



FaIn·UNCo
Facultad de Ingeniería



Universidad Nacional del Comahue

Facultad de Ingeniería

Departamento de Geología y Petróleo

Licenciatura en Ciencias Geológicas

**Análisis sismoestratigráfico de la Formación Vaca
Muerta en el área Veta Escondida–Rincón de
Aranda, Cuenca Neuquina**

Trabajo Final de Licenciatura en Ciencias Geológicas

Autor: Preboste Miotti, Gonzalo

Directora: Lic. Iglesias, Sheyla Elian

Co-Director: Lic. Arregui, Carlos Daniel

Neuquén, Argentina

Año 2024

Resumen

Este trabajo de interpretación sísmica y perfiles de pozos se desarrolla en la Cuenca Neuquina, en las áreas de Rincón de Aranda (RDA) y Veta Escondida (VE) ubicadas aproximadamente a 120 km al noroeste de la ciudad del Neuquén. A través de este estudio se identifica y caracteriza el intervalo correspondiente a la Fm. Vaca Muerta mediante el análisis de datos sísmicos y de pozos. Para esto se realizaron secciones, interpretaciones de horizontes sísmicos, mapas isócronos, isocronopáquicos, de atributos sísmicos, estructurales e isópacos, lo que permitió obtener un mayor conocimiento de las características estratigráficas de la Fm. Vaca Muerta dentro del yacimiento especificado.

Abstract

This seismic interpretation and well log profiling work is conducted in the Neuquén Basin, specifically in the Rincón de Aranda (RDA) and Veta Escondida (VE) areas, located approximately 120 kilometers northwest of Neuquén city. Through this study, the interval corresponding to the Vaca Muerta Formation is identified and characterized using seismic and well data. Interpretations of seismic horizons, isochron maps, isochronopaque maps, seismic attributes, structural features, and isotopic data were performed, resulting in a deeper understanding of the stratigraphic characteristics of the Vaca Muerta Formation within the specified reservoir

Palabras claves:

Cuenca Neuquina Vaca Muerta Quintuco-Vaca Muerta Sismoestratigrafía

Agradecimientos

A la Universidad Nacional del Comahue, Facultad de Ingeniería donde pude formarme como profesional. Además, agradecer a los involucrados que garantizan la constante generación de profesionales.

A la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la provincia de Neuquén, la cual me permitió realizar una pasantía temporal y me dio acceso a los datos sísmicos y de pozos para realizar este trabajo final.

A los directores de este trabajo final Sheyla Elian Iglesias y Carlos Daniel Arregui.

Al tribunal designado, Emiliano Santiago, María Florencia Peralta y Marina Garrone.

A los profesores que dictan la carrera de Lic. en Ciencias Geológicas, transmitiéndonos todos sus conocimientos profesionales y experiencias.

Agradecer especialmente a mi familia por todo su apoyo y amor recibido continuamente.

Agradecer a mis amigos de siempre, compañeros y amistades formados en este transcurso por la facultad que hicieron muy agradable este paso por la universidad.

GRACIAS

Índice	
Resumen	II
Abstract.....	II
Agradecimientos	III
1. Introducción.....	5
1.1. Objetivos del trabajo.....	5
2. Marco Geológico	6
2.1. Marco Geológico Regional.....	6
2.2. Formación Vaca Muerta como reservorio no convencional.....	10
2.3. Marco Geológico Local	21
3. Conceptos de estratigrafía secuencial y terminaciones estratales	26
4. Metodología.....	29
5. Información disponible.....	30
6. Registros de Pozos.....	30
7. Sísmica de reflexión	33
7.1. Adquisición.....	36
7.2. Procesamiento.....	37
7.3. Interpretación.....	40
7.3.1. Correlación Sísmica – Pozo.....	40
7.3.2. Resolución del dato sísmico	44
7.3.3. Atributos sísmicos utilizados.....	46
7.3.4. Interpretación de superficies sísmicas	46
7.3.5. Interpretación estructural.....	49
8. Interpretación estratigráfica mediante datos de pozos.....	52
9. Identificación de filones en la secuencia Quintuco-Vaca Muerta	55
10. Mapas	60
11. Análisis sismo-estratigráfico	65
12. Conclusiones.....	69
13. Referencias	71
14. Anexo	76
14.1. Correlación de pozos con perfiles sónico y densidad.....	76
14.2. Correlación de pozos con perfil sónico únicamente (densidad sintética).....	86
14.3. Mapas	96
14.3.1. Mapas isócronos	96
14.3.2. Mapas Isocronopáquicos	100
14.3.3. Mapas estructurales	106
14.3.4. Mapas de espesores (isópacos).....	112

1. Introducción

El presente trabajo se centra en el estudio de la Fm. Vaca Muerta (Weaver, 1931) de edad tithoniana – valanginiana temprana, la cual se destaca como la principal roca generadora de la cuenca Neuquina. La Fm. Vaca Muerta se está estudiando masivamente en el presente debido a su importante producción de gas y petróleo de forma no convencional en una cuenca tradicionalmente desarrollada con metodologías convencionales. Tiene potenciales de recuperación de petróleo muy altos con respecto a otros reservorios no convencionales en el mundo. Posee una extensión regional de aproximadamente 30.000 km² en ventanas de gas seco, en el oeste, a petróleo negro, en el este, de gran espesor (50 m a 700 m), un marco cronoestratigráfico bien estudiado y contenido orgánico de 2% a 15%. Presenta complejidad estructural relativamente baja con conjuntos múltiples de redes de fracturas naturales. Se compone principalmente de un 30 % carbonato, 30 % siliciclástico, 20 % arcilla, 5 % materia orgánica. Posee sobrepresión suficiente, lo que la hace atractiva para su desarrollo mediante fracturas hidráulicas. Actualmente está siendo explotada por varias compañías con productividades rentables (Minisini *et al.*, 2020b).

Los Yacimientos de Rincón de Aranda (RDA) y Veta Escondida (VE), se encuentran ubicados en la provincia del Neuquén, a unos 120 kilómetros al noroeste de la ciudad capital. El desarrollo inicial de estas áreas consistió en la producción de petróleo convencional de la Fm. Sierras Blancas, Fm. Quintuco e intrusivos ígneos. Actualmente el bloque de RDA es operado por Pampa Energía, quien recientemente recibió la concesión no convencional por esta área.

El área de estudio tiene cobertura sísmica 3D en su totalidad, la cual cuenta con un reproceso enfocado en la Fm. Vaca Muerta. Para poder caracterizar a la Fm. Vaca Muerta en la extensión total del bloque, se realizó una correlación entre los datos de los pozos y la información sísmica. Se analizaron datos de pozos y sísmicos generando secciones entre pozos que asistieron en la interpretación de horizontes sísmicos, mapas isocrónos, isocronopáquicos, de atributos sísmicos y posteriormente mapas estructurales y de espesores que permitieron aportar un mayor conocimiento sobre la distribución de variaciones dentro de dicha formación, permitiendo realizar una mejor caracterización de la unidad en subsuelo.

Los datos sísmicos y de pozos para la elaboración de este trabajo final fueron otorgados por la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén (SEMH).

1.1. Objetivos del trabajo

El objetivo general de este trabajo es la identificación y análisis del intervalo correspondiente a la Fm. Vaca Muerta mediante el análisis de datos de pozos y sísmica. Interpretación de rasgos estratigráficos y estructurales.

Objetivos específicos:

- Análisis de los datos existentes (recopilación bibliográfica, legajos de pozos, informes de adquisición y procesamiento sísmico).
- Identificación de la formación de interés, Fm. Vaca Muerta, en los pozos mediante información disponible.

- Identificación y caracterización de secuencias internas de la Fm. Vaca Muerta.
- Identificación e interpretación de los niveles de interés en el dato sísmico.
- Interpretación de rasgos estructurales y estratigráficos del área de estudio.
- Análisis tecto-sedimentario de la Fm. Vaca Muerta.
- Identificación de cortejos de secuencias sedimentarias.
- Confección de mapas isócronos, isocronopáquicos y de atributos sísmicos.

2. Marco Geológico

2.1. Marco Geológico Regional

La Cuenca Neuquina es una de las cinco comarcas productoras de hidrocarburos en la Argentina, ubicada entre los 35° y 41° de latitud sur y los 66° y 71° de longitud oeste, en el centro-oeste de Argentina (Figura 1A). Abarca un gran porcentaje de la superficie de la provincia de Neuquén, el sector occidental de las provincias de Río Negro y La Pampa y la porción suroccidental de la provincia de Mendoza, cubriendo una superficie aproximada de 120.000 km². Está limitada por la cordillera de los Andes al oeste, el macizo norpatagónico al sureste y el macizo de la Sierra Pintada (bloque San Rafael) al noreste, Figura 1A. (Marchal *et al.*, 2020). Corresponde a un depocentro de antepaís subandino relacionado con etapas de retroarco, desarrollada durante el Jurásico, Cretácico y Cenozoico, con un desarrollo de hasta 10.000 m de columna sedimentaria. (Mosquera y Ramos, 2006).

La Cuenca Neuquina está incluida entre las 36 súper cuencas globales principales (Figura 1B). Una súper cuenca es una provincia rica en petróleo con una infraestructura existente sustancial, una columna estratigráfica espesa que contiene hidrocarburos con objetivos múltiples, al menos dos rocas generadoras primarias de gran espesor, un historial de producción de al menos 5 Bboe y una producción potencial a partir de reservorios convencionales y no convencionales, de al menos 5 Bboe. (Minisini *et al.*, 2020b). En el caso de la Cuenca Neuquina, la Formación Vaca Muerta es la principal roca generadora.

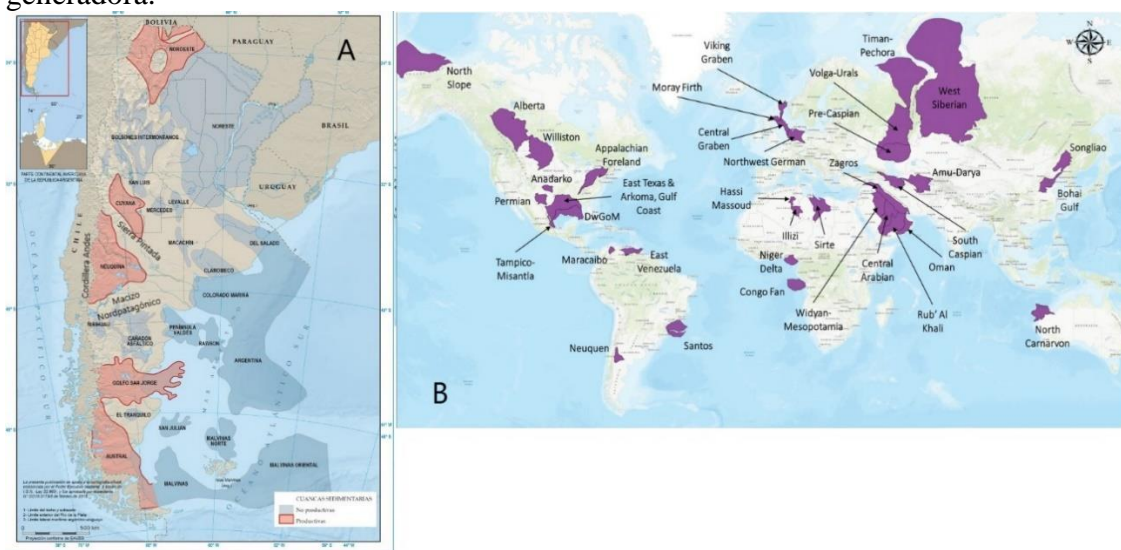


Figura 1.A. Mapa de Cuencas Productivas y no productivas de hidrocarburos de Argentina (modificado de YPF, 2015).
 Figura 1.B. Mapa de las 36 súper cuencas principales del mundo en función de los recursos potenciales (Minisini *et al.*, 2020b).

La forma triangular de la cuenca se desarrolló durante la evolución del margen occidental de Gondwana y fue heredada de la configuración de las suturas de los terrenos del Paleozoico (Figura 2; Arregui *et al.*, 2011a).

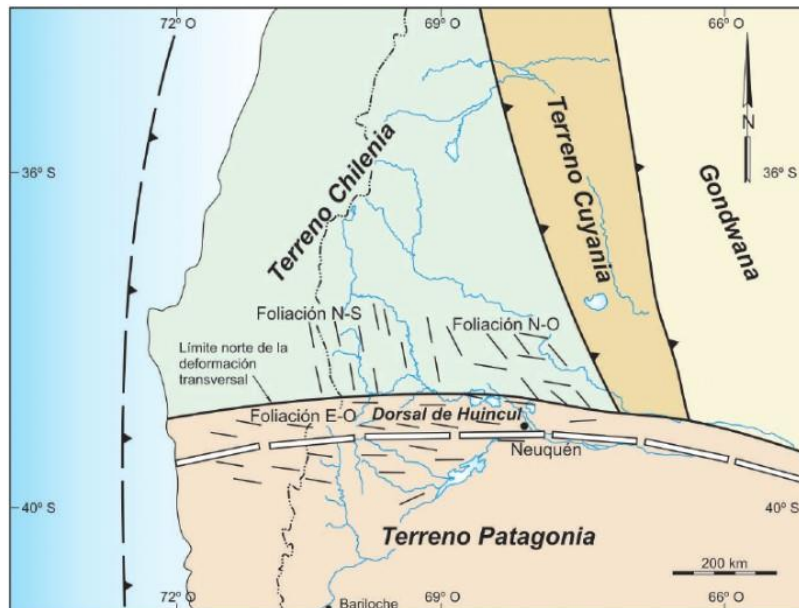


Figura 2. Mapa de fábricas de basamento y límites de placas pre-mesozoicas y suturas de terreno en la Cuenca Neuquina. Tomado de Ramos *et al.* (2011)

La configuración estructural actual de la Cuenca Neuquina es el resultado de la deformación de la columna sedimentaria, principalmente mesozoica, a través de una historia tectónica poli episódica. (Marchal *et al.*, 2020).

El basamento de la Cuenca Neuquina está formado por rocas ígneas y metamórficas del Silúrico-Devónico. Las principales unidades son las Fms. Colohuincul, Piedra Santa, Guaraco Norte y Mamil Choique. Las edades de estas formaciones corresponden a un periodo de transición entre el Ciclo Famatiniano y principio del Ciclo Gondwanico (Paleozoico/Triásico tardío).

Sobre un basamento ígneo-metamórfico Paleozoico, tuvo lugar una fase de *rifting* durante la apertura de Gondwana en el Triásico Superior y Jurásico temprano, seguida de varios eventos contraccionales (con diferentes etapas de inversión) y extensionales (Marchal *et al.*, 2020).

La etapa pre mesozoica inicia con un estadio de series de pre rift, corresponde a rocas pertenecientes al ciclo orogénico Gondwanico, desarrollado a fines del Paleozoico, donde la base de esta etapa de pre rift involucra a lutitas, areniscas, rocas volcánicas y volcanoclásticas del Gr. Andacollo y luego a rocas predominantemente eruptivas del Gr. Choiyoi, que configuran el basamento técnico de la cuenca.

La siguiente etapa de rift estuvo dominada por la extensión, relacionada con la ruptura de Pangea, fragmentación de Gondwana y el colapso del Orógeno Gondwanico que generó fosas elongadas del tipo grabenes y hemigrabenes de rumbo NO-SE. En este momento comenzó el relleno de la Cuenca Neuquina con depósitos piroclásticos y epiclásticos volcánicos del sistema Precuyano que rellenan parcialmente depocentros aislados con rumbo NO-SE creados durante esta importante etapa extensiva (Figura 3; Marchal *et al.*, 2020).

Por otro lado, este sistema Precuyano se asocia en algunos sectores a rocas madres vinculadas a depósitos lacustres con fuertes variaciones de espesor y de las propiedades de las facies orgánicas (Villar *et al.*, 2006).

Continúa la depositación del Gr. Cuyo, estando la distribución y el espesor de la sección basal de este grupo (Jurásico Inferior) altamente influenciados por el sistema de fallas del Precuyano (Triásico), lo que sugiere que las fallas extensionales fueron un control importante de la sedimentación durante este tiempo. La principal roca generadora de este grupo es la Fm. Los Molles, productora de grandes volúmenes de gas (Marchal *et al.*, 2020).

Luego de esta fase de subsidencia localizada a través de fallas, la cuenca entera comienza a hundirse lentamente conformando una etapa de *Sag* y se produce el primer ingreso del mar desde el oeste en tiempos del Jurásico Inferior (Arregui *et al.*, 2011a). Dado que la cuenca se encuentra en un estadio de subsidencia generalizada, generó espacio de acomodación que fue ocupado por ciclos de intrusiones marinas procedentes del Océano Pacífico y su posterior continentalización y desecación. Estos ciclos comprenden los Grupos Cuyo, Lotena y Mendoza. Del Grupo Mendoza, las principales rocas generadoras son Fm. Vaca Muerta y Fm. Agrio Superior e Inferior. En esta etapa la Cuenca Neuquina se puede clasificar como una cuenca de tras arco, (Figura 3).

La cuenca sufre sucesivas reactivaciones tectónicas que aprovechan viejas zonas de debilidad y crean una configuración morfo estructural compleja durante el Jurásico y Cretácico Inferior (Movimientos Intrabajocianos, Intracalovianos, Intramálmicos, Intravalanginianos, Intrahauterivianos). Finalmente, en el Cretácico Superior se produce la discordancia Intrasenoniana que con la creación de la Faja Plegada del Agrio desvincula definitivamente a la cuenca del océano Pacífico.

Este frente orogénico a fines del Cretácico conformó la Cordillera de los Andes y aportó sedimentos que luego formaron parte de los depósitos fluviales del Gr. Neuquén. Posteriormente, se depositó el Gr. Malargüe a fines del Cretácico, comienzo del Paleoceno, cuya depositación estuvo controlada por la tectónica del Cretácico Tardío, que generó el cambio de pendiente hacia el este lo que permitió una ingresión marina desde el Océano Atlántico.

En esta etapa la Cuenca Neuquina cambió de una cuenca de retro arco a una cuenca de ante país, recibiendo aporte sedimentario mayoritariamente desde el oeste, donde las estructuras son en su mayoría compresionales.

Finalmente, durante el Terciario la cuenca se ve afectada por la tectónica Andina, donde nuevamente se reactivan los principales lineamientos alcanzando la configuración estructural actual, (Marchal *et al.*, 2020).

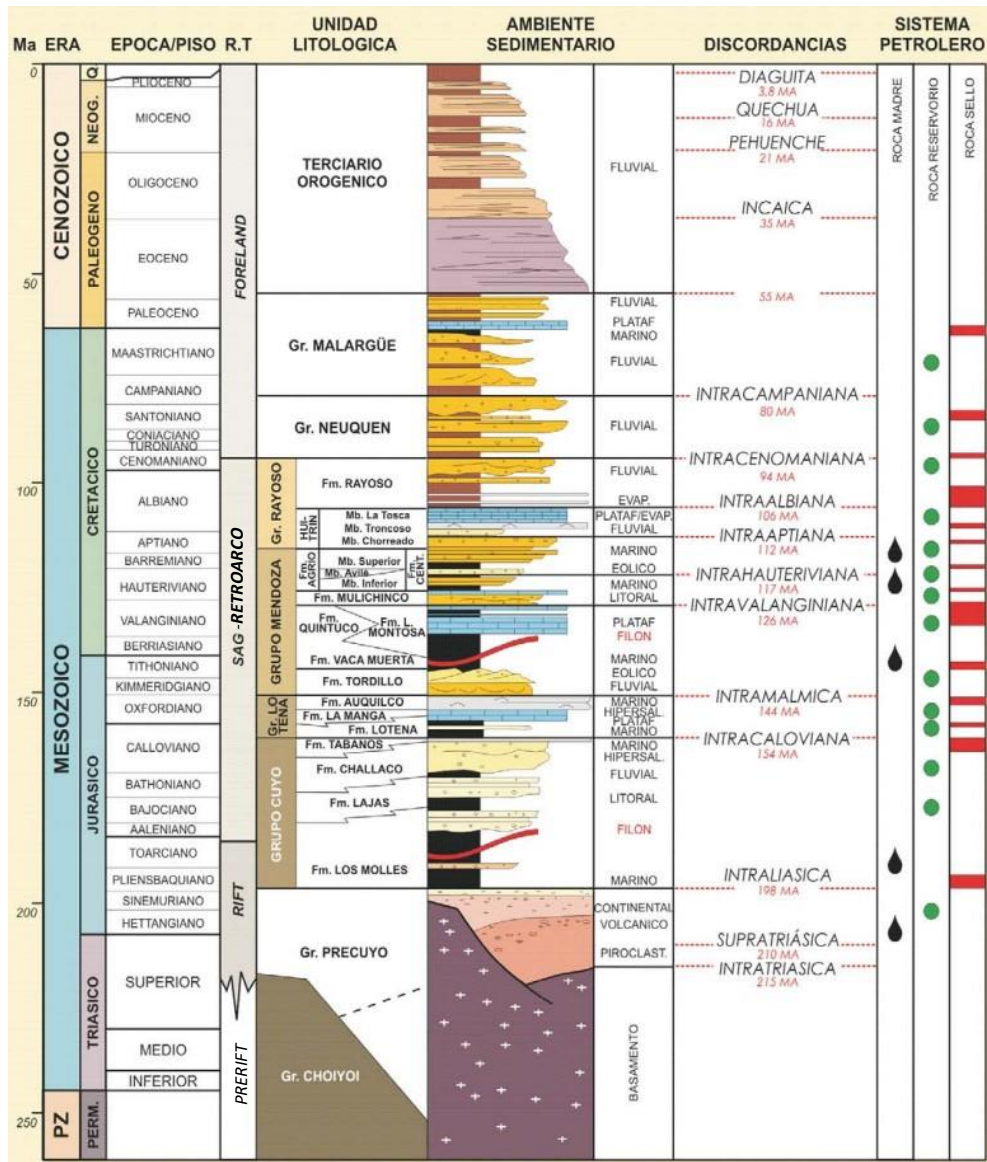


Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Neuquina, con sus principales elementos del sistema petrolero. Discordancias identificadas asociadas a las diferentes etapas de evolución de la cuenca. Modificado de Alonso *et al.*, (2011).

2.2. Formación Vaca Muerta como reservorio no convencional

La Formación Vaca Muerta, de edad Tithoniana a Valanginiana Temprana, forma parte del Gr. Mendoza, integrada en la Meso secuencia Mendoza Inferior la cual abarca la totalidad de los depósitos comprendidos entre las discordancias Intramálmica e Intravalanginiana. (Legarreta y Gulisano, 1989). Esta entidad ampliamente distribuida en la cuenca Neuquina fue establecida por Weaver (1931), y a partir de la recomendación de Fossa Mancini *et al.* (1938) se utilizó la denominación de Formación (de la) Vaca Muerta en reemplazo de “Margas Bituminosas del Tithoniano”.

La unidad litoestratigráfica correspondiente a la Fm. Vaca Muerta está compuesta principalmente con una sucesión heterogénea de fangolitas arcillosas bituminosas oscuras, intercaladas con fangolitas calcáreas y silíceas, entre las cuales es común encontrar niveles de calizas (Kietzmann *et al.*, 2014). Posee elevado contenido de materia orgánica de origen marino y en escasa medida continental, COT entre 3% y 8% con picos de hasta 10-12%, acumulados en un ambiente de plataforma/rampa distal de la cuenca. Contiene kerógeno de tipo I/II vinculado con una contribución algal y participación muy escasa a nula de elementos terrestres (Figura 4A; Legarreta y Villar, 2012).

La región centro-occidental de la cuenca, caracterizada por una columna considerablemente más espesa (Figura 4B), fue la primera en entrar en ventana de madurez térmica en el Cretácico Tardío, ampliándose luego progresivamente hacia el este durante el resto del Cretácico y el Cenozoico (Figura 4C; Legarreta *et al.*, 2008). Esta unidad se encuentra entre 2500 y 3000 m de profundidad en la región depocentral y se someriza gradualmente hacia los márgenes de la cuenca (Otharán, 2020).

La Fm. Vaca Muerta es la roca madre de hidrocarburos más importante de la Cuenca Neuquina y de Argentina; siendo calificada como reservorio no convencional. Los recursos no convencionales se caracterizan por presentar una baja relación entre la permeabilidad de la roca y la viscosidad del hidrocarburo. Esta relación es tan baja que requiere el uso de técnicas especiales para lograr tasas comerciales de flujo de hidrocarburos, ya sea aumentando la permeabilidad de la roca o disminuyendo la viscosidad del fluido. Cuando los yacimientos no convencionales se autoabastecen, es decir, que roca madre y reservorio corresponden a la misma unidad, su recurso se denomina "shale gas" o "shale oil".

Esta formación cumple con los principales criterios geológicos que definen un reservorio shale exitoso en la actualidad: Extensión notable de 30.000 km², estratigrafía con espesores entre 150 m–600 m (Chebli *et al.*, 2011), unidades continuas ricas en materia orgánica (hasta 380 m de espesor), un marco cronoestratigráfico bien entendido y ventanas de gas seco a petróleo negro (de oeste a este, observable en la Figura 4D). Presenta complejidad estructural relativamente baja y conjuntos múltiples de redes de fracturas naturales, paleo ambiente con condiciones subóxicas en aguas poco profundas y mineralogía caracterizada por componentes frágiles derivados de sistemas carbonáticos-siliciclásticos mixtos (aprox. 30 % carbonato, 30 % siliciclástico, 20 % arcilla, 5 % materia orgánica) (Minisini *et al.*, 2020b).

En base al análisis del triángulo mineralógico SiO₂, CO₃ y Arcillas para el área de estudio (Figura 5A) puede identificarse que el contenido dominante de las muestras analizadas corresponde a los campos de CO₃ y SiO₂ con bajo contenido en arcillas. Según Gamero-Díaz *et al.* (2012), la clasificación anterior puede ser refinada, llegando a determinar 16 litofacies orgánicas de mudstones (Figura 5B). La representación de los puntos en este gráfico muestra que la mayoría de las muestras cae en el campo de litofacies de mudstones carbonáticos silíceos, mudstones de mezcla y mudstones mixtos.

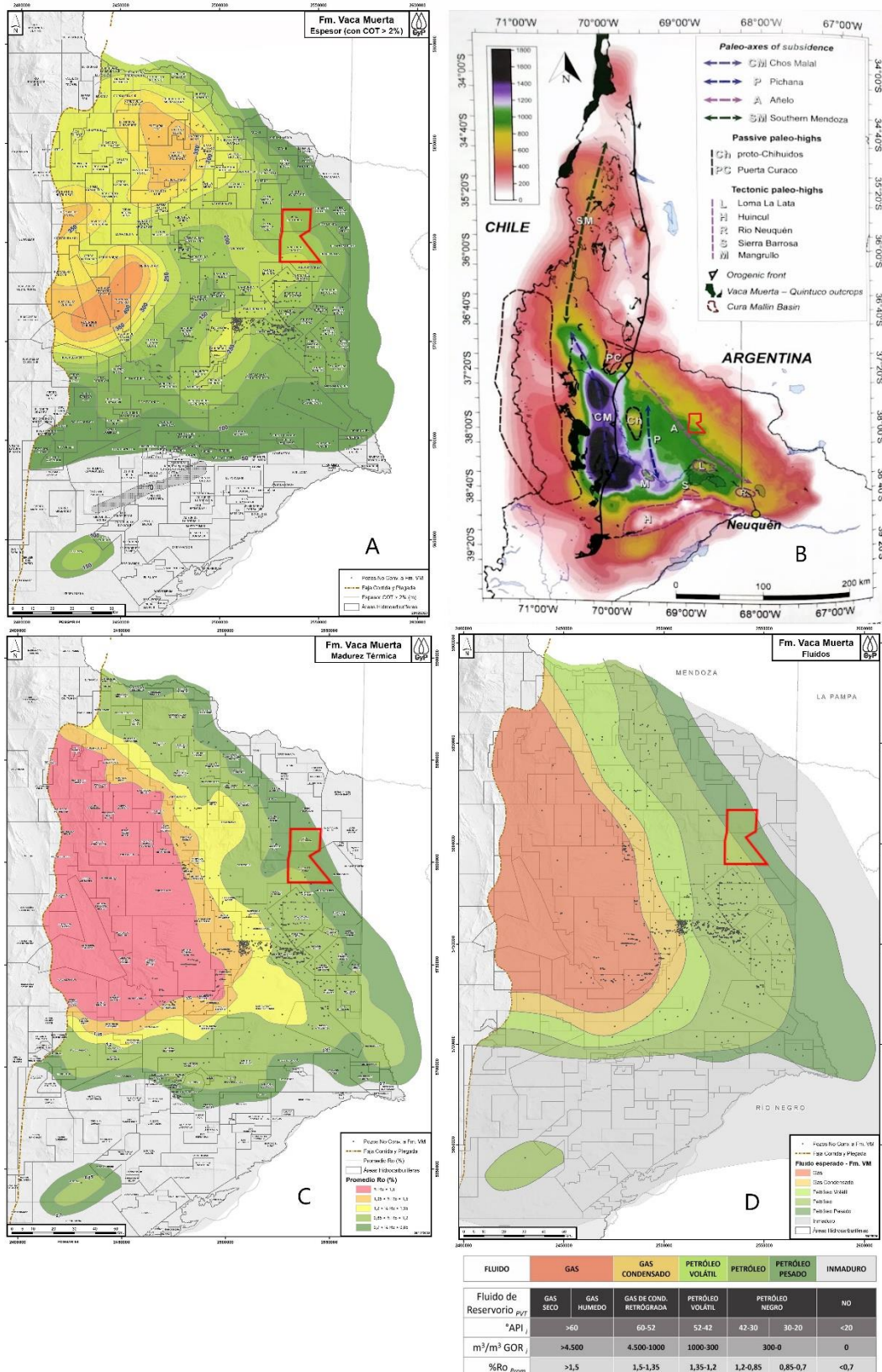


Figura 4. A) Mapa de espesor útil en metros de la Fm. Vaca Muerta con un COT mayor al 2%. B) Mapa de espesores en metros del sistema Quintuco- Vaca Muerta con los principales elementos paleo estructurales, modificado de Domínguez *et al.* 2020. C) Mapa de madurez térmica de la materia orgánica de la reflectancia de la vitrinita (Ro %). D) Mapa de distribución de los fluidos de la Fm Vaca Muerta. A, C y D modificadas de Gas y Petróleo del Neuquén, 2023. En todas las figuras se identifica el área de estudio con un polígono rojo.

El Índice de Fragilidad (BI), que indica la zona más frágil dentro de la roca generadora, aumenta hacia las facies superiores de la Fm. Vaca Muerta o de transición con la Fm. Quintuco. Esta situación no solo se da en la vertical, sino también lateralmente siendo notorio el aumento de este parámetro hacia el norte del área de estudio (Bloque Veta Escondida), hacia donde se verifica el emplazamiento de cuerpos intrusivos y la gradación a facies más carbonáticas. Según la ecuación del BI, la disminución del COT y de la arcillosidad, inciden directamente en este parámetro (PBE), (2012). Este dato es de importancia ya que marca los sectores donde los grupos o *clusters* de fracturas hidráulicas serían más efectivas.

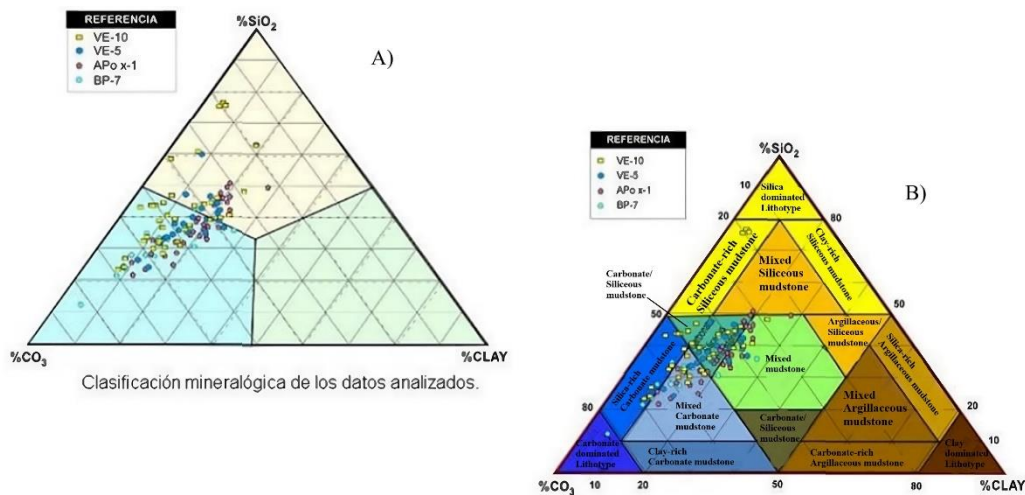


Figura 5. A) Determinación mineralógica de la Fm. Vaca Muerta, pozos correspondientes al área de estudio. B) Clasificación de distintos tipos mineralógicos de "mudstones" por Gamero-Díaz *et al.* 2012, correspondientes a área de estudio. Tomado de PBE, 2012.

Los parámetros de corte petrofísicos que definen las zonas del yacimiento normalmente utilizados en la industria son: TOC mayor a 2%, volumen de arcilla menor al 40%, porosidades mayores a 6% y saturación de petróleo mayor a 50%. Para su producción se realizan pozos de ramas horizontales con el objetivo de atravesar la roca de mejores características petrofísicas y menor anisotropía mecánica; con propiedades geomecánicas similares, evitando contrastes litológicos marcados y planos de debilidad que pudiesen influenciar el desarrollo de fracturas hidráulicas (Marchal y Naidés, 2022).

En cuanto a la historia de depositación de la Fm. Vaca Muerta, esta fue depositada en un ambiente de retro arco, en una etapa en que la cuenca se encontraba en hundimiento térmico relacionado con la subducción. La Cuenca Neuquina presentaba una forma triangular, lo que representa claramente un control geológico de primer orden sobre la arquitectura estratigráfica de la Fm. Vaca Muerta (geometrías internas y externas de clinoforras, patrones de progradación), así como sobre la composición mineralógica y espesores de la formación rica en facies orgánicas. Además, fue favorecida por un depocentro somero o no muy profundo y zonas periféricas elevadas. El inicio de la depositación de estos sedimentos corresponde a rápidas inundaciones de agua oceánica penetradas a través de rupturas repentinas a lo largo del incipiente arco andino, como consecuencia de la extensión del Jurásico Superior durante la etapa de hundimiento térmico. (Ramos *et al.*, 2020 y Minisini *et al.*, 2020b).

El contacto entre las Fms. Quintuco-Vaca Muerta es diacrónico, es un límite litológico. Este contacto corresponde a la transición entre los sectores proximales someros (Fm. Quintuco) y los más profundos (Fm. Vaca Muerta) para cada una de las clinoforras dentro del relleno progradacional (Kietzmann *et al.*, 2014).

Desde el punto de vista estratigráfico secuencial del sistema Fms. Quintuco - Vaca Muerta, analizando las geometrías y terminaciones de reflectores sísmicos o *lapouts* basados en los modelos tradicionales de sismo-estratigrafía y trayectoria de línea de costa (Mitchum *et al.*, 1977), se caracteriza por el desarrollo de clinoforras progradantes desde el borde hacia el centro de cuenca. Estas clinoforras se pueden dividir en 3 segmentos geométricos bien diferenciados: 1) *topset* en la zona proximal y somera con superficies casi horizontales, 2) *foreset* en la zona central y con mayor pendiente y 3) *bottomset* en la zona distal (Mitchum *et al.*, 1977). El quiebre de pendiente entre el *topset* y el *foreset* se denomina "rollover point" o "shelf break", (Figura 6). En cada segmento dominan variados procesos sedimentarios, resultando en litologías y texturas diferentes, lo que pueden ser utilizados como un representativo litológico y paleo ambiental (González *et al.*, 2016).

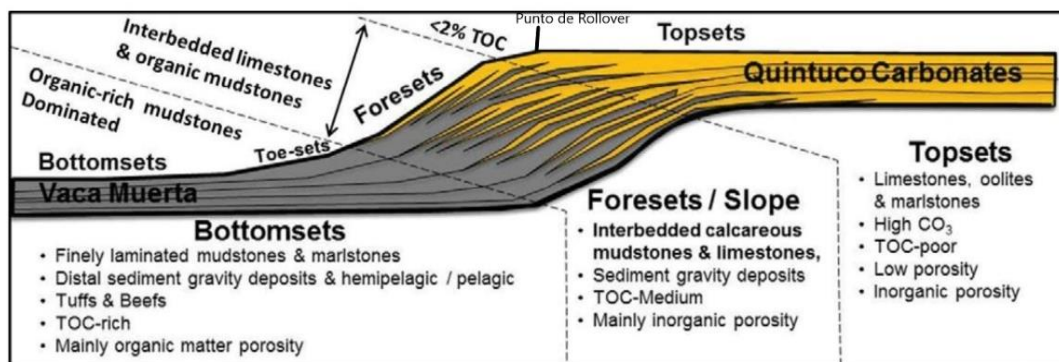


Figura 6. Modelo depositacional del sistema Vaca Muerta - Quintuco, donde se pueden distinguir 3 segmentos geométricos dentro de cada clinoforra: *topsets*, *foreset*s y *bottomsets*, con sus proxy litológico y paleo ambiental. Modificado de Reijnenstein *et al.* (2017).

El marco estratigráfico secuencial del sistema Quintuco-Vaca Muerta propuesto por Mitchum y Uliana (1985) es de gran contribución para la posterior complementación de la "Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta" (González *et al.*, 2016; Desjardins *et al.*, 2016) donde se analizaron 3 secciones sísmicas regionales, de más de 300 km de extensión que atraviesan los ámbitos de principal interés no convencional de la Cuenca Neuquina, con recopilación de una gran cantidad de información de subsuelo (sísmica, registros de pozos, testigos corona), incorporando asimismo datos de afloramiento. En esta contribución, las nueve secuencias depositacionales reconocidas por Mitchum y Uliana (1985) para el sistema Vaca Muerta-Quintuco, fueron divididas en seis unidades sísmicas (Figura 7), Unidad 1-6, de más antigua a más joven, limitadas por 7 superficies regionales.

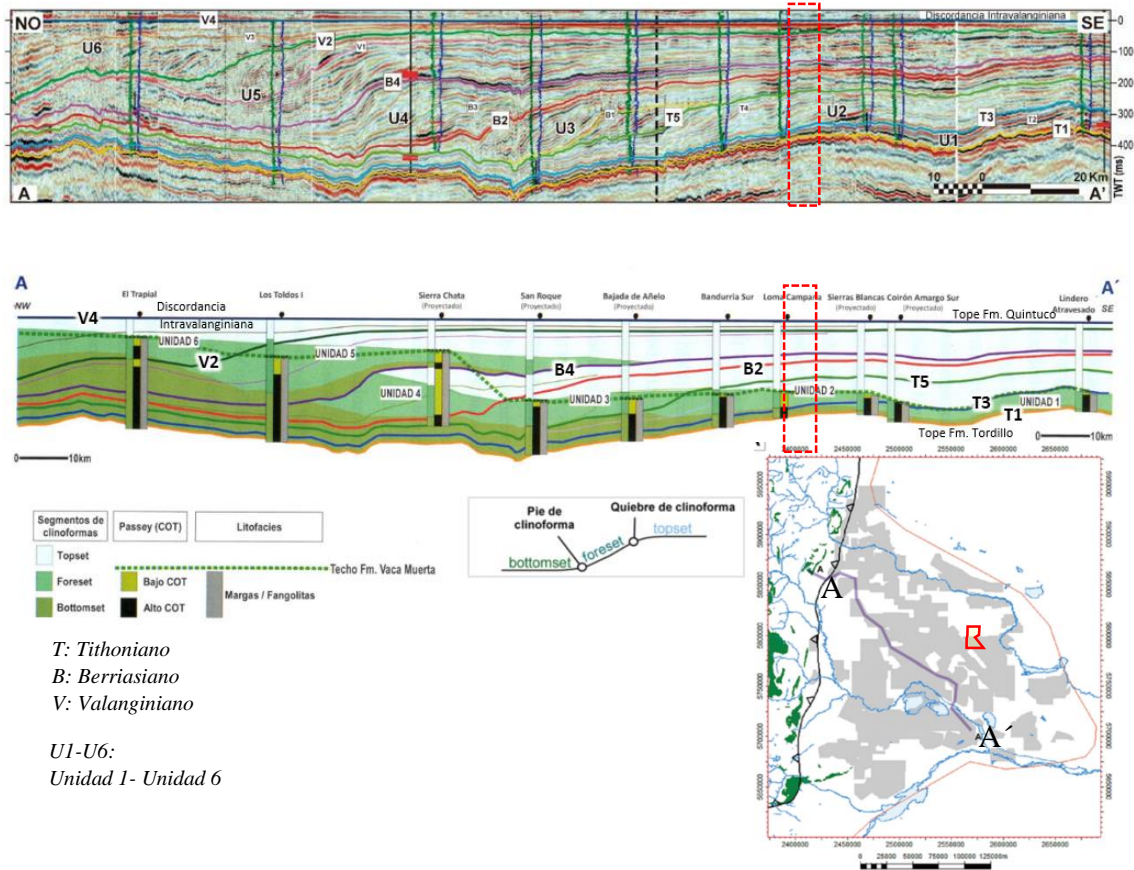


Figura 7. Sección sísmica regional e interpretación del sistema Vaca Muerta-Quintuco (modificado de Domínguez *et al.*, 2016). El polígono rojo indica la locación aproximada del área de estudio.

La configuración depositacional de esta secuencia posee una variedad de patrones geométricos de apilamiento vertical y geometrías progradantes hacia el centro de cuenca, (Figura 8). La distribución de estos patrones estuvo controlada por la variación entre la acomodación y tasa de sedimentación y la paleo-configuración de la cuenca con su influencia tectónica y altos estructurales actuando de manera local durante el Tithoniano Inferior al Valanginiano Inferior, creando variabilidad lateral en la depositación de la Fm. Vaca Muerta. (Domínguez *et al.*, 2020).

Esta variabilidad lateral es la responsable de la existencia de patrones de clinoformas sutiles a divergentes (rampa) en el área de estudio donde las clinoformas no se desarrollan en forma completa por carecer de secciones de talud y cuenca. En cambio, en el engolfamiento, las clinoformas están completas y es muy fuerte el control de la paleo topografía de la clinoforma precedente (Dominguez *et al.*, 2019).

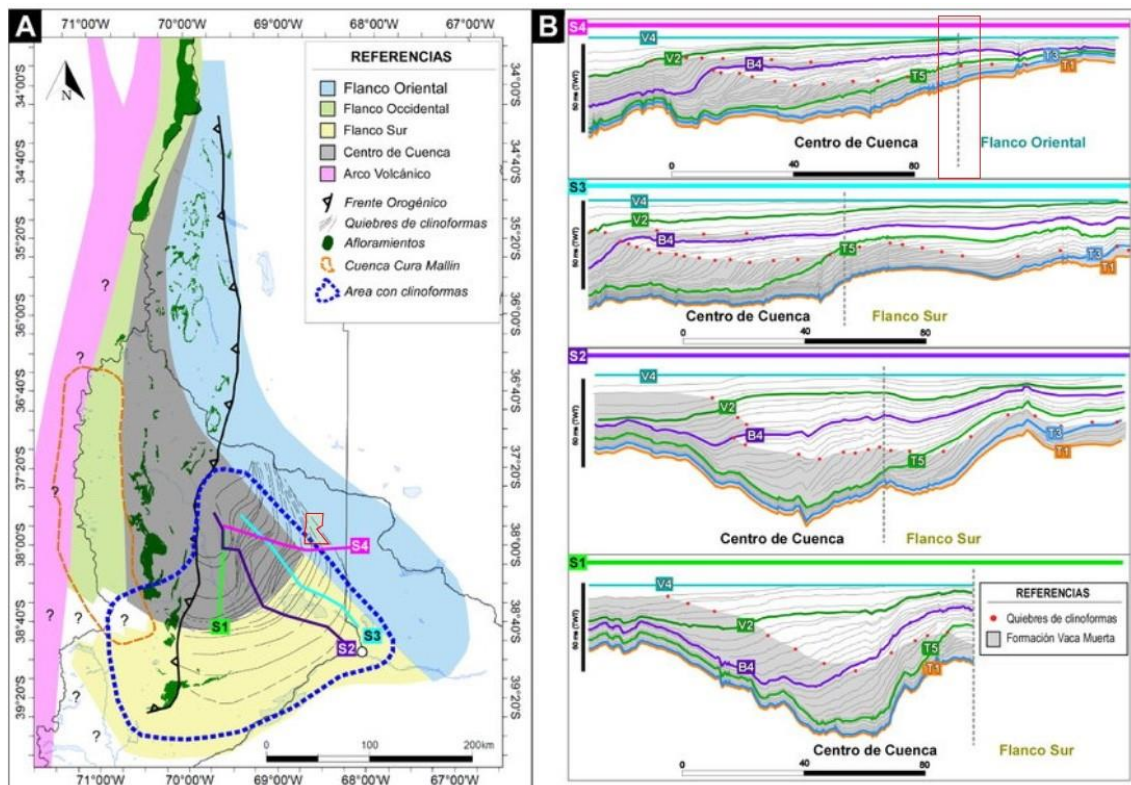


Figura 8.A) Variabilidad lateral controlada por la configuración de la cuenca durante el Tithoniano Inferior a Valanginiano Inferior indicando dominios morfo estructurales con indicación de área de estudio en color rojo. B) Secciones sísmicas interpretadas siendo S4 la correspondiente al área de estudio. Modificado de Domínguez y Di Benedetto, 2018.

Si bien todo el espesor de la Fm. Vaca Muerta presenta contenido orgánico, no toda la columna posee el mismo potencial oleogénico. En términos generales, el contenido de materia orgánica disminuye progresivamente desde la base al techo de la Fm. Vaca Muerta, lo cual se interpreta como resultado de una mayor dilución de la materia orgánica debido a un aumento progresivo en el aporte sedimentario y el principal intervalo generador se corresponde con la sección condensada basal Vaca Muerta Inferior (Mapa A de Figura 9), informalmente denominado “la cocina”, donde se desarrollan lutitas bituminosas de interior de cuenca con un tenor de materia orgánica de hasta 12% COT (Otharán, 2020).

