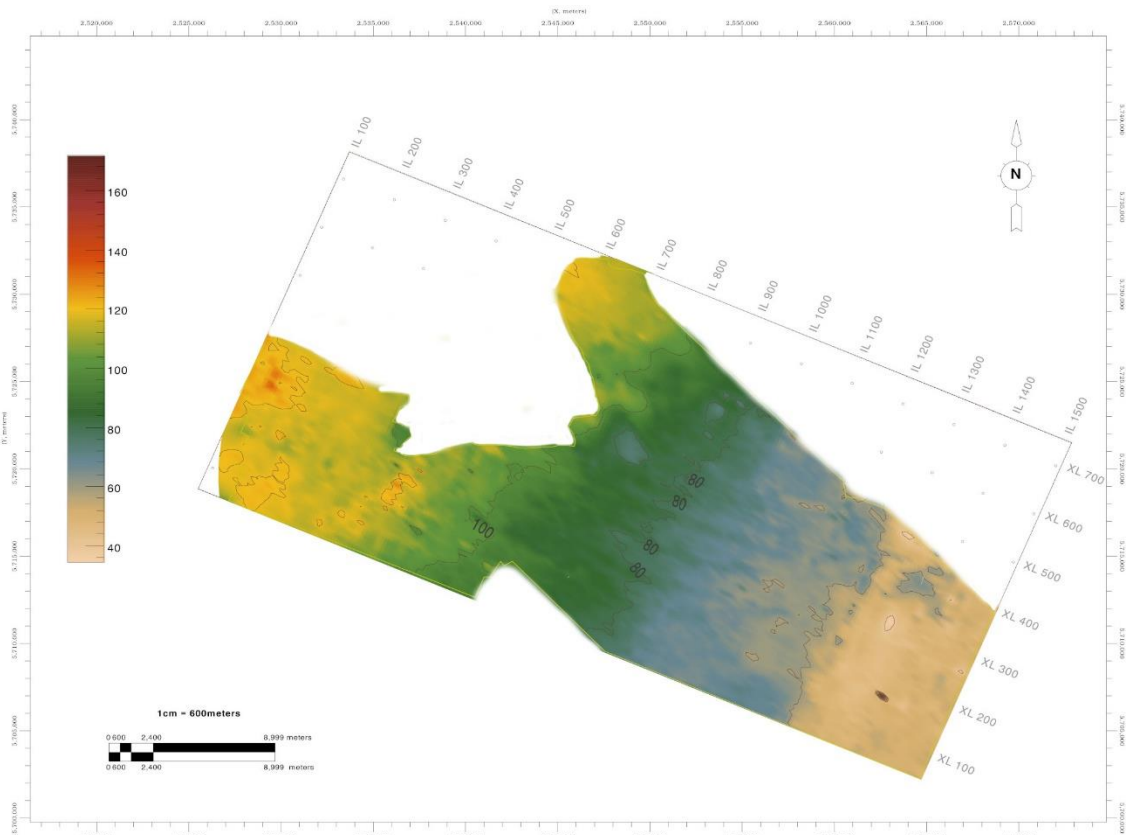
Espesor en milisegundos Mb. Superior Fm. Quintuco