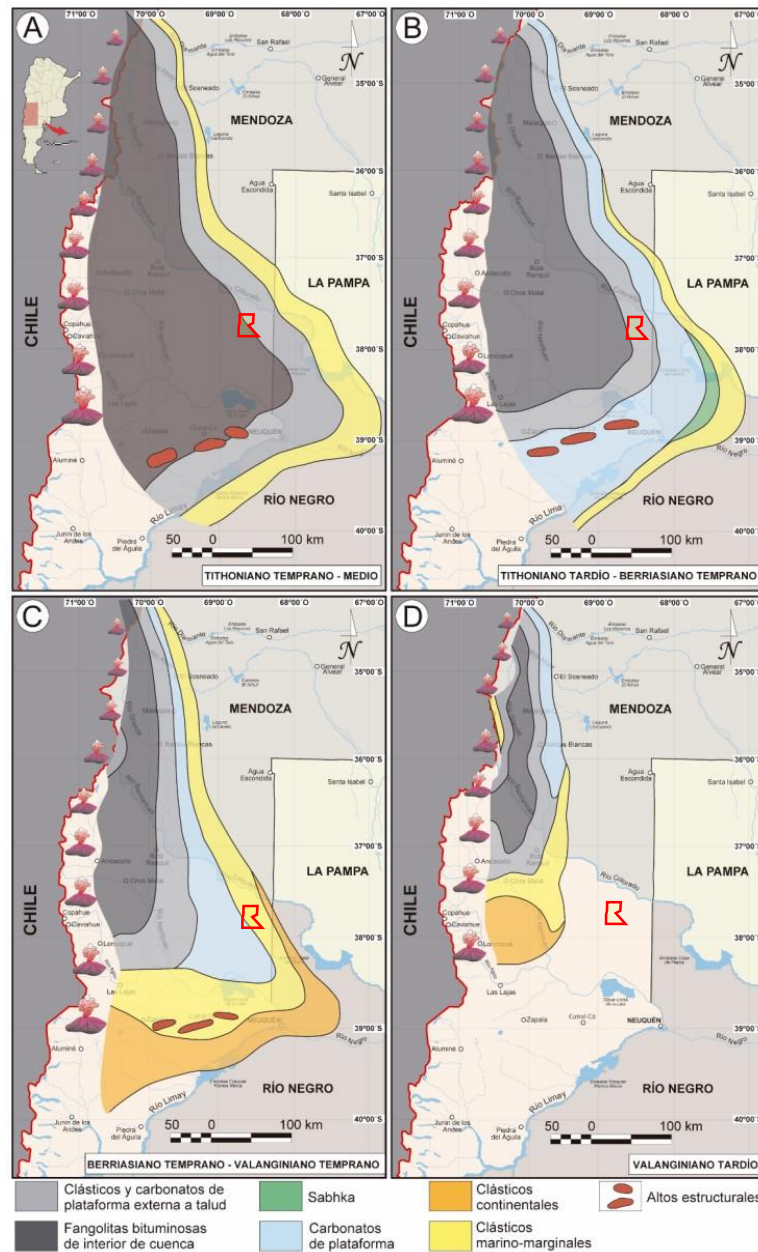


Figura 9. Mapas paleo geográficos del intervalo Tithoniano-Valanginiano en la Cuenca Neuquina, indicando unidades lito estratigráficas involucradas en cada secuencia y delimitación del área de estudio. Modificado de Otharán, 2020.

El mapeo de quiebres de clinofomas de diferentes superficies estratigráficas de referencia es una excelente guía para analizar la variabilidad 3D a escala regional. Mitchum y Uliana (1982, 1985, 1988) realizaron un primer mapeo para el Sistema Quintuco-Vaca Muerta en base a líneas sísmicas 2D para nueve superficies correspondientes a los límites de secuencias depositacionales. En base a la amplia cobertura de sísmica 3D disponible actualmente para la región del Engolfamiento Neuquino, Domínguez *et al.* (2017a) actualizaron el mapeo de alta resolución de quiebres de clinofomas para las superficies de referencia definidas por Desjardins *et al.* (2016), Figura 10.

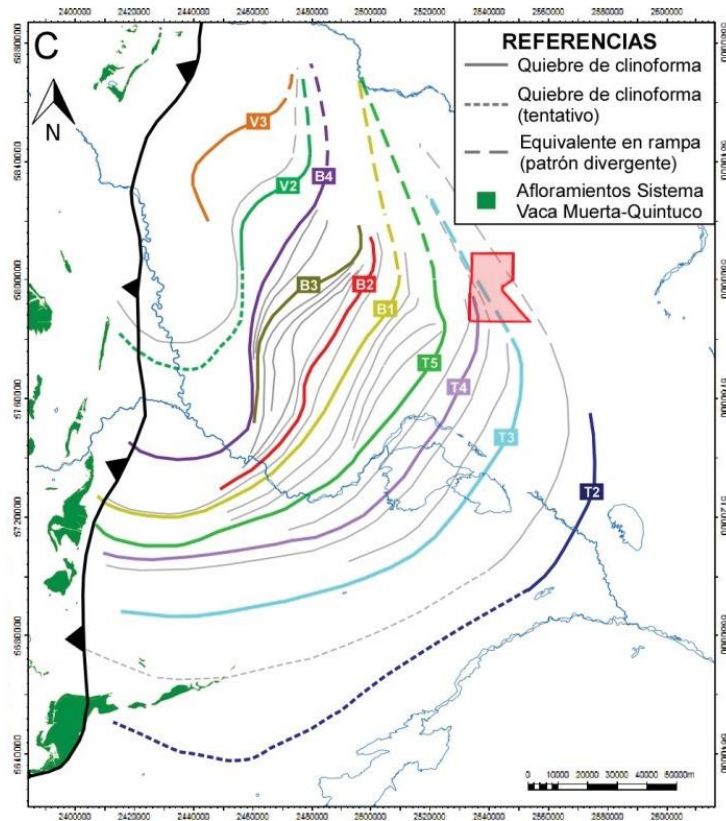


Figura 10. Mapa de quiebres de clinoformas con nomenclatura de superficies principales tomadas de Desjardins *et al.* (2016). Ubicación del área de estudio en rojo. Modificado de Domínguez *et al.* (2017 a).

En este trabajo se utilizó la diferenciación de reflectores internos de la Fm. Vaca Muerta definidos por Desjardins *et al.* (2016) dentro de la publicación “La Transecta de Vaca Muerta” (González, *et al.*, 2016), donde se dividió el intervalo Tithoniano-Valanginiano inferior en 6 unidades sísmicas limitadas por los horizontes de distribución regional, (Figura 11). Los horizontes definidos por criterios prospectivos subdividen a su vez las unidades, llevando el esquema a 12 intervalos sísmicos, diferenciando horizontes sísmicos de continuidad regional en toda el área de estudio, los cuales se definieron como de "mayor jerarquía", y otros seis horizontes que marcan el techo o la base de una zona de interés prospectivo en algún sector particular de la cuenca, los cuales se definieron como horizontes de "menor jerarquía", (Desjardins *et al.*, 2016).

La nomenclatura de las superficies de la Figura 11 hace referencia a la edad relativa, permitiendo ubicarlas temporo-espacialmente. Las superficies fueron identificadas con la primera letra de acuerdo al piso, (a saber: T=Tithoniano, B=Berriasiano, V=Valanginiano) y la numeración en orden de antigüedad decreciente.

Biozonas Anonites	Puerta Curaco Kietzmann (2014b)	NW Chevron	NW Exxon	NW-SE Shell	Centro Petrobras	Centro Total	NW-Centro YPF	Centro/SE YPF	Loma Campana YPF-CVX	Legarreta & Villar (2015)	Mitchum & Uliana (1985)	Transecta	
												Sup.	U
L.r.	HFS 14	Quintuco	Val.3	7	E2	Discordancia 136 Intra-Valanginiana	S13	VII		136.0	I	V4	6
			CS5									Val.1	
N.w.	HFS 13	Torrontés	Berr.6	6	E1	Seq.5 - 138	S11		Nivel F		H	V2	5
			CS4									Berr.4	
S.d.	HFS 12	Sirah	Berr.4	6	D2	Seq.7 - 139.5	S09		Nivel L		G	B4	4
			CS4									Berr.2	
A.n.	HFS 11	Bonarda	Berr.2	5	D1	MFS-7 - 140	S08	VI (mfs)		Vaca Muerta Superior	F	B4	3
			CS4									Berr.1	
S.k.	HFS 9	Malbec	Tith.7(mfs)	4	C2	Seq.10	S06		Nivel Q	143.0	E	B2	3
			CS3									Tith.7	
C.a.	HFS 8	Merlot	Tith.7	3	B2	Seq.15 - 144	S05	IV		Vaca Muerta Medio	D	B1	2
			CS3									Tith.7	
C.a.	HFS 7	Merlot	Tith.6.5	2	A3	Seq.20 - 145		III		146.8	C	T5	1
			CS2									Tith.6	
W.i.	HFS 6	Cabernet	Tith.6	2	A2	Seq.22 - 146	S01	II (mfs)		146.8	B	T3	1
			CS2									Tith.6	
A.p.	HFS 5	Cabernet	Tith.5.8	1	A1	Seq.24?				149.7	A	T2	1
			CS1									Tith.5.8	
P.z.	HFS 4	Tannat	Tith.5	1	A1	MFS-25 - 148.5						T1	
V.m.	HFS 3	Tannat	Tith.5	1	A1	MFS-25 - 148.5						T1	

Figura 11. "Piedra de Rosetta" que ayuda a correlacionar las distintas nomenclaturas utilizadas en diferentes ámbitos de la cuenca. En rojo, nomenclatura a utilizar en este trabajo. Modificado de González *et al.* (2016).

En la zona de los Bloques Rincón de Aranda y Veta Escondida se encontrarían asociadas a la Fm. Vaca Muerta las unidades 1 y 2 correspondientes al trabajo de Desjardins *et al.* (2016), González *et al.* (2016), las cuales presentan intervalos internos y se describen a continuación.

La Unidad 1 está comprendida entre los reflectores T1 y T3, tiene gran continuidad lateral a lo largo de toda la cuenca ya que se trataría de una gran y repentina inundación que cubrió los extensos campos de dunas de la Fm. Tordillo y permitió su conservación. Está compuesta por fangolitas de composición silíceo arcillosa intercaladas con fangolitas arcillosas orgánicas. Tiene en general un perfil agradacional en zona de *bottomsets* excepto en el sector sudeste donde el tope de esta unidad transicional hacia levemente progradacional y dominan las litologías de fangolitas calcáreas. El contenido orgánico disminuye de máximos del 10% – 12% para la sección basal (informalmente llamada "Cocina") a 2% – 3% en zonas superiores (Desjardins *et al.*, 2016).

Intervalo T1-T2: En amplios sectores de la cuenca está compuesto por intercalaciones de fangolitas de composición silíceo arcillosa y arcillosa orgánica con alto contenido de materia orgánica (carbono orgánico total: COT entre 2 y 12% en peso). Este intervalo incluye la sección condensada o "*hot shales*", que informalmente se denomina "la cocina" en la Cuenca Neuquina. En un principio fue considerado el objetivo principal del play no convencional de la Fm. Vaca Muerta.

Intervalo T2-T3: dominan litologías de fangolitas calcáreas y en, forma subordinada, fangolitas mixtas y carbonatos. Hacia los sectores Central y NW disminuye su potencia y en afloramientos se presenta como una alternancia de margas bioclásticas y packstones laminados. El COT alcanza valores de 3 a 4% en zonas distales (González *et al.*, 2016).

La Unidad 2 es predominantemente progradacional por lo que presenta predominancia de geometrías tipo *foresets* y *topsets* o *bottomsets* respectivamente según sea el caso. Las transgresiones de esta segunda unidad y las subsiguientes no habrían alcanzado la magnitud de la primera. En las zonas agradantes predominan las fangolitas de composición mixta y silíceas con valores de contenido orgánico del 2% al 8%. Por el contrario, en las zonas central y sudeste las litologías son predominantemente calcáreas con menores valores de TOC (de 1% al 2%), (Desjardins *et al.*, 2016).

Intervalo T3-T4: En zona de *bottomsets* (sectores NW y Central de la cuenca), los depósitos en la base de este intervalo están dominados por fangolitas de composición mixta y silíceas. Los valores de COT son moderados a altos (entre 2 y 8%). La base de este intervalo constituye uno de los objetivos principales en el sector Central de la cuenca.

Intervalo T4-T5: En los sectores Central y SE, este intervalo consiste en *foresets* y *topsets* con litologías predominantemente calcáreas. Se observa la transición a facies de fangolitas calcáreas en la región sur del sector Central, con un COT promedio de 2% en peso hacia la base, disminuyendo a 1% hacia el techo, y bajos valores de porosidad. En zonas de *bottomsets*, está compuesto casi en su totalidad por fangolitas de composición silícea, arcillosa y mixta (González *et al.*, 2016).

En la Figura 12, se puede observar un cuadro estratigráfico de enfoque secuencial que muestra secuencias y componentes cortejos observados a diferentes escalas. Este cuadro permite visualizar que para una escala de baja frecuencia, el intervalo de T1 a mediados de T2 corresponde a un sistema de cortejo transgresivo (TST) y los intervalos de mediados de T2 a T5 conforman un cortejo de mar alto (HST). En una escala de mayor detalle o de alta frecuencia, se diferencian 4 intervalos (T1-T2, T2-T3, T3-T4 y de T4 a T5), en donde estos lapsos representan secuencias internas de transgresiones menores y cambios sucesivos en el nivel del mar. Comenzando cada uno de estos ciclos de alta frecuencia con cortejos transgresivos (TST) y culminando con cortejos de mar alto (HST). Por otro lado, también se visualizan los intervalos ricos en materia orgánica de la Fm. Vaca Muerta (OVM), en donde el intervalo T1 a T2 corresponde a lo que informalmente se denomina "la cocina" (OVM 1), y de T2 a T5 corresponde a lo que informalmente se denomina "el orgánico" (OVM 2).

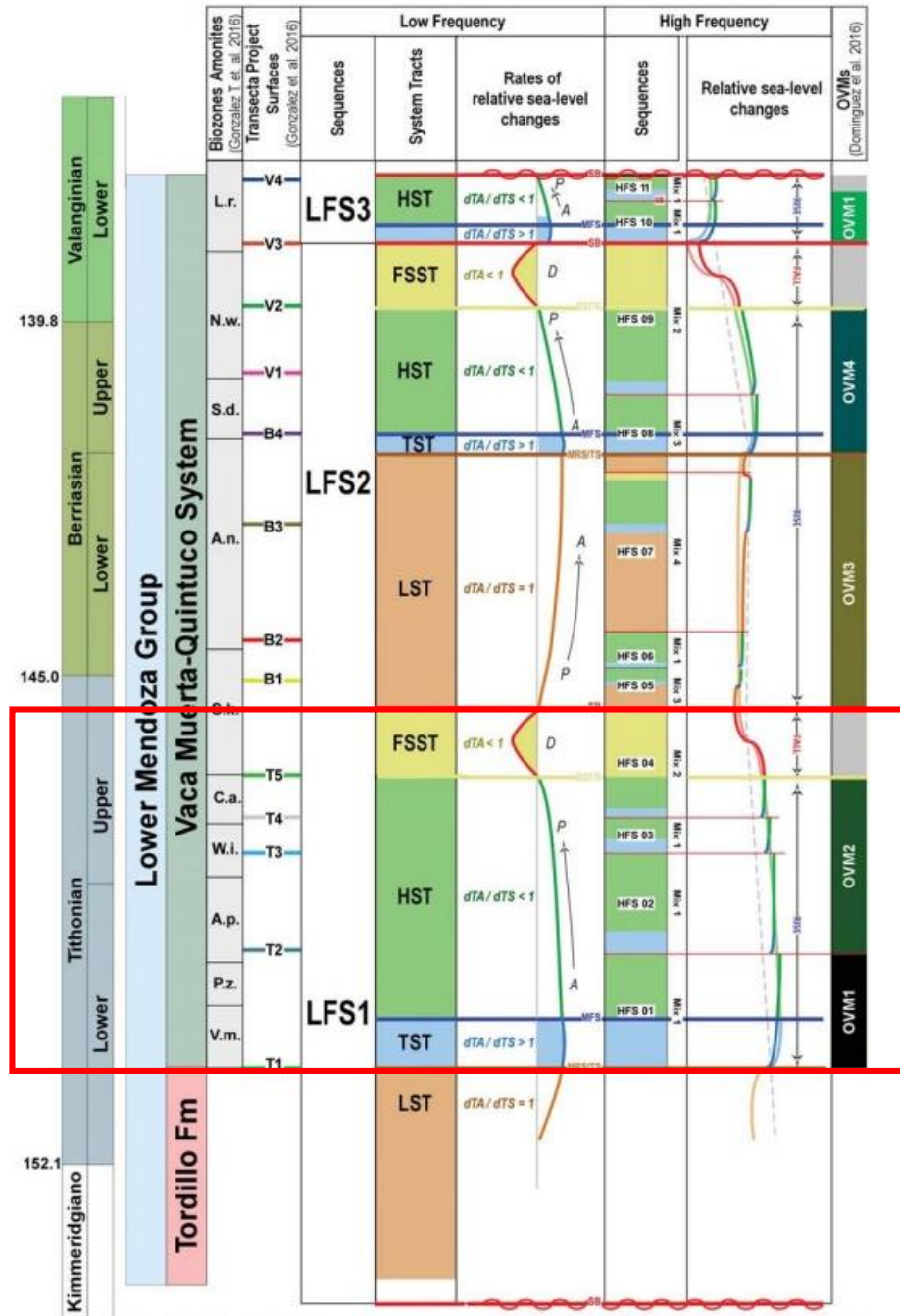


Figura 12. Cuadro estratigráfico que muestra secuencias y cortejos de sistemas tractivos observados a diferentes escalas. Extraído de Domínguez *et al.* (2017b).

2.3. Marco Geológico Local

El sitio de estudio comprende las áreas de concesión Rincón de Aranda (240 km²) y Veta Escondida (165 km²). Se encuentran a 65 Km al oeste de la localidad de Colonia Catriel y 120 Km al noroeste de la ciudad de Neuquén.

Estas áreas se encuentran entre el sector denominado Bajo de Añelo, ubicado en el sector centro este de la Cuenca Neuquina, en el límite transicional entre el área morfo estructural del Engolfamiento Neuquino y de Plataforma nororiental, Externa o Flanco Oriental de la Cuenca Neuquina, (Figura 13).

El Engolfamiento, limita al oeste con la faja plegada y corrida, al Este y Noreste por la plataforma nororiental y al sur por la Dorsal de Huincul. El Engolfamiento Neuquino está caracterizado por un plegamiento suave de las secuencias mesozoicas y terciarias. (Vittore *et al.*, 2018).

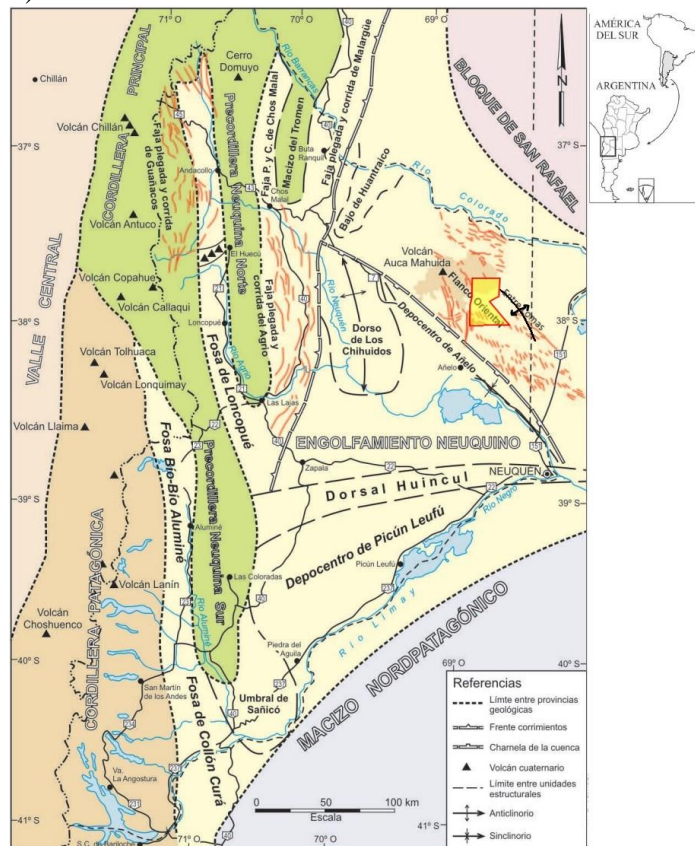


Figura 13. Ubicación del área de estudio en el contexto morfo estructural de la Cuenca Neuquina. Modificado de Ramos *et al.* (2011).

La región conocida como Flanco Oriental de la Cuenca Neuquina, forma parte de la cuenca de ante país actual, hallándose en contacto con el basamento del Bloque de San Rafael en el margen NE de la cuenca, y está separada del dorso de los Chihuidos por medio del bajo de Añelo al SO. Por otro lado, el margen SE del Flanco Oriental está definido por la Dorsal de Huincul, mientras que hacia el NO el límite es algo más difuso pudiendo situarse el mismo en el Sinclinal de Huantraico (Pángaro *et al.*, 2011).

El espesor sedimentario del Flanco Oriental disminuye claramente hacia el noreste, donde la subsidencia termal durante el Jurásico y el Cretácico fue menos importante, así como también la subsidencia flexural durante la etapa de ante país, algo que es característico para un borde de cuenca. Esto se puede ver claramente en la Figura 14 y Figura 15, donde el espesor de sedimentos en los sectores internos del Flanco Oriental (sobre todo en el bajo de Añelo) ronda los 2,5 km para la etapa de rift, y los 6 km para la

subsistencia termal, mientras que al noreste del Río Colorado esta relación se invierte, siendo mayor el espesor del relleno de rift en comparación con el de *sag.* (Pángaro *et al.*, 2011 y PBE, 2012).

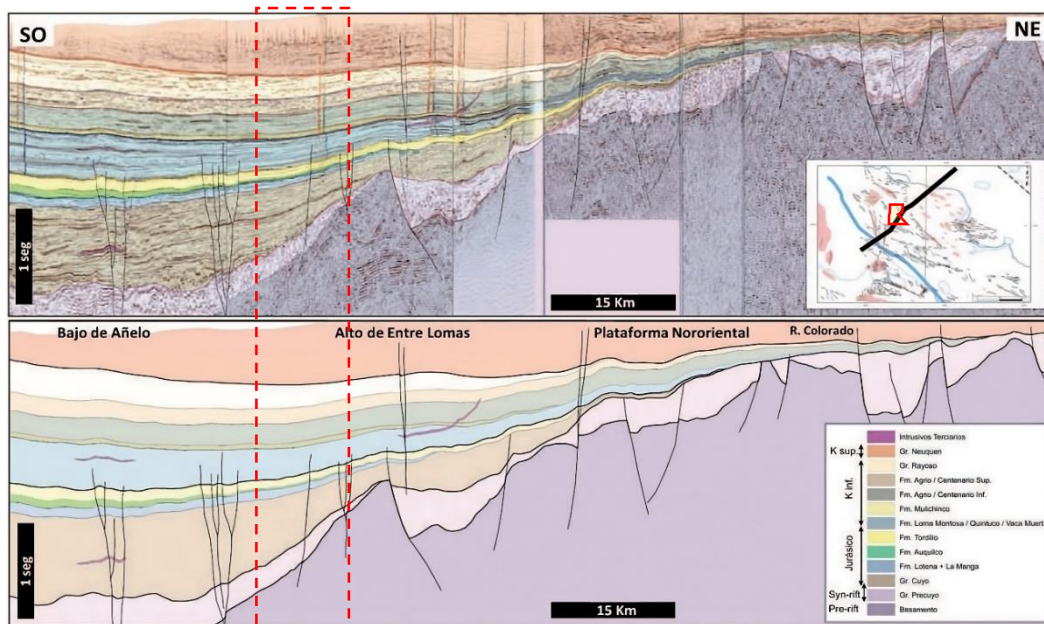


Figura 14. Corte sísmico en tiempo y su esquema en la parte inferior que atraviesa el área analizada de SO-NE. Al SO se observa el Bajo de Añelo y en el cual se destaca un potente paquete de sedimentos Jurásicos en contraste con el fuerte acuñaamiento de los mismos hacia la plataforma nororiental. Rincón de Aranda en polígono rojo Modificado de Pángaro *et al.* (2011).

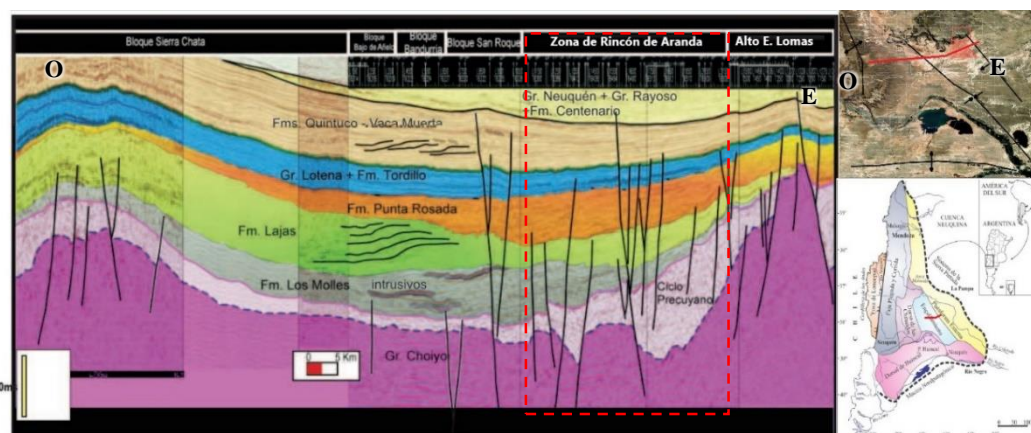


Figura 15. Esquema estratigráfico y estructural regional de sentido O-E con ubicación del Bloque Rincón de Aranda en polígono rojo. Modificado de Arregui *et al.*, (2011b).

En el área de estudio, la mayoría de las unidades presentan una pendiente leve homoclinal hacia el SO, siendo los depósitos del Gr. Cuyo los más afectados en su espesor ya que se acuña por relación de *onlap* hacia el este, hacia el alto regional de Entre Lomas, (Figura 15; PBE, 2012).

Las transgresiones marinas también fueron menos importantes en este sector de la cuenca, por lo que los depósitos sedimentarios se asocian más a ambientes de plataforma y continentales que a ambientes marinos profundos. (Basaldúa, 2018). El borde occidental de la plataforma marcaría, a su vez, una charnela que marginaría el talud hacia el bajo de Añelo (Pángaro *et al.*, 2011).

Topográficamente estas áreas se desarrollan en zona de meseta de coladas al sureste del Volcán Auca Mahuida (Veta Escondida) y en la zona correspondiente del bajo de

Añelo, terrenos relativamente planos, surcados por cárcavas y cañadones (Rincón de Aranda).

En cuanto a la estratigrafía local, a diferencia de la columna estratigráfica general de la cuenca neuquina (Figura 3), el sistema Entre Lomas presente al este del área de estudio, conforma un importante umbral en la cuenca, donde se verifica una fuerte reducción de espesores del registro sedimentario (Mosquera *et al.*, 2006), así como la no depositación de ciertas unidades. Dentro del área de estudio, la columna estratigráfica se asemeja a la elaborada por Cruz *et al.* (2014), que resulta más indicada para el sector de la Plataforma de Catriel (Figura 16).

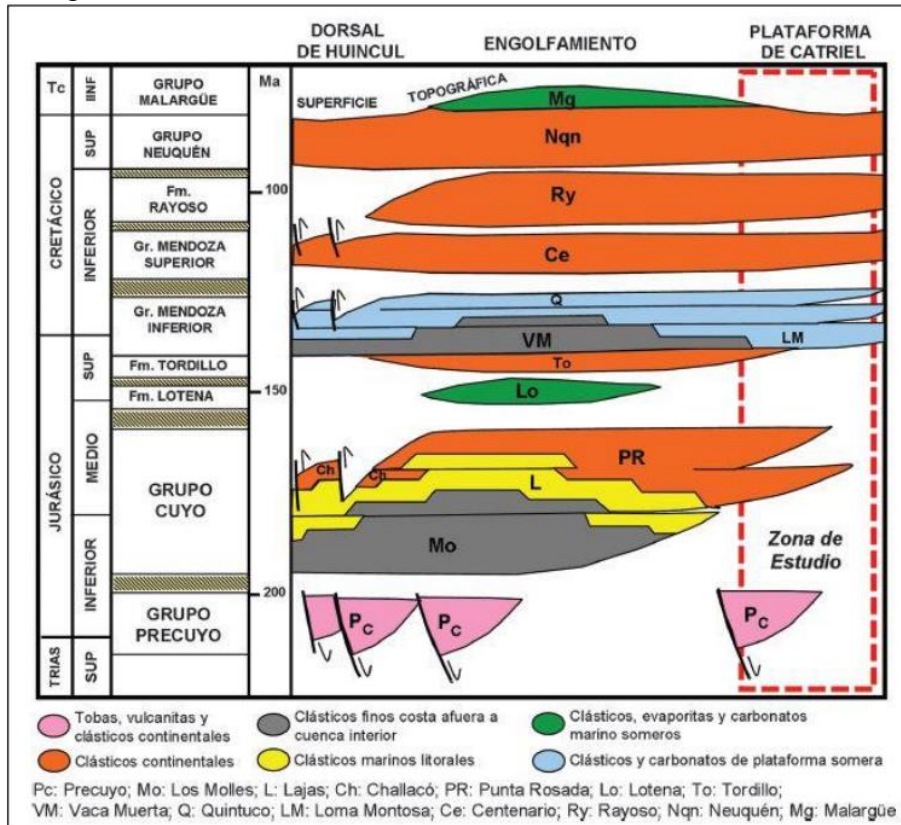


Figura 16. Columna estratigráfica para el área de Plataforma Catriel. Tomado de Cruz *et al.* (2014).

Además, en esta zona de estudio hay una serie de cuerpos intrusivos tipo filones capa y diques (Terciarios-Cuaternarios), seguramente asociados a la presencia del centro volcánico Auca Mahuida, afectando generalmente a depósitos del Tithoniano-Berriasiano, siendo éstos destacados objetivos petroleros convencionales de la zona (PBE, 2012).

La geología estructural en este sitio de trabajo, cercano al Flanco Oriental de la Cuenca Neuquina (Figura 13), presenta un escenario estructural menos complejo que aquellas zonas ubicadas más al oeste o al sur en la cuenca. Los rasgos estructurales más importantes están relacionados con las fallas normales pre cuyanas, que influyen en el basamento y dan lugar a numerosos hemigrabenes, grabenes y altos de basamento (Figura 17 y Figura 18 A). La importancia de estas estructuras de primer orden en la región se justifica no solo por su tamaño, sino también porque tienen una importante influencia en la geometría y estructuración de los depósitos sedimentarios posteriores (Basaldúa, 2018).

La zona presenta un escenario estructural menos complejo, exhibe dos dominios tectónicos principales que de acuerdo a su geometría y cinemática, se pueden describir las siguientes características:

- Un primer dominio de fallas correspondientes a etapa de rift (Triásico – Jurásico), el cual generó fallas normales sub verticales con rumbo NO-SE e inclinando al NE que se extienden por 200 km, (Figura 17A, Figura 17.B y Figura 18A). Este fallamiento principal fue el responsable de la generación del alto regional de El Caracol-Charco Bayo y el hemigraben con espesa sedimentación Triásico - Jurásico del lado oriental de los Bloques de estudio. Según el informe PBE (2008), estas fallas han tenido varios estadios de reactivación. Predominan en este sistema de fallas Jurásicas, fallamiento en echelón de rumbo NNO-SSE que responden a la reactivación de lineamientos profundos de este sentido de orientación NO-SE, (Figura 17A y Figura 17B; Pángaro *et al.*, 2011).

Estas fallas, de raíz profunda, que sísmicamente no se extienden más allá de la Fm. Tordillo, se desarrollan generando flores positivas y negativas (dominan las últimas) dependiendo de la forma de los planos principales y la dirección de desplazamiento, (Figura 17A; PBE, 2012).

La subsidencia tectónica en algunos de los hemigrabenes precuyanos de esta zona, como el comportamiento de horsts y bloques altos de fallas del rift del alto de Entre Lomas, habrían ejercido importante influencia estratigráfica. Estos altos estuvieron presentes durante la mayor parte de la historia de la cuenca generando compactación diferencial, lo que habría redundado en un marcado control estructural del registro sedimentario de la zona (Cristallini *et al.*, 2009 y Vergani *et al.*, 2011). Este hecho también habría tenido impacto en la distribución de hidrocarburos durante la etapa de *sag*, ya que controla la ubicación de trampas estratigráficas de orientación paralela al eje de subsidencia (Pángaro *et al.*, 2011). Debido a la escasa sobrepresión registrada en la matriz de la Fm. Vaca Muerta al este de los bloques, el factor estructural de sistemas de fallas en echelón adquiere una importancia vital, ya que varios de los pozos productivos de las regiones aledañas a RDA y VE, como Bajada del Palo y Entre Lomas, están probablemente relacionados a la presencia de sistemas de fracturas y/o fallas cercanas (PBE, 2012).

- Un segundo dominio de fallas posteriores a la etapa de rift, de tectónica andina, son los conjuntos de fallas de orientación O-E de rechazo vertical. Aunque esta no es tan notoria como la anterior, afecta hasta las formaciones Quintuco y Loma Montosa, siendo importante en la generación de fracturas en los filones intruídos en el Gr. Mendoza, (Figura 17C). Estas fracturas al estar abiertas son las que más inciden en el índice de productividad convencional de los pozos, según lo descrito por PBE (2008) y Basaldúa (2018).

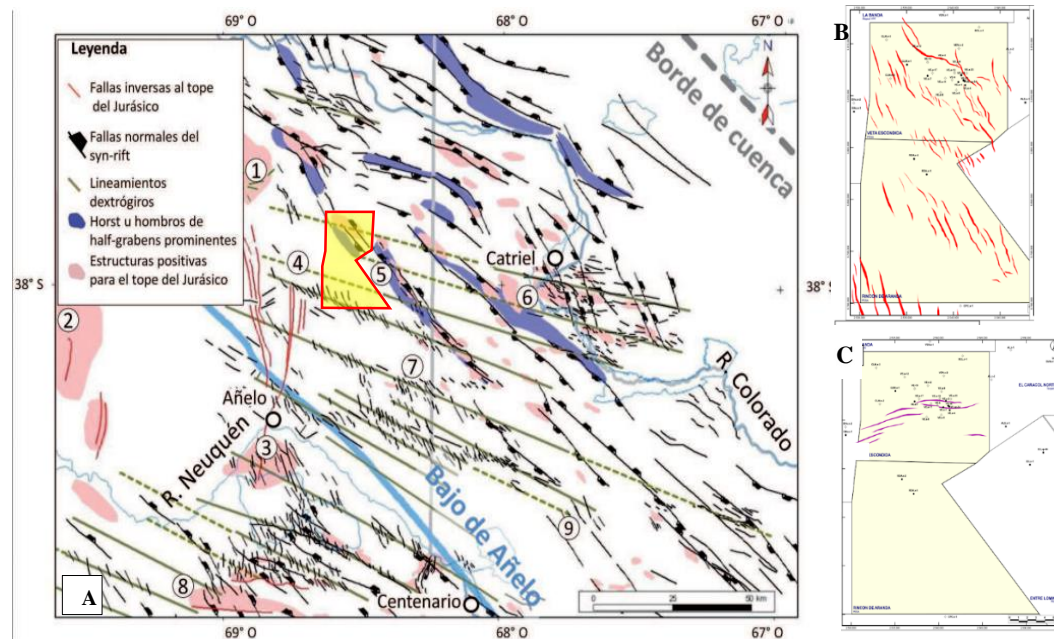


Figura 17. A) Superposición de las estructuras mapeadas al tope del Precuyano y basamento con los sistemas de fallas mapeados para el tope del Jurásico. Se destacan los sistemas de fallas en echelón para el tope del Jurásico. 1. Volcán Auca Mahuida. 2. Dorsó de los Chihuidos. 3. Alto de Sauzal Bonito. 4. Aguada San Roque. 5. Alto Entre Lomas. 6. Medanita – 25 de Mayo. 7. Coirón Amargo. 8. Aguada Toledo. 9. Alto de Kauffman. Modificado de Pángaro *et al.*, 2011 B) Dominio estructural profundo para el Triásico-Jurásico. C) Dominio estructural posterior a la etapa de rift, de tectónica tipo Andina. Extraído de PBE (2012).

Ambas familias son responsables de la generación de pliegues anticlinales suaves tipo rollover y estructuras con cierre contra falla, aunque los de la segunda familia son estructuras con menor relieve. Justamente, las principales estructuras productivas de hidrocarburos de esta zona de la cuenca están asociadas a pliegues desarrollados sobre los hombros de hemigrabenes y horsts de orientación NO-SE (Arregui *et al.*, 2005 y Pángaro *et al.*, 2011).

Los sistemas de fallas NO-SE serían paralelos al borde del rift, mientras que los de orientación O-E serían ortogonales a la dirección de máxima extensión (Basaldúa, 2018).

En base al estudio de la deformación de pozos (Guzmán, 2007) se estableció que el estrés actual en el área tiene dirección de esfuerzos principales en sentido O-E y NE-SO, siendo este controlado por el vector de convergencia entre la placa de Nazca y Sudamericana (Az 80°) obteniendo como resultado un azimut de 88,7° para el esfuerzo horizontal máximo.

En el área hay presencia de estructuras volcánicas cenozoicas como diques, *sills* e intrusivos volcánicos que afectan las formaciones de interés hidrocarburífero (Figura 18 B).

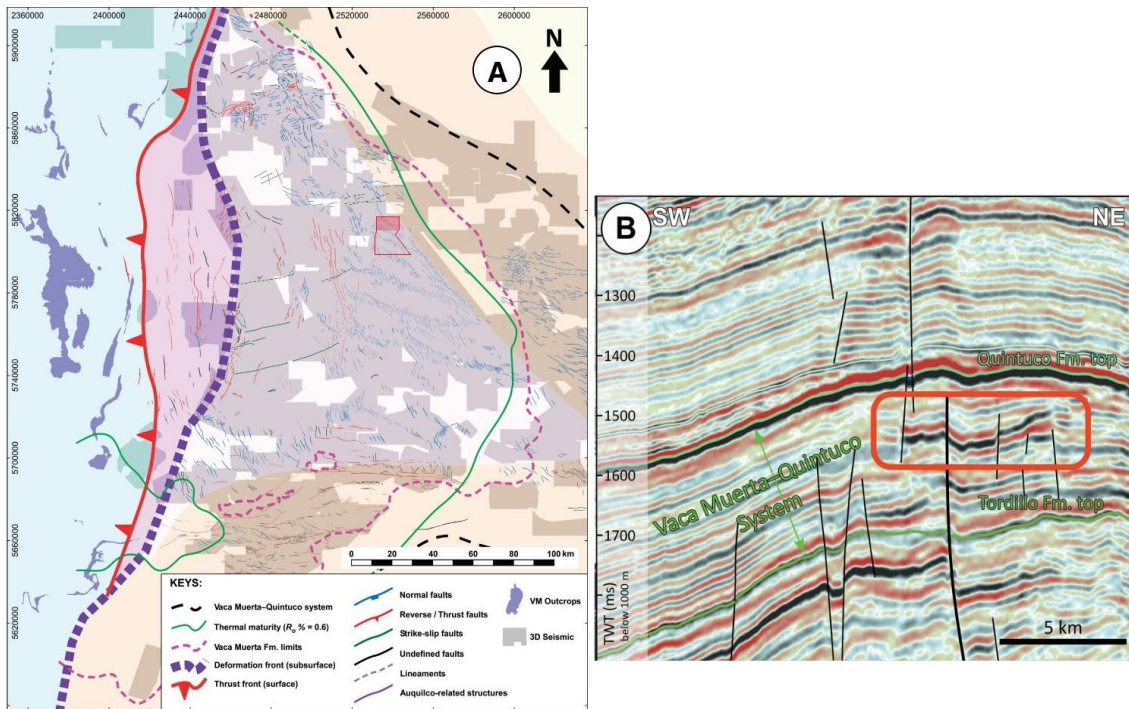


Figura 18. A) Mapa de fallas de la base de Fm. Vaca Muerta con los tres tipos de fallas (normal, inversa y *strike-slip*) y lineamientos. Dentro de los diferentes límites representados, el límite de madurez térmica es considerado como un límite superior/optimista para el play de Vaca Muerta, con delimitación del área de estudio. B) Ejemplo de un gran filón que invade el sistema Vaca Muerta-Quintuco del Tithoniano temprano al Valanginiano temprano (bloque Veta Escondida). Tomado de Marchal *et al.* (2020).

De acuerdo con Basaldúa (2018) fallas asociadas al Sistema de Entre Lomas controlaron el desarrollo de una serie de cuerpos intrusivos elongados, en una escala local, en dirección NO-SE en el área de Veta Escondida, (Figura 18B), que se hallan a una profundidad de 3 a 4 km. Las estructuras tectónicas preexistentes de escala regional representan las principales vías de ascenso.

Los filones capa o *sills* instruidos de escala kilométrica dentro de las rocas generadoras de la Fm. Vaca Muerta pueden formar reservorios fracturados naturales en algunos lugares. Pero, la presencia de estos *sills* puede resultar como un factor negativo para un desarrollo de lutitas no convencionales "clásicas" al interferir y afectar la efectividad de la estimulación hidráulica de la roca arcillosa, también pueden afectar la perforación de los pozos horizontales (Marchal et al., 2020).

Con respecto a la historia de producción en el área de estudio corresponde a unidades productivas clásicas relacionadas a trampas estructurales como los clásticos y carbonatos de la Fm. Quintuco hacia el este, las areniscas y carbonatos de las Fms. Tordillo y Quintuco por el sur y los cuerpos hipabisales terciarios alojados en la Fm. Vaca Muerta y en la Fm. Los Molles al oeste, además de trampas combinadas en relación con cuerpos intrusivos en este sector.

3. Conceptos de estratigrafía secuencial y terminaciones estratales

Para el análisis sismo estratigráfico se utilizaron los conceptos de estratigrafía secuencial. Esta disciplina utiliza la curva de variación de nivel de base para definir diferentes cortejos sedimentarios limitados por superficies estratigráficas. Un cortejo sedimentario es una sucesión progresiva de depósitos sedimentarios genéticamente

ligados, contemporáneos y limitados por superficies estratigráficas (Brown y Fischer, 1977). Existen 4 cortejos sedimentarios:

- Cortejo de nivel bajo - *lowstand systems tract* (LST) Se trata de una regresión normal (con subida de nivel de base), constituida durante la etapa precoz de ascenso del nivel de base, cuando la tasa de subida está sobrepasada por la tasa de sedimentación (Catuneanu, 2002).
- Cortejo transgresivo - *transgressive systems tract* (TST) Comienza a depositarse cuando la velocidad de subida del nivel de base es mayor que la tasa de sedimentación. El patrón de acumulación es retrogradante (grano decreciente) y la etapa culmina en la superficie máxima de inundación (Catuneanu, 2002).
- Cortejo de nivel alto - *highstand systems tract* (HST) Representa la etapa tardía de la subida de nivel de base, cuando esta tasa es menor a la de sedimentación, ocasionando una regresión normal (Catuneanu, 2002).
- Cortejo de caída de nivel de base - *Falling stage systems tract* (FSST) Está compuesto por los sedimentos que se acumulan en la parte marina de la cuenca durante la caída de nivel de base. En el mismo período, la parte emergida del sistema está sometida a la erosión subaérea (Catuneanu, 2002).

Los cortejos en un ciclo completo ideal se suceden como se muestra en la Figura 19. Los mismos están limitados por superficies características como lo son la Concordancia Correlativa (CC), Superficie de Regresión Máxima (SRM), Superficie de Máxima Inundación (SIM) y Superficie Basal de Regresión Forzada (SBRF). En las interpretaciones rara vez se da o quedan registrados varios ciclos completos (Catuneanu, 2002).

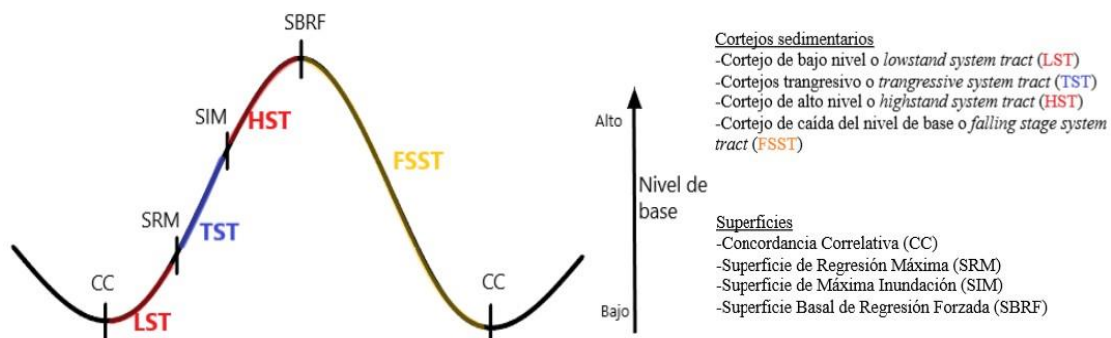


Figura 19. Curva de nivel de base indicando los cortejos y superficies que lo limitan.

Para poder identificar cortejos sedimentarios en el dato sísmico se puede tener en cuenta el diseño de reflectores (quebres de talud, horizontes paralelos o sub paralelos, oblicuos o escalonados) y terminaciones estratales (Figura 20), la relación y sucesiones entre cortejos, asociaciones de facies identificadas o superficies limitantes.

Según la geometría de reflectores se clasifica en geometrías progradacionales y geometrías simples, (Figura 20; Snedden y Sarg, 2008).

Geometrías progradacionales: Sigmoide, con crecimiento hacia adelante y hacia arriba, característicos de grano fino y baja energía. Oblicuos, característicos de arena bien seleccionada y alta energía, con profundidades mayores a 500 metros. Tejas, similares a los oblicuos, pero en aguas someras. Snedden y Sarg (2008).

Geometrías simples: Subparalelas, paralelas y divergentes. Snedden y Sarg (2008).

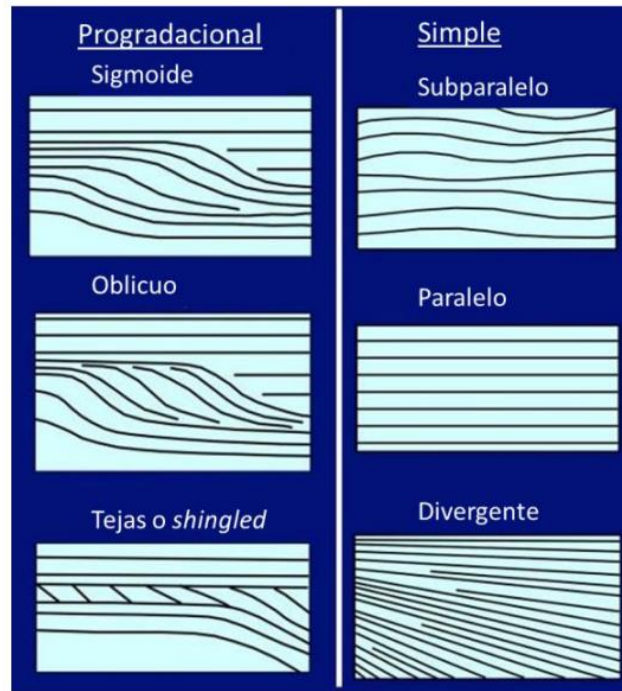


Figura 20. Geometría de reflectores progradacionales y simples. Extraído de Snedden y Sarg (2008).

Las terminaciones estratales de los reflectores se definen como las relaciones geométricas entre los estratos y las superficies estratigráficas contra las cuales terminan. Las terminaciones se muestran en la Figura 21 y se describen a continuación:

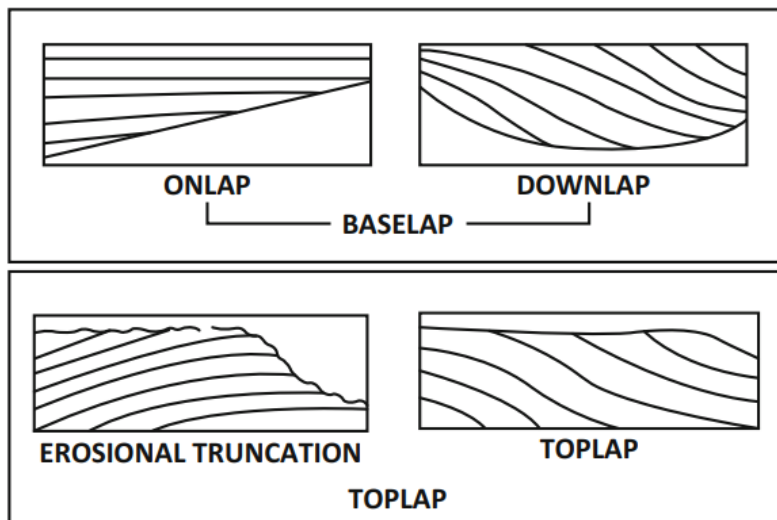


Figura 21. Terminaciones estratales, extraído de Nanda (2016).

- *Downlap*: terminación de los estratos inclinados contra la superficie de menor pendiente. Los *downlaps* son comunes en las bases de las clinoforras de progradación.
- *Onlap*: terminación de estratos de bajo ángulo contra una superficie de mayor pendiente. En una cuenca abierta, el *onlap* caracteriza las zonas proximales. Se asocian terminaciones en *onlap* a:
 - *Onlap* marino se desarrolla en los taludes continentales generalmente durante las transgresiones.
 - *Onlap* costero corresponde a los estratos del frente de playa inferior que avanzan sobre la superficie de “ravineamiento” durante la transgresión de la línea de costa.

- *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).
- *Toplap*: Terminación de capas inclinadas contra una superficie supra yacente de bajo ángulo. Dicha superficie es el resultado de la ausencia de depósito, representa el límite proximal de la unidad sedimentaria.
- Truncación: Terminación estratal contra una superficie de erosión supra yacente. Es más extremo que el toplap, ya que implica un relieve de erosión.
- *Offlap*: Cada clinofoma deja al descubierto, durante su sedimentación, parte de la clinofoma anterior. Esto se produce durante la caída del nivel de base en las regresiones forzadas.

4. Metodología

Se realizó una recopilación y revisión bibliográfica de los antecedentes de estudio de la Fm. Vaca Muerta, entre los cuales cabe destacar González *et al.* (2016) y Minisini *et al.* (2020a). También se llevó a cabo una revisión y análisis de la información brindada por la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén (SEMH), poniendo mayor énfasis en los informes de registración y procesamientos del volumen sísmico, registros e informes de cada pozo.

Continuando con el flujo de trabajo resumido en la Figura 22, utilizando un software se combinó el dato sísmico 3D de las áreas de Veta Escondida (VE) y Rincón de Aranda (RDA) con los perfiles de pozos que se encuentran dentro del área. Para correlacionar la sísmica con los pozos se debió rotar la fase de los sismogramas sintéticos en promedio 45° para la zona de VE y 85° para la zona de RDA, de esta manera los pozos quedaron con una diferencia aproximada de +/- 20° con respecto a la sísmica. También se calculó la resolución vertical del dato sísmico en el intervalo de estudio. Se interpretaron los reflectores sísmicos de interés: tope de Fm. Tordillo, tope de la Fm. Vaca Muerta, tope de la Fm. Quintuco y tope de Fm. Loma Montosa. Luego se interpretaron diferentes intervalos internos de la Fm. Vaca Muerta, realizando correlaciones entre pozos con los registros de rayos gamma, sónico, densidad y resistivo. Los reflectores sísmicos interpretados fueron propagados en el volumen sísmico tomando como referencia las interpretaciones realizadas previamente. Posteriormente se interpretaron las fallas visibles en el volumen de amplitud y con la ayuda de atributos sísmicos.

Se realizó la correlación entre los registros de perfiles de cada pozo, con el objetivo de interpretar los pases formacionales en todos los pozos, con un mismo criterio.

Se confeccionaron mapas isócronos, isocronopáquicos, de atributos sísmicos, mapas estructurales e isópacos. También se interpretaron rasgos estructurales y estratigráficos del área de estudio.

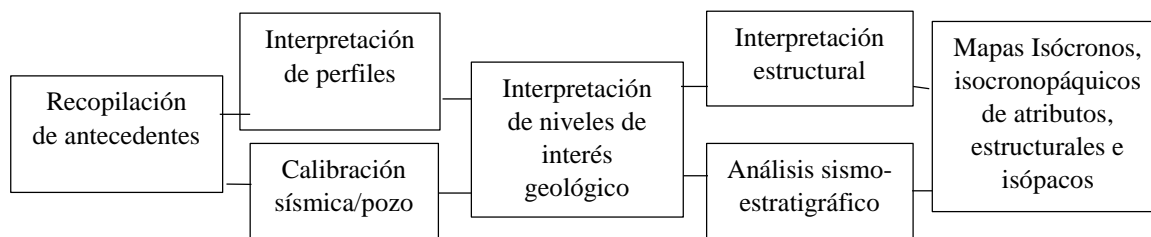


Figura 22. Esquema de flujo de trabajo

5. Información disponible

El área de estudio incluye las concesiones Rincón de Aranda (240 km²) y Veta Escondida (165 km²). Se encuentran ubicados a 65 km al oeste de la ciudad de Colonia Catriel y a 120 km al noroeste de la ciudad de Neuquén.

El volumen sísmico 3D utilizado en este trabajo fue adquirido por la compañía WesternGeco para Petrobras Energía S.A. El proyecto se registró entre los meses de Julio y Septiembre del 2005.

El procesamiento fue realizado íntegramente en el centro de proceso de WesternGeco en Buenos Aires, entre los meses de Octubre del 2005 y Marzo del 2006, generando un dato sísmico *post stack*.

Se cuenta con 32 datos de pozos del área de estudio, los cuales se analizaron, evaluaron, seleccionaron y se clasificaron según la calidad de los datos de perfiles disponibles.

La Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén (SEMH) otorgó dichos datos de pozos y datos sísmicos para poder realizar este trabajo.

6. Registros de Pozos

Se realizó un análisis de los datos de 32 pozos del área, a partir del cual se resumió la información básica en la Tabla 1. Luego, en la Tabla 2 se resumen la información de perfiles de cada pozo, la que fue utilizada para identificar aquellos que serían utilizados en el presente estudio.

Tabla 1. Información básica de datos de pozo.

NOMBRE DEL POZO	ESTADO	FLUIDO	AÑO DE PERFORACIÓN	FORMACIÓN PRODUCTIVA	COORDENADAS		SISTEMA DE COORDENADAS	COTA (Kb)	PROFUNDIDAD FINAL (mbbp)
					X	Y			
ACa.x-101(h)	Efectivo	Petroleo	2019	Vaca Muerta	2541483,42	5789485,22	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	383,7	3003
RDA.x-2000(h)	Productivo	Petroleo	2019	Vaca Muerta	2538423,00	5792816,00	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	389,8	2612
RDA.x-1001	Efectivo	Petroleo	2012	Vaca Muerta	2531674,12	5792256,79	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	318,7	2800
VE.xp-1001	Inactivo	Otro tipo	2009	Fm. Improd.	2540983,71	5811176,82	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	637,1	2647
VE.xp-1001st	Abandonado	Petroleo	2009	Fm. Improd.	2541070,36	5811608,73	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	637,1	3042,7
AL.x-2	Abandonado	Sin dato	1973	Fm. Improd.	2546009,60	5813977,63	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	627,5	2547
CLM.e-2	Abandonado	Gas	1971		2533280,46	5811423,07	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	720	2266
CLM.e-3	Abandonado	Gas	1973		2532871,85	5815198,81	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	778	2260
CLM.x-1	Abandonado	Petroleo	1992	Quintuco	2535058,48	5812797,66	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	751	3067
CPC.x-1	Abandonado	Sin dato	1978		2540750,36	5789566,67	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	377	3300
RDA.e-2	Abandonado	Petroleo	1994	Sierras Blancas	2535788,67	5803713,44	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	423	2866
RDA.x-1	Abandonado	Gas	1978	Quintuco	2537134,52	5802214,77	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	432	3000
SCL.x-1	Abandonado	Gas	1986		2542731,25	5816416,29	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	608	2612
VE-11	Abandonado	Petroleo	1978	Otro	2539120,02	5811502,96	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	647	2375
VE-13	Inactivo	Gas	1977		2540117,63	5812021,14	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	643	2289
VE-17	Inactivo	Petroleo	1980		2537736,68	5811991,03	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	667	2170
VE-22	Inactivo	Petroleo	1982	Quintuco	2541110,42	5811305,80	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	633	2021
VE-23	Inactivo	Petroleo	1980		2541421,43	5812001,68	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	634	2070
VE-3	Inactivo	Gas	1975	Quintuco	2540845,24	5811829,31	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	639	2146
VE-4	Inactivo	Petroleo	1975	Quintuco	2541246,02	5810824,33	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	633	2600
VE-5	Inactivo	Petroleo	1976		2540315,66	5810363,61	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	644	2624
VE-6	Inactivo	Petroleo	1976		2539843,91	5811311,22	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	649	2383
VE.a-10	Inactivo	Petroleo	1977		2537266,54	5813061,05	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	682	2291
VE.a-12	Inactivo	Petroleo	1977		2536101,04	5814239,83	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	745	2349
VE.a-7	Inactivo	Petroleo	1976	Quintuco	2537227,49	5811720,67	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	675	2634
VE.a-8	Inactivo	Petroleo	1976		2538626,19	5810104,12	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	661	2423
VE.a-9	Inactivo	Petroleo	1977		2540328,06	5812754,13	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	644	2410
VE.e-2	Abandonado	Petroleo	1972		2538760,82	5813391,11	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	661	2264
VE.x-1	Abandonado	Petroleo	1971		2540532,46	5811116,10	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	641	2882
VE.xp-24	En Estudio	Gas	1986	Fm. Improd.	2541195,52	5811202,76	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	635	2600
VEN.x-1	Sin dato		1979		2538994,56	5817914,56	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	663	2868
VEN.x-2	Inactivo	Petroleo	1989	Fm. Improd.	2540308,25	5814532,05	POSGAR 1994 Argentina Zona 2	652	2775

Tabla 2. Información de cantidad y calidad de perfiles de cada pozo. Cantidad alta de perfiles (color verde), cantidad media de perfiles (color amarillo) y baja cantidad alta de perfiles (color rojo).

NOMBRE DE POZO	PERFILES	DT (Sónico)	GR (Gamma Ray)	RHOB (Densidad)	NPHI (Neutronic)	SP (Potencial Espontáneo)	PEF (Perfil Fotoeléctrico)	ILD (Resistivo)	Cantidad de perfiles por pozo	Comentarios perfiles
ACa.x-101(h)	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	Sin Perfil
SCL.x-1	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	Sin Perfil
RDA.x-1001	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	6	
VE.xp-1001	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	2	
VE.xp-1001st	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	5	
AL.x-2	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	3	
CLM.e-2	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	3	DT cotrto
CLM.e-3	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	Sin Perfil
CLM.x-1	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	5	GR y RHOB cortos
GPC.x-1	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	6	DT corto
RDA.e-2	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	5	GR corto
RDA.x-1	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	5	
SCL.x-1	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	3	
VE-11	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	6	todos cotos
VE-13	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	3	DT cotrto
VE-17	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	3	RHOB corto
VE-22	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	5	todos corto discontinuos
VE-23	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	4	malo cortos
VE-3	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	3	DT corto
VE-4	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	6	todos cortos
VE-5	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	5	justos al intervalo de estudio
VE-6	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	3	DT corto
VE.a-10	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	Sin Perfil
VE.a-12	NO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0	Sin Perfil
VE.a-7	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	3	DT cotrto
VE.a-8	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	3	
VE.a-9	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	3	DT cotrto
VE.e-2	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	3	DT cotrto
VE.x-1	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	3	
VE.xp-24	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	6	RHOB cortado
VEN.x-1	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	6	
VEN.x-2	SI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	4	

En la Tabla 3 se indican las profundidades en mbbp de los pases formacionales de cada pozo, cuya información fue recopilada de los legajos de pozo otorgados por la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén (SEMH).

Tabla 3. Pases formacionales de legajos de pozos

PASES FORMACIONALES		NOMBRE DEL POZO															
		Ac.a.x-101(h)	RDA.x-2000(h)	RDA.x-1001	VE.exp-1001	VE.xp-1001st	AL.x-2	CLM.e-2	CLM.e-3	CLM.x-1	CPC.x-1	RDA.e-2	RDA.x-1	SCL.x-1	VE-11	VE-13	VE-17
Basalto (Fm Pampa de las Yeguas)	Bsit					0	0	0	0								
Roca	ROC								40								
Grupo Neuquén	GNqn	0		0		70	30	41	224	0	0		0	0			
Mb Candeleros	Cand	760								838							
Fm. Rayoso	Ray	904	857	765		968	792	881	858								
Fm. Centenario Sup	CenS	1121	1281	1183.5	970	1174	967	1056	1028	1007	912	876	981	931		1746	
Fm. Centenario Inf	CenI		1542	1464	1403	1404											
Fm. Mulichinco	Mul		1960	1884	1731	1751						1840		1790			
Loma Montosa	Lmon						1849	2039	2058	1964		1935		1854		1801	
Fm. Quintuco	Qco/QcVM	2058	2047	1979	1790	1808	2225			2194	2050	2079	1970			1963	1836
Filón 1	Fil1					2050.5/2067											
Filón 4a	Fil4a					2203/2217											
Filón 4	Fil4					2262/2278											
Fm Vaca Muerta	VMu	2514.89	2505	2501.5							2535	2339		2224			2005
Fm. Vaca Muerta Secc. Enr.	VMuEn			2669													
Fm Tordillo, Mb Catriel	Tord			2700.5	2313	2323.5	2355			2507	2704	2503	2518	2370			
Mb S. Blancas	MbSBI									2551	2754		2600				
Auquileo	Auq				2448	2462.5				2638	2917	2677		2557			
La Manga-Barda Negra	BNeg				2476	2494				2675			2719				
Fm Lotena	Lot				2505	2514.56				2759	3058	2761	2852				
Punta Rosada	PtRs						2531										
Gpo Cuyo	Gcuy				2610	2602.56						2817					
Filon- Gpo Cuyo	FGcy					2880.2											
Pre Cuyano	PrCuy					2955.56											
FINAL vertical		2711.63	2698	2730.3	2647	3042.7	2547	2266	2260	3066.5	3298	2869	3003	2612	2375	2289	2170

PASES FORMACIONALES		NOMBRE DEL POZO															
		VE-22	YPF.Nq. VE-23	YPF.Nq. VE-3	YPF.Nq. VE-4	YPF.Nq. VE-5	YPF.Nq. VE-6	YPF.Nq. VE.a-10	YPF.Nq. VE.a-12	YPF.Nq. VE.a-7	YPF.Nq. VE.a-8	YPF.Nq. VE.a-9	YPF.Nq. VE.e-2	YPF.Nq. VE.x-1	YPF.Nq. VE.xp-24	YPF.Nq. VEN.x-1	YPF.Nq. VEN.x-2
Basalto (Fm Pampa de las Yeguas)	Bsit																
Roca	ROC																
Grupo Neuquén	GNqn															0	
Mb Candeleros	Cand																
Fm. Rayoso	Ray															799	
Fm. Centenario Sup	CenS	974											915	935		1010	987
Fm. Centenario Inf	CenI																
Fm. Mulichinco	Mul														1746		
Loma Montosa	Lmon							1854		1816						1959	1874
Fm. Quintuco	Qco/QcVM	1807	1827			1831	1849		1860		1820.5	1835	1822	1808	2090		
Filón 1	Fil1																
Filón 4a	Fil4a																
Filón 4	Fil4																
Fm Vaca Muerta	VMu					2039			2149	2137	2106						2290
Fm. Vaca Muerta Secc. Enr.	VMuEn																
Fm Tordillo, Mb Catriel	Tord				2360	2387		2390		2421	2398	2394		2340	2341	2467	2459
Mb S. Blancas	MbSBI																
Auquileo	Auq				2490	2510		2510		2523			2473	2468	2650	2650	
La Manga-Barda Negra	BNeg				2505					2547			2505	2491	2674	2681	
Fm Lotena	Lot					2540		2575		2561			2568		2736		
Punta Rosada	PtRs				2570									2553			
Gpo Cuyo	Gcuy						2625										2753
Filon- Gpo Cuyo	FGcy																
Pre Cuyano	PrCuy																
FINAL vertical		2027	2070	2146	2600	2620	2383	2651	2350	2620	2422	2411	2265	2882	2599	2868	2775

Para el estudio de la secuencia Quintuco – Vaca Muerta se utilizaron diferentes registros o perfiles de pozos, los cuales fueron utilizados para determinar y describir las propiedades geológicas y petrofísicas de los niveles que han atravesado. Se describen a continuación los registros utilizados en el presente estudio.

El perfil de Rayos Gamma (GR): es una medición de la radiación natural de las rocas. Debido a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas (U, Th y K), este registro permite distinguir litologías, donde los valores altos representan niveles asociados a lutitas o arenas lutíficas y los valores bajos a arenas limpias o carbonatos, a grandes rasgos.

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 GAPI.

El 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

química que emite rayos gamma, los cuales interactúan con los átomos presentes en la roca. Los receptores que miden los rayos gamma dispersos liberados en las colisiones y 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, es decir, el número de electrones que puede transmitirse de la fuente a los receptores es proporcional a la densidad de la formación. La unidad de medida es gr/cm^3 , con un rango de valores que en general va desde 1.96 a $2.96 \text{ gr}/\text{cm}^3$. 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.

El Registro Sónico mide el tiempo de recorrido del sonido en una formación, a partir de un emisor de ondas y uno o más receptores. Se mide el tiempo de tránsito de dichas ondas en una distancia conocida. El tiempo de tránsito de las rocas depende de la litología y de la porosidad, en general, a mayor densidad o consolidación, el tiempo de recorrido será menor y a mayor porosidad el tiempo de recorrido será mayor.

También este perfil permite calcular la porosidad de las rocas penetradas por el pozo a partir del tiempo de tránsito de las ondas. A mayor tiempo de tránsito, menor es la velocidad, por lo tanto, mayor es la porosidad de la roca (generalmente). La unidad de medida es el $\mu\text{seg}/\text{m}$ (100 – 500) ó el $\mu\text{seg}/\text{pie}$ (40 – 240).

Registro resistivo: 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 unidad de resistividad se expresa en ohmio/metro. 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. En regla general, 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.

7. Sísmica de reflexión

El método exploratorio de sísmica de reflexión constituye una de las herramientas más importantes para la exploración del subsuelo ya que permite conocer la forma y disposición de las diferentes unidades geológicas a través de mediciones realizadas desde la superficie. La Sísmica de reflexión permite obtener un volumen sísmico a partir de leyes o principios fundamentales como las leyes de Snell, principio de Fermat y Fresnel-Huygens. El método consiste en medir el tiempo de tránsito de un frente de onda acústica, generado en la superficie a través de una fuente de energía apropiada (vibratoria o explosiva), el cual se refleja en las interfases del subsuelo y vuelve a la superficie donde es captado por sensores, geófonos en el caso de registración terrestre e hidrófonos en caso de registración en espejos de agua. Cada sensor recibe la respuesta de todas las interfases, generando así una traza sísmica en cada punto común profundo que se registró, para finalmente realizar el procesamiento de los datos en un volumen o sección sísmica (en tiempo) que representa la disposición de las rocas en el subsuelo (Figura 23).

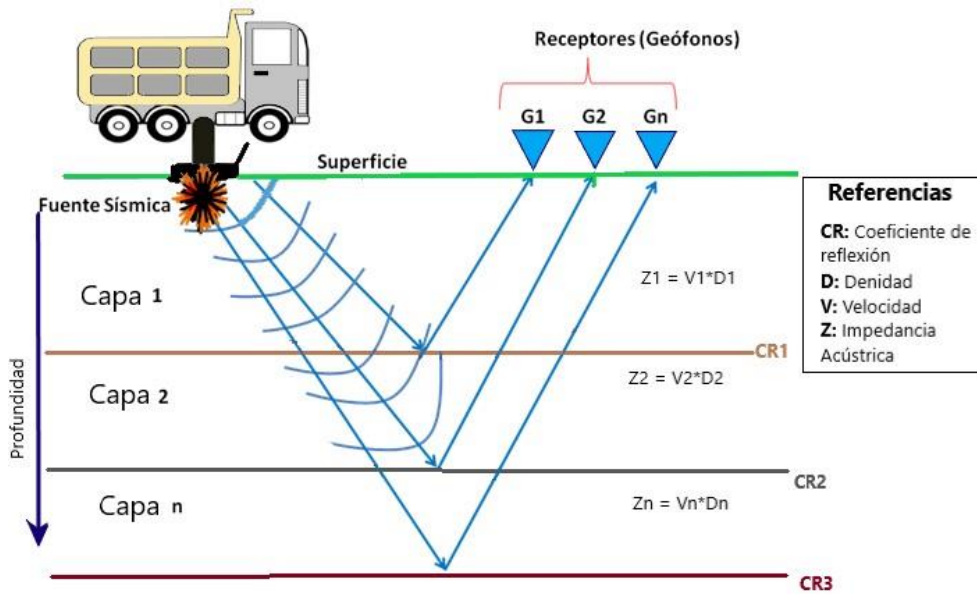


Figura 23. Diagrama esquemático del Método Sísmico de Reflexión.

La impedancia acústica (Z) es la resistencia que presenta un medio al ser atravesado por las ondas acústicas. Está dada por los cambios de la densidad y la velocidad de propagación de las ondas en las capas atravesadas (Ecuación 1). La impedancia acústica depende de la velocidad y la densidad de las rocas, siendo la densidad y la velocidad dependientes de las propiedades de las rocas como diferencia de compactación, contenido de fluidos, variaciones litológicas, de porosidad entre otros.

Ecuación 1. Impedancia Acústica

$$Z = V \times \rho$$

Z : Impedancia acústica
 V : velocidad [m/s]
 ρ : densidad [gr/cm³]

La magnitud de los contrastes de impedancias entre las rocas se denomina Coeficientes de Reflexión (R), es la fracción de energía sísmica que se refleja en la interfase y resulta del contraste de las impedancias acústicas (Ecuación 2).

Ecuación 2. Coeficiente de Reflexión

$$R = (Z_1 - Z_0) / (Z_1 + Z_0)$$

R : coeficientes de reflexión
 Z_0 y Z_1 son las impedancias del medio supra e infra yacente a la interfase.

La propagación de ondas acústicas en el subsuelo cumple con leyes y principios que describen sus características:

Principio de Fermat: Una onda se desplaza por la trayectoria que le demande el menor tiempo entre 2 puntos.

1° Ley de Snell: Frente a una superficie reflectiva, la onda reflejada es simétrica a la original respecto a un plano orthogonal a la superficie Ecuación 3, (Figura 24).

Ecuación 3 Ley de Snell-Reflexión

$$(\theta_1) = (\theta_1')$$

θ_1 = ángulo de incidencia θ_1 en el medio 1

θ_1' = ángulo de reflexión θ_1 del medio 1

2° Ley de Snell: La onda refractada en la superficie tiene un ángulo que se relaciona con el de incidencia mediante los módulos de las velocidades de transmisión de los medios, (Figura 24). Responde a la Ecuación 4.

Ecuación 4. Ley de Snell

$$\text{Sen } \theta_1 n_1 = \text{Sen} \theta_2 n_2$$

θ_1 = ángulo de incidencia θ_1 en el medio 1

θ_2 = ángulo transmitido o refractado en el medio 2

n_1 = Módulo de velocidad del medio 1

n_2 = Módulo de velocidad del medio 2

Caso especial de Snell: Existe un ángulo crítico de incidencia en el caso que la velocidad del medio de incidencia sea inferior a la del medio secundario, con el cual la onda refractada será un ángulo de 90° con la normal y se transmitirá por la interfase, con la velocidad del medio más rápido (justificado mediante el principio Fermat), observable en la Figura 24.

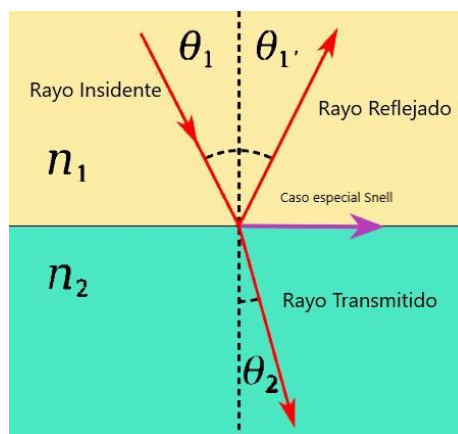


Figura 24 Ley de Snell

Principio de Huygens-Fresnel: Cada punto alcanzado por un frente de ondas se convierte en un emisor secundario de ondas con características similares al frente de onda original, (Figura 25).

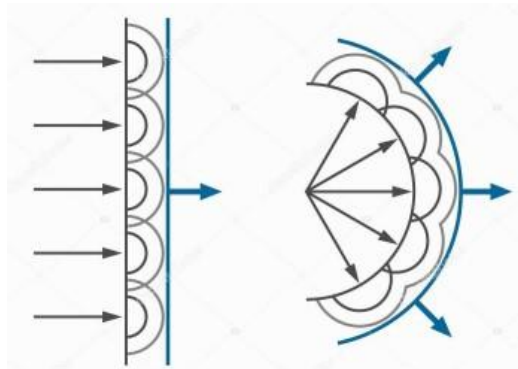


Figura 25 Principio de Huygens- Fresnel con propagación de una onda plana, y a la derecha, se ve una propagación de onda esférica.

7.1. Adquisición

El volumen sísmico 3D utilizado en este trabajo fue adquirido por la compañía WesternGeco para Petrobras Energía S.A. El proyecto se registró entre los meses de Julio y Septiembre del 2005.

Para llevar a cabo el método de sísmica de reflexión, primero se debe diseñar el dispositivo de adquisición del proyecto, el cual consiste en diseñar la geometría apropiada del dispositivo de adquisición a partir de la información estructural y estratigráfica disponible y de los objetivos del proyecto sísmico.

La registración del área sísmica Veta Escondida- Rincón de Aranda 3D – 2005, presenta dos tipos de diseños ya que el proyecto presenta variabilidad topográfica, siendo una zona de meseta basáltica en el área de Veta Escondida, ubicado en zona norte donde se aplicó un diseño densificado y una zona relativamente surcada por cortaderas y cañadones de Rincón de Aranda, ubicado en zona sur, donde se utilizó un diseño menos denso.

Los parámetros de diseño del área sísmica Veta Escondida- Rincón de Aranda 3D – 2005 se resumen en la Tabla 4.

Tabla 4. Parámetros de diseño

DISEÑO		
	Veta Escondida (VE) densificado	Rincón de Aranda (RDA)
Área del Proyecto	500,13 km ²	
Superficie	212,997 km ²	300,527 km ²
Imagen cubierta	526, 6 Km ²	
Imagen con suma completa	410, 8 Km ²	
Diseño	Ortogonal	
Líneas fuente y receptoras equidistante	250 x 250 m	500 x 500 m
Intervalo entre estaciones receptoras	50 m	
Intervalo entre estaciones fuentes	50 m	
Número de líneas receptoras	84	
Número de líneas fuente	72	
Total de puntos vibradores (orientación N-S)	29149	
Total de puntos receptores (orientación E-O)	29786	
Tamaño bin	25x25 m	
Min. Offset	35,35 m	
Max. offset	2973 metros	4207 metros
Fold máximo	64	36
Número de líneas del patch	16 líneas	12 líneas
Número de canales por líneas	80	120
Disparos por salvo	5	10
Número de canales vivos	1280	1440
Longitud de registro	4 segundos	
Intervalo de muestreo	2 milisgunds	
Patch (Norte) y (Sur)	16 líneas receptoras	12 líneas receptoras
	80 grupos por línea	120 grupos por línea
	5 disparos por salvo	10 disparos por salvo

Los parámetros de adquisición se resumen en la Tabla 5. En este caso se utilizó un arreglo de 4 vibros en la fuente de energía y un arreglo de 12 geófonos por estaca.

Tabla 5. Parámetros de adquisición

ADQUISICIÓN			
Parámetros de recepción		Parámetros de emisión	
			Veta Escondida Rincón de Aranda
Tipo de arreglo	lineal (In-line)	Tipo de arreglo	lineal
Centro de arreglo	centrado en la estaca	Centro del arreglo	centrado en la estaca
Arreglo	12 geofonos en línea cada 3m	N° de vibros	4
		Arreglo de emisión	lineal
		N° de barridos	4
		Longitud del barrido	8 segundos
		Frecuencia de barrido	8-70 Hz 8-96 Hz
		Distancia entre puntos vibradores	50 m
		Longitud del registro correlado	4 segundos

El dato sísmico en Veta Escondida se encuentra degradado en cuanto a su calidad en relación al dato sísmico de Rincón de Aranda. En este sector existen inconvenientes topográficos que dificultan la adquisición del dato sísmico como son coladas basálticas espesas, desniveles pronunciados y cañadones de basalto, por lo que el dato sísmico en este sector de estudio es de menor calidad, con ruido.

El registro sísmico en Veta Escondida exhibe interferencias ("ruidos") y muestra una degradación en calidad en comparación con el dato sísmico de Rincón de Aranda. Estas diferencias se deben a características topográficas específicas del área que dificultan la captura del dato sísmico, incluyendo coladas basálticas densas, desniveles pronunciados y cañadones de basalto.

7.2. Procesamiento

El procesamiento del dato sísmico consiste en la aplicación de una serie de algoritmos matemáticos para el ordenamiento y corrección de los datos adquiridos en el campo, para obtener un dato sísmico de calidad, preservando las altas frecuencias y separando los eventos sísmicos no deseados (ruidos).

Existen dos etapas de procesamiento, "Pre Stack" y "Post Stack", que se diferencian principalmente por la realización de la migración de manera previa o posterior al apilamiento (STACK). Se pueden resumir en una secuencia básica de procesamiento en:

- 1) Edición de trazas: Se eliminan aquellas trazas que presentan ruidos o malas conexiones.
- 2) Lectura de los primeros arribos y enmudecimiento frontal: Los primeros arribos corresponden a ondas directas y refractadas, brindan información sobre la capa de *weathering*, conformada por un intervalo superficial de material poco consolidado y de baja velocidad de propagación de ondas, la cual provoca fuertes distorsiones y retardos en los tiempos medidos.
- 3) Recuperación de amplitudes: Se corrige la pérdida de amplitudes debido al decaimiento del frente de ondas con la distancia.
- 4) 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 (Figura 26). 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. El datum sísmico o plano de referencia en este dato sísmico trabajado es de 700 m.

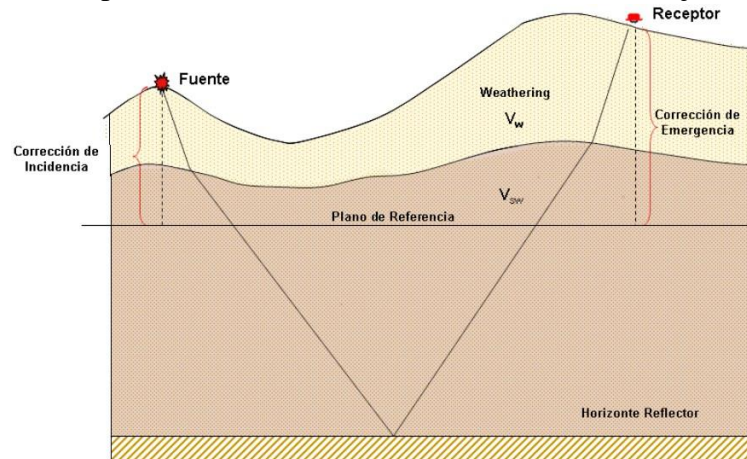


Figura 26. Esquema de correcciones estáticas para cada canal fuente y receptor.

- 5) Agrupamiento por familias de trazas (*Gathers*): Este ordenamiento consiste en agrupar las trazas que por geometría pertenecen al mismo punto común profundo (PCP). Se deduce que el espaciado en PCP es la mitad del espacio entre receptores y que la reflexiones en los *gathers* poseen trayectorias hiperbólicas (Figura 27).
- 6) Correcciones dinámicas: Tienen por objetivo horizontalizar las hipérbolas de reflexión en los *gathers* (Figura 27) y colocar en fase las distintas reflexiones del mismo 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 tiempo medido y T_0 , lo que constituye la corrección por retardo normal (NMO). Con el enmudecimiento frontal, se eliminan los primeros arribos de las ondas directas y refracciones, para que no se superpongan con a las reflexiones de horizontes someros.
- 7) 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 sísmicas 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 (Figura 27).
- 8) Filtros de frecuencia y f-k: Eliminan los ruidos y resaltan los eventos de reflexión, generalmente actúan sobre la frecuencia y amplitud de las trazas.

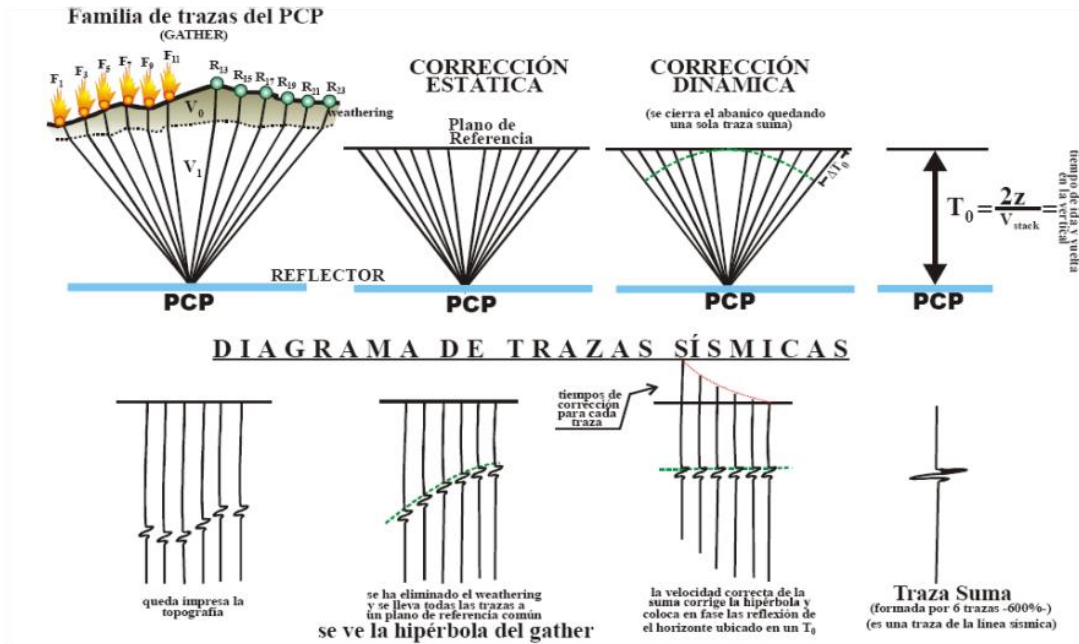


Figura 27. En este esquema se resumen los pasos de corrección estática y dinámica para un PCP. En la parte superior la trayectoria de los rayos, en la parte inferior las trazas registradas.

- 9) 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. Mediante este proceso se busca aumentar la frecuencia del dato, mejorando la resolución sísmica.
- 10) 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 volumen de datos sísmico, migrado y con la señal mejorada, lo que permite comenzar con la etapa de la interpretación.

El procesamiento del área de estudio fue realizado íntegramente en el centro de proceso de WesternGeco en Buenos Aires, entre los meses de Octubre del 2005 y Marzo del 2006.

Los pasos incluidos en la secuencia de procesamiento dividida en dos etapas de *Post-Stack* y *Pre-Stack* se listan a continuación:

Primera Etapa: Migración en tiempo *Post-Stack*

1. Conversión a formato de procesamiento
2. Base datos de Geometría. Grillado y ordenamiento por CDPs.
3. Pre proceso Tratamiento *pre-stack* de la señal:
 - Recuperación de amplitudes.
 - Filtro zonal.
 - Atenuación de ruidos - programa Swell®
 - Deconvolución.
 - Edición de ruidos (manual y automática consistente en superficie).
 - Compensación de amplitudes consistentes en superficie.
 - Compensación residual de la recuperación de amplitudes.

4. Cálculo de correcciones estáticas por refracción.
5. Análisis de velocidades.
6. Cálculo de correcciones estáticas residuales.
7. *Dip moveout* y *stack* progresivo.
8. Migración en tiempo *Post-Stack*.
9. Postproceso - Tratamiento *post-stack* de la señal:
 - Balance Espectral.
 - Atenuación de ruido aleatorio.
 - Mezcla de trazas.
 - Atenuación del *Footprint* de adquisición.
 - Filtro pasabanda y ganancia finales.

Segunda Etapa: Migración en tiempo *Pre-Stack*.

10. Acondicionamiento *Pre-Stack* Pre-Migración Atenuación de Ruido.
11. Ordenamiento por grupos de *Offsets* - Geometría de migración.
12. Migración *Pre-Stack* en tiempo. Sumación Kirchhoff.
13. Postproceso - Tratamiento *post-stack* de la señal:
 - Equilibrio Espectral.
 - Atenuación de ruido aleatorio. Trace Mix.
 - Atenuación del *Footprint* de adquisición.
 - Filtro pasa banda y ganancia finales.
14. CDP recopila para análisis de Atributos *Pre-Stack*.
15. Conversión a formato SEG-Y y productos finales.

7.3. Interpretación

7.3.1. Correlación Sísmica – Pozo

La correlación sísmica-pozo, también llamada “atado de pozo”, consiste en vincular los datos de pozo, en escala de profundidad (metros) con los datos sísmicos, en escala de tiempo (segundos). De esta manera se obtiene para cada pozo una ley de velocidad que permite identificar en el dato sísmico los horizontes que representan los niveles. Es un paso más de la interpretación de horizontes.

Según la información disponible la tarea de correlación entre pozos y sísmica se puede efectuar, desde menor precisión a mayor, utilizando una relación tiempo-profundidad extrapolada de área vecina, la más próxima disponible, integración del Perfil Sónico y Densidad, Ley de Velocidad (*Check Shots*) o por medio del registro de Perfil Sísmico Vertical (VSP). En este trabajo, se realizó la correlación sísmica pozo a través de la integración de los perfiles sónico y densidad, la cual consiste en obtener un perfil de impedancias acústicas del cual se extraen los coeficientes de reflexión a partir de la combinación de los perfiles densidad y sónico de un pozo seleccionado. No se contó con datos de *Check Shots* ni VSP.

Luego se elige una ondícula extraída del dato sísmico de cercanía al pozo y se confecciona el sismograma sintético (SS), que se obtiene de la convolución de los coeficientes de reflexión con la ondícula, (Figura 28). El sismograma sintético es una traza sísmica sintética (creada, no registrada) que se debe ajustar a la fase del dato sísmico (registrado) en la posición del pozo. Logrando un buen ajuste, se pueden identificar los

reflectores que corresponden con los niveles geológicos de interés identificados en los pozos.

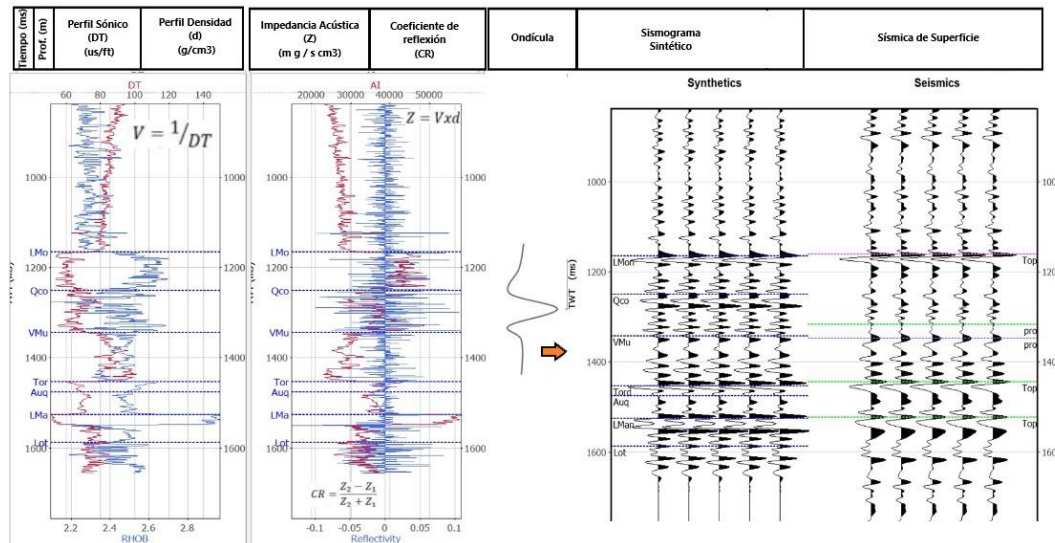


Figura 28. Construcción de sismograma sintético por medio de la integración del perfil sónico. Tomado de Geofísica 2023.

En caso de pozos sin registro de perfiles de densidad, se opta por calcular el perfil de densidad a partir de la ecuación de Gardner (Ecuación 5). Esta es una ecuación empírica que relaciona la velocidad de la onda P con la densidad aparente. Es una relación de pseudovelocidad comúnmente utilizada en la estimación de registros sónicos o de densidad cuando solo uno de ellos está disponible (Gadner *et al.*, 1974) (ambos son necesarios para la generación de un sismograma sintético cuando se realiza la correlación sísmica-pozo).

Ecuación 5. Ecuación de Gardner

$$\rho = \sigma V_p^\beta$$

ρ = densidad aparente

V_p = es la velocidad de la onda P

σ y β = son constantes derivadas empíricamente que dependen de la geología

Prueba de Velocidad o (*Check Shots*) consiste en medir el tiempo que tarda un pulso sísmico generado en la superficie que se propaga por el subsuelo hasta ser detectado por los receptores posicionados a distintas profundidades en el pozo (ondas directas), (Figura 29). Como la trayectoria de los rayos es inclinada, por el apartamiento de la fuente, los tiempos deben corregirse para obtener T_0 , el cual representa el tiempo que tardaría el rayo si la fuente hubiese estado ubicada en la misma posición que el pozo. Este método permite obtener tres curvas: tiempo-profundidad, de velocidad promedio y velocidad intervállica. Con estos datos se puede calibrar el sismograma sintético aplicándole una corrección (*drift*) al perfil sónico que se obtiene a partir de las diferencias entre los tiempos medidos en la prueba de velocidad y los tiempos integrados del perfil sónico (TTI). De esta manera se obtiene un sismograma sintético corregido.

Perfil Sísmico Vertical (VSP) se registra de manera similar a la prueba de velocidad (*Check Shots*) pero se obtiene mayor cantidad de información. Las estaciones receptoras se colocan equiespaciadas en el pozo, en el tramo de mayor interés e irregulares en el resto del sondeo. Este método registra (a diferencia de la prueba de velocidad) tanto la onda directa como la reflejada, esta última brinda información por debajo del fondo del pozo. Luego de procesado el VSP se obtiene como resultado final una sola traza suma que representa la respuesta sísmica de la columna sedimentaria en la posición del pozo, (Figura 29).