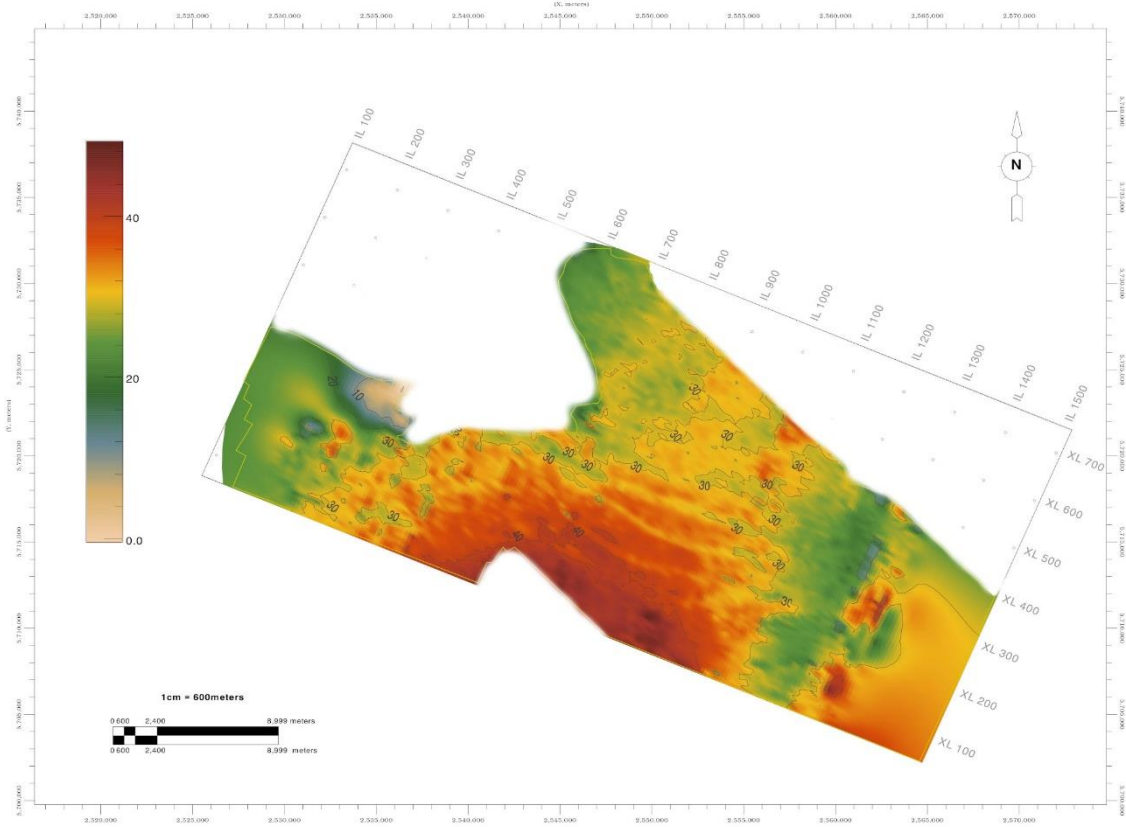
Espesor en milisegundos Mb. Medio Fm. Quintuco



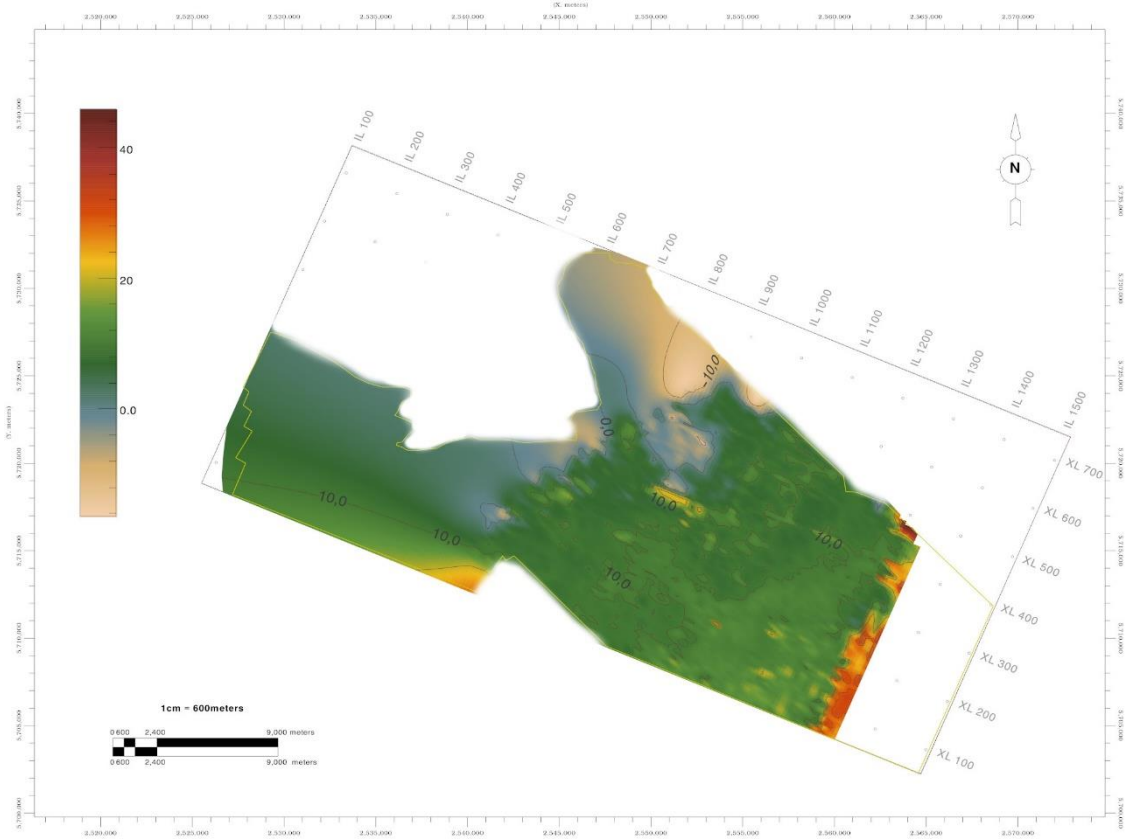
Espesor en milisegundos entre Tope Mb. Inferior Quintuco y reflector Quintuco Inferior