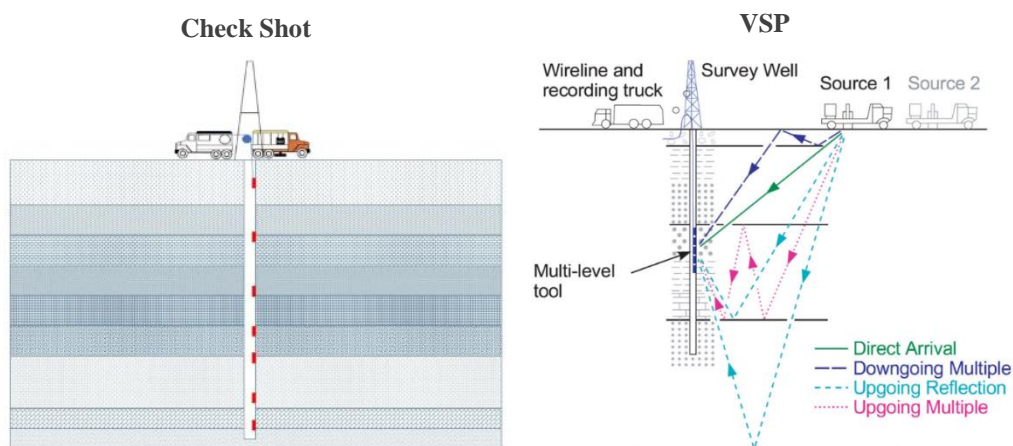


Figura 29. Registración en datos en *Check Shot* y VSP. Tomado de Stewart, 2023 y geoterraservices, 2023.

Si bien se intentó correlacionar todos los perfiles de pozos con el dato sísmico a partir de la integración del perfil sónico y densidad, por la información de perfiles disponibles de cada pozo, solo fue posible realizar la correlación en 21 pozos de los 32 existentes en el área. A estos 21 pozos, se agregaron y modificaron pases formacionales, mediante la interpretación de sus perfiles. Esta información se resume en la Tabla 6 (los pozos con perfiles sónicos y de densidad) y en la Tabla 7 (los pozos con perfil sónico y densidad calculada a partir de la ecuación de Gardner, Ecuación 5).

Tabla 6. Pozos correlacionados con perfiles sísmicos y densidad con sus pases formacionales.

Pozos con Dt y Densidad											
Pases Formacionales	Abreviatura Pase Fm.	VE.xp-1001st	CLM.x-1	CPC.x-1	RDA.e-2	RDA.x-1	VE-11	VE-4	VE-5	VE.xp-24	VEN.x-1
Basalto (Fm Pampa de las Yeguas)	BsIt	0									
Roca	ROC										
Grupo Neuquén	GNqn	70	0	0		0					0
Mb Candeleros	Cand		838								
Fm. Rayoso	Ray	968									799
Fm. Centenario Sup	CenS	1174	1007	912	876	981					1010
Fm. Centenario Inf	CenI	1404									
Fm. Mulichinco	Mul	1751			1840					1746	
Loma Montosa	Lmon	1822	1964	2050	1935	1965	1832	1831	1860	1808	1959
Fm. Quintuco	Qco/QcVM	1933	2194	2215	2079	2160	1953	2004	2030	1961	2090
Filón 1	Fil1	2050.5/2067									
Filón 4a	Fil4a	2203/2217									
Filón 4	Fil4	2262/2278									
Fm Vaca Muerta	VMu	2160	2420	2535	2339	2372	2184	2190	2230	2170	2306
Fm. Vaca Muerta Secc. Enr.	VMuEn										
Fm Tordillo, Mb Catriel	Tord	2323.5	2507	2704	2503	2518	2539	2340	2387	2341	2467
Mb S. Blancas	MbSBl		2551	2754		2600					
Auquilco	Auq	2462.5	2638	2917	2677			2490	2510	2468	2650
La Manga-Barda Negra	BNeg	2494	2675	2917	2677	2719		2505		2491	2674
Fm Lotena	Lot	2514.56	2759	3058	2761	2852			2540		2736
Punta Rosada	Ptrs							2570		2553	
Gpo Cuyo	Gcuy	2602.56			2817						
Filon- Gpo Cuyo	FGcy	2880.2									
Pre Cuyano	PrCuy	2955.56									
FINAL vertical		3042.7	3066.5	3298	2869	3003	2375	2600	2620	2599	2868
Pases Formacionales ajustados											

Tabla 7. Pozos correlacionados con perfiles sísmicos y densidad calculada con sus pases formacionales.

Pozos con Dt y Densidad calculada											
Pases Formacionales	Abreviatura Pase Fm.	AL.x-2	CLM.e-2	VE-13	VE-3	VE-6	VE.a-7	VE.a-8	VE.e-2	VE.x-1	VEN.x-2
Basalto (Fm Pampa de las Yeguas)	BsIt	0	0								
Roca	ROC										
Grupo Neuquén	GNqn	30	41								
Mb Candeleros	Cand										
Fm. Rayoso	Ray	792	881								
Fm. Centenario Sup	CenS	967	1056	1746					915	935	987
Fm. Centenario Inf	CenI										
Fm. Mulichinco	Mul										
Loma Montosa	Lmon	1849	2058	1801	1805	1820	1856	1884	1835	1822	1874
Fm. Quintuco	Qco/QcVM	1939		1963	1980	1988	2033	2058	1932	1963	2057
Filón 1	Fil1										
Filón 4a	Fil4a										
Filón 4	Fil4										
Fm Vaca Muerta	VMu	2226		2142		2186	2240	2212	2163	2172	2290
Fm. Vaca Muerta Secc. Enr.	VMuEn										
Fm Tordillo, Mb Catriel	Tord	2355				2344	2421	2398		2340	2459
Mb S. Blancas	MbSBl										
Auquilco	Auq						2523			2473	2650
La Manga-Barda Negra	BNeg						2547			2505	2681
Fm Lotena	Lot						2561			2568	
Punta Rosada	Ptrs	2531									
Gpo Cuyo	Gcuy										2753
Filon- Gpo Cuyo	FGcy										
Pre Cuyano	PrCuy										
FINAL vertical		2547	2266	2289	2146	2383	2620	2422	2265	2882	2775
Pases Formacionales ajustados											

En la Tabla 8 se resumen los datos de los 21 pozos correlacionados, tales como intervalo de registro de perfiles sísmicos y densidad, fase y coeficiente de correlación del pozo, que determina la confiabilidad de los mismos.

De los 21 pozos correlacionados, se seleccionaron 12 para identificar y caracterizar el intervalo de estudio, 8 con perfiles sísmicos y de densidad y 4 con perfiles sísmicos y densidad calculada (Tabla 8), que cumplieran con las condiciones de calidad e información necesaria para trabajar.

Tabla 8. Criterios de confiabilidad de los pozos correlacionados al dato sísmico.

	POZOS CORRELACIONADOS	RHOB: PERFIL DE DENSIDAD (g/c3)		DT: PERFIL SÓNICO (us/ft)		Fase	Coeficiente de correación	Confiabilidad	Comentarios
		Desde (mbbp)	Hasta (mbbp)	Desde (mbbp)	Hasta (mbbp)				
	CON DT Y RHOB								
1	VE.xp-1001st	1074	3040	1074	2474	45	0,578	Buena	
2	RDA.e-2	750	2870	126	2870	85	0,598	Buena	
3	RDA.x-1	800	3000	150	3000	85	0,527	Buena	
4	VE-4	2200	2600	1740	2600	24	0,669	Mala	RHOB muy corto, no es completo este perfil en el intervalo de estudio. DT corto
5	VE-5	1800	2580	1850	2580	-5	0,594	Mala	RHOB y DT cortos
6	VE.xp-24	1700	2600	340	2600	30	0,787	Buena	RHOB cortado
7	VEN.x-1	700	2820	190	2820	45	0,578	Buena	
8	RDAx1001	780	2731	780	2731	-90	0,567	Buena	
9	CLMx1	2302	2603	172	3069	-90	0,574	Media	RHOB muy corto, no es completo este perfil en el intervalo de estudio
10	CPCx1	644	3300	121	3300	100	0,306	Buena	
11	VE11	1795	2374	1795	2374	0	0,609	Mala	perfiles cortos
	SOLO DT								
12	VE-13	S/D	S/D	1750	2289	90	0,459	Mala	DT corto, no es completo en el intervalo de estudio
13	VE.a-7	S/D	S/D	1784	2630	120	0,773	Media	DT corto
14	VE.a-8	S/D	S/D	1800	2420	100	0,732	Mala	DT corto
15	VE.e-2	S/D	S/D	1750	2260	90	0,603	Mala	DT corto
16	VE.x-1	S/D	S/D	100	2870	44	0,637	Buena	
17	VEN.x-2	S/D	S/D	150	2766	100	0,755	Buena	
18	ALx2	S/D	S/D	1600	2526	135	0,706	Media	DT corto
19	CLMe2	S/D	S/D	2000	2266	45	0,718	Mala	DT muy corto y no esta presente en el intervalo de estudio
20	VE3	S/D	S/D	1737	2148	140	0,612	Mala	DT muy corto y no esta presente en el intervalo de estudio
21	VE6	S/D	S/D	1798	2378	-5	0,376	Mala	DT corto
	S/D= Sin Dato								

Clasificación de los datos según escalas de colores: Bueno (verde), Medio (Amarillo) y Malo (Rojo).

De acuerdo a lo expuesto en la Tabla 8, la rotación promedio de ondícula resultó de 57° para el área de VE y 90° para RDA.

7.3.2. Resolución del dato sísmico

La resolución sísmica es la capacidad de separar sísmicamente dos rasgos geológicos que están muy cerca. Es la separación mínima de dos cuerpos antes de que sus identidades individuales se pierdan. Se puede definir como un filtro para los datos geológicos a través de la sísmica, que indica el límite de lo que puede ser visto. Se definen dos tipos de resoluciones; resolución sísmica vertical y resolución sísmica horizontal (Brown *et al.*, 2004).

El poder de resolución del dato sísmico se mide en términos de la longitud de onda (λ), la cual está en relación con la velocidad y frecuencia predominante del dato sísmico. A menor λ , mejor será la resolución. La velocidad sísmica promedio aumenta con la profundidad, porque las rocas son más antiguas y están más compactadas. La frecuencia predominante decrece con la profundidad porque las altas frecuencias de la señal sísmica son absorbidas o atenuadas a medida que avanzan las ondas por la corteza terrestre, ya que la tierra es un filtro de altas frecuencias, (Figura 30). El resultado es que la frecuencia disminuye a mayores profundidades y la velocidad y longitud de onda aumentan significativamente con la profundidad, empeorando la resolución vertical y lateral.

La longitud de onda se calcula por:

Ecuación 6. Longitud de onda

$$\lambda = V/F$$

λ = Longitud de onda

F= frecuencia

V= velocidad

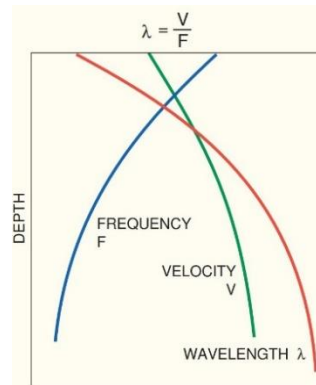


Figura 30. Características de las ondas con respecto a la profundidad. Extraído de Brown *et al.*, (2004).

La resolución vertical es el espesor mínimo de una capa, en la cual las reflexiones provenientes de su tope y de su base pueden ser distinguidas y refleja el espesor real de las capas. El criterio de Rayleigh establece que el límite de resolución es de un cuarto de la longitud de onda dominante (Sheriff, 1997).

Ecuación 7. Resolución Vertical

$$RV = \lambda/4$$

λ = Longitud de onda

La resolución horizontal corresponde a la mínima separación lateral de objetos que podrán ser discriminados. Existen diferentes criterios a la hora de establecer la resolución lateral, el más utilizado es el que corresponde al $\frac{1}{2}$ de la RV (ecuación 7)

Ecuación 8. Resolución Horizontal

$$RH = \frac{1}{2} \lambda$$

λ = Longitud de onda

Para calcular la resolución vertical y horizontal del volumen sísmico utilizado en este trabajo, se utilizó una velocidad promedio del intervalo de estudio de los pozos (4400 m/s) y se determinó una frecuencia de 44 Hz (11 ciclos en el intervalo de estudio de 250ms). En base a las ecuaciones 5, 6 y 7 se calculó la resolución vertical y horizontal promedio del intervalo de estudio, dando como resultado una resolución vertical de 25 metros y resolución horizontal de 50 m.

Ecuación 9. Longitud de onda

$$\lambda = V/F$$

λ = Longitud de onda

F = frecuencia

V = velocidad

$$\lambda = 4400 \text{ m/s} / 44 = 100 \text{ m}$$

Ecuación 10 Resolución Vertical

$$RV = \lambda/4$$

λ = Longitud de onda

$$RV = 100 \text{ m} / 4 = 25 \text{ m}$$

Ecuación 11. Resolución Horizontal

$$RH = \frac{1}{2} \lambda$$

λ = Longitud de onda

$$RH = 100 \text{ m} / 2 = 50 \text{ m}$$

7.3.3. Atributos sísmicos utilizados

Un atributo sísmico es una medición basada en los datos sísmicos, es decir, es una operación matemática que se le aplica a una traza sísmica esperando encontrar información adicional, ya que 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 pueden ser medidos en un instante del tiempo o a través de una ventana de tiempo, y pueden medirse a lo largo de una sola traza sísmica, o en una serie de trazas, también pueden calcularse para una superficie interpretada o para un volumen sísmico. Su cálculo es útil porque ayudan a extraer patrones, relaciones o rasgos que de otro modo podrían no ser evidentes.

Atributo de amplitud: El valor de la amplitud de una reflexión es proporcional al valor del coeficiente de reflexión. Es un atributo de interfase y 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, mayor será el valor de la amplitud ya sea positiva o negativa (Ecuación 1 y Ecuación 2).

Atributo de Discontinuidad, también llamado similitud o coherencia: Permite medir la similitud entre las trazas sísmicas y se vinculan principalmente a la presencia de fallas o fracturas. La visualización en secciones verticales y horizontales en tiempo constante (*time slices*) ayudan a la detección de trenes de fallas y discontinuidades. (Atencio *et al.*, 2014).

Atributo *Pseudorelief* o TecVa (Técnica de Volumen de amplitudes): Permite identificar el efecto de las fallas sobre las amplitudes de las trazas sísmicas en sección. 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. De esta forma se logra resaltar todos los altos contrastes de impedancia presentes en la sísmica (Atencio *et al.*, 2014).

7.3.4. Interpretación de superficies sísmicas

Una vez realizada la correlación sísmica-pozo se procedió a identificar los distintos reflectores sísmicos con sus pases geológicos de interés para este trabajo, (Figura 31 A). Estos horizontes fueron interpretados cada 5, 10 y/o 20 líneas, tanto en sentido *inline* como *crossline*, con un paso constante o densificando del picado en zonas de fallas y discontinuidades, creando una grilla cuyo espaciamiento está en relación con la continuidad del reflector sísmico, (Figura 31 B).

Posteriormente se realizó la interpretación (poblado de datos) de la totalidad del área con un picado automático o *Auto Tracking*, es decir, el programa realiza un interpolado inteligente, teniendo en cuenta el dato sísmico que existe entre los datos interpretados previamente por el intérprete, (Figura 31C). Para lograr la continuidad del horizonte sísmico, se realizó un interpolado y suavizado al horizonte interpretado, generando la cobertura total del mismo, (Figura 31D).

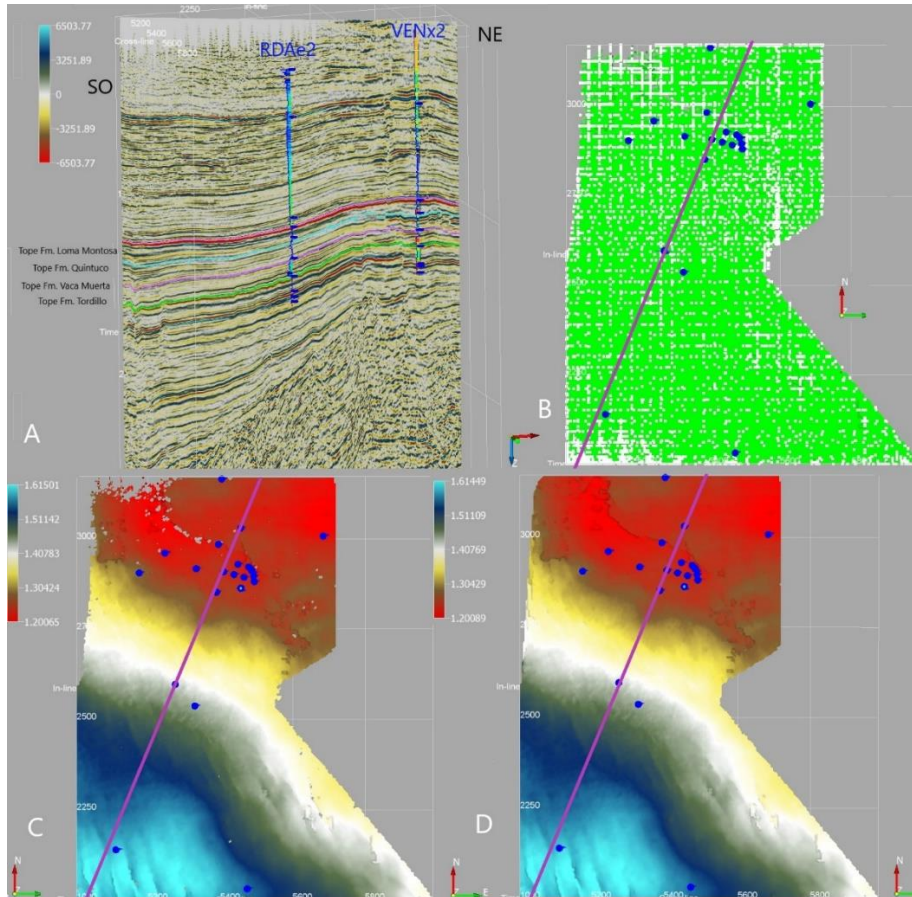


Figura 31. A) Sección de sentido NE-SO que incluye a los pozos VEN.x-2 y RDA.e-2 correlacionados al dato sísmico B) Grilla de interpretación del tope de Fm. Tordillo. C) Tope de la Fm. Tordillo interpretado automáticamente, cubriendo la totalidad del área. D) Tope Fm. Tordillo creado con las herramientas de interpolado y suavizado. En color azul se indican los pozos correlacionados con el dato sísmico.

Debido a la pérdida de calidad del dato sísmico en el sector noroeste del área de Veta Escondida (Figura 32), la interpretación de los horizontes de manera automática en este sector muchas veces no es correcta, generando desviaciones o nula interpretación de los horizontes en este sector. Por tal motivo, en algunas interpretaciones como en mapas, este sector fue excluido.

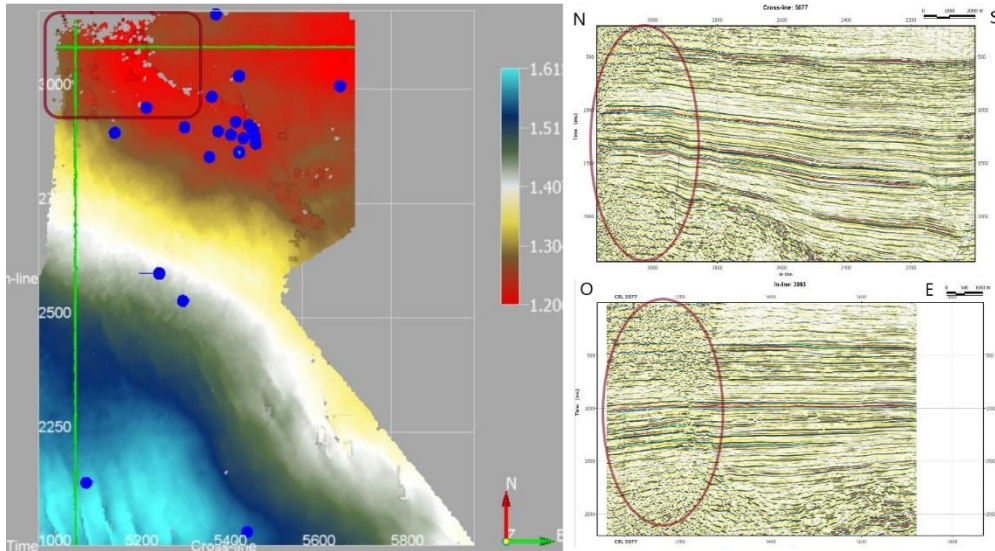


Figura 32. Secciones en In-line, Cross-line y en planta que identifican un área de baja calidad sísmica al NO del área de estudio.

En la Figura 33 se interpretó en una sección sísmica de sentido NE-SO un esquema estratigráfico, donde es destacable el acuñaamiento de los paquetes sedimentarios hacia el Noreste, es decir, hacia la Plataforma Nororiental. Los horizontes interpretados fueron: topes formacionales del Gr. Precuyo, Gr. Cuyo, Fm. Auquilco, Fm. Tordillo, Fm. Vaca Muerta, Fm. Quintuco y Fm. Loma Montosa. También superficies internas de la Fm. Vaca Muerta como T3, T4 y T5. La superficie T4 en el sector norte del área de estudio está ausente, el reflector interpretado en este sector es inexistente.

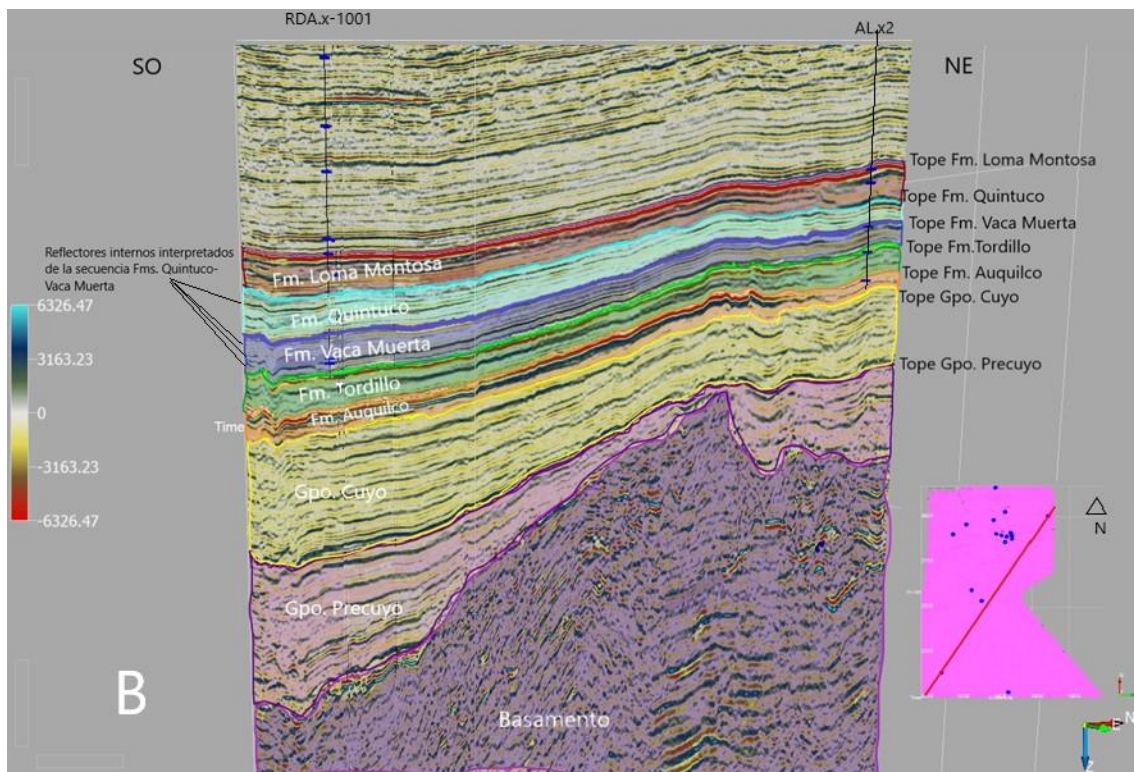


Figura 33. Sección en sentido NE-SO del área de estudio que muestra esquema estratigráfico interpretado.

7.3.5. Interpretación estructural.

La interpretación de las fallas se realizó sobre el volumen de amplitud y los volúmenes de atributos sísmicos generados como similaridad para identificar lineamientos en planta (*Z slice*) y *Pseudo Relief* para interpretar lineamientos en secciones *Cross Line*, *In Line*. El mapeo de fallas consistió en interpretar segmentos de fallas en secciones perpendiculares al rumbo de las discontinuidades, permitiendo resaltar el rechazo vertical, (Figura 34). Posteriormente estos segmentos de fallas se unieron determinando los planos de fallas. Una vez identificada la falla o el conjunto de fallas se continuó la interpretación de igual manera, cubriendo de esta forma la totalidad del dato sísmico del área de estudio, (Figura 35).

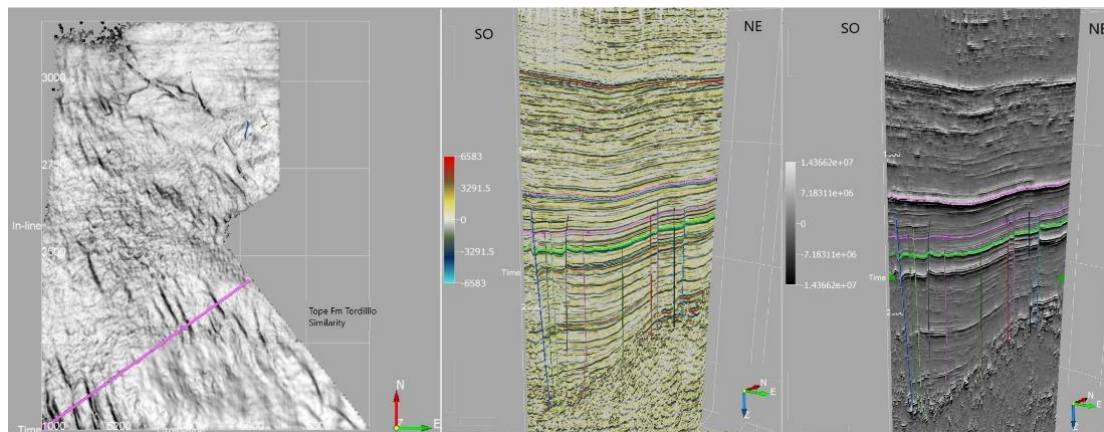


Figura 34. Izquierda: Atributo de similaridad al tope de la Fm. Tordillo, se indica la localización de la sección sísmica del centro y derecha, notar que son perpendiculares al rumbo de las fallas. Centro: sección sísmica del volumen de amplitud. Derecha: sección sísmica del volumen de *pseudo relief*.

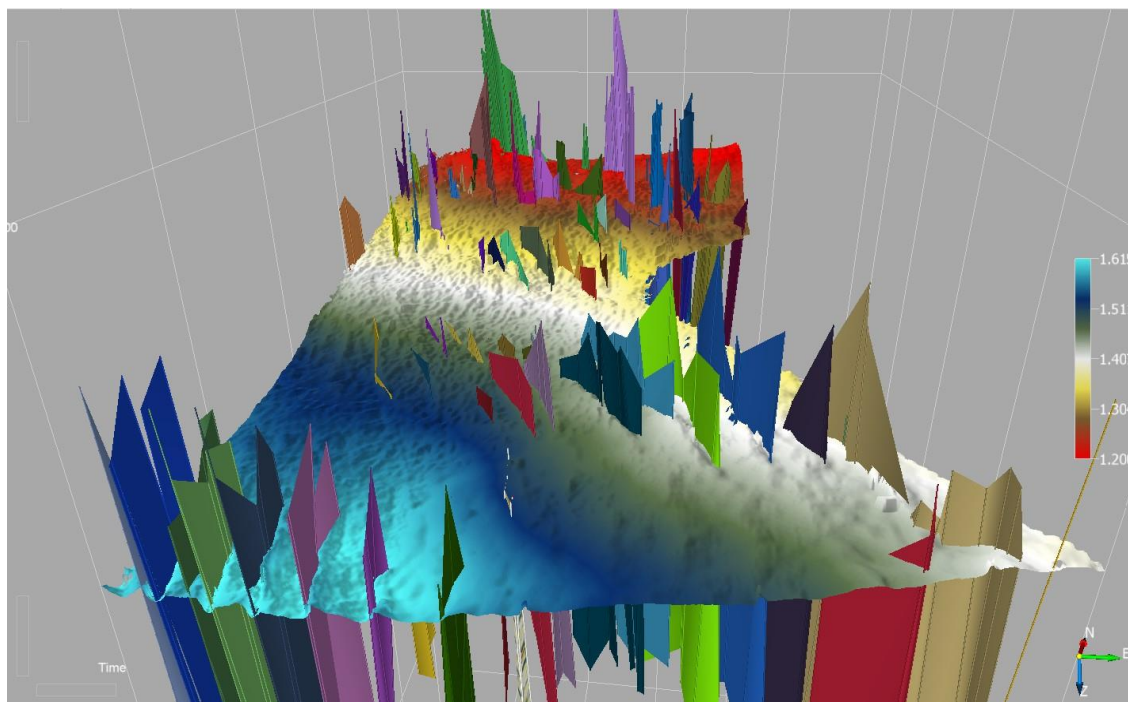


Figura 35. Horizonte del tope de Fm. Tordillo indicando variación de tiempo con la identificación de planos de fallas interpretadas.

En el área de estudio se encuentran dos dominios estructurales predominantes: lineamientos profundos de rumbo NO-SE y lineamientos menos profundos de sentido O-E. Es evidente el mayor número de lineamientos y discontinuidades en las secciones basales correspondientes a la Fm. Tordillo donde predominan fallas normales sub verticales con rumbo NO-SE y fallamiento en echelón de rumbo NNO-SSE. Estos lineamientos disminuyen su densidad de aparición en secciones más someras como es el tope de Fm. Vaca Muerta y tope de Fm. Quintuco. Ya en las secciones superiores como es el tope de Fm. Loma Montosa, los lineamientos principales presentan sentido O-E, casi desapareciendo los lineamientos profundos de sentido NO-SE, (Figura 36). Algunos de estos lineamientos NO-SE resultan importantes en el área de estudio ya que afectan a las unidades analizadas con incrementos y reducciones de espesores debido a efectos estructurales asociados a las fallas.

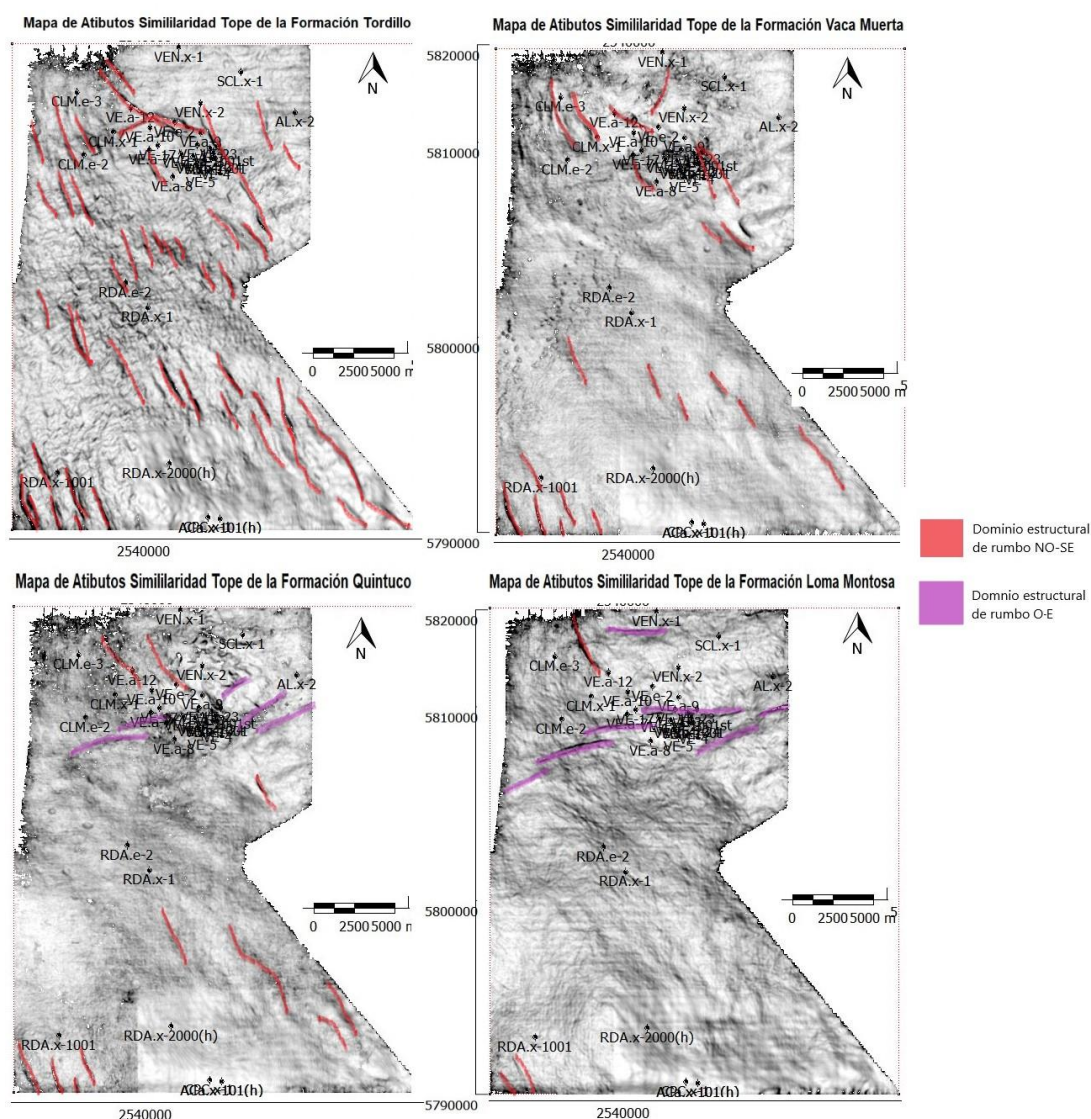


Figura 36. Atributo de similaridad para cada tope formacional indicado en la imagen donde se destaca lineamientos de discontinuidades presentes para las distintas profundidades. Nótese que a medida que se analizan niveles más someros disminuyen las presencias de dichas estructuras.

Las fallas en echelón de rumbo NNO-SSE responden a la reactivación de lineamientos profundos de este sentido de orientación NO-SE, afectando sísmicamente a la Fm. Tordillo y en menor medida a la Fm. Vaca Muerta. Estas fallas de raíz profunda, que en su mayoría, sísmicamente no se extienden más allá de la Fm. Tordillo, desarrollan y generan flores positivas y negativas (dominan las últimas indicando un contexto transtensional, Figura 37) dependiendo de la forma de los planos principales y la dirección de desplazamiento. Esta interpretación de estructuras transtensionales coinciden con las interpretadas en el trabajo de Pángaro *et al.* (2011), (Figura 17A).

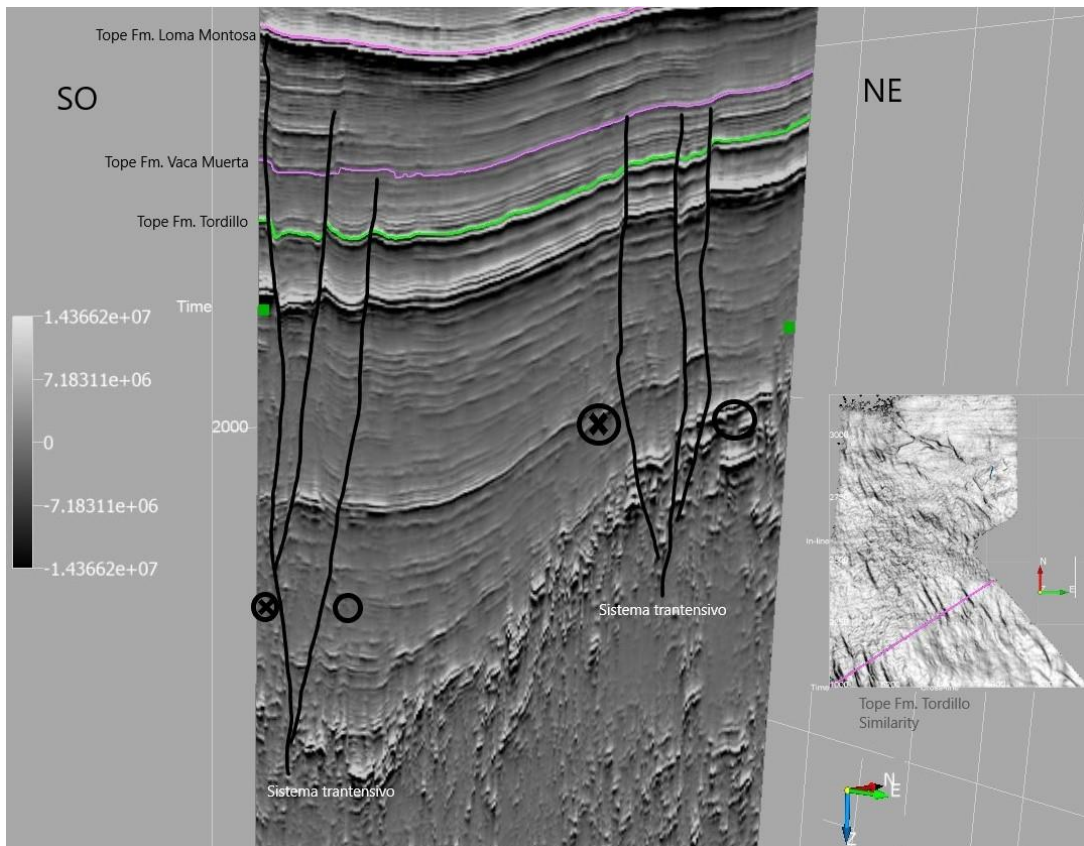


Figura 37. Flores negativas interpretadas en línea arbitraria NE-SO con atributo *Pseudorelief*.

La mayoría de las fallas inician en el basamento y se propagan hasta el tope de Fm. Tordillo y algunas pocas llegan a afectar el tope de la Fm. Loma Montosa, por lo que la deformación estructural va atenuándose hacia el tope del intervalo estudiado. En la base del intervalo estudiado, es decir al tope Fm. Tordillo, la deformación es más fuerte, las fallas presentan un rechazo aproximado de 20 ms. En cambio, en el tope del intervalo estudiado (tope Fm. Quintuco) la deformación es menor, las fallas más importantes mantienen un rechazo aproximado de 10 ms y el resto de 5 ms o menores.

En las secciones más someras analizadas, predominan los lineamientos de sentido O-E, siendo evidentes en este trabajo a partir del tope de la Fm. Quintuco y tope de la Fm. Loma Montosa, (Figura 36). Son fallamientos de menor jerarquía y de poco rechazo vertical.

8. Interpretación estratigráfica mediante datos de pozos

El análisis estratigráfico fue basado en el arreglo sísmico en conjunto con los perfiles eléctricos y radiactivos, utilizando principalmente los perfiles sísmicos, de rayos gamma, densidad y resistivo de 21 pozos del área de estudio seleccionados por calidad y profundidad de registro (Tabla 6 y Tabla 7), además también se trabajó con pozos de zonas aledañas.

Siguiendo el esquema propuesto en Desjardins *et al.* (2016), de unidades limitadas por superficies de mayor jerarquía, se pudieron diferenciar superficies internas de la Fm. Vaca Muerta T1, T2, T3, T4 y T5 con correlación de pozos de áreas vecinas como es Aguada Federal ubicada al sur-suroeste de Rincón de Aranda, (Figura 38).

Estos superficies internas T2, T3, T4 y T5 fueron identificados en un pozo guía (RDA.e-2). Se utilizó este pozo RDA.e-2 por su cercanía al bloque Aguada Federal, por la confiabilidad de los registros de pozo y de su correlación al dato sísmico.

El intervalo Fms. Loma Montosa-Vaca Muerta en el pozo de referencia RDA.e-2 está comprendido por una sección de aproximadamente unos 570 m de potencia, con 170m de potencia para Fm. Vaca Muerta y 400m de potencia para el intervalo Fm. Loma Montosa y Fm. Quintuco (250m Fm. Quintuco y 150m Fm. Loma Montosa).

El intervalo T1 a T3 representa la trasgresión marina más regional de la cuenca y el primer evento regresivo, (Figura 12). La geometría de esta unidad es prácticamente un *bottomset* y comprende unos 23 m de potencia, menor a la resolución vertical del dato sísmico en el intervalo de estudio (25m).

Este intervalo se caracteriza por ser el más rico en contenido orgánico también conocido como "*hot shale*" o "cocina", pudiendo llegar a valores de COT que oscilan entre 8 y 12%, según mediciones obtenidas a partir de registros de espectroscopia elemental en pozos del bloque Aguada Federal (Nielsen *et al.*, 2016 y 2020), área aledaña a los bloques de estudio.

El intervalo T3 a T5 es predominantemente progradante con geometrías de larga longitud de onda y ángulos internos suaves (*foreset*). Esta unidad abarca la mayor porción de la Fm. Vaca Muerta y comprende unos 130 m de potencia.

Además, según los datos de pozo de Aguada Federal (Nielsen *et al.*, 2016 y 2020), se observa un incremento en el contenido carbonático hacia el techo de la unidad y por consecuencia los valores de contenido orgánico son menores perdiendo progresivamente su riqueza desde la base de la Fm. Vaca Muerta. Los valores de contenido orgánico se encuentran por encima del 2% excepto en la parte más cuspidal de la sección donde va perdiendo progresivamente su riqueza observándose valores promedio del 1% (Nielsen *et al.*, 2016 y 2020).

La potencia del intervalo de T5 al tope de Fm. Vaca Muerta interpretado es de 27m, con disminución del contenido orgánico total hacia el tope y comprende a un ambiente de depositación de *foreset*.

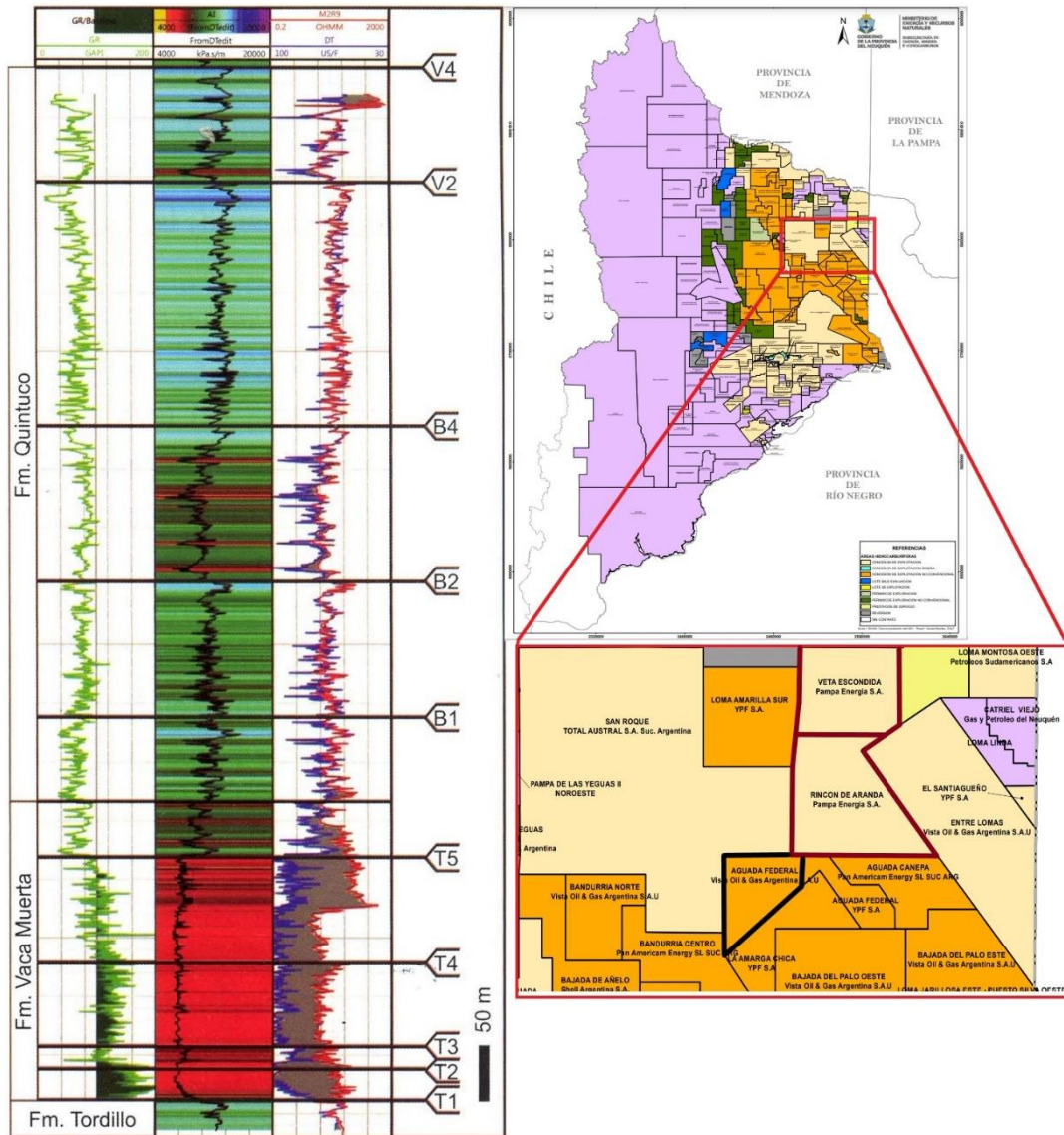


Figura 38. A la izquierda pozo del área Aguada Federal tomado de Nielsen *et al.* (2016). Pista 1: perfil rayos gamma resaltando valores mayores a 100gAPI; Pista 2: perfil de impedancia acústica; Pista 3: perfiles de resistividad y sísmico, indicando zona enriquecida en materia orgánica. Nomenclatura de las superficies estratigráficas etiquetadas (T1 a V4) ver Desjardins *et al.* (2016). A la derecha, ubicación del área de trabajo y de manera ampliada, en morado el área de estudio y en negro lo que corresponde al área de Aguada Federal. Imagen modificada de (Nielsen *et al.*, 2016 y SEMyH, 2016).

Una vez analizado el pozo guía, se procedió a correlacionar estas superficies en aquellos 21 pozos que atraviesan por completo la Fm. Vaca Muerta y presentan perfiles de pozos en este intervalo objetivo, (Figura 39). Estos niveles interpretados inicialmente en datos de pozos fueron identificados en el dato sísmico, donde fue posible individualizarse los niveles T1 (corresponde a la base de la Fm. Vaca Muerta), T3, T4 y T5. El nivel T2 no se logró individualizar en el dato sísmico, ya que el intervalo determinado por T2 - T3 presenta un espesor que es menor a la resolución sísmica vertical, (Figura 40).

Identificados los reflectores sísmicos correspondientes a los pases de las superficies internas de Fm. Vaca Muerta, se generaron mapas en profundidad y de espesores para el tope de la Fm. Vaca Muerta, y sus niveles internos.

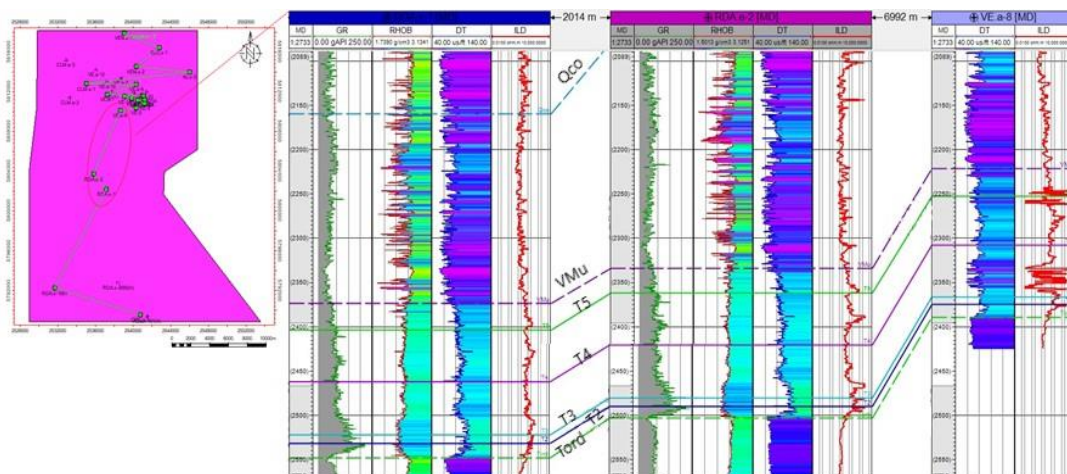


Figura 39. Correlación de pasajes formacionales y niveles internos de la Fm. Vaca Muerta en el área de estudio.

En cuanto a una interpretación estratigráfica secuencial, se buscó explicar en la Figura 40 las variaciones del nivel del mar y los cortejos de sistemas asociados dentro del área de estudio en base al trabajo de Domínguez *et al.* (2017b), (Figura 12), y datos correlacionados de Nielsen *et al.* (2016 y 2020) en Aguada Federal, bloque cercano al área de estudio.

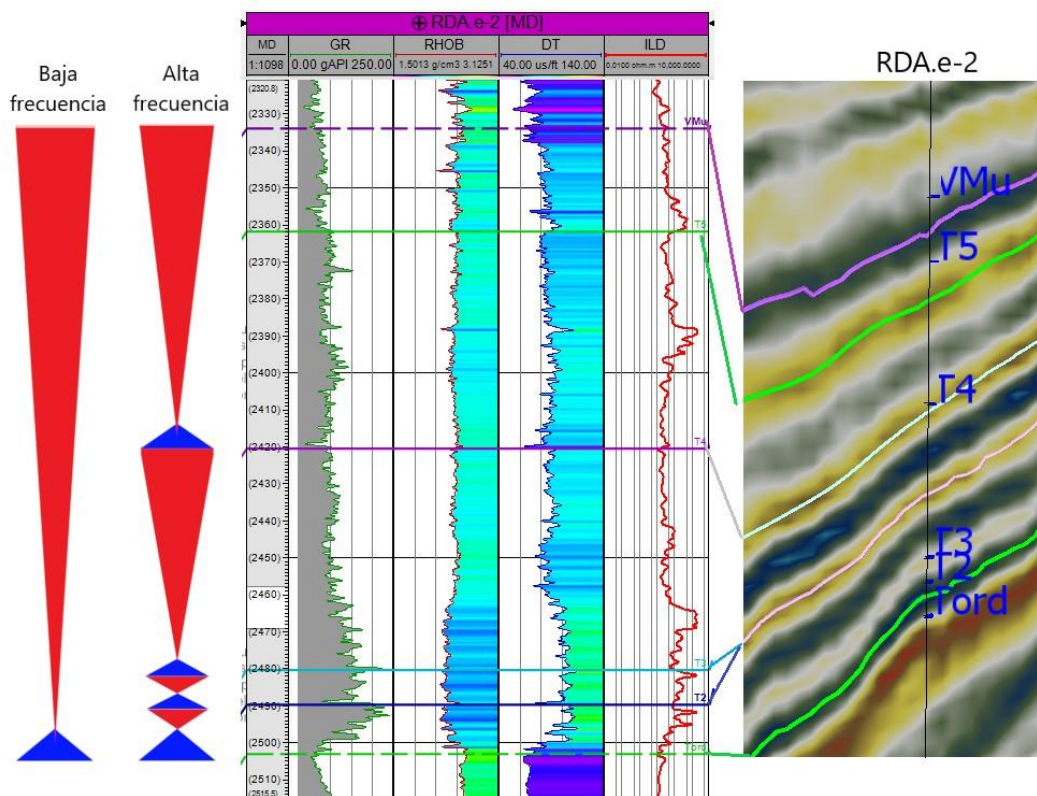


Figura 40. Interpretación estratigráfica secuencial en baja y alta frecuencia en el pozo de control RDA.e-2, con identificación de niveles en el dato sísmico.

En la base del ciclo de baja frecuencia (Figura 40) se identifica una importante transgresión desde el techo de la Fm. Tordillo hasta T2, con valores de TOC altos según datos de pozos correlacionados de Aguada Federal, entre 12% y 8% (Nielsen *et al.*, 2016

y 2020). Continuando hacia el techo de la Fm. Vaca Muerta, desde T2 al tope de la formación de estudio comprende a un ciclo regresivo, con incremento de contenido carbonatico y valores de contenido orgánico cercanos al 2%, disminuyendo aún más en la parte cuspidal donde pierde progresivamente su riqueza a valores cercanos al 1% (Nielsen *et al.*, 2016 y 2020).

En la base del ciclo de alta frecuencia (Figura 40) se identifican 4 transgresiones y 4 regresiones. Comenzando con una importante transgresión desde el techo de la Fm. Tordillo hasta mitad del nivel interno T2 de Fm. Vaca Muerta, con valores de TOC altos, seguido de una regresión culminando en T2. El intervalo T2-T3 comienza con una transgresión y luego una regresión de magnitudes similares. Ya en el intervalo T3-T4 comienza una transgresión de escasos metros de potencia continuando con una regresión de mayor importancia hasta el tope de Fm. Vaca Muerta, con valores de contenido orgánico muy inferiores a los descriptos al inicio de este párrafo.

9. Identificación de filones en la secuencia Quintuco-Vaca Muerta

Los perfiles de los pozos ubicados en el área Rincón de Aranda son continuos y similares al pozo de referencia del área Aguada Federal, mientras que los pozos ubicados en la zona de Veta Escondida muestran perfiles con intercalaciones que se denotan en los registros, disminuyendo los valores del perfil rayos gamma y del sónico, aumento de los valores de densidad y comportamiento caótico del perfil resistivo, (Figura 41). Por correlación con datos de control geológico se observó que estos niveles corresponden a emplazamientos de cuerpos intrusivos.

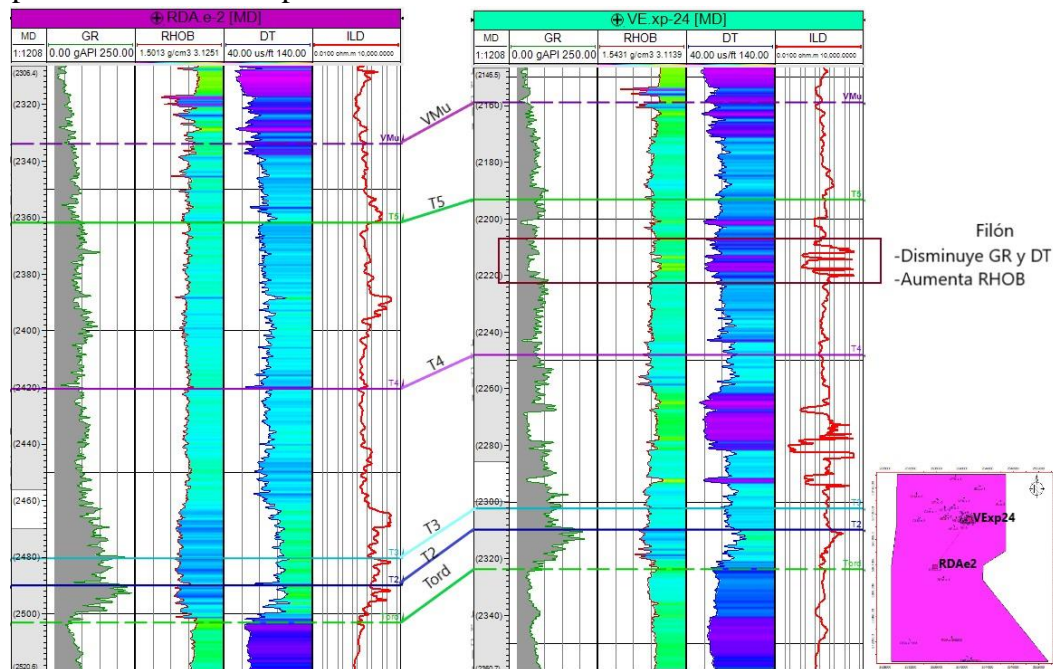


Figura 41. Comparación de pozos RDA.e-2 y VE.xp-24 con perfiles de rayos gamma, densidad, sónico y resistivo e identificación de filones.

Cabe mencionar que hay registro de mayor presencia de cuerpos intrusivos en secciones superiores, como es en el Gr. Neuquén (PBE, 2012). En el intervalo de estudio que abarca el sistema de las Fms. Quintuco y Vaca Muerta, se identificaron estos cuerpos intrusivos

solo en el sector norte correspondiente al área de Veta Escondida, no se visualizaron cuerpos intrusivos en el área de Rincón de Aranda. Se interpreta que estos filones se encuentran vinculados al complejo ígneo del Volcán Auca Mauhida, situado al noroeste del área bajo estudio. Estos filones se formaron debido a la intrusión de cuerpos ígneos, los cuales se emplazaron a través de las superficies de fallamiento. En esta región, los filones se presentan como estructuras de tipo capa.

Algunas intrusiones ígneas del subsuelo del sector de estudio fueron identificadas por pozos que los atravesaron y en algunos casos en el volumen sísmico, (Figura 42 y Figura 43).

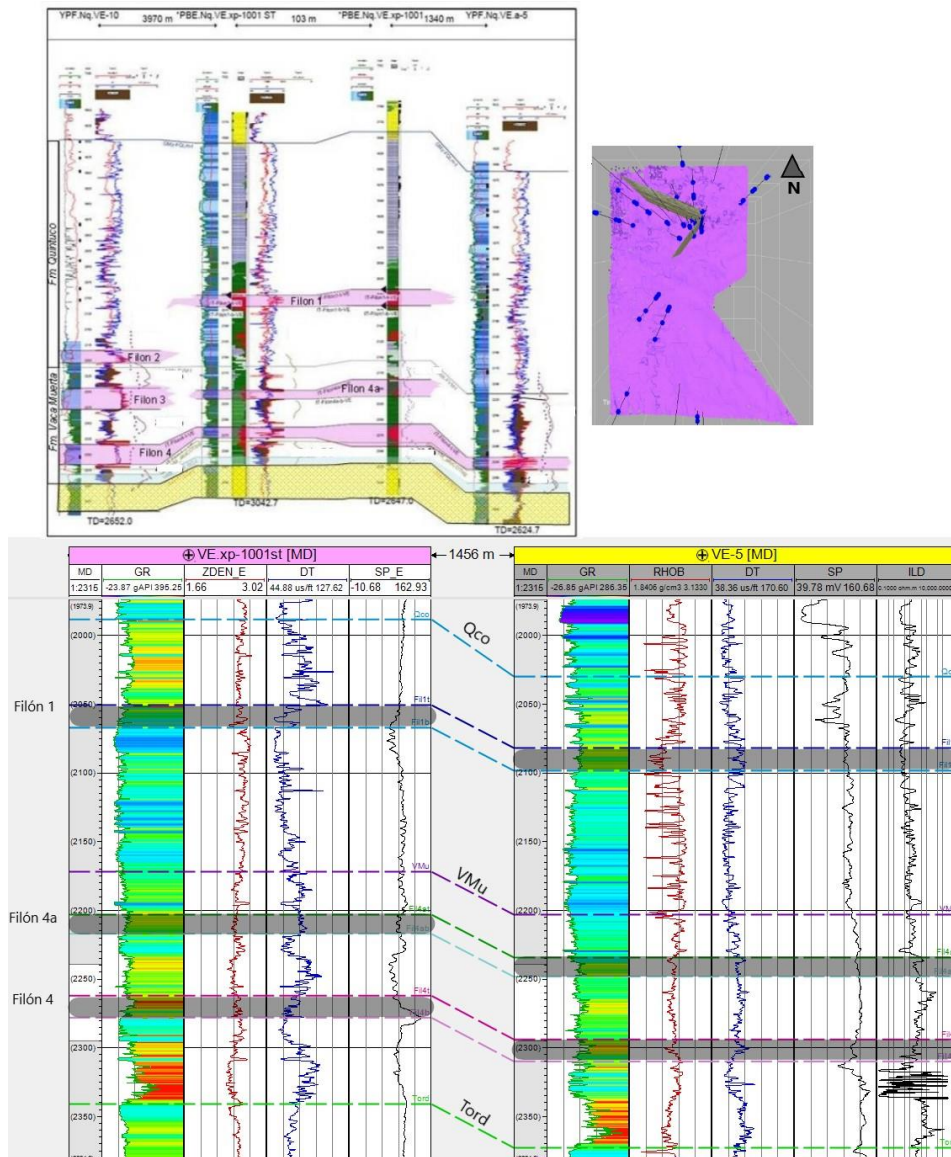


Figura 42. En la parte superior, filones identificados en el área por PBE 2012. En la parte inferior, los datos de pozos trabajados Vexp1001st y VE5 correlacionados, los cuales atravesaron filones en el área de Veta Escondida.

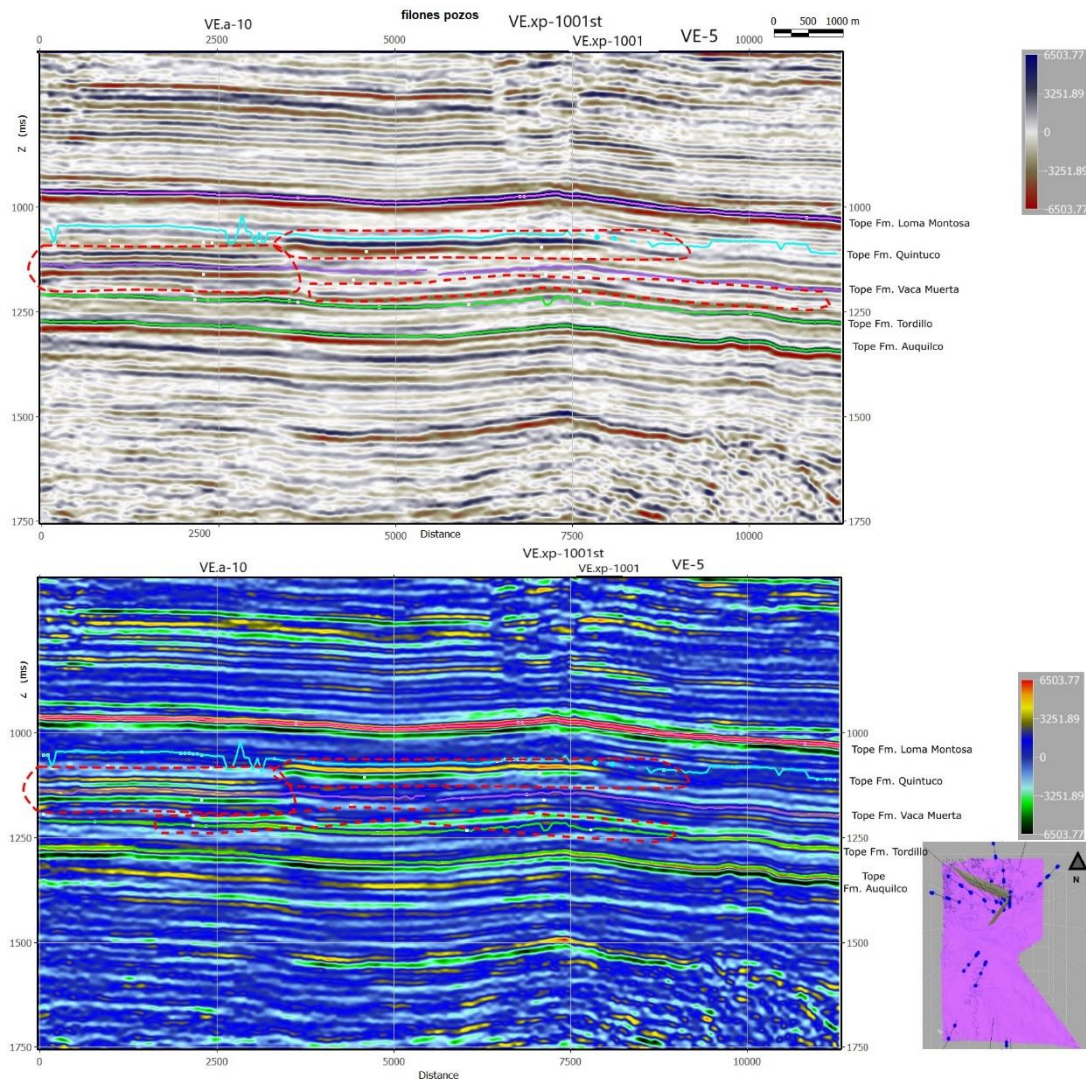


Figura 43. Interpretación de filones a partir de secciones sísmicas de amplitud que pasan por pozos que atravesaron dichos intrusivos, en diferentes modelos de paletas de colores.

Esta Figura 43 representa una línea arbitraria sísmica de los pozos VEa10, VExp1001st, VExp1001 y VE5 perforados en el área de Veta Escondida que atraviesan filones. Se visualizó el atributo sísmico de amplitud con distintas paletas de colores para poder identificar estos cuerpos intrusivos. Estos cuerpos fueron identificados en el corte sísmico por su anomalía de amplitud, la cual está asociada a la alta densidad y alta velocidad de estos intrusivos con respecto a la roca caja.

Hay que mencionar que influye en la detección de estos filones el espesor de estos y la resolución sísmica del intervalo de estudio. Siendo la resolución vertical promedio calculada de 25 m y de resolución sísmica horizontal promedio calculada de 50 m del intervalo de estudio, hay cuerpos intrusivos de menor espesor a la resolución sísmica, lo que no permite identificar el tope y la base del mismo de manera individual. Pero, estos cuerpos intrusivos son detectables por anomalía de amplitud, debido a que el contraste de impedancias acústicas en el tope del intrusivo se ve reflejado por un cambio lateral de amplitud, aunque no puede identificarse su base. Es decir, que los filones identificados están relacionados con anomalías de amplitud no con el espesor real del cuerpo.

En particular, el pozo VE.xp-1001st atraviesa los filones 1, 4 y 4a (Tabla 3) los cuales presentan espesores menores a 25m (resolución vertical calculada), sin embargo, estos

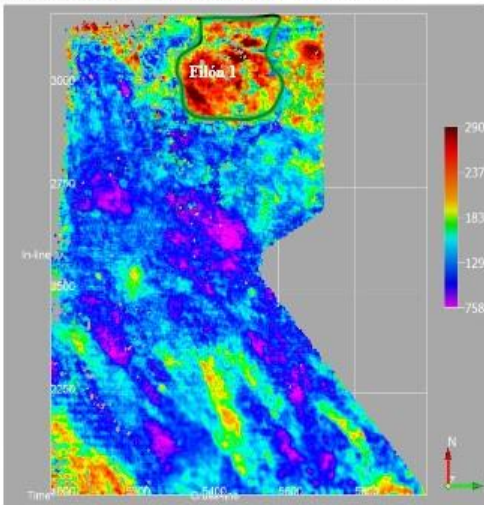
cuerpos son distinguibles en el dato sísmico por sus amplitudes altas dadas por el contraste con las propiedades de la roca caja, lo que hace posible su interpretación.

A partir de este hallazgo, se trabajó el dato sísmico aplicando una forma de extracción de amplitud (*stratal amplitud*) a los horizontes interpretados correspondientes al tope de la Fm. Quintuco, tope de Fm. Vaca Muerta y T5. Se extrajo un valor de amplitud RMS (*Root Mean Square*) promedio desde el tope del horizonte interpretado en un intervalo limitado de tiempo, de acuerdo a la posición que se observó de los filones en las secciones sísmicas.

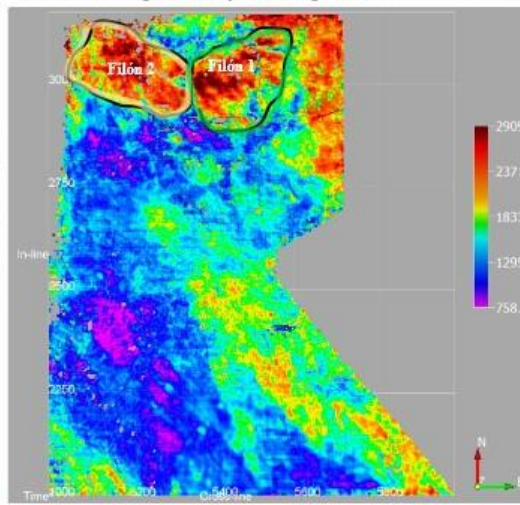
Se crearon distintos mapas de amplitud, el mapa 1 de la Figura 44 generado desde el tope de la Fm. Quintuco con un intervalo de 70ms, permite identificar al NE del área de Veta Escondida el filón 1 con anomalías positivas de amplitud. Por otro lado, el mapa 2 de la Figura 44 generado desde el tope de la Fm. Quintuco con un intervalo de 150ms, permite identificar al NE del área de Veta Escondida el filón 1 y filón 2, ambos con anomalías positivas de amplitud. Ya el mapa 3 de la Figura 44 generado desde el tope de la Fm. Vaca Muerta con un intervalo de 50ms, permite identificar los filones 3 con anomalías positivas de amplitud, los filones 4a y filón 4 de anomalías negativas de amplitud. Por último, el mapa 4 de la Figura 44 generado a partir del reflector interpretado como superficie T5 (cual se ubica por debajo de los filones superiores 3 y 4a), con un intervalo de 50ms, permite identificar el filón 4 con anomalías negativas de amplitud.

Se calculó la superficie abarcada por cada uno de los filones que lograron ser mapeados, su valor se indica en la Figura 44, siendo el filón 4 de mayor superficie ($46,7\text{km}^2$), seguido del filón 3 ($41,6\text{ km}^2$), filón 1 ($30,8\text{ km}^2$) filón 2 ($29,9\text{km}^2$) y por ultimo filón 4a ($27,8\text{km}^2$).

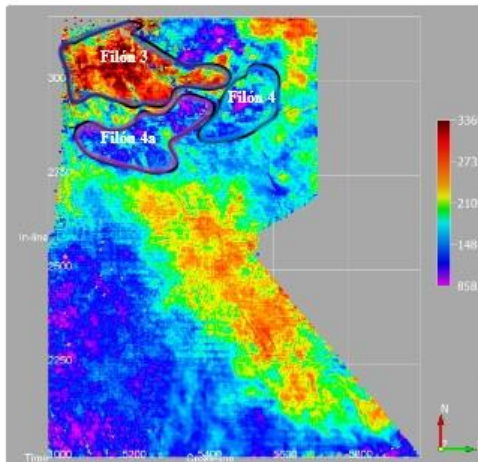
Topo Fm. Quintuco con diferencia de amplitud RMS 70ms por debajo del topo de esta formación



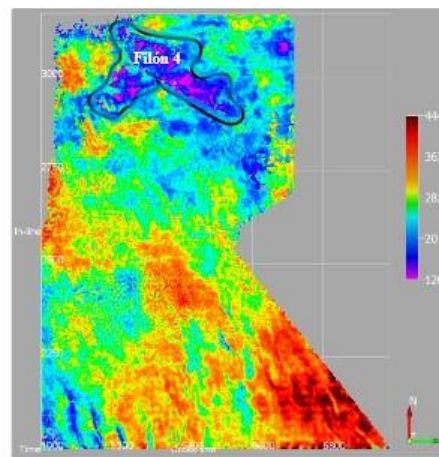
Topo Fm. Quintuco con diferencia de amplitud RMS 150ms por debajo del topo de esta formación



Topo Fm. Vaca Muerta con diferencia de amplitud RMS 50ms por debajo del topo de esta formación.



Topo de T5 con diferencia de amplitud RMS de 100ms por debajo de este reflector interpretado



	Superficie aproximada calculada (Km2)
Filón 1	30,8
Filón 2	29,9
Filón 3	41,6
Filón 4a	27,8
Filón 4	46,7

Figura 44. Identificación de filones a partir de diferencia de amplitudes RMS para diferentes niveles. Además se calculó la superficie aproximada de la anomalía de amplitud generada para cada caso, asociando esta singularidad a los filones.

10. Mapas

Se generaron mapas isócronos, isocronopáquicos, de atributos sísmicos, estructurales e isópacos.

Los mapas isócronos representan la estructura del horizonte en tiempo de ida y vuelta de las ondas sísmicas en sentido vertical (milisegundos). A partir de estos mapas, se pueden calcular otros mapas, como los de espesores (isocronopáquicos), de atributos e incluso realizar operaciones entre ellos. Se generaron mapas isócronos de los topes de Fm. Tordillo, niveles internos de Fm. Vaca Muerta, tope de Fm. Vaca Muerta, Fm. Quintuco y Fm. Loma Montosa, ver [anexo 14.3.1](#).

Estos mapas isócronos de los topes formacionales mencionados indican menores tiempos al NE, que puede interpretarse como de menor profundidad y mayores tiempos o mayores profundidades hacia el SO. Se interpreta esta diferencia de profundidades en tiempo asociada al quiebre de pendiente o talud entre plataforma o Flanco Oriental y cubeta, conjuntamente con la influencia del alto estructural del Sistema Entre Lomas por el Este.

Además, se puede visualizar en estos mapas isócronos, en los niveles profundos interpretados como el tope de Fm. Tordillo, lineamientos de rumbo NO-SE. También, fallamiento en echelón de rumbo NNO-SSE afectando sísmicamente a la Fm. Tordillo y en ocasiones a la Fm. Vaca Muerta. Ya en niveles superiores, estos lineamientos pierden influencia y se visualizan lineamientos O-E, como es el caso del mapa isócrono del tope de Fm. Loma Montosa, ver [anexo 14.3.2](#).

Los mapas de iso-espesores sísmicos, también llamados isocronopáquicos, son mapas de espesores calculados a partir de la resta entre 2 superficies sísmicas interpretadas, permitiendo visualizar las variaciones de espesores en tiempo entre estas. Se generaron mapas isocronopáquicos entre topes formacionales e intervalos internos de Fm. Vaca Muerta al tope de Fm. Tordillo. Particularmente, se crearon mapas de iso espesor sísmico de la Fm. Vaca Muerta, Fm. Quintuco y Fm. Loma Montosa, también entre las superficies T3-T4, T4-T5 y T5-tope Fm. Vaca Muerta, ver [anexo 14.3.2](#). Algunos de estos mapas fueron recortados en el sector noroeste de Veta Escondida, excluyendo parte de esta área ya que debido a la baja calidad del dato sísmico en este sector se generaban interpretaciones erróneas.

En general, los mapas isocronopáquicos evidencian menores espesores hacia el NE y mayores espesores hacia el SO. Es notable visualizar variaciones de espesores al SO en Rincón de Aranda y en centro de Veta Escondida de estos mapas isocronopáquicos con incrementos y reducción de espesores debido a efectos estructurales asociados a las fallas.

Como la superficie T4 en el sector norte del área de estudio está ausente, el reflector interpretado en este sector es inexistente, los mapas isocronopáquicos y estructurales entre T3-T4 y T4-T5 presentan ausencia de interpretación al norte de Veta Escondida por ausencia del reflector correspondiente a la superficie T4.

Los mapas isocronopáquicos de la Fm. Vaca Muerta, Fm. Quintuco y Fm. Loma Montosa, muestran mayor espesor en las unidades profundas con valores máximos al SO del área. La diferencia de valores disminuye hacia el tope de estas unidades, por lo que se asocia a una mayor influencia tectónica actuando durante la depositación de Fm. Vaca Muerta y disminuyendo actividad hacia la depositación de Fm. Quintuco y Fm. Loma Montosa. La influencia tectónica está asociada al sistema Entre Lomas actuando de manera

local al este del sitio de estudio, con mayor importancia en la depositación inicial de esta secuencia de unidades formacionales mencionadas.

Complementando la información otorgada por los mapas isocronopáquicos, se realizaron secciones en sentido NE-SO horizontalizadas en los topes formacionales interpretados correspondientes a Fm. Loma Montosa, Fm. Quintuco y Fm. Vaca Muerta (Figura 45), siendo esta una buena herramienta para analizar la continuidad de las capas estratigráficas y elementos estructurales de las capas inferiores a las horizontalizadas.

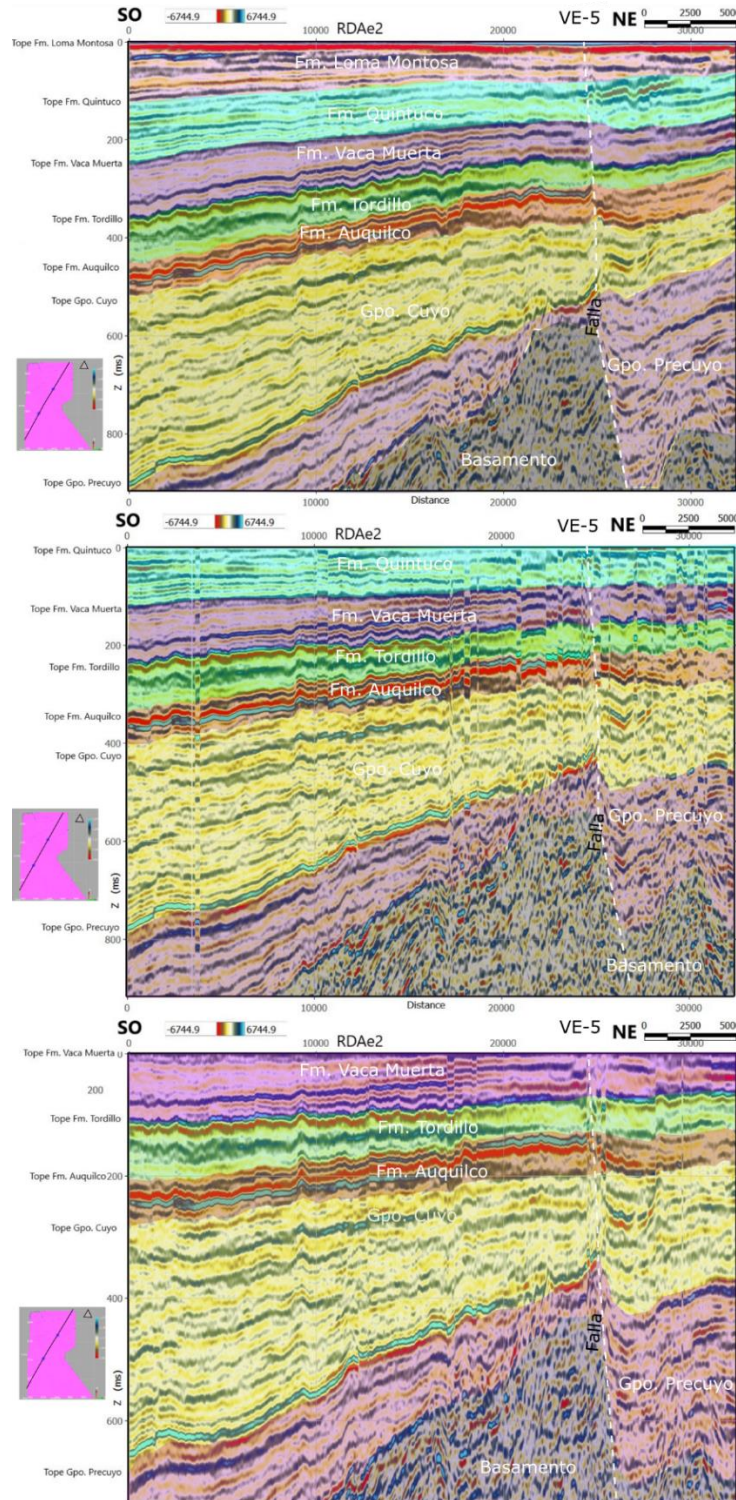


Figura 45. Cortes en sección en sentido NE-SO aplicando la herramienta *flattening* para los topes formacionales de Fm. Loma Montosa (imagen superior), Fm. Quintuco (imagen del medio) y Fm. Vaca Muerta (imagen inferior), con interpretación de unidades y fallas.

Se puede visualizar en la Figura 45 cómo las unidades por debajo de las capas horizontalizadas presentan aumento de espesor hacia el SO.

Además, se puede visualizar en la zona central de Veta Escondida, en las cercanías del pozo VE-5, que los espesores de cada unidad interpretada presentan una variación producto de fallamientos profundos actuando en esta zona, siendo las unidades más afectadas el Gr. Precuyo, Gr. Cuyo y Fm. Auquilco, perdiendo influencia, pero aún actuando, en las unidades de la Fm. Tordillo, Fm. Vaca Muerta, Fm. Quintuco y Fm. Loma Montosa.

La Tabla 9 y el gráfico de la Figura 46 indican la profundidad en tiempo de los topes formacionales de la secuencia de estudio al noreste y suroeste del área de estudio medidos desde el tope de Fm. Loma Montosa. Por otro lado, la Tabla 10 y el gráfico de la Figura 47 indican los espesores mínimos (ubicados al NE), máximos (ubicados al SO) y el espesor promedio de cada formación interpretada.

Tabla 9. Profundidades en tiempo (ms) de los topes formacionales medidos desde el tope de la Fm. Loma Montosa.

Profundidad en tiempo (ms) de los topes formacioneales	Tope Fm. Loma Montosa	Tope Fm. Quintuco	Tope Fm. Vaca Muerta	Tope Fm. Tordillo	Tope Fm. Auquilco
Al Noreste	0	50	128	216	260
Al Suroeste	0	130	245	350	470

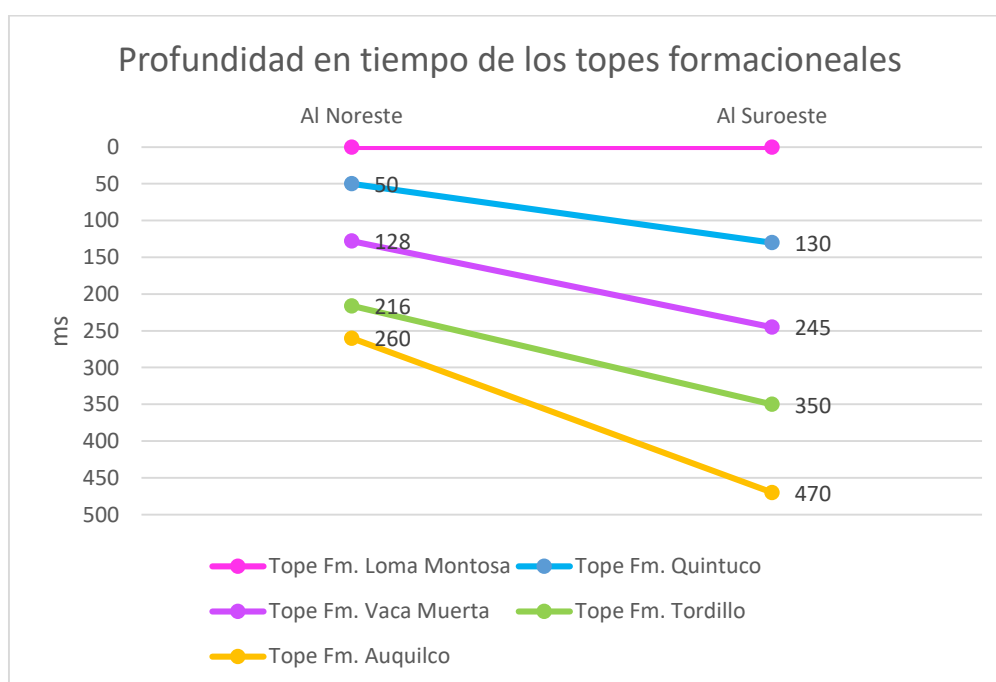


Figura 46. Gráfico de la profundidad en tiempo (ms) de los topes formacionales medidos desde el tope de la Fm. Loma Montosa.

Tabla 10. Variación de espesores formacionales en tiempo (ms).

Espesores en ms	Fm. Loma Montosa	Fm. Quintuco	Fm. Vaca Muerta	Fm. Tordillo
Espesores mínimos ubicados al Noreste	50	78	88	44
Espesores máximos ubicados al Suroeste	130	115	105	120
Espesor promedio	90	96,5	96,5	82
Diferencia de espesores mínimos y máximos	80	37	17	76

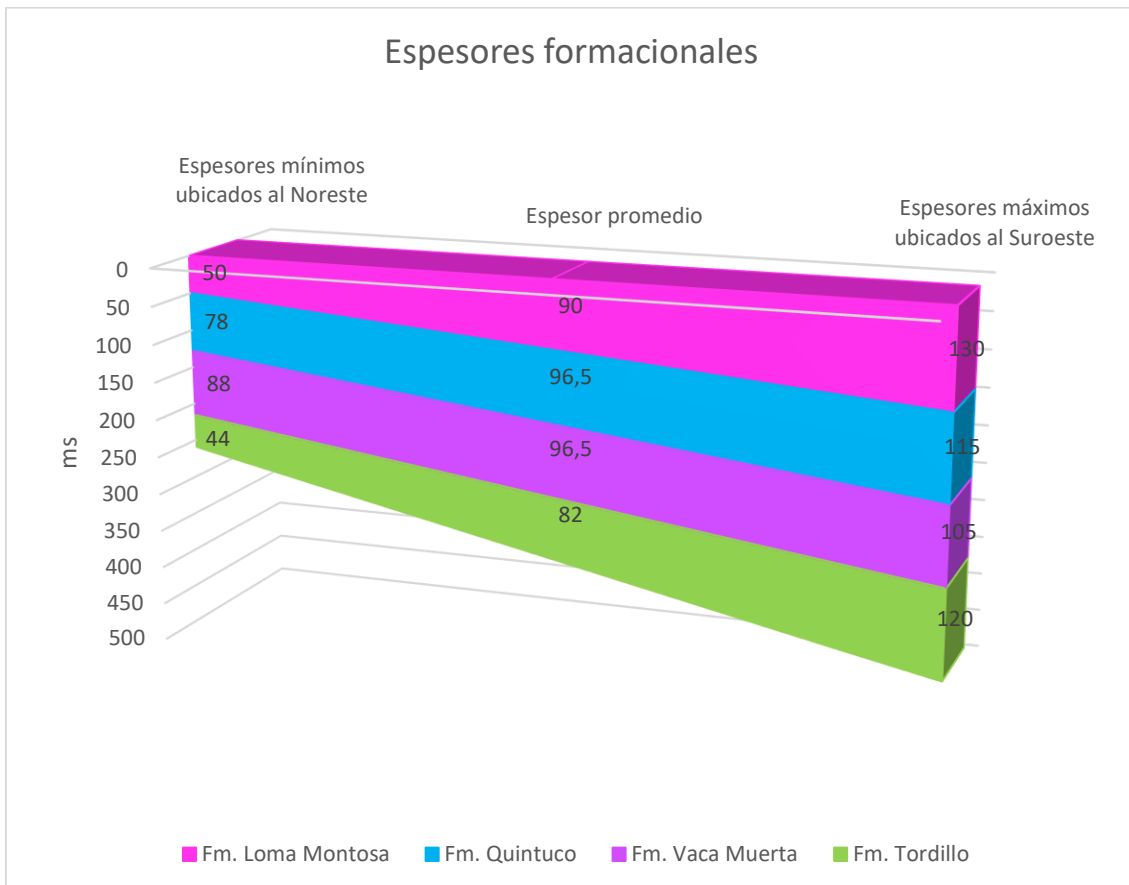


Figura 47. Gráfico de espesores formacionales en tiempo (ms), con tope Fm. Loma Montosa aplanado.

Observando esta información de las Tabla 9 y Tabla 10 con los gráficos de las Figura 45, Figura 46 y Figura 47, se concluye que hay mayor columna sedimentaria hacia el SO que hacia el NE, interpretando que el área está influenciada por el alto estructural del sistema Entre Lomas situado al NE, coincidiendo con PBE (2012). Esta geometría es el reflejo de los sectores de mayor acomodación hacia el centro de la cuenca (O-SO) en contraste con el adelgazamiento hacia el margen de la cuenca (E-NE).

En cuanto al análisis de los mapas isocronopáquicos de los intervalos internos de la Fm. Vaca Muerta, se observa en los niveles basales (T3-base Fm. Vaca Muerta) un aumento de espesor en el sector NE, mientras que en los niveles suprayacentes (T4-T3, T5-T4 y Tope Fm. Vaca Muerta – T5) una tendencia a aumento de espesor hacia el sector SO, coincidente con el centro de cuenca.

El mapa Isocronopáquico T3 a tope de Tordillo presenta niveles menores en la parte centro norte del área de estudio, presentando diferencia de niveles prácticamente constante. En esta interpretación no se tuvo en cuenta el sector norte de Veta Escondida.

A partir de la combinación de los reflectores sísmicos interpretados con los pases formacionales interpretados en los pozos, se generaron mapas estructurales e isópacos aplicando una ley de velocidad simple que asocia tiempo con profundidad en los pozos, ver [anexo 14.3.3](#).

Los mapas estructurales generados, en general muestran menores profundidades al NE (color rojo a amarillo) y mayores profundidades hacia el SO (colores azul o violetas). Se interpreta esta diferencia de profundidades a la influencia del alto estructural del Sistema Entre Lomas por el Este.

Además, se puede visualizar en estos mapas lineamientos de rumbo NNO-SSE en el sector SO del área de Rincón de Aranda, ya descritas previamente en los mapas isócronos.

Los mapas isópacos son mapas de espesores calculados a partir de la resta entre 2 mapas estructurales. Se generaron mapas isópacos entre el nivel T2 y tope de Fm. Tordillo, entre T3 y T2, T4 y T3, T5 y T4, entre el tope de Fm. Vaca Muerta y T5, por último tope Fm. Vaca Muerta y tope Fm. Tordillo, ver [anexo 14.3.4](#).

En general, los espesores de los intervalos interpretados evidencian menores valores hacia el NE y mayores hacia el SO, exceptuando los intervalos inferior y superior de la secuencia (T2 - tope de Fm. Tordillo y tope Fm. Vaca Muerta - T5), al igual que lo descrito en los mapas isocronopáquicos.

Por otro lado, es notable ver variaciones de las curvas isópacos en la zona centro norte de Veta Escondida, cercanas al pozo VE-5 (Figura 45) debido a lineamientos estructurales asociados a fallas profundas de dirección NO-SE, actuando desde el basamento creando incrementos y reducción de espesores desde las unidades más profundas al intervalo de estudio.

El mapa isópaco entre T2 y tope de Fm. Tordillo evidencia mayores valores al centro este del área y menores al oeste, asociados a variación de espesores presentes en los pozos RDA.x-1 y RDA.e-2. De todos modos, la variación de espesores es muy pequeña, con mínimos de 12 m a máximos de 17,5 m. Se considera a este nivel como una capa prácticamente constante. Además también se debe tener en cuenta que la densidad de datos de pozos no está distribuida de manera homogénea en el área, sino que está acotada al centro del área y no en los laterales.

El mapa de espesores entre el intervalo T3-T2 indica valores máximos de espesores al SSE (10,75m) y menores al NNE (7,25m), siendo menores espesores en la parte centro norte de Veta Escondida coincidente con los mapas de isocronopáquico T3 a tope de Tordillo.

El mapa de espesores entre el intervalo T4-T3 indica valores máximos de espesores al SSO (67m) y menores al N (48m). El mapa de espesores entre el intervalo T5-T4 indica valores máximos de espesores al SSO (62m) y menores al NNE (35m). El mapa de espesores entre el tope de Fm. Vaca Muerta y tope de Fm. Tordillo indica mayores espesores al Sur y al Oeste (176m) y menores espesores al Noreste (146m), coincidente con los mapas de isocronopáquico T3 a tope de Tordillo.

En cambio, el mapa de espesores entre el tope de la Fm. Vaca Muerta y T5 presenta mayores espesores al N (44m) y menores espesores al SO (16m). Esta geometría no coincide con la tendencia descrita anteriormente, sino que es inversa. Esta variación

podría estar asociada a la presencia de filones capas en el sector norte de Veta Escondida, que generan un aumento de espesor para este intervalo. Esta presencia de intrusivos en la zona norte de Veta Escondida baja la calidad del dato sísmico y dificulta la interpretación.

El mapa de espesor total de la Fm. Vaca Muerta indica mayores espesores al sur y al oeste con valores máximos de 176 m y menores espesores al NE con mínimos de 146 m. Es evidente observar en la zona central del área de Veta Escondida variaciones de espesores asociados a lineamientos estructurales, observados previamente en el análisis de los espesores en tiempo, (Figura 42).