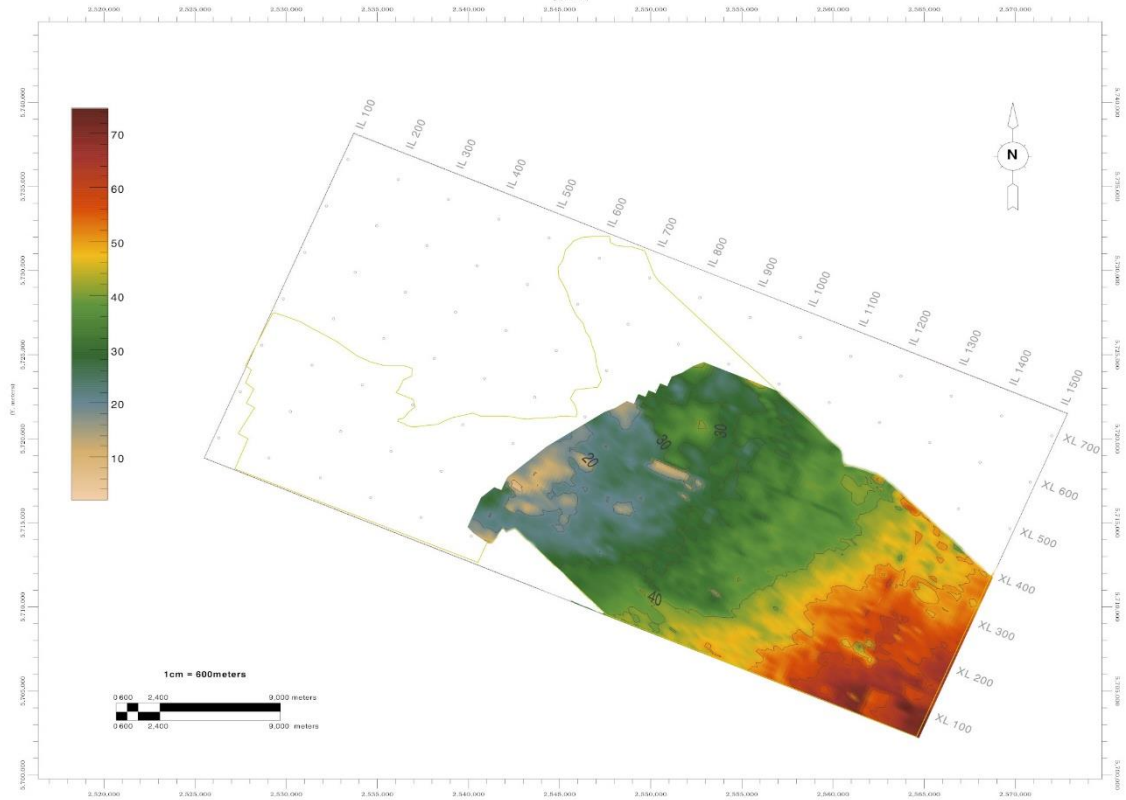
Espesor en milisegundos entre reflector Quintuco Inferior y Tope Fm. Vaca Muerta