11. Análisis sismo-estratigráfico

La tendencia regional de avance del transporte de sedimentos creando las progradaciones del sistema Fms. Quintuco-Vaca Muerta es de sentido SE-NO. Coincidiendo con la Figura 48, que relaciona la ubicación del área de estudio (marginal al desarrollo del sistema Quintuco-Vaca Muerta) a la del trabajo regional de Leanza *et al.* (2011), visualizando de manera ampliada el sentido de avance de las progradaciones del Gr. Mendoza Inferior de forma regional hacia el centro de cuenca.

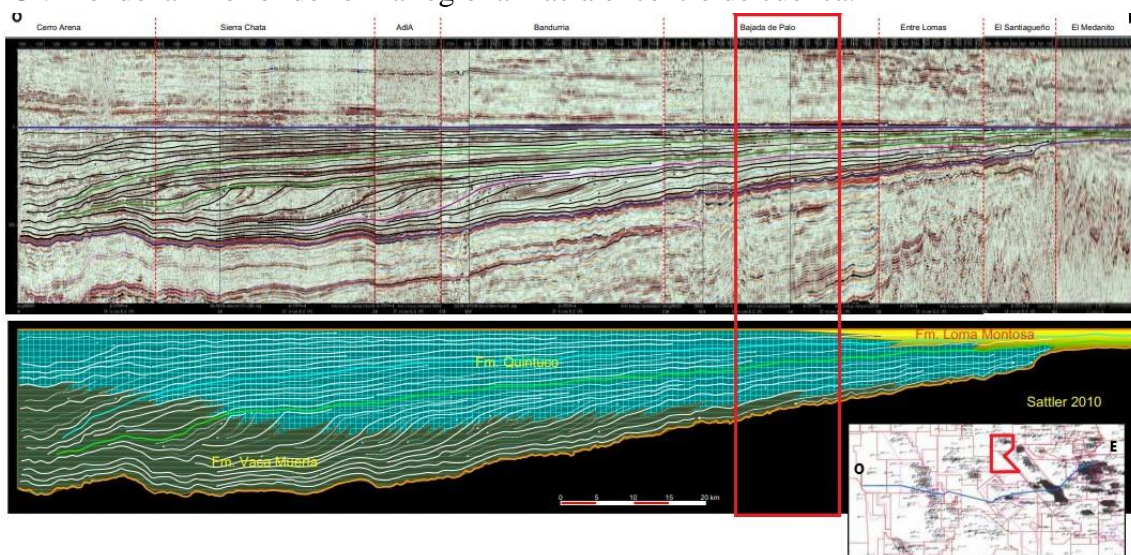


Figura 48. Progradaciones en subsuelo de unidades constitutivas del Grupo Mendoza Inferior. Modificado de Leanza *et al.* (2011).

Para observar las progradaciones del sistema Quintuco-Vaca Muerta, se creó una línea arbitraria de sentido SE-NO localizada en el sector sur del área de estudio. Este corte se horizontalizó al tope de Fm. Loma Montosa y se comprimió horizontalmente la escala de visualización del dato permitiendo observar clinofomas que van del SE al NO correspondientes al intervalo de la Fm. Quintuco con terminaciones superiores tipo *toplap* e inferiores con diseño de *downlap* y algunas en *onlap*.

En cuanto al intervalo perteneciente a la Fm. Vaca Muerta inicia con el desarrollo de geometría tabular, que corresponden a facies marinas distales de centro de cuenca. Presenta patrones agradacionales en la base y ya hacia el nivel T5 se identifica una clinofoma de avance SE-NO con terminación en *toplap* hacia dicho horizonte y *downlap* en la parte inferior. Debido a la resolución vertical asociada al dato sísmico, esta clinofoma de progradación cercana al nivel interno T5 no es tan clara como las identificadas en el intervalo correspondiente a la Fm. Quintuco.

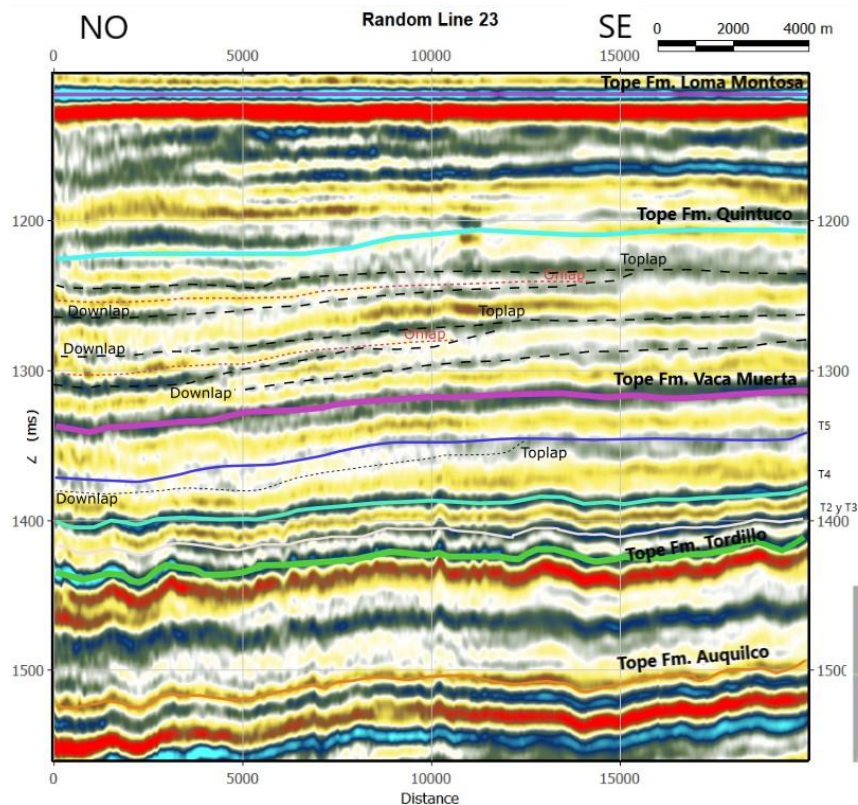


Figura 49. Corte arbitrario en sentido perpendicular a los quiebres de pendientes propuesto por Domínguez *et al.* (2017a) en sentido NO-SE, con interpretación de patrones y terminaciones de los horizontes sísmicos.

Analizando el dato sísmico y con el uso de la información recopilada, se interpreta que en este sector de la cuenca, donde se ubican los bloques de estudio, el sistema Loma Montosa-Quintuco-Vaca Muerta está en sectores principalmente de transición entre el *topset* y *foreset*, (Figura 50). Es decir, en los márgenes de la cuenca, donde se observan dentro de la base de Fm. Vaca Muerta progradaciones muy suaves (*shingled*) y un patrón de apilamiento de reflectores sísmicos paralelo a subparalelo, en posición de *bottomset* distal de las clinofomas, seguidos por quiebres de pendientes más pronunciados en la Fm. Quintuco asociado a clinofomas con terminaciones en *toplap* hacia el tope y *downlap* hacia la base, de un ambiente de depositación *foreset*. Continuando la secuencia, Fm. Loma Montosa corresponde a sectores *topset* del sistema.

Esta Figura 50 representa la localización aproximada del sector analizado (rectángulo rojo) y las relaciones de unidades formacionales descriptas para las Fms. Loma Montosa-Quintuco Vaca Muerta.

En cuanto a una interpretación estratigráfica secuencial, se buscó explicar las variaciones del nivel del mar y los cortejos de sistemas asociados dentro del área de estudio en base al trabajo de Domínguez *et al.* (2017b), (Figura 12), y datos correlacionados de Nielsen *et al.* (2016 y 2020) en Aguada Federal, bloque cercano al área de estudio.

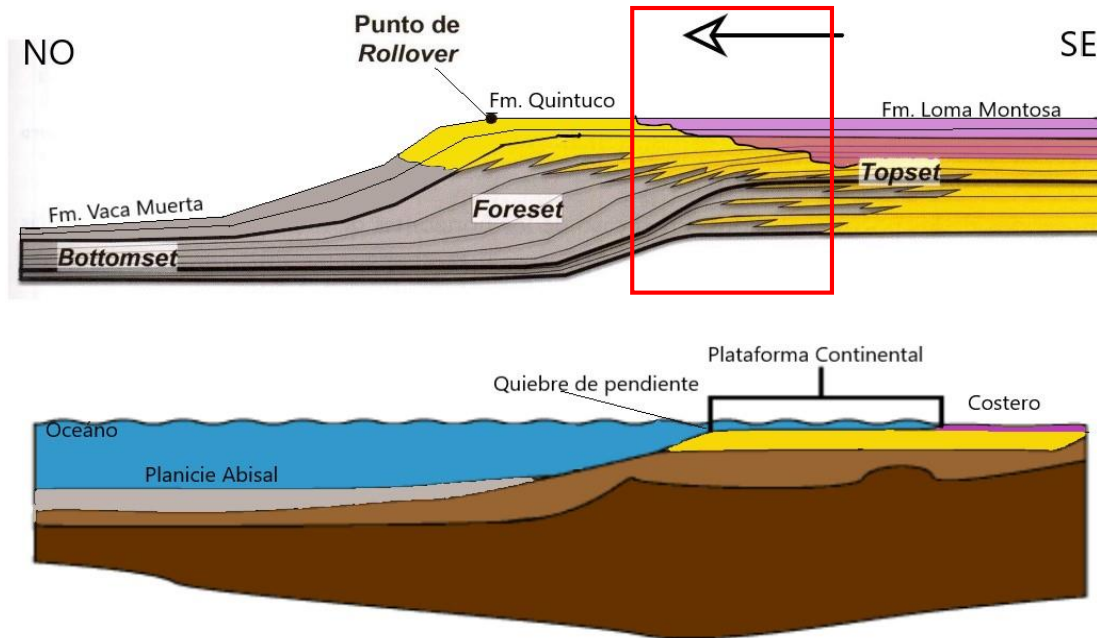


Figura 50. Interpretación de los segmentos de una clinoforma y del modelo depositacional del sistema Fms. Loma Montosa-Quintuco-Vaca Muerta, con interpretación de la ubicación del área de estudio en rojo. En la imagen de abajo la interpretación esquema de un ambiente marino.

Por correlación con la interpretación realizada con datos de pozos (Figura 40), se analiza esta sección sísmica (Figura 51) a la escala estratigráfica de baja frecuencia por motivos de resolución vertical del dato sísmico. Se interpreta una transgresión marina correspondiente al reflector representativo de las superficies T2 y T3, continuando con un ciclo regresivo desde este último reflector al tope de Fm. Vaca Muerta, incluyendo las superficies T4 y T5 en este cortejo regresivo.

Cabe consignar que este arreglo transgresivo-regresivo de baja frecuencia (tercer orden) está integrado por sucesivos ciclos de alta frecuencia transgresivos – regresivos que constituyen los objetivos prospectivos de esta unidad en el área analizada y que con denominaciones informales como “cocina”, “regresivo”, “orgánico” ya han sido enunciados en el presente trabajo en párrafos anteriores.

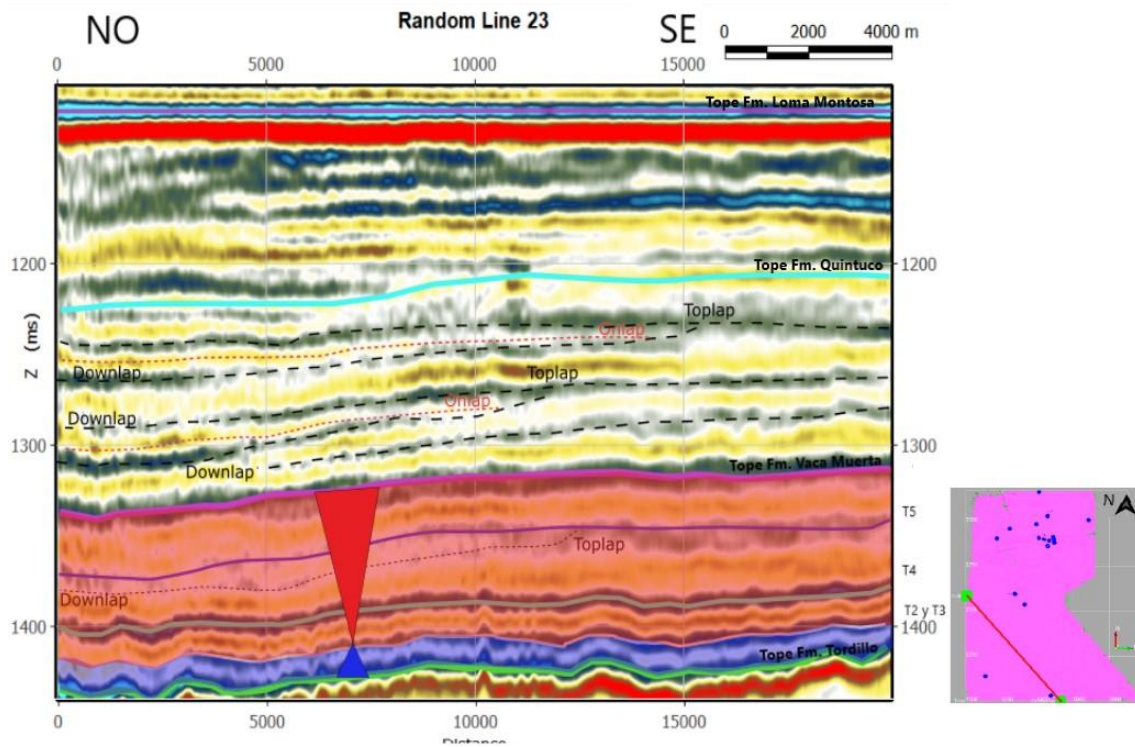


Figura 51. Análisis secuencial de un corte arbitrario de sentido NO-SE en donde se identifica a una escala de baja frecuencia un ciclo transgresivo en color azul (hasta T2) y un ciclo regresivo en rojo (hasta tope de Fm. Vaca Muerta).

12. Conclusiones

-Se distinguieron superficies e intervalos internos de la Fm. Vaca Muerta a partir de la interpretación de perfiles de pozos y su correlación con pozos de áreas cercanas, haciendo uso fundamentalmente de la respuesta de los perfiles de rayos gamma, sísmico, densidad y resistividad.

-Se identificaron internamente dentro de la Fm. Vaca Muerta, a una escala de baja frecuencia, una sección basal transgresiva y una media y superior regresiva.

-Los lineamientos estructurales profundos de sentido NO-SE afectan sísmicamente a la Fm. Tordillo y en menor medida a la Fm. Vaca Muerta, atenuándose la deformación estructural hacia secciones superiores del intervalo estudiado. Estos lineamientos desarrollan fallas en echelón de rumbo NNO-SSE, generan flores positivas y negativas observadas en Rincón de Aranda y deformación en el centro del área de Veta Escondida.

-Los lineamientos menos profundos de sentido O-E se interpretan como asociados a la orogenia andina y tienen su mayor impronta en los niveles correspondientes a la Fm. Quintuco y secciones superiores como Fm. Loma Montosa.

-La mayoría de las secuencias analizadas muestran un aumento de espesor hacia el SO, lo que se presume está relacionado con dos factores, la ubicación del depocentro de la cuenca y la existencia del sistema estructural Entre Lomas al este del área, el cual estuvo activo durante la depositación de Fm. Vaca Muerta, disminuyendo su actividad hacia la depositación de Fm. Quintuco y Fm. Loma Motosa.

-Los mapas de espesores (tanto en tiempo como en profundidad) para los intervalos internos de Fm. Vaca Muerta indican mayor influencia tectónica en la depositación asociada al sistema Entre Lomas en los intervalos internos (T3 a T5), mientras que en el intervalo superior (tope Fm. Vaca Muerta-T5) e inferior (base Fm. Vaca Muerta-T2) la influencia tectónica no es tan marcada y presentan una distribución de espesor inversa.

-El intervalo basal de la Fm. Vaca Muerta no pudo ser individualizado sísmicamente por presentar éste un espesor que se encuentra por debajo del límite de resolución vertical determinado.

-El área de estudio se asocia al desarrollo de un sistema depositacional de plataforma mixta que alcanza 570m de espesor desde el tope de Fm. Loma Montosa a base de Fm. Vaca Muerta. Siendo 170m de potencia correspondiente a Fm. Vaca Muerta.

-El ambiente de depositación del sistema Fms. Loma Montosa-Quintuco-Vaca Muerta, en este sector marginal de plataforma nororiental de la cuenca, corresponde a sectores de transición principalmente entre el *topset* y *foreset*.

-Considerando lo expuesto en Desjardins *et al.*, (2016), Nielsen *et al.*, (2016 y 2020) y Domínguez *et al.*, (2017b) y en análisis secuencial realizado en los pozos, se puede considerar el mapa estructural del nivel T3 como posible tope para el desarrollo de la Fm. Vaca Muerta como reservorio no convencional.

-El sector norte de Veta Escondida está afectado por cuerpos ígneos, tanto en superficie como intrusivos, afectando al dato sísmico y a la interpretación del mismo conjunto a la de perfiles.

-La caracterización de los cuerpos intrusivos mediante perfiles se basó en la identificación de una disminución de los valores del perfil rayos gamma y del sísmico, aumento de los valores de densidad y comportamiento caótico del perfil resistivo, lo cual se corroboró con datos de control geológico.

-Los filones identificados en el dato sísmico están relacionados con anomalías de amplitud aunque la respuesta sísmica no se asocia con el espesor real del cuerpo, por poseer éstos, espesores por debajo de la resolución sísmica vertical.

-El mapa de espesores en tiempo para el intervalo superior de la Fm. Vaca Muerta no se condice con lo representado en el mapa isópaco para el mismo intervalo. El mapa en tiempo muestra un aumento de espesor general hacia el oeste mientras que al incorporar los datos de pozos al análisis se evidencia un aumento de espesor hacia el norte del área. Se interpreta que esta variación podría estar asociada a la presencia de filones capas en el sector norte del área, cuales generan un aumento de espesor en el intervalo. Se requiere una interpretación más precisa de los cuerpos intrusivos para poder dilucidar esta incertidumbre, lo que excede los objetivos del presente trabajo.

-Si bien se observa aumento de espesores generales para la Fm. Vaca Muerta hacia el SO, la dirección de las progradaciones interpretada en la misma es en sentido SE-NO. Se considera que esto se asocia a que el área de estudio corresponde al sector del Flanco Nororiental que se caracteriza por ausencia de control paleo topográfico de quiebre de clinoforma precedente, y presenta patrones geométricos de clinoformas sutiles a divergentes (rampa), siendo los intervalos internos de Fm. Vaca Muerta de extensión areal amplia, Domínguez *et al.* (2019).

-La presencia de cuerpos intrusivos dentro de las Fms. Quintuco y Vaca Muerta en el área de Veta Escondida puede afectar de manera positiva o negativa al desarrollo del yacimiento. Generando condiciones para el entrapamiento de los hidrocarburos o bien puede resultar como un factor negativo para el desarrollo de un reservorio no convencional al interferir y afectar la efectividad de la perforación y estimulación hidráulica de pozos horizontales.

13. Referencias

- Alonso, J. Giusiano, A. E., Chebli G. y Ibáñez G. 2011. 'Shale Gas en la Provincia de Neuquén.' Sec. de Hidrocarburos, Energía y Minería Neuquén y Phoenix Oil and Gas, S.A.
- Arregui, C., Gazzera, C., Seguí, C., Carbone, O. Y Quiroga, J., 2005. Las trampas del eje Charco Bayo-El Caracol. En: Kozlowski, E. Vergani, G. y Boll, A. (Eds.): Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina. Simposio 6° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (IAPG): 239- 260. Mar del Plata.
- Arregui, C. D., Carbone, O. y Leanza, H.A. 2011a. Contexto tectosedimentario. In Congreso Geológico Argentino, No. 18 (Leanza, H.A., Arregui, C., Carbone, O., Danieli, J. C., Vallés J.M. y editores). Relatorio Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén: p 29-36. Neuquén.
- Arregui C., Carbone O. y Martínez R. 2011b. El Grupo Cuyo (Jurásico Temprano-Medio) En La Cuenca Neuquina Relatorio Del Xviii Congreso Geológico Argentino. p 77-89. Neuquén, Neuquén.
- Atencio M. R., Späth F. G. 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. La Geofísica: Puentes de Integración p. 123- 139.
- Basaldúa, A. (2018). Geología del sector de la Sierra Auca Mahuida, departamentos de Añelo y Peuhenchés, provincia del Neuquén. Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires.
- Brown A. R. 2004. Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data Sixth Edition. AAPG Memoir 42 SEG Investigations in Geophysics, No. 9. Published jointly by The American Association of Petroleum Geologists and the Society of Exploration Geophysicists Tulsa, Oklahoma, U.S.A.
- Brown, L.F. Jr. and Fisher, W.L., 1977: Seismic–stratigraphic interpretation of depositional systems: examples from Brazilian rift and pull-apart basins, in C.E. Payton, ed., Seismic stratigraphy applications to hydrocarbon exploration; Am. Assoc. Petrol. Geol. Mem. 26, p. 213–248.
- Catuneanu, O. 2002. Sequence stratigraphy of clastic systems: concepts, merits and pitfalls. Geologic Society of Africa. Presidential Review n°1. Journal of African Earth Sciences. P 1-43. Alberta.
- Chebli, G.; Mendiberri, H.; Giusano, A.; Ibáñez, G. y Alonso, J. 2011. El shale gas en la Provincia del Neuquén. 8° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas: 8-12, Mar del Plata.
- Cristallini, E., Tomezzoli, R., Pando, G., Gazzera, C., Martínez, J.M., Quiroga, J., Buhler, M., Bechis, F., Barredo, S., Zambrano, O., 2009. Controles Precuyano en la estructura de la Cuenca Neuquina. Revista de la Asociación Geológica Argentina 65 (2): 248-264.
- Cruz, C., Santiago, M., Canigi, A. y Villar, H. 2014. Familias genéticas, hábitat y migración de hidrocarburos en el distrito Casa de Piedra, extremo oriental de la Cuenca Neuquina, Rio Negro y La Pampa, Argentina. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, 97-132 p.
- Desjardins, P., Fantín, M., Gonzalez 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. Gonzalez, *et al.* (eds), Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta (IAPG), Buenos Aires. 5-22 Digregorio, J.H. 1972.

Neuquén. En: A.F. Leanza (Ed.): Geología Regional Argentina. Centenario de la Academia Nacional de Ciencias. pp. 439-506. Córdoba 7890’.

- Dominguez, R.F. ; Fantin, M. ; Desjardins, P. ; Reijenstein, H. ; Sattler, F. ; Benoit, S. ; Borgnia, M. ; Vittore, F. ; Gonzalez Tomassini, F. ; Feinstein, E. ; Kietzmann, D. y Marchal, D. 2016. Anexo 1. En: Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos (Eds.: G. González *et al.*). Instituto Argentino del Petróleo y Gas, Publicación Especial, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
- Dominguez, R. F., Reijenstein, H., Kohler, G., Sattler, F. Moreno, M. J. Gómez Rivarola L. y Borgnia M., 2017a. “Distribución regional de quiebres de clinofomas del Sistema Vaca Muerta-Quintuco”. XX Congreso Geológico Argentino, Simposio 5: Geología de la Formación Vaca Muerta. 7-11 de agosto. San Miguel de Tucumán.
- Dominguez, R. F. & O. Catuneanu, 2017b, “Regional Stratigraphic Framework of the Vaca Muerta-Quintuco System in the Neuquén Embayment, Argentina”. XX Congreso Geológico Argentino, Simposio 5: Geología de la Formación Vaca Muerta. 7-11 de Agosto de 2017. San Miguel de Tucumán.
- Domínguez, R. F. y Di Benedetto, M., 2018. “Casos de variabilidad lateral en el sistema Vaca Muerta – Quintuco y su impacto en la distribución de facies ricas en materia orgánica”, X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza.
- Dominguez, R. F. y Di Benedetto M. 2019. Understanding 3-D Distribution of Organic-Rich Units in the Vaca Muerta Formation. Unconventional Resources Technology Conference held in Denver, Colorado, USA, 22-24 July 2019.
- Domínguez, R. F., H. A. Leanza, M. Fantín, D. Marchal, and E. Cristallini, 2020, Basin configuration during the Vaca Muerta times, in D. Minisini, M. Fantín, I. Lanusse Noguera, and H. A. Leanza, eds., Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina: AAPG Memoir 121, p. 141–162
- Fossa Mancini, E., Feruglio, E. y Yusen de Campana, J.C., 1938. Una reunión de geólogos de YPF y el problema de la terminología estratigráfica. Boletín de Informaciones Petroleras 15(171): 1-67. Buenos Aires.
- Fundación YPF, 2023. Mapa de cuencas sedimentarias. https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_recurso/mapa-de-cuencas-sedimentarias/
- Gardner, G.H.F.; Gardner L.W. & Gregory A.R. (1974). "Formation velocity and density -- the diagnostic basics for stratigraphic traps". Geophysics 39: 770–780. doi:10.1190/1.1440465.
- Gamero-Diaz, H., Miller C. y Lewis R. 2012. A Classification Scheme for Organic Mudstones Based on Bulk Mineralogy. AAPG Southwest Section Convention May 19-22, 2012 Fort Worth, Texas.
- Gas y Petróleo del Neuquén (GYP). 2023-2024. Vaca Muerta. https://www.gypnqn.com.ar/vaca_muerta.php
- Geoterraservices. 2023. La Sísmica de Pozo. .Geoterraservices. <https://www.geoterraservices.com/la-sismica-de-pozo/>
- González, G., Vallejo, D., Desjardins, P., González-Tomassini, F., Kietzmann, D., Gómez Rivaola, L., Marchal D., Dominguez, F., 2016. “Transecta Regional de la formación Vaca Muerta – Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos”. Publicación especial del Instituto Argentino de Petróleo y el Gas (IAPG): 252 p. Buenos Aires.
- Guzmán, C.G. 2007. Estudio de la deformación andina entre los 32° y los 39° latitud sur mediante el análisis de *breakout* de pozos. Tesis doctoral, Universidad de Buenos Aires (inédita), 241 p., Buenos Aires.

- Irazuzta, V. L. 2021. Caracterización de la Formación Vaca Muerta mediante atributos sísmicos en el yacimiento Loma Jarillosa Este, Cuenca Neuquina. Tesis de Licenciatura no publicada. Universidad Nacional del Comahue, Facultad de Ingeniería, Departamento de Geología y Petróleo, Licenciatura en Ciencias Geológicas.
- Kietzmann, D.A.; Ambrosio, A.L.; Suriano, J.; Alonso, S.; Vennari, V.; Aguirre-Urreta, B.; Depine, G. y Repol, D. 2014. Variaciones de facies de las secuencias basales de la Formación Vaca Muerta en su localidad tipo (Sierra de la Vaca Muerta), Cuenca Neuquina. En: Trabajos Técnicos (Eds: C.E. Cruz y F. Fantín). 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas, 2: 299-318, Mendoza.
- Leanza, H., Sattler, F., Martínez, 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 • Neuquén, 2011 978-987-22403-3-2.
- Legarreta, L. y Gulisano, C.A. 1989. Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico superior-Terciario Inferior). 10° Congreso Geológico Argentino, Actas: 221-243, Tucumán.
- Legarreta, L., H. Villar, C. Cruz, G. Laffitte, y R. Varadé. 2008. Revisión integrada de los sistemas generadores, estilos de migración entrapamiento y volumetría de hidrocarburos en los distritos productivos de la cuenca Neuquina, Argentina. Simposio de Sistemas Petroleros de las Cuenclas Andinas. 7° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Cruz, C. E., Rodríguez, J.F., Hechem, J.J. y Villar, H.J. (eds.) IAPG, p. 79-108. Mar del Plata.
- Legarreta, L. y Villar, H. 2012. “Las facies generadoras de hidrocarburos de la Cuenca Neuquina”. Revista Petrotecnia. Agosto 2012, pp. 14-39.
- Marchal, D., Rene M., Ricardo F. D. and Federico S. 2020, Structural geology: Tectonic history, macrostructures, regional fault map, fault systems, second-order structures, and impact of the inheritance, in Daniel Minisini, Manuel Fantín, Iván Lanusse Noguera, and Héctor A. Leanza, eds., Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina: AAPG Memoir 121, p. 99–140.
- Marchal D. y Naidés, C. 2022. Caracterización Petrofísica de un Reservorio Shale, Fm. Vaca Muerta, Utilizando Información de Corona y Análisis Digital Multi-Escala (DRA). 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos Evaluación de Formaciones. Noviembre 2022 Mendoza, Argentina, p. 435-459.
- Minisini D., Fantin M., Lanusse I., Lanusse N., y Leanza H. A. 2020a. AAPG Memoir 121, Integrated Geology of Unconventionals: The Case of the Vaca Muerta Play, Argentina. AAPG, YPF, and Shell
- Minisini, D., Fryklund B., Gerali F., and Fantín M., 2020b, The first economical unconventional play outside North America: Context, history, and “coopetition”, in Daniel Minisini, Manuel Fantín, Iván Lanusse Noguera, and Héctor A. Leanza, eds., Integrated Geology of Unconventionals: The Case of the Vaca Muerta Play, Argentina: AAPG Memoir 121, p. 1–24
- Mitchum, R.M., Vail, P.V., Sangree, J.B. 1977. Stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences. Seismic stratigraphy – applications to hydrocarbon exploration. American Association of Petroleum Geologists Memoir
- Mitchum, R.M. y M.A. Uliana, 1982, “Estratigrafía sísmica de las formaciones Loma Montosa, Quintuco y Vaca Muerta, Jurásico Superior y Cretácico Inferior de la Cuenca Neuquina, República Argentina”. I Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas, Actas 439-484, Buenos Aires.
- Mitchum, R.M. & M.A. Uliana, 1985, “Seismic stratigraphy of carbonate depositional sequences, Up-per Jurassic-Lower Cretaceous, Neuquén Basin, Argentina”, in B.R. Bero, D.G. Wooverton

(eds.), *Seismic Stratigraphy: An Integrated Approach to Hydrocarbon Exploration*. AAPG Memoir, p. 255-274.

- Mitchum, R.M. & M.A. Uliana, 1988, “Regional seismic analysis of Upper Jurassic-Lower Cretaceous carbonate depositional sequences, Neuquén Basin –Argentina”. In: Bally, A. W. (Ed.), *Atlas of seismic stratigraphy*. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 27(2): 206-211, Tulsa
- Mosquera, A. y Ramos, V. A., 2006. Intraplate deformation in the Neuquén Embayment. 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 lat): Geological Society of America Special Paper 407*: 91-123, doi: 10.1130/2006.2407 (05).
- Mosquera, A., Boll A. J., Alarcón A., Zavala M., Arcuri C., Mariano H., y Villar, J. (2008). *Migración Lateral y Evidencias de Hidrocarburos Cuyanos en Yacimientos de la Plataforma de Catriel, Cuenca Neuquina*.
- Nanda, N. 2016. *Seismic data interpretation and evaluation for hydrocarbon exploration and production*. Springer Nature Switzerland AG: Springer International Publishing.
- Nielsen, O., Curia D. y Javier C. 2016. Capítulo 11. Aguada Federal. Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta. *Integración de Sísmica, Registros de Pozo, Coronas y Afloramientos*. P. 119-130.
- Nielsen, O., Curia D, Pateti P., Caniggia J., Ortega A., and Slinde M. 2020, Pilot phase of the Aguada federal block, black-oil window, in Daniel Minisini, Manuel Fantín, Iván Lanusse Noguera, and Héctor Leanza, eds., *Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina: AAPG Memoir 121*, p. 469–496.
- Otharán, G. 2020. *Sedimentología y análisis de facies de la Formación Vaca Muerta (Tithoniano-Valanginiense), Cuenca Neuquina. El rol de los flujos de fango en la depositación de espesas sucesiones de lutitas*. Tesis Doctoral en Geología, Universidad Nacional del Sur, Bahía Blanca, Buenos Aires, Argentina.
- Pángaro, F., Martínez, R., Sattler, F., Bettini, F.H., 2011. El flanco oriental. XVIII Congreso Geológico Argentino. Relatorio: 407-418.
- PBE. Petrobras Energía S.A. Mayo 2008. Propuesta de Perforación VE.XP-1001, Bloque Veta Escondida. Inédito.
- PBE. Petrobras Energía S.A. Septiembre 2012. Cuenca Neuquina Bloque Rincón de Aranda Propuesta Geológica de Perforación Pozo PBE.Nq.RDA.x-1001 (Rincón de Aranda). Inédito.
- Ramos, V., Folguera A. y Garcia M. E. (2011). *Las provincias geológicas del Neuquén. Relatorio Geología y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén*. 317-326.
- Ramos, V. A., M. Naipauer, H. A. Leanza, and M. E. Sigismondi, 2020, An exceptional tectonic setting along the Andean continental margin, in D. Minisini, M. Fantín, I. Lanusse Noguera, and H. A. Leanza, eds., *Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina: AAPG Memoir 121*, p. 25–38.
- Reijenstein H., Lanusse I., Oviedo P., Licitra D., Sotelo D., Vittore F., Quiroga J., Gonzalez Tomassini F. 2017. ¿Deslizamientos en Vaca Muerta? Observaciones e integración de datos sísmicos, pozos y coronas en el Yacimiento Loma Campana, Cuenca Neuquina, Argentina. XX Congreso Geológico Argentino 7-11 de agosto de 2017 | San Miguel de Tucumán. P. 122-129
- Snedden, J., Sarg, J. 2008. *Seismic Stratigraphy-A Primer on Methodology*. Search and Discovery Article #40270, 29 pp. Houston.

- Sheriff, R., 1997. "Limitations on Resolution of Seismic Reflections and Geologic Detail Derivable from Them". Section 1. Fundamentals of Stratigraphic Interpretation of Seismic Data
- Stewart R. R., 2023. VSP: An In-Depth Seismic Understanding. Canadian Society of Exploration Geophysicists. <https://csegrecorder.com/articles/view/vsp-an-in-depth-seismic-understanding>
- Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos del Neuquén (SMyH). 2016. Áreas hidrocarburíferas de la provincia del Neuquén. <http://hidrocarburos.energianeiquen.gov.ar/storage/uploads/YXud6zku2IVrv6IPIq6y28oqskMb5J3t41tI0qSx.jpg>
- Villar, H., Legarreta, L., Cruz, C., Laffitte, G., Vergani, G. 2006. Los cinco sistemas petroleros coexistentes en el sector sudeste de la Cuenca Neuquina: Definición geoquímica y comparación a lo largo de una transecta de 150 km. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Noviembre 2005, IAPG. CD-ROM, 17 p.; Boletín de Informaciones Petroleras BIP, Cuarta Época Año 2 N° 3, 50-67.
- Vergani, G., Arregui, C. y Carbone, O. (2011). Sistemas petroleros y tipos de entrapamientos en la Cuenca Neuquina. Geología y Recursos Naturales de la Provincia de Neuquén: XVIII Congreso Geológico Argentino. 645-656.
- Vittore, F., Quiroga J., Foster, M. y Sagasti, G. 2016. Capítulo 8: Loma Campana. En: González, G., Vallejo, M.D., Kietzmann, D.A., Marchal, D., Desjardins, p., Gonzalez Tomassini, F., Gómez Rivarola, L. y Domínguez, R.F. (eds.), Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta. Integración de sísmica, registro de pozos, coronas y afloramientos. Instituto Argentino del Petróleo y el Gas - Asociación Geológica Argentina: 83-93, Buenos Aires
- Weaver, C., 1931. Paleontology of the Jurassic and Cretaceous from west central Argentina. University of Washington, Memoir, No. 1, p. 1-496.

14. Anexo

14.1. Correlación de pozos con perfiles sónico y densidad.

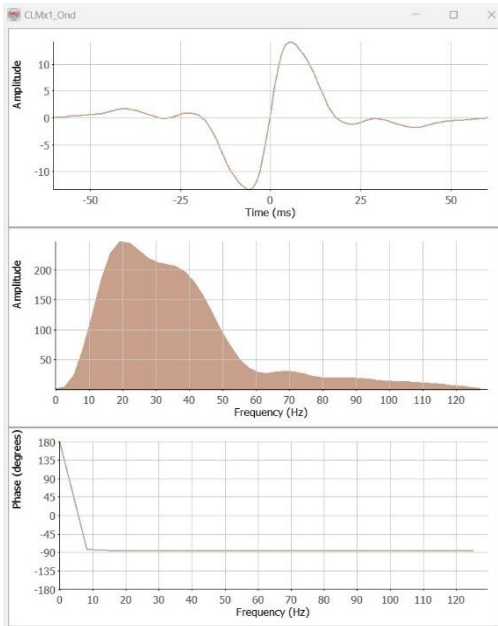


Figura 52. Fase pozo CLM.x-1

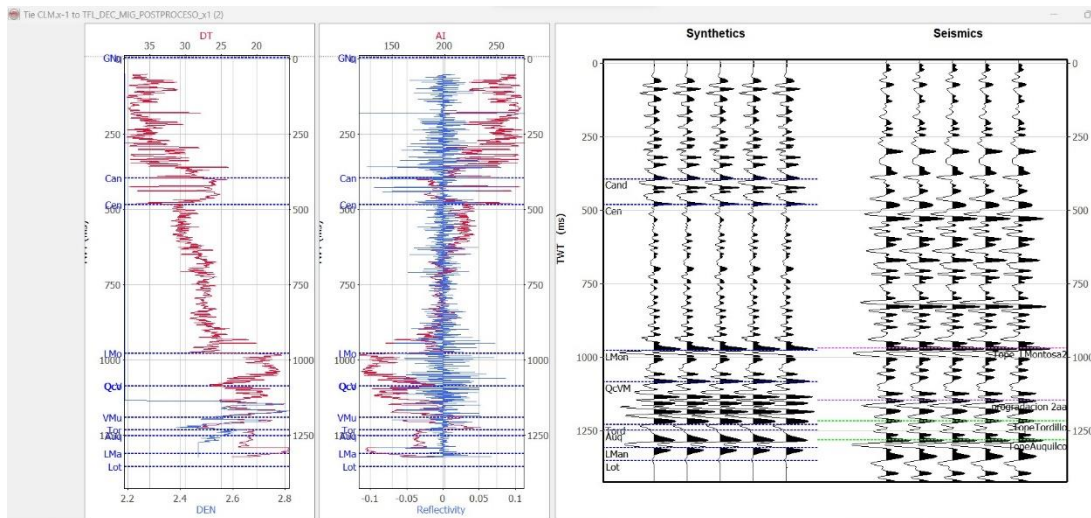


Figura 53. Sismograma sintético pozo CLM.x-1

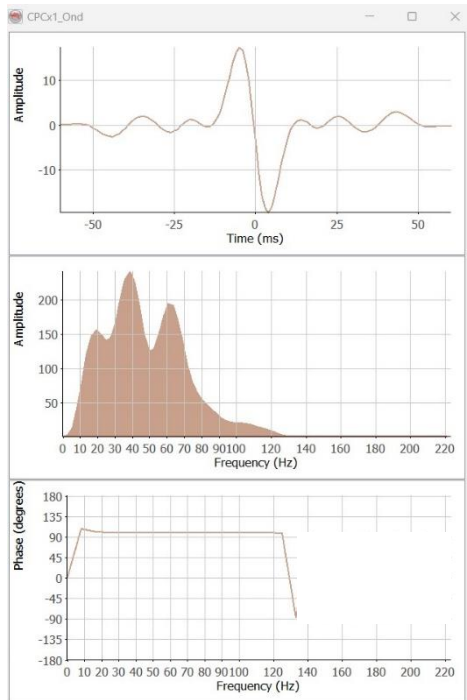


Figura 54. Fase Pozo CPC.x-1

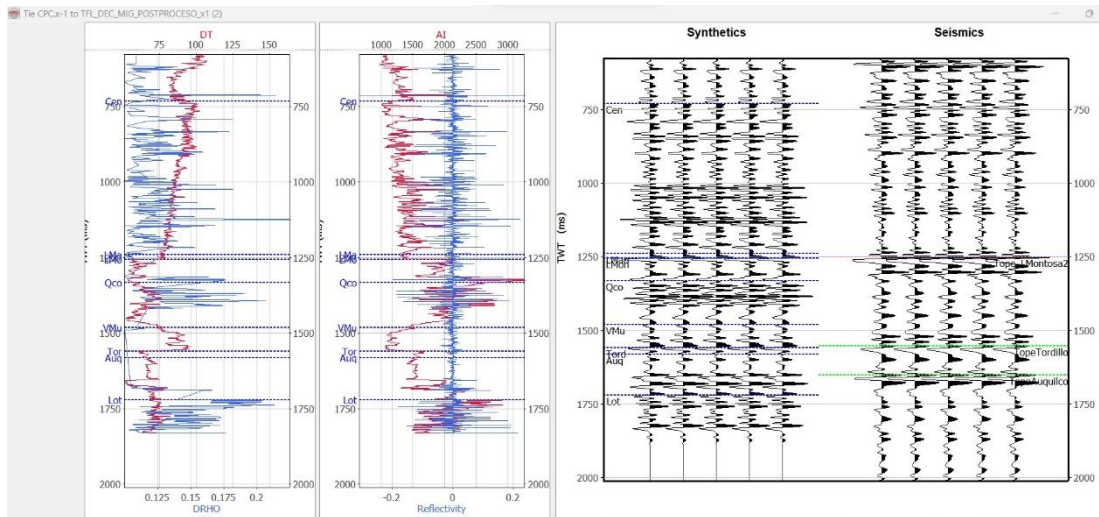


Figura 55. Sismograma sintético pozo CPC.x-1

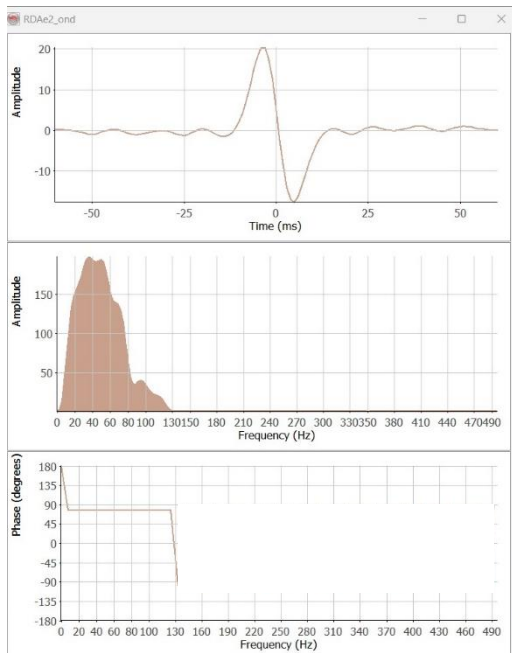


Figura 56. Fase pozo RDA.e-2

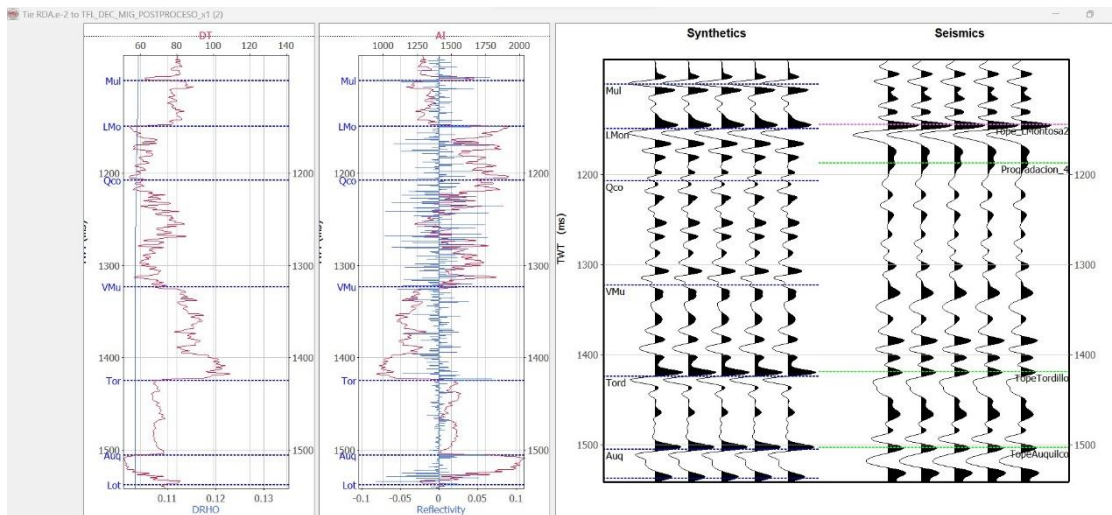


Figura 57. Sismograma sintético pozo RDA.e-2

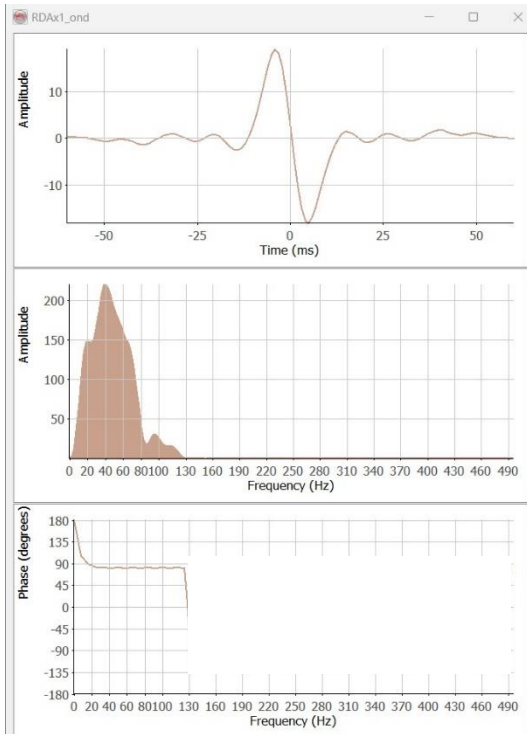


Figura 58. Fase pozo RDA.x-1

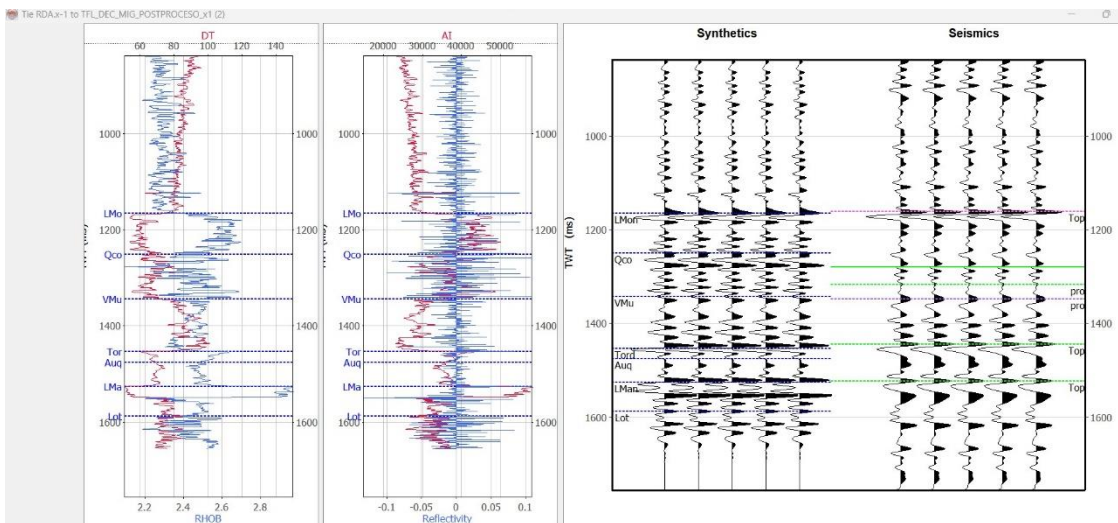


Figura 59. . Sismograma sintético pozo RDA.x-1

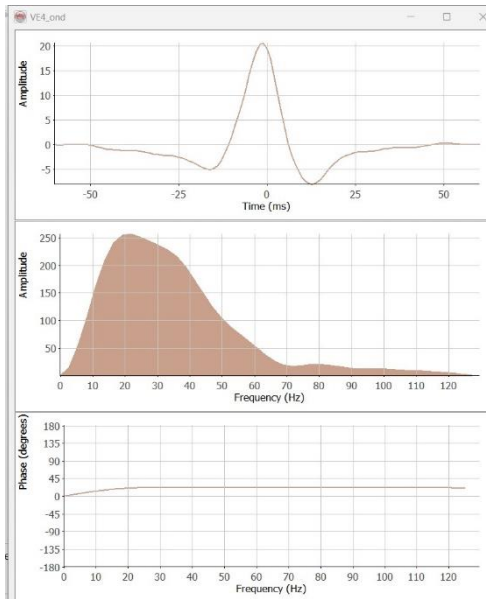


Figura 60. Fase pozo VE-4

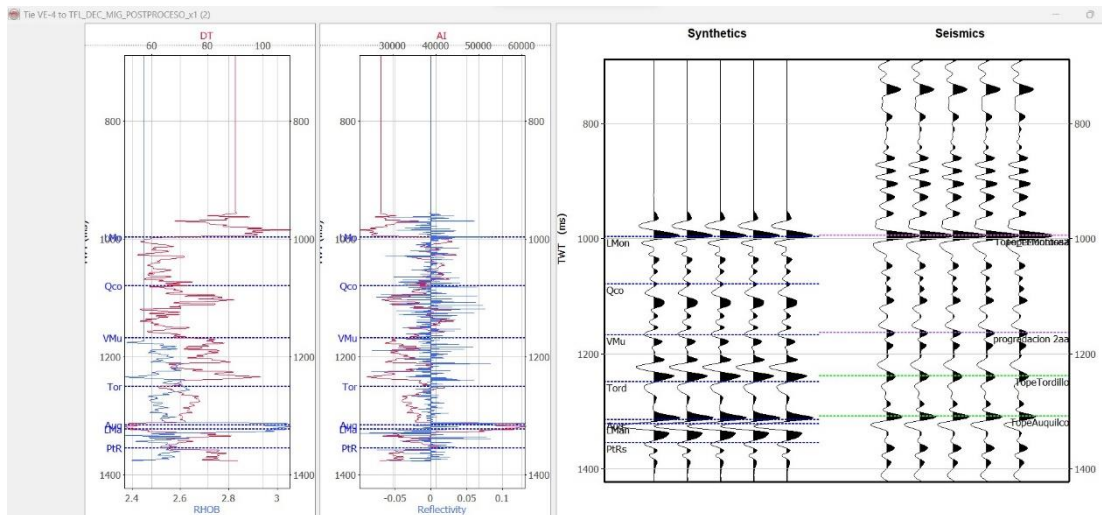


Figura 61. Sismograma sintético pozo VE-4

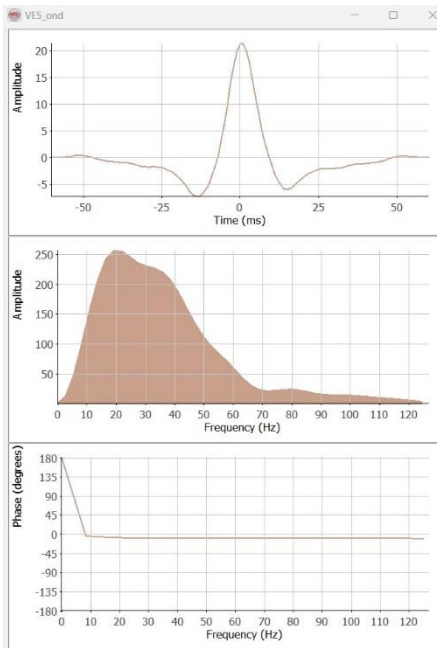


Figura 62. Fase pozo VE-5

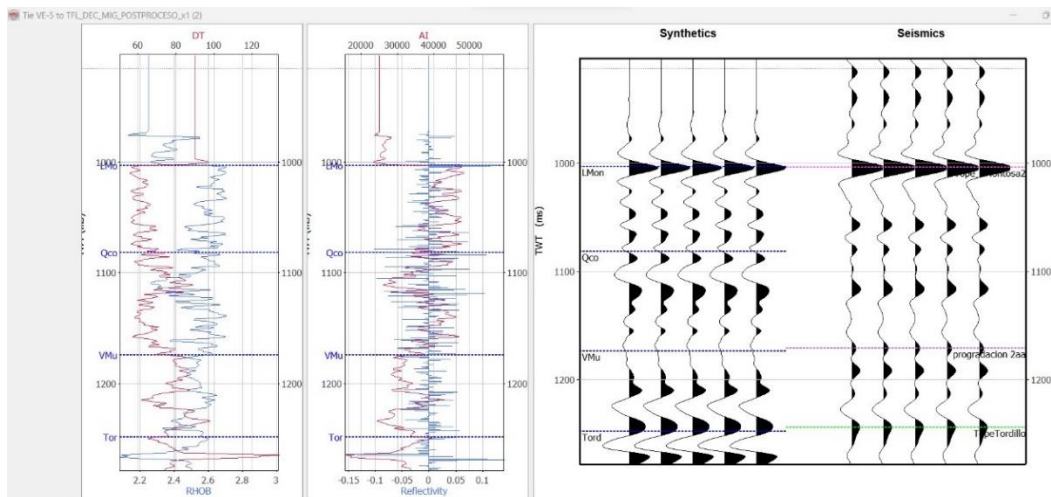


Figura 63. Sismograma sintético pozo VE-5

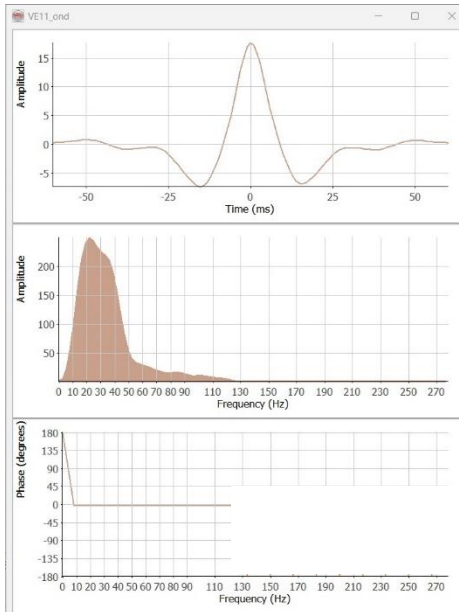


Figura 64. Fase pozo VE-11

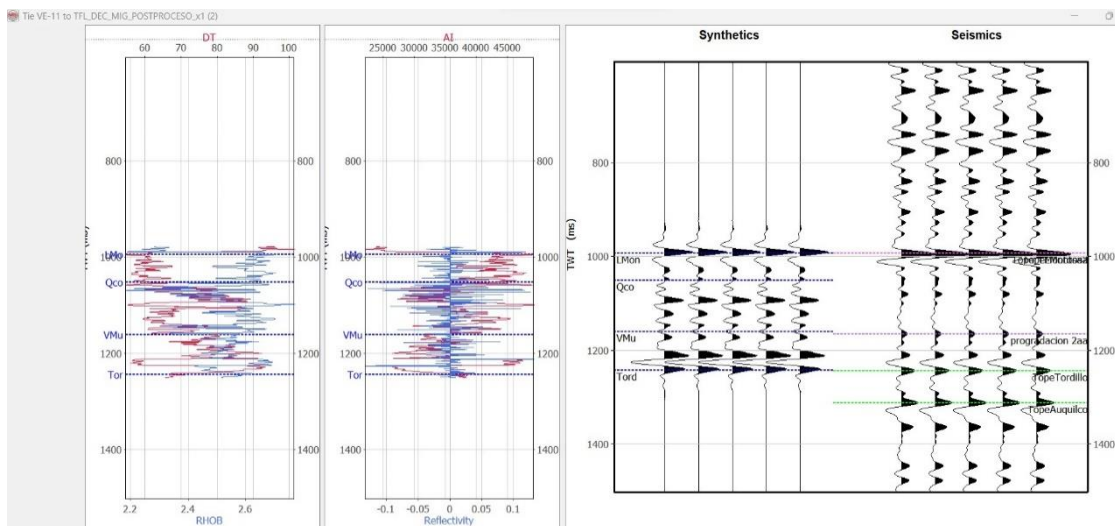


Figura 65. Sismograma sintético pozo VE-11

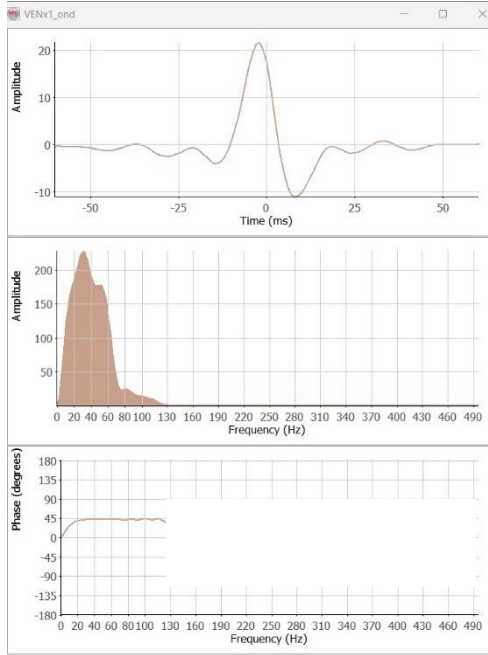


Figura 66. Fase pozo VEN.x-1

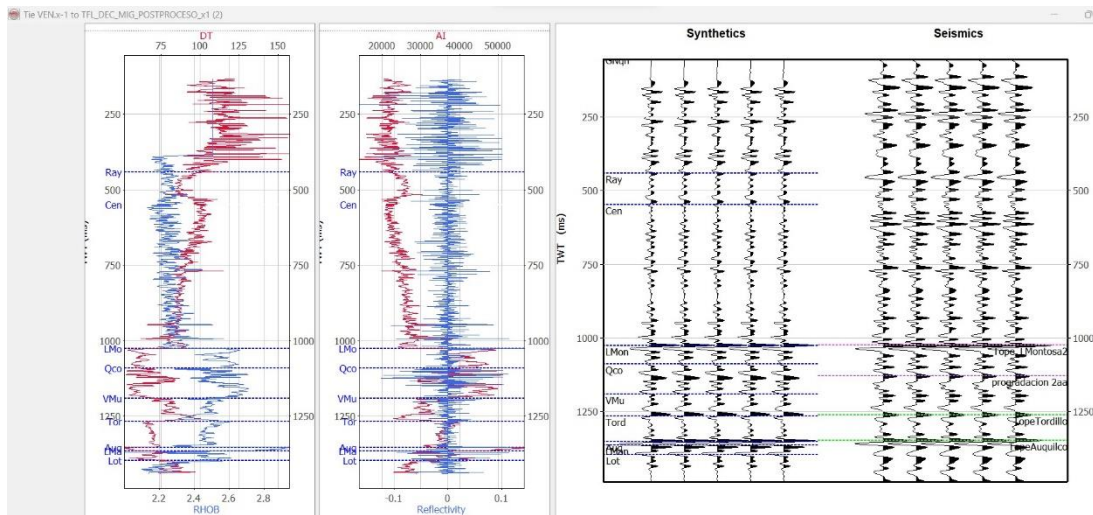


Figura 67. Sismograma sintético pozo VEN.x-1

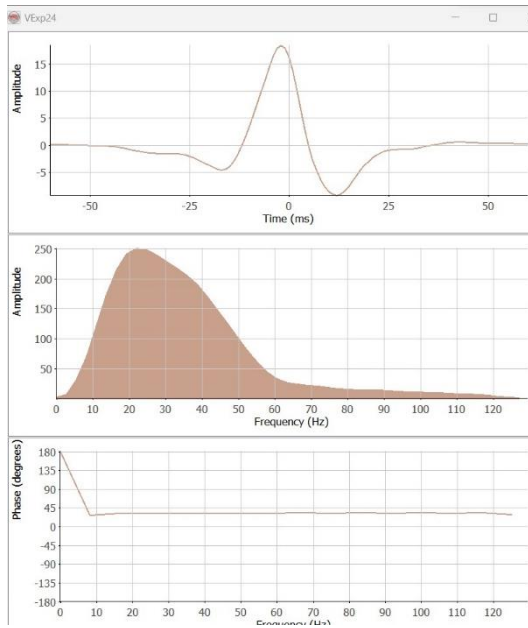


Figura 68. Fase pozo VE.xp-24

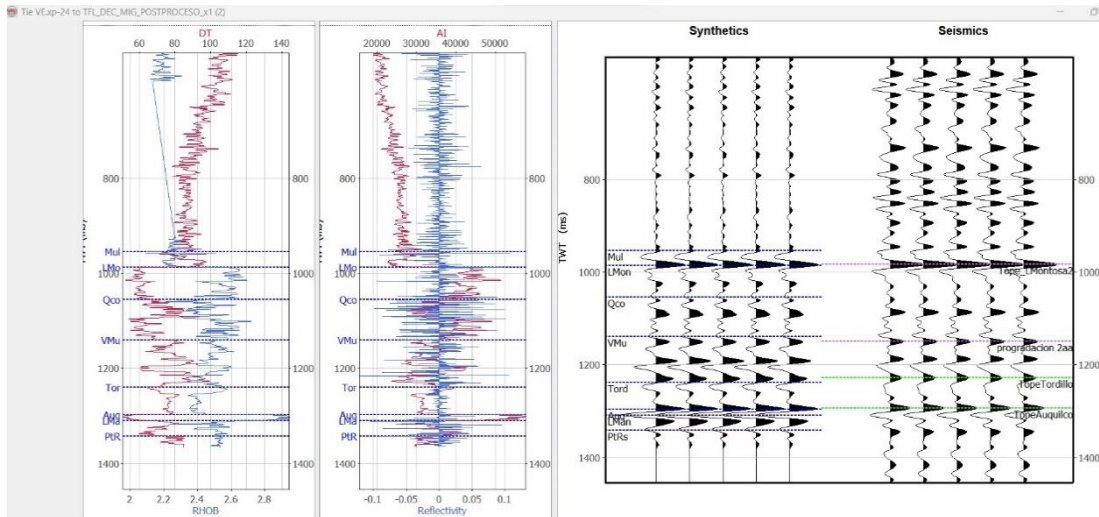


Figura 69. Sismograma sintético pozo VE.xp-24

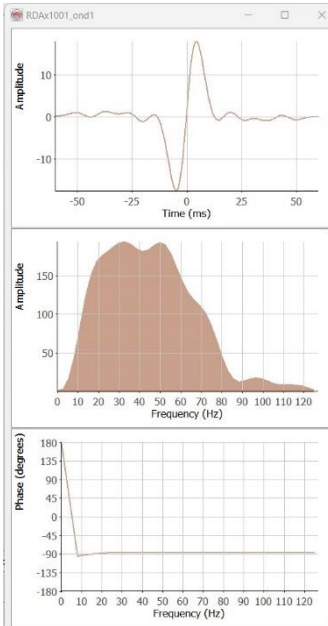


Figura 70. Fase RDA.x-1001

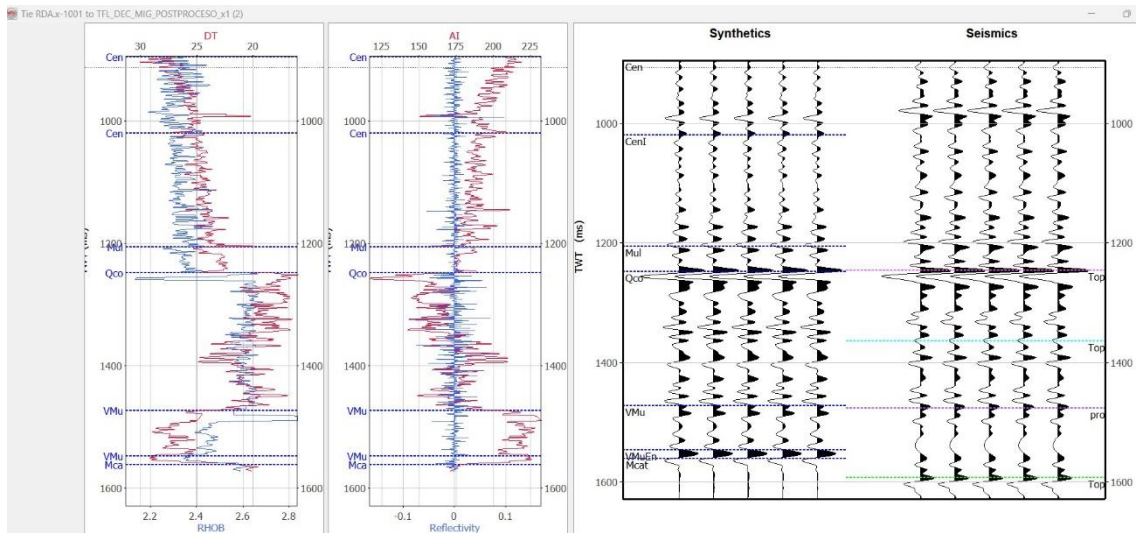


Figura 71. Sismograma sintético pozo RDA.x-1001

14.2. Correlación de pozos con perfil sísmico únicamente (densidad sintética)

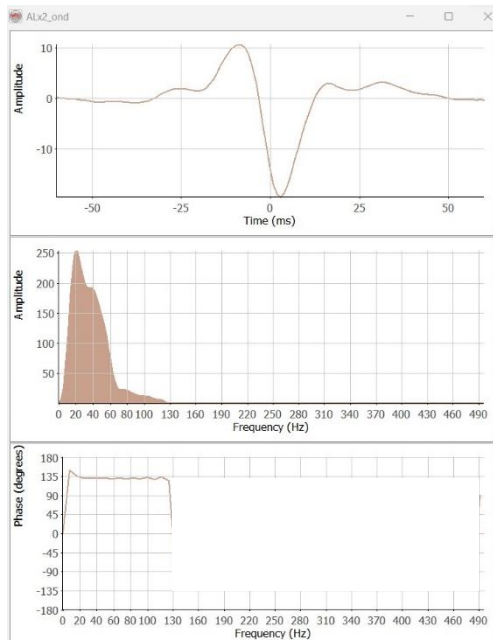


Figura 72. Fase pozo AL.x-2

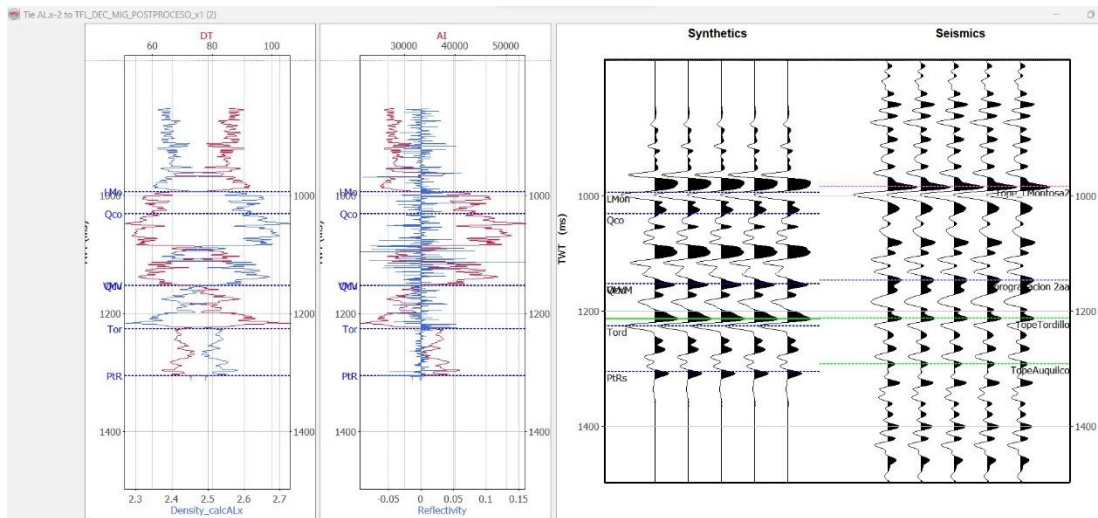


Figura 73. Sismograma sintético pozo AL.x-2

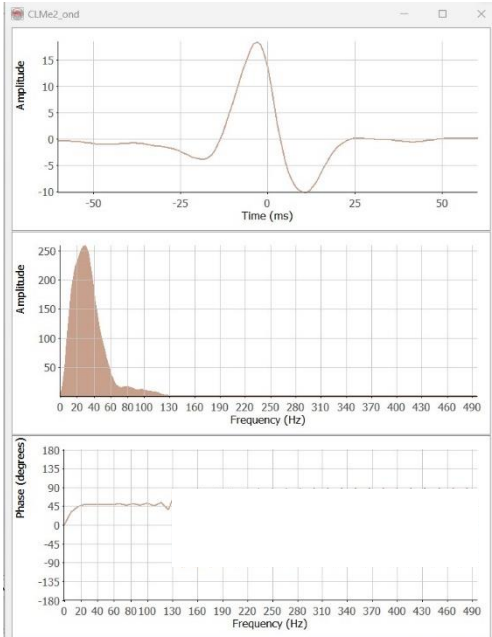


Figura 74. Fase pozo CLM.e-2

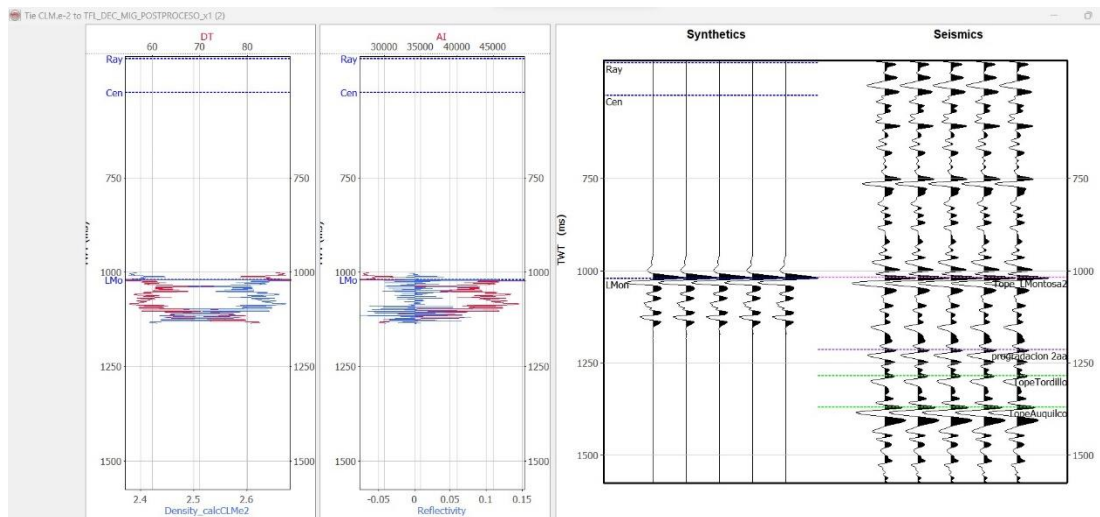


Figura 75. Sismograma sintético pozo CLM.e-2

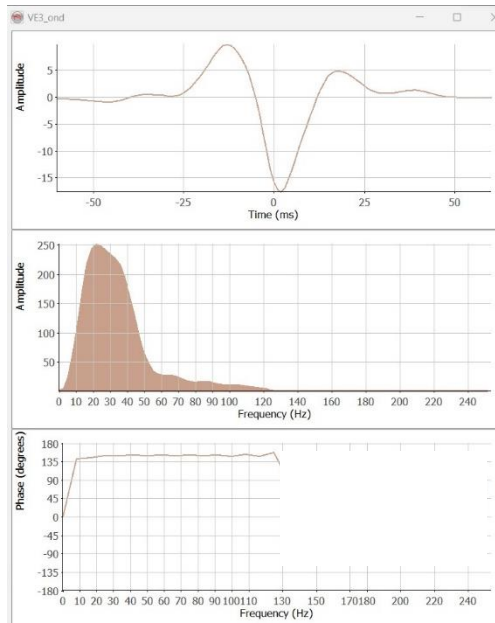


Figura 76. Fase pozo VE-3

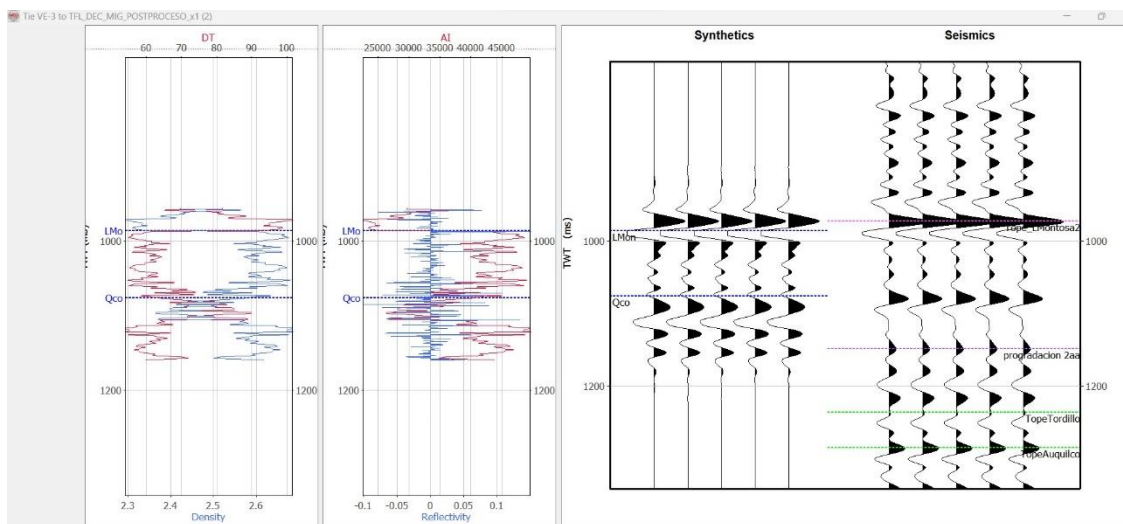


Figura 77. Sismograma sintético VE-3

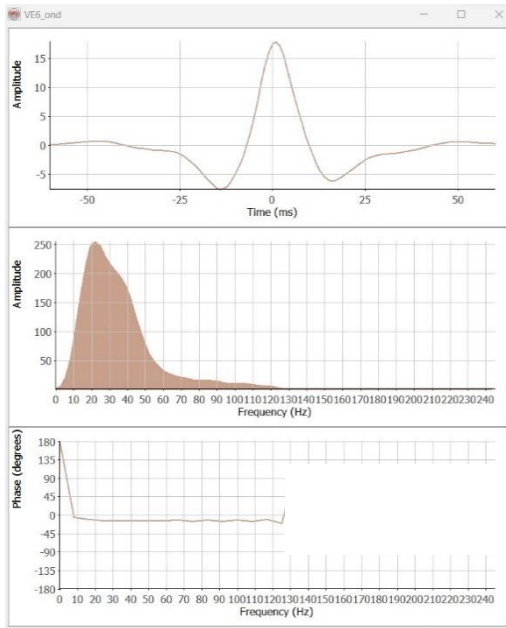


Figura 78. Fase pozo VE-6

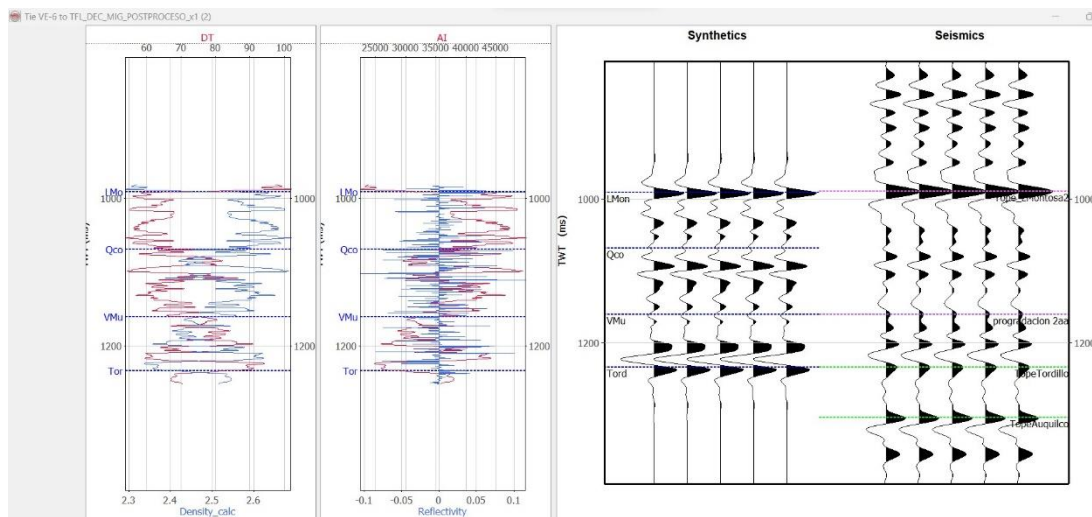


Figura 79. Sismograma sintético pozo VE-6

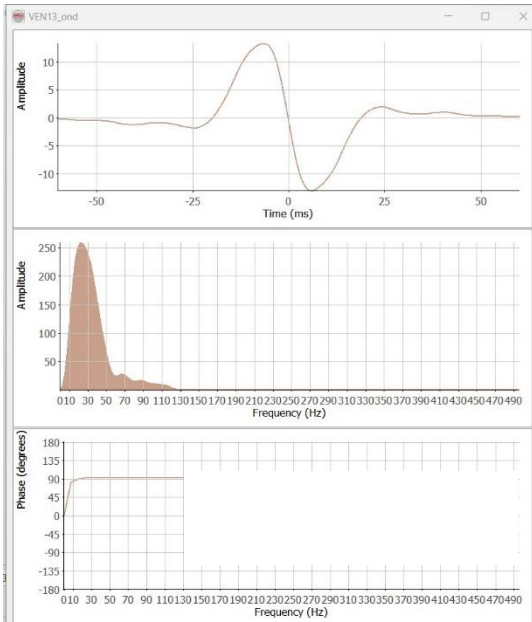


Figura 80. Fase pozo VEN-13

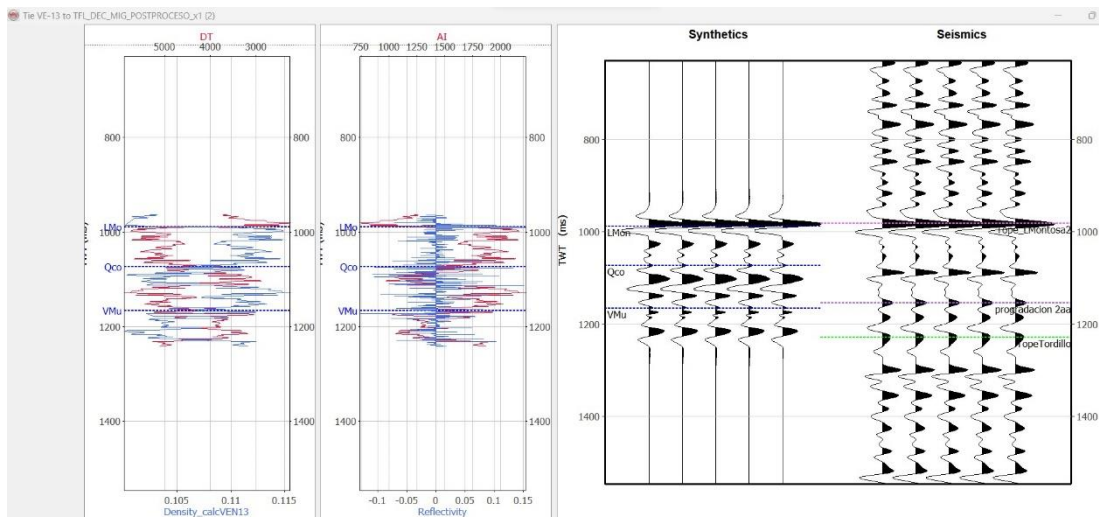


Figura 81. Sismograma sintético pozo VEN-13

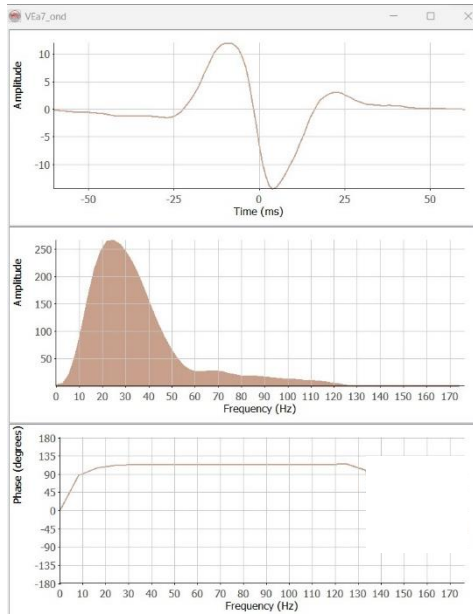


Figura 82. Fase pozo VE.a-7

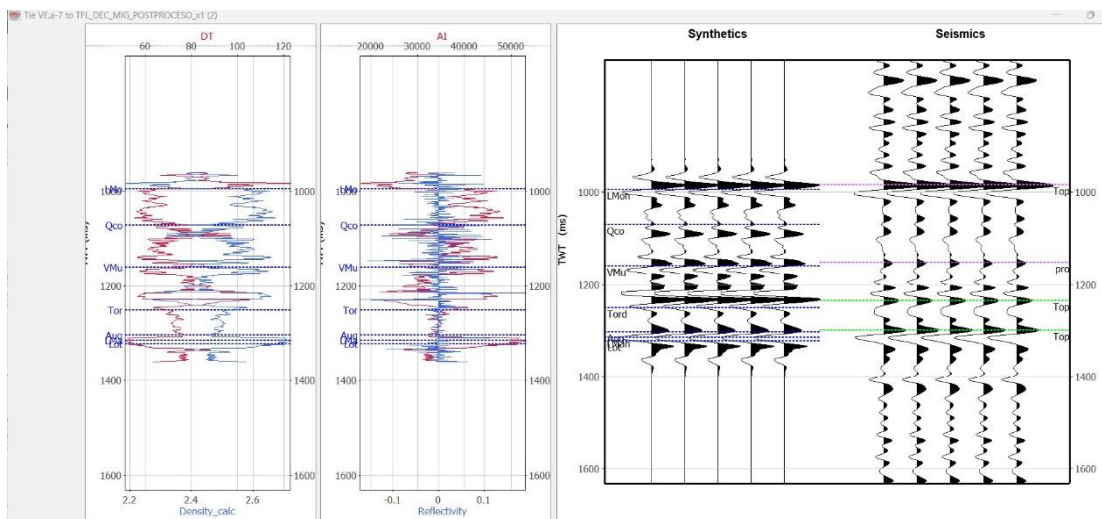


Figura 83. Sismograma sintético VE.a-7

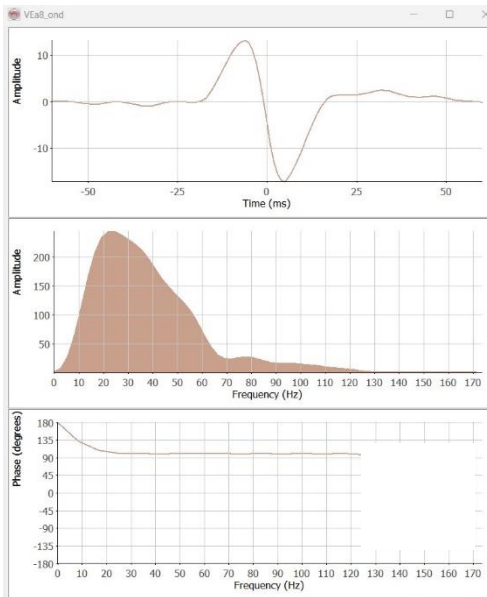


Figura 84. Fase pozo VE.a-8

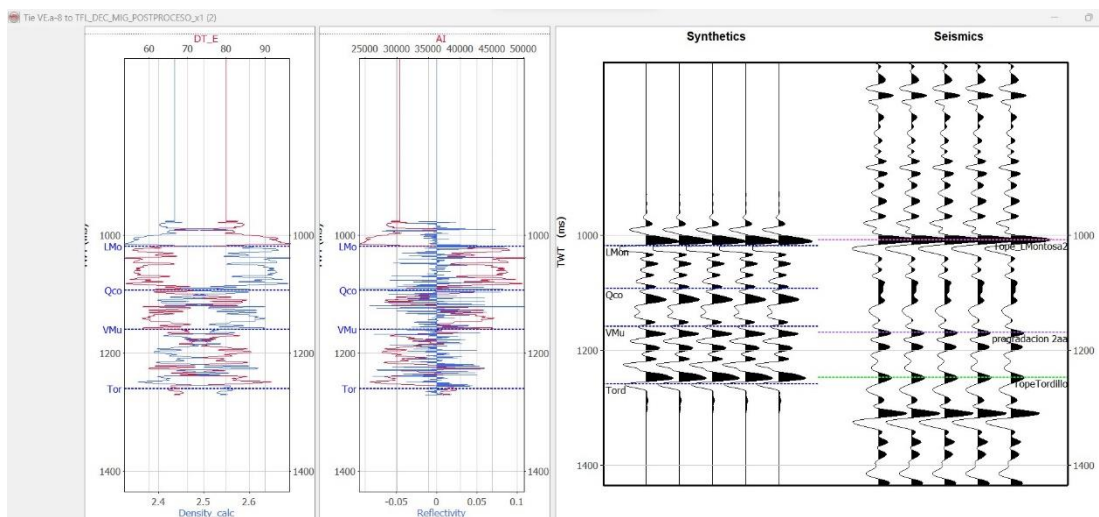


Figura 85. Sismograma sintético pozo VE.a-8

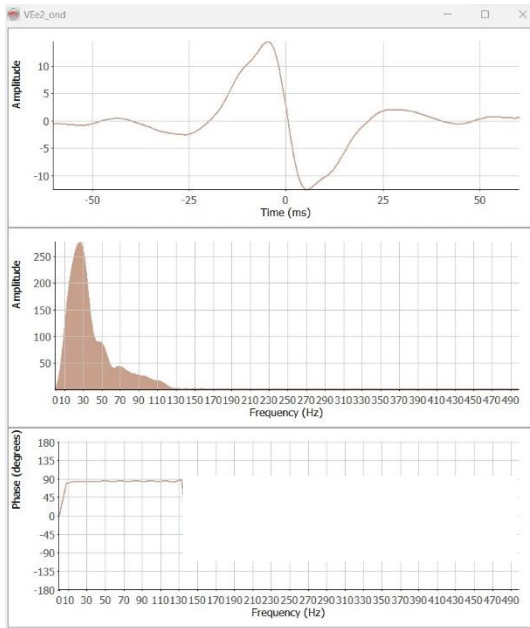


Figura 86. Fase pozo VE.e-2

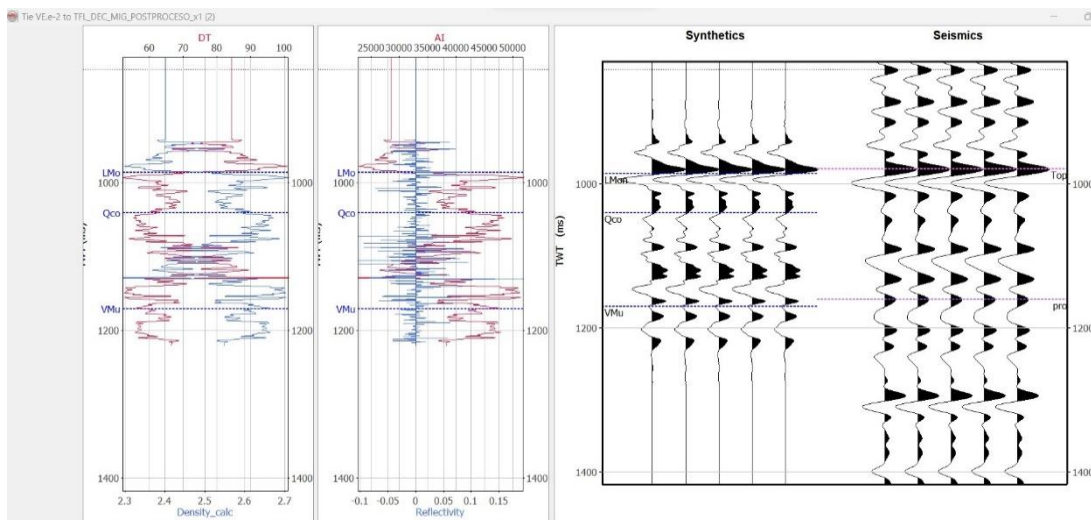


Figura 87. Sismograma sintético pozo VE.e-2

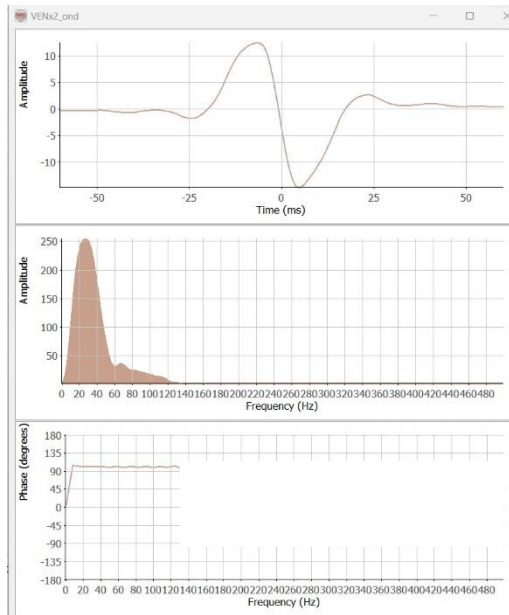


Figura 88. Fase pozo VEN.x-2

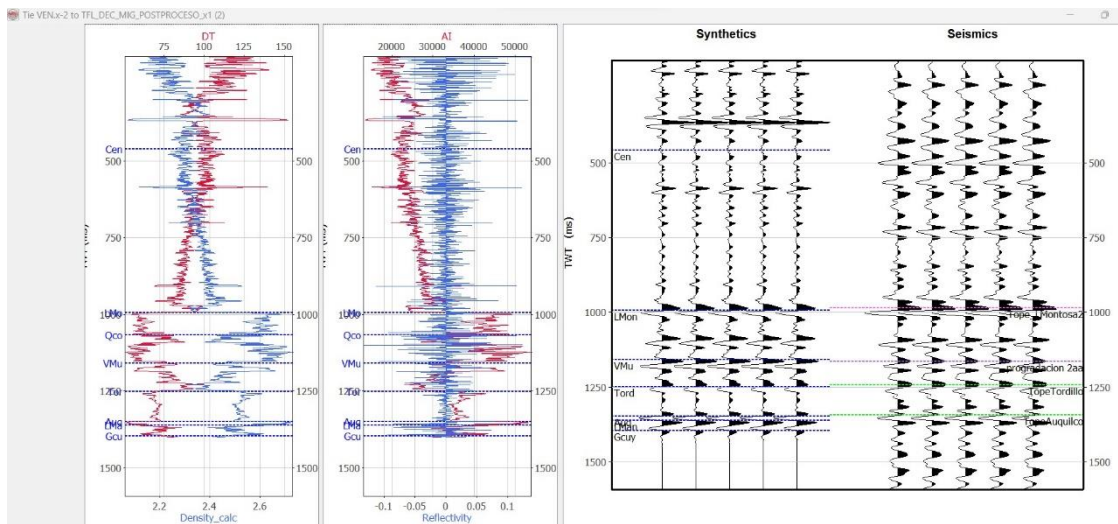


Figura 89. Sismograma sintético pozo VEN.x-2

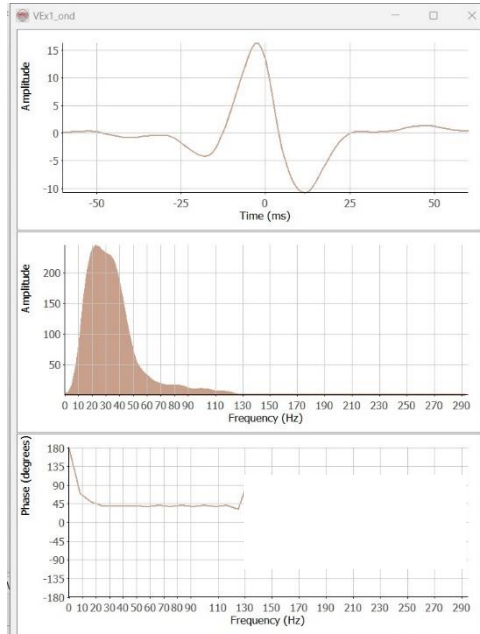


Figura 90. Fase pozo VE.x-1