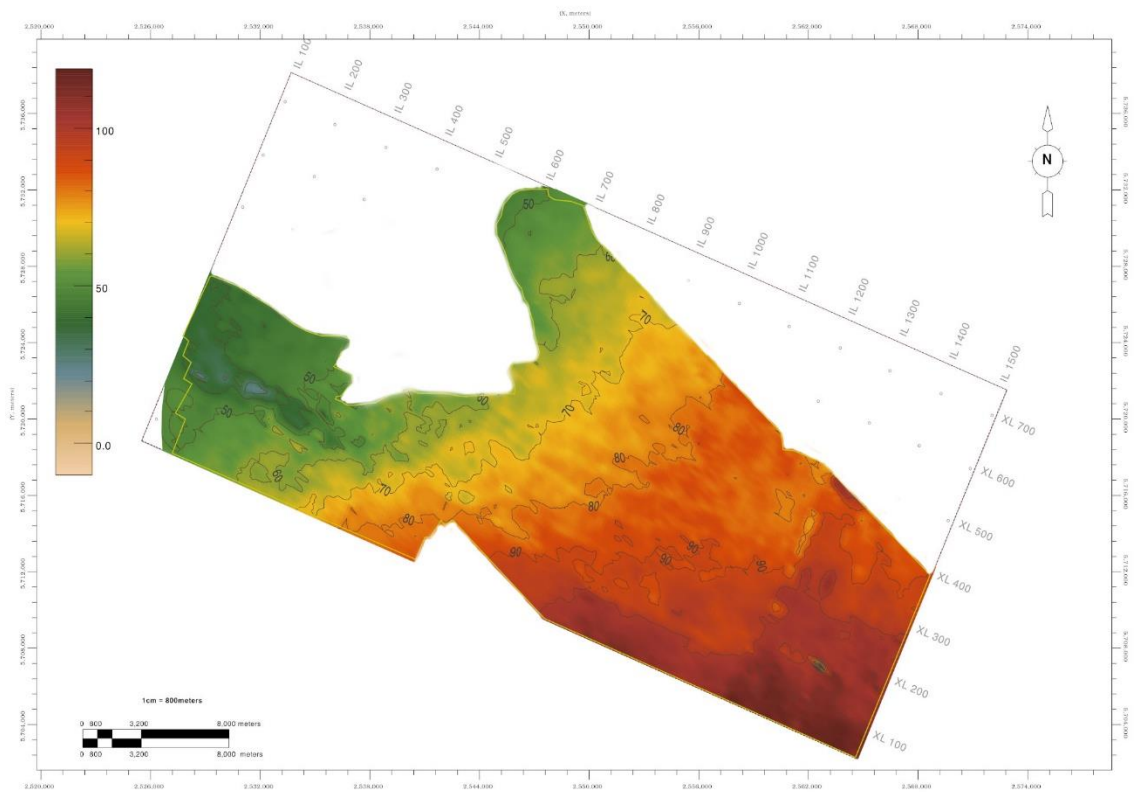
Espesor entre reflectores Vaca Muerta Superior y Tope Fm. Vaca Muerta



Espesor en tiempo Vaca Muerta Medio y Vaca Muerta Inferior



Espesor en tiempo entre reflector Vaca Muerta Inferior y Base Fm. Vaca Muerta



Espesor total en milisegundos Fm. Vaca Muerta

11.3. Atado de pozos