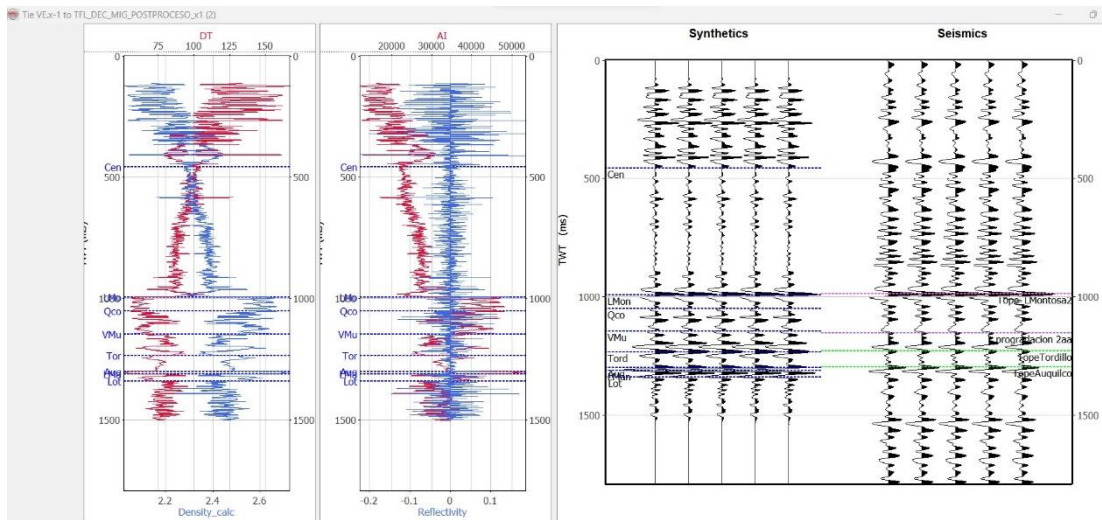
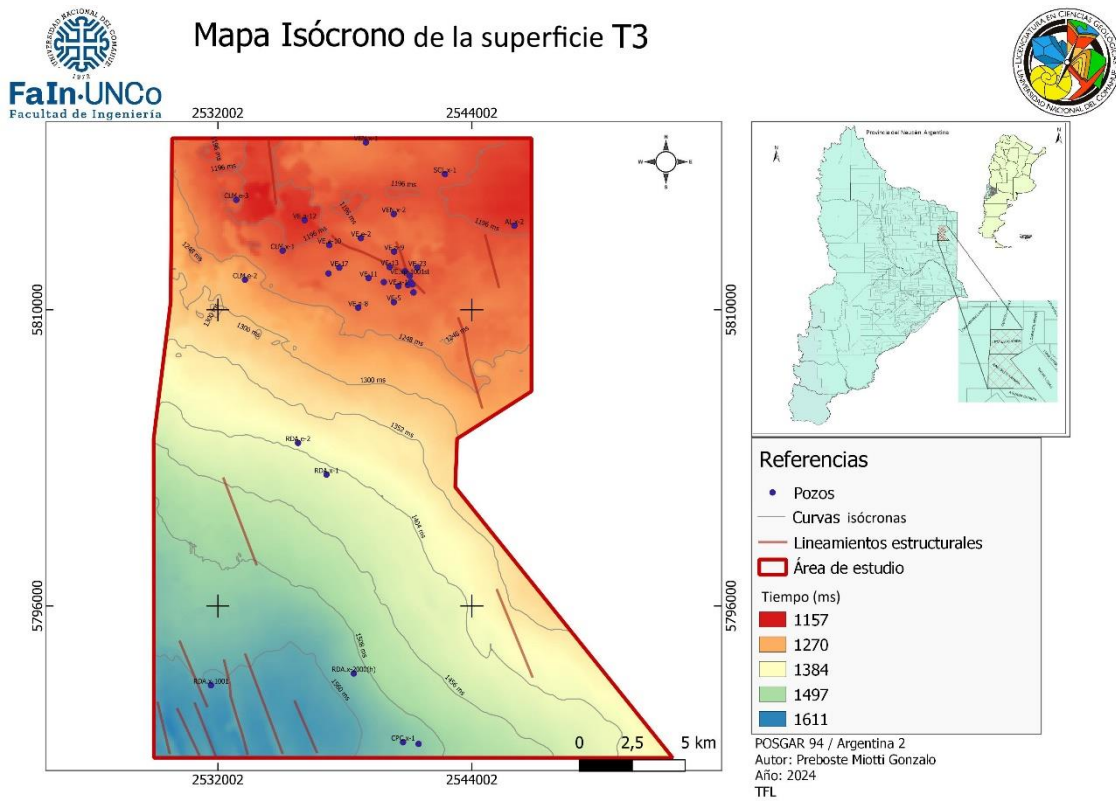
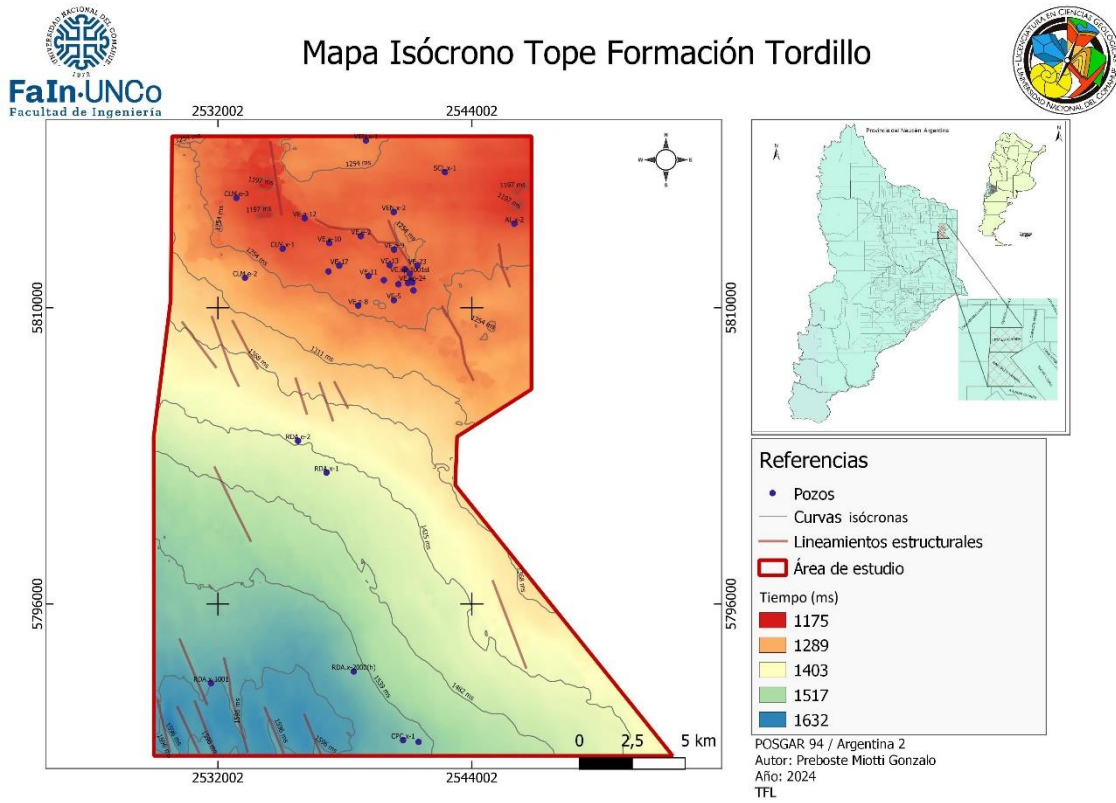
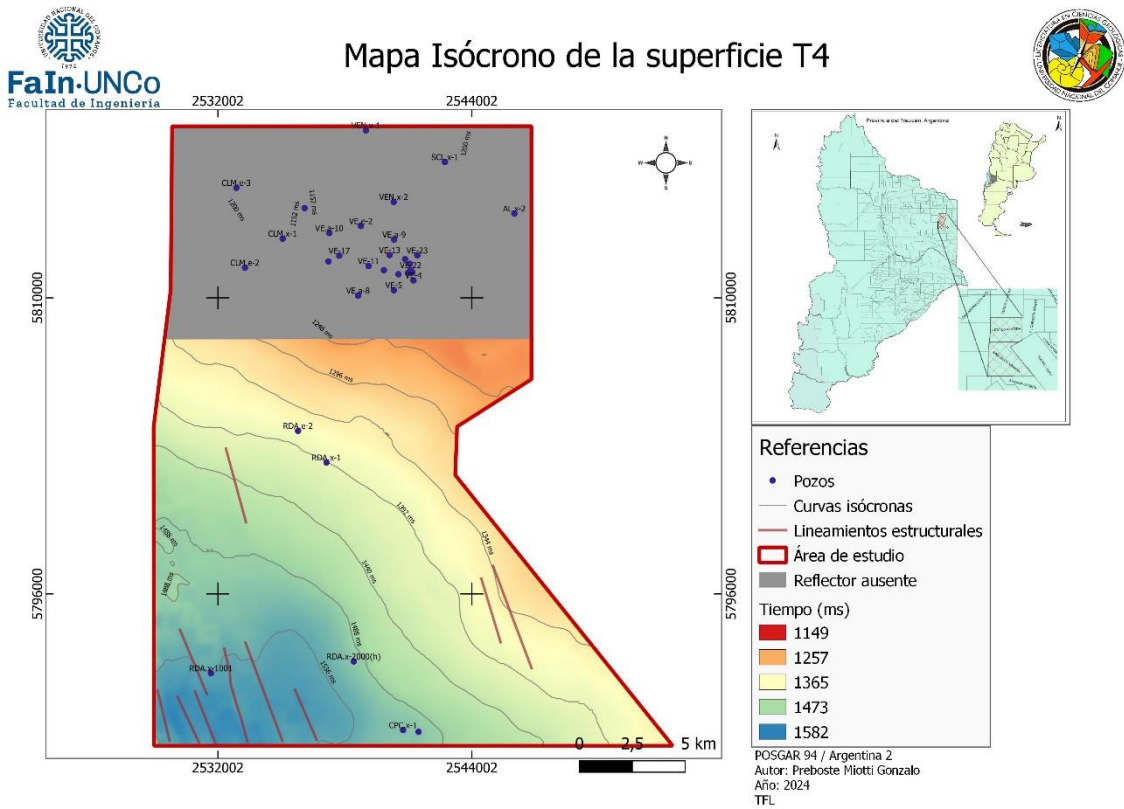


Figura 91 Sismograma sintético pozo VE.x-1

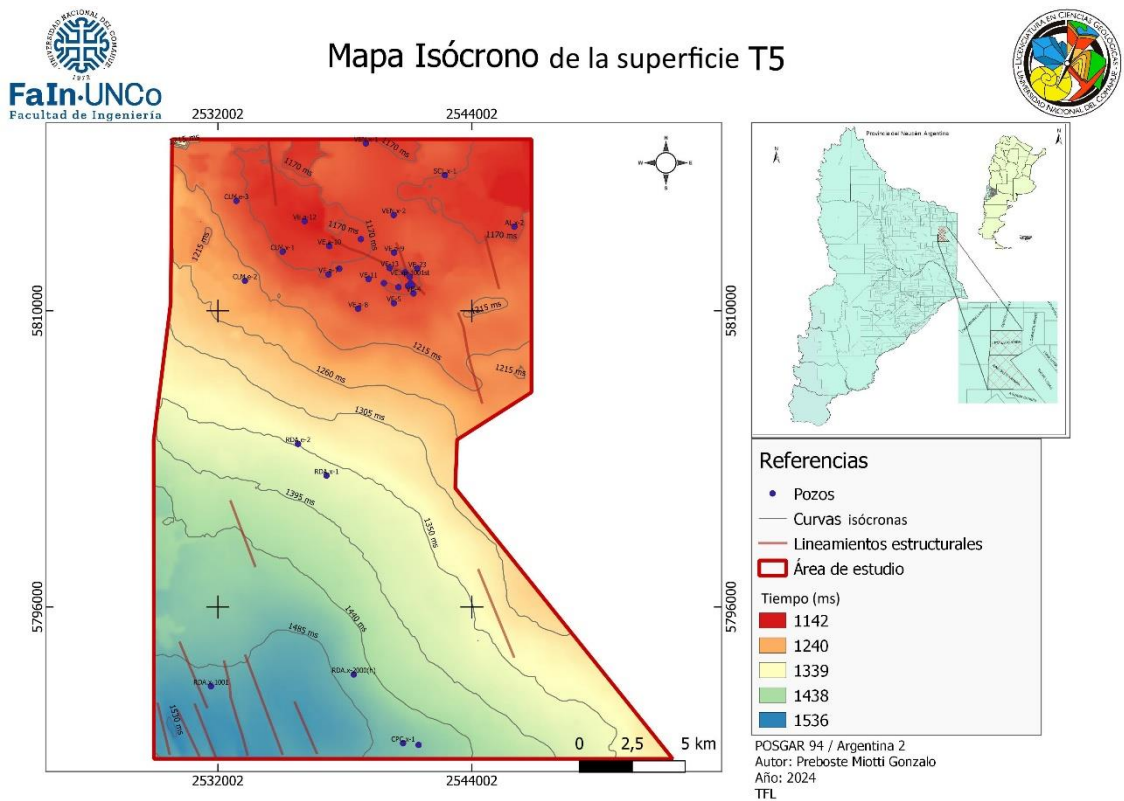
14.3. Mapas

14.3.1. Mapas isócronos

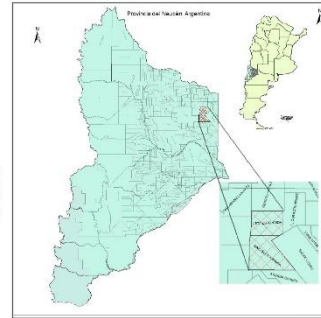
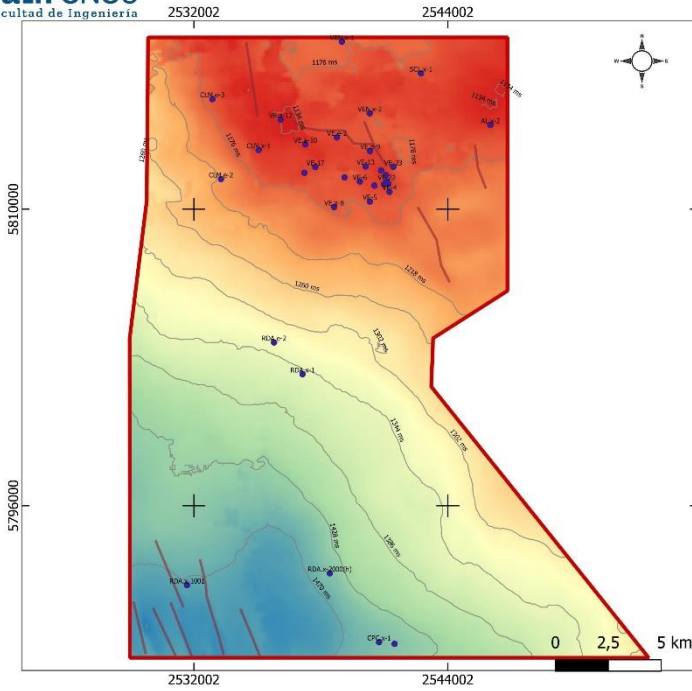




Se anuló interpretación en el sector norte de Veta Escondida por ser zona de baja calidad de dato sísmico y de dudosa interpretación.



Mapa Isócrono Tope de Formación Vaca Muerta



Referencias

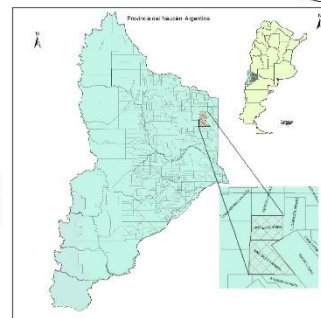
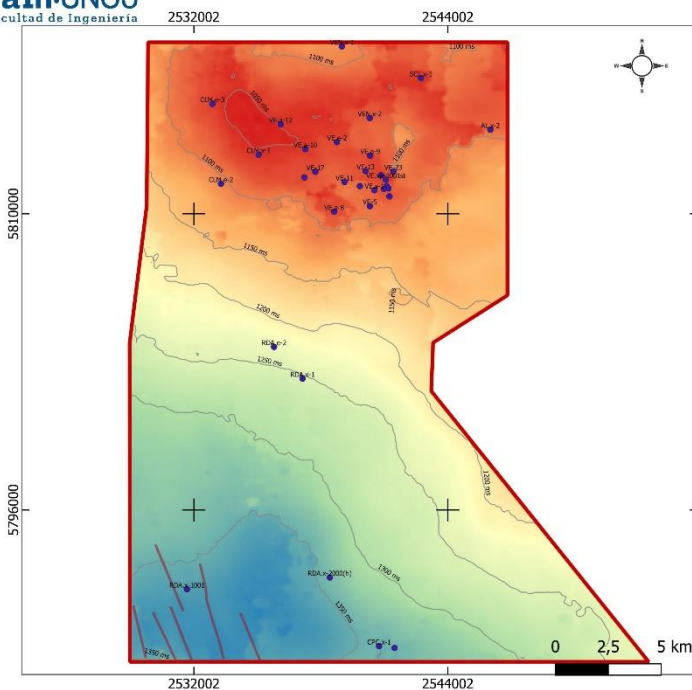
- Pozos
- Curvas isócronas
- Lineamientos estructurales
- ▭ Área de estudio

Tiempo (ms)

- 1128
- 1224
- 1320
- 1416
- 1512

POSGAR 94 / Argentina 2
 Autor: Preboste Miotti Gonzalo
 Año: 2024
 TFL

Mapa Isócrono Tope Formación Quintuco



Referencias

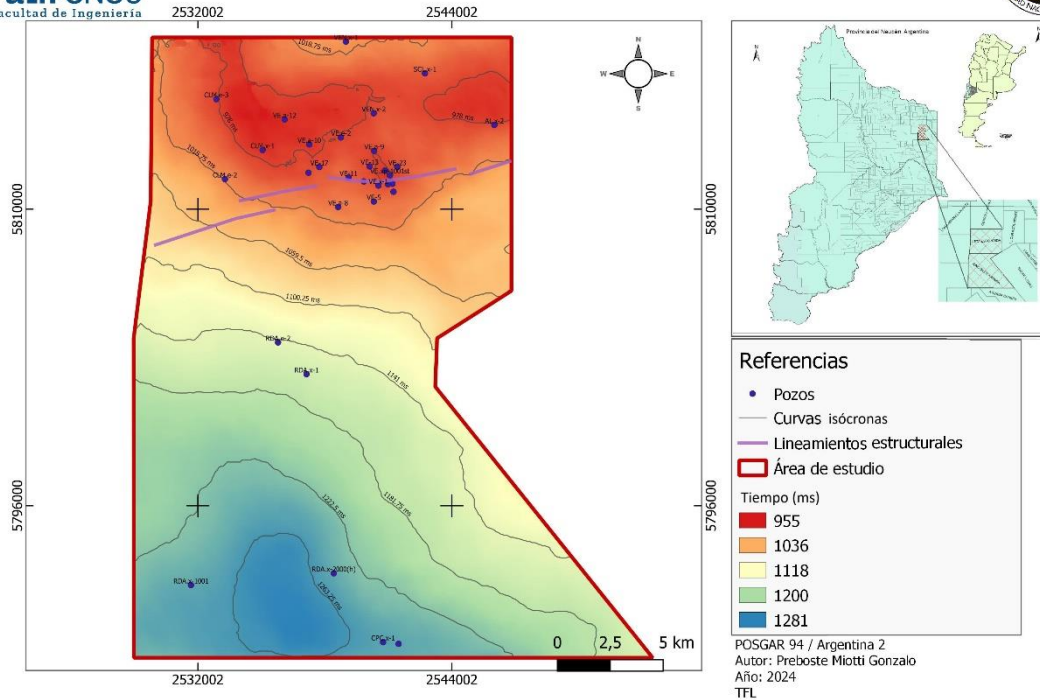
- Pozos
- Curvas isócronas
- Lineamientos estructurales
- ▭ Área de estudio

Tiempo (ms)

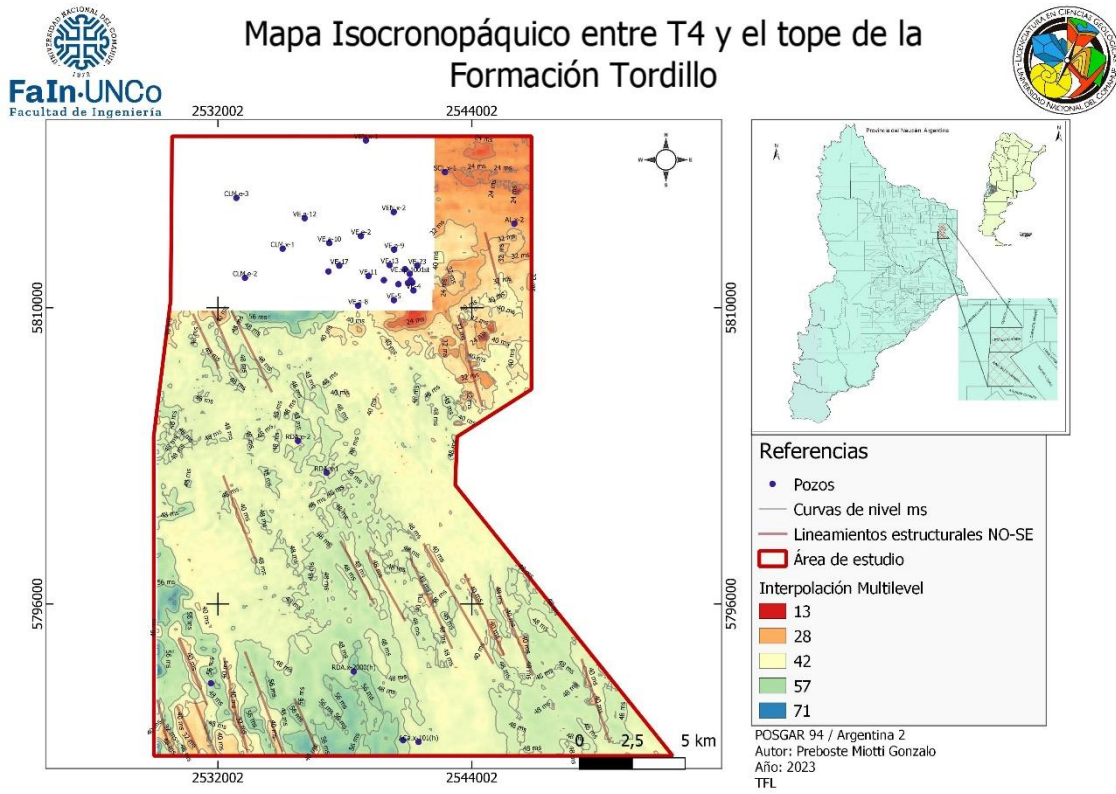
- 1039
- 1127
- 1216
- 1304
- 1392

POSGAR 94 / Argentina 2
 Autor: Preboste Miotti Gonzalo
 Año: 2024
 TFL

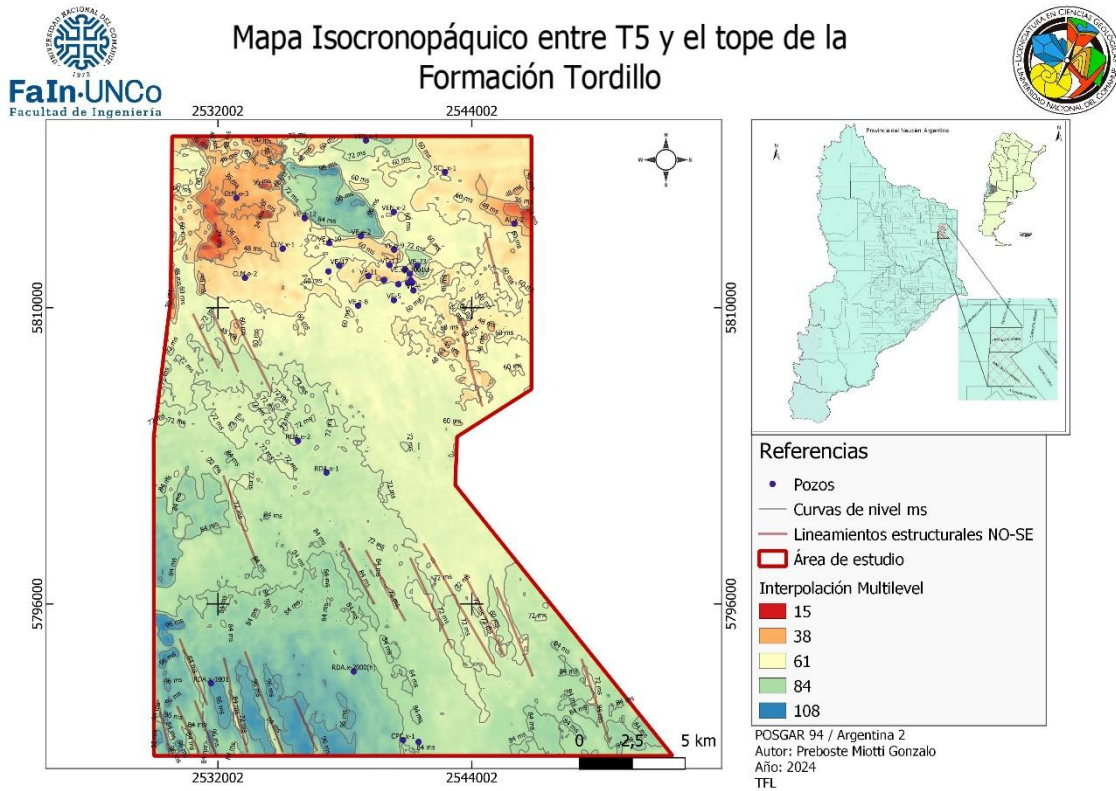
Mapa Isócrono Tope Formación Loma Montosa



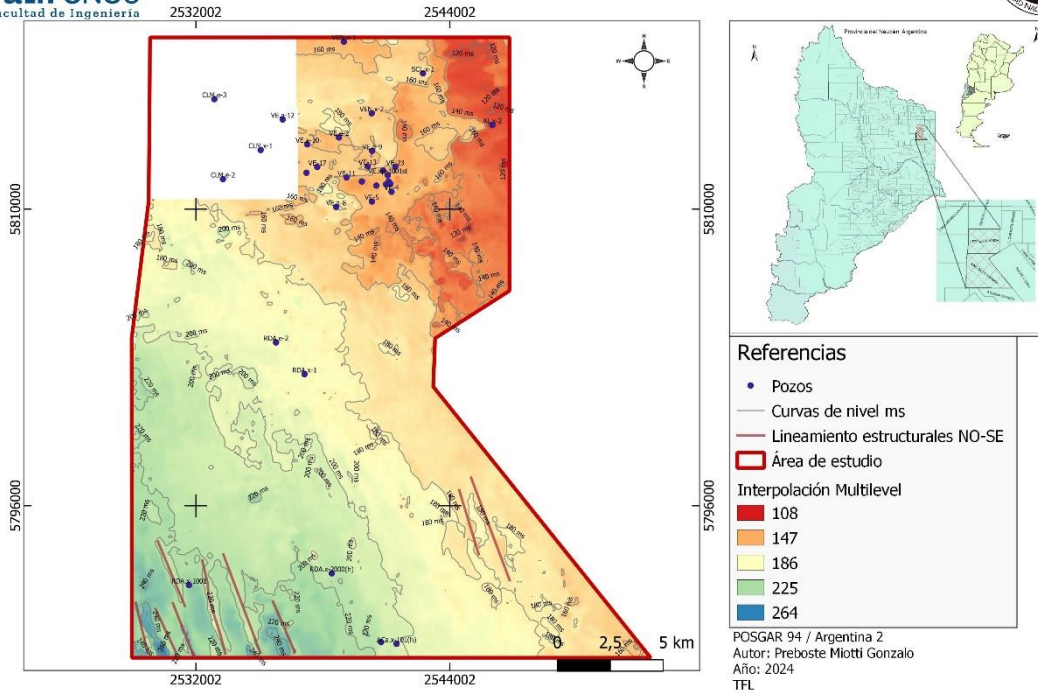
14.3.2. Mapas Isocronopáquicos



Se anuló interpretación en el sector norte de Veta Escondida por ser zona de baja calidad de dato sísmico y de dudosa interpretación.

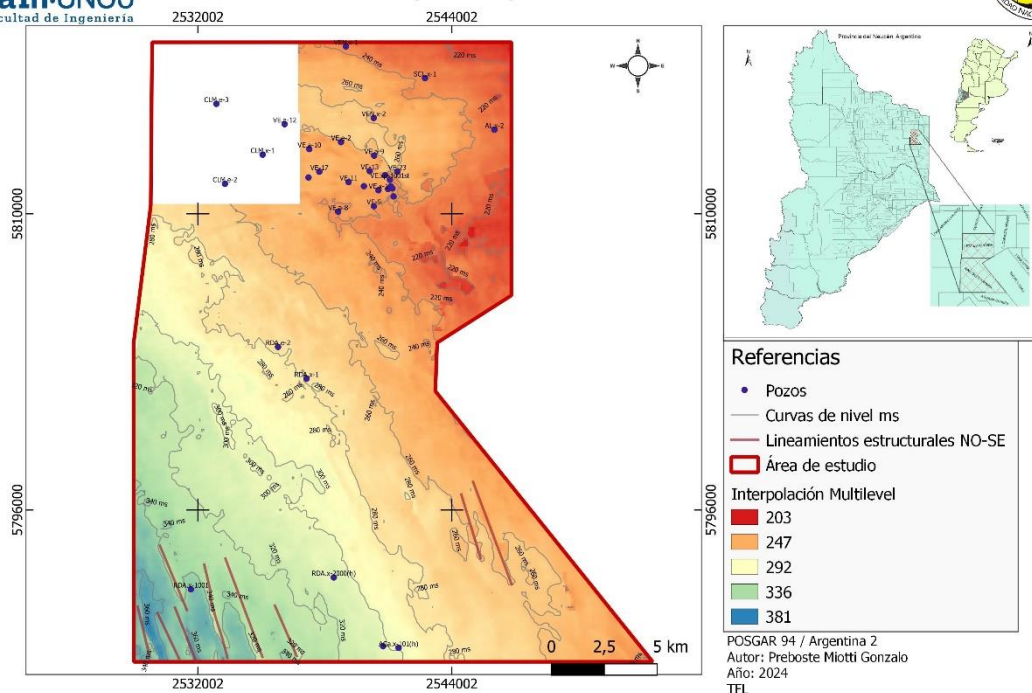


Mapa Isocronopáquico tope de Formación Quintuco a tope Formación Tordillo



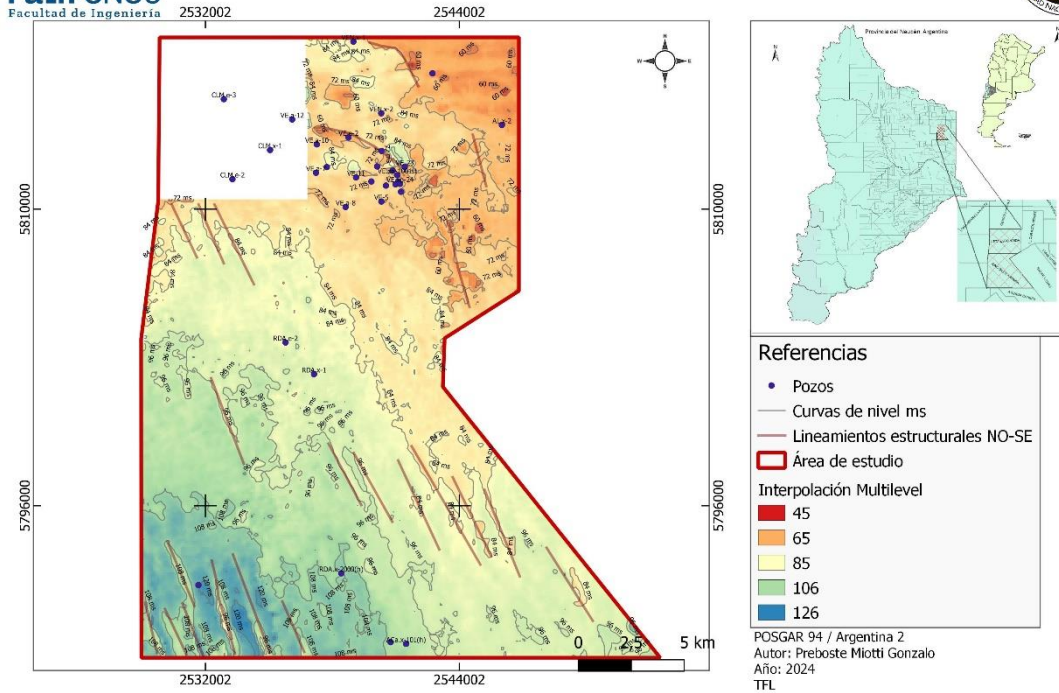
Se anuló interpretación en el sector norte de Veta Escondida por ser zona de baja calidad de dato sísmico y de dudosa interpretación.

Mapa Isocronopáquico entre el tope de la Fm. Loma Montosa y el tope de la Fm. Tordillo



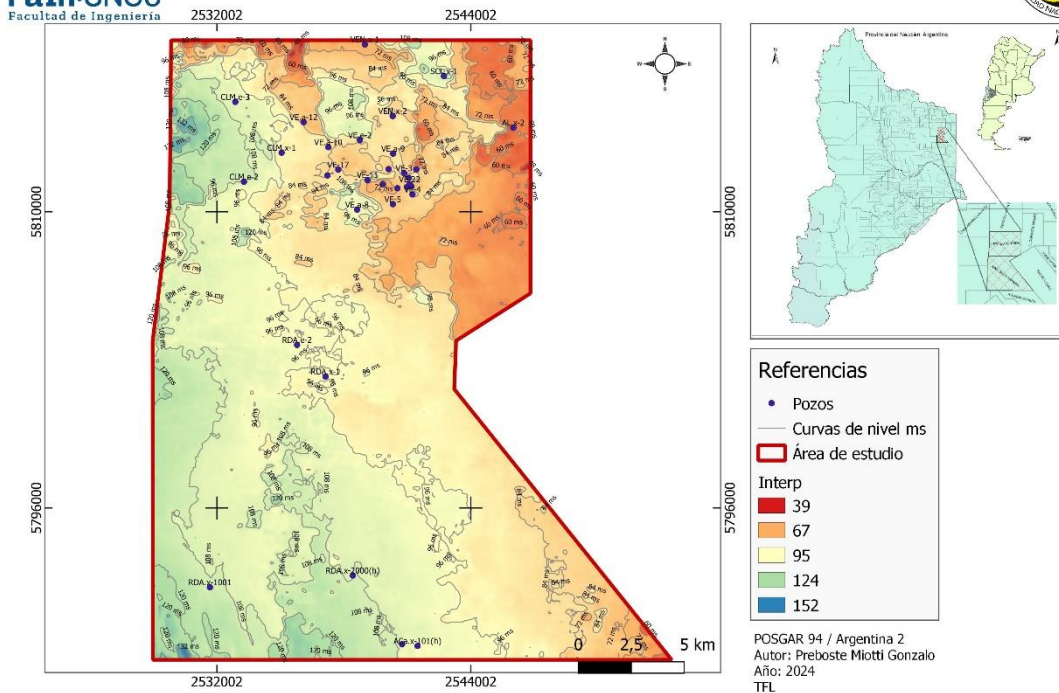
Se anuló interpretación en el sector norte de Veta Escondida por ser zona de baja calidad de dato sísmico y de dudosa interpretación.

Mapa Isocronopáquico de la Formación Vaca Muerta

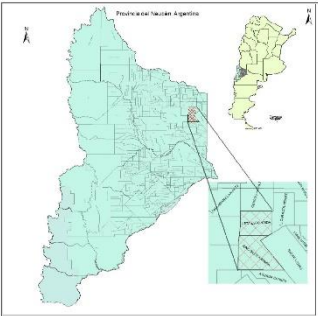
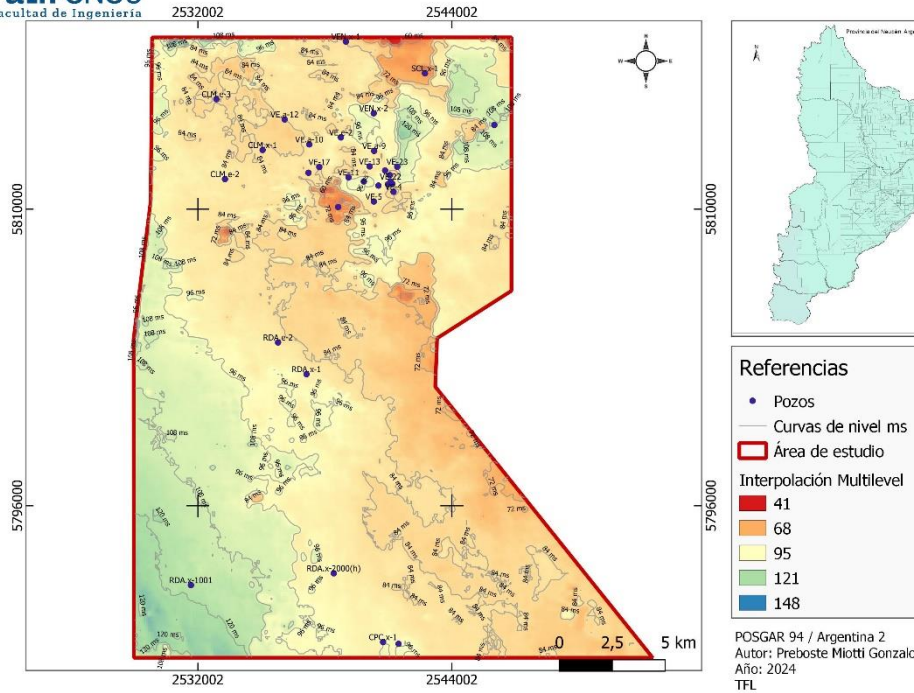


Se anuló interpretación en el sector norte de Veta Escondida por ser zona de baja calidad de dato sísmico y de dudosa interpretación.

Mapa Isocronopáquico de la Formación Quintuco

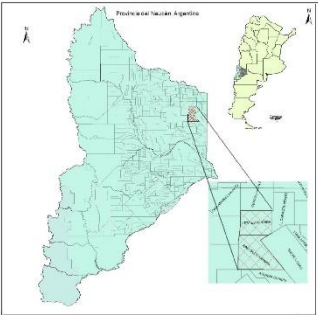
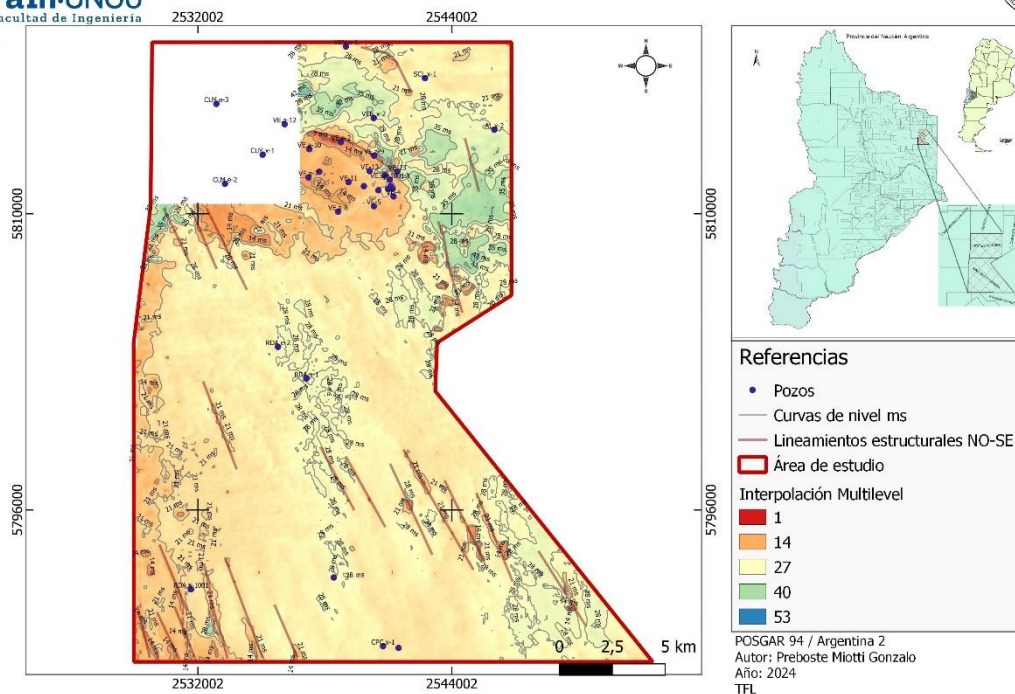


Mapa Isocronopáquico de la Formación Loma Montosa



Referencias
 • Pozos
 — Curvas de nivel ms
 □ Área de estudio
 Interpolación Multilevel
 ■ 41
 ■ 68
 ■ 95
 ■ 121
 ■ 148
 POSGAR 94 / Argentina 2
 Autor: Preboste Miotti Gonzalo
 Año: 2024
 TFL

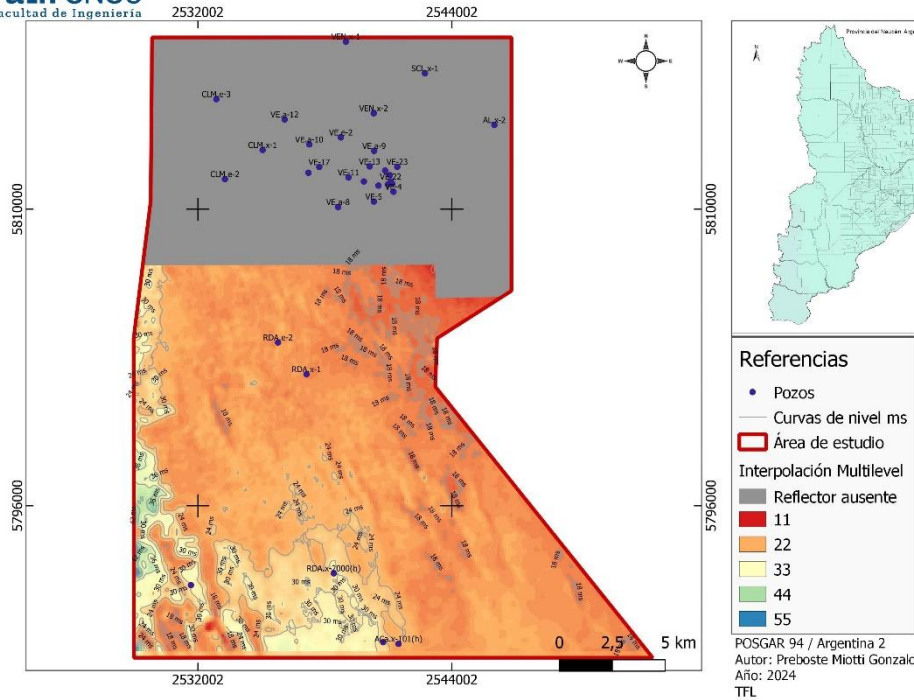
Mapa Isocronopáquico entre T3 y el tope de la Formación Tordillo



Referencias
 • Pozos
 — Curvas de nivel ms
 — Lineamientos estructurales NO-SE
 □ Área de estudio
 Interpolación Multilevel
 ■ 1
 ■ 14
 ■ 27
 ■ 40
 ■ 53
 POSGAR 94 / Argentina 2
 Autor: Preboste Miotti Gonzalo
 Año: 2024
 TFL

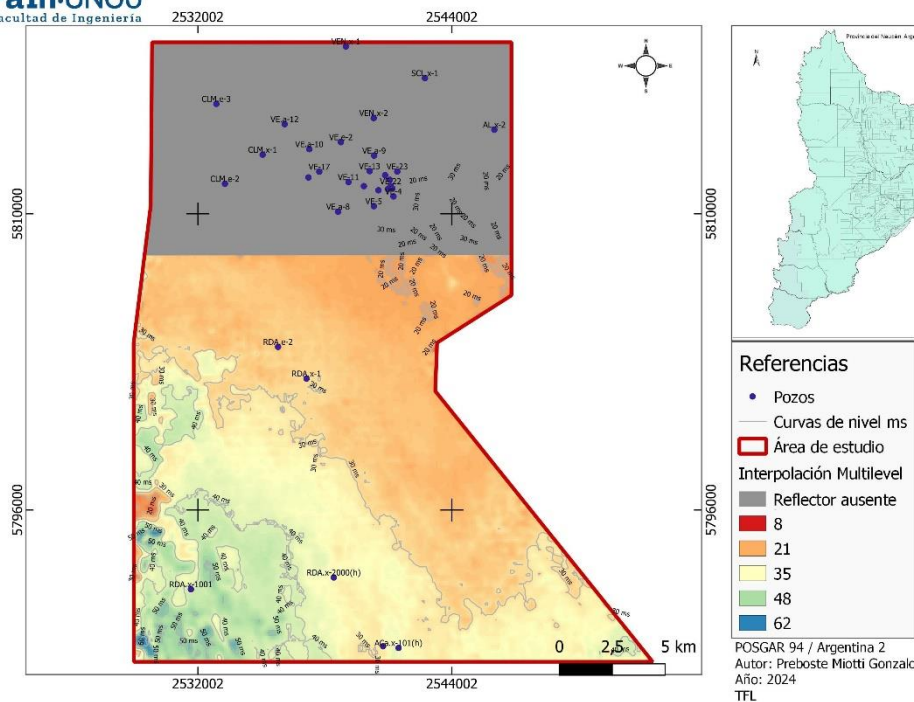
Se anuló interpretación en el sector norte de Veta Escondida por ser zona de baja calidad de dato sísmico y de dudosa interpretación.

Mapa Isocronopáquico entre T4 y T3



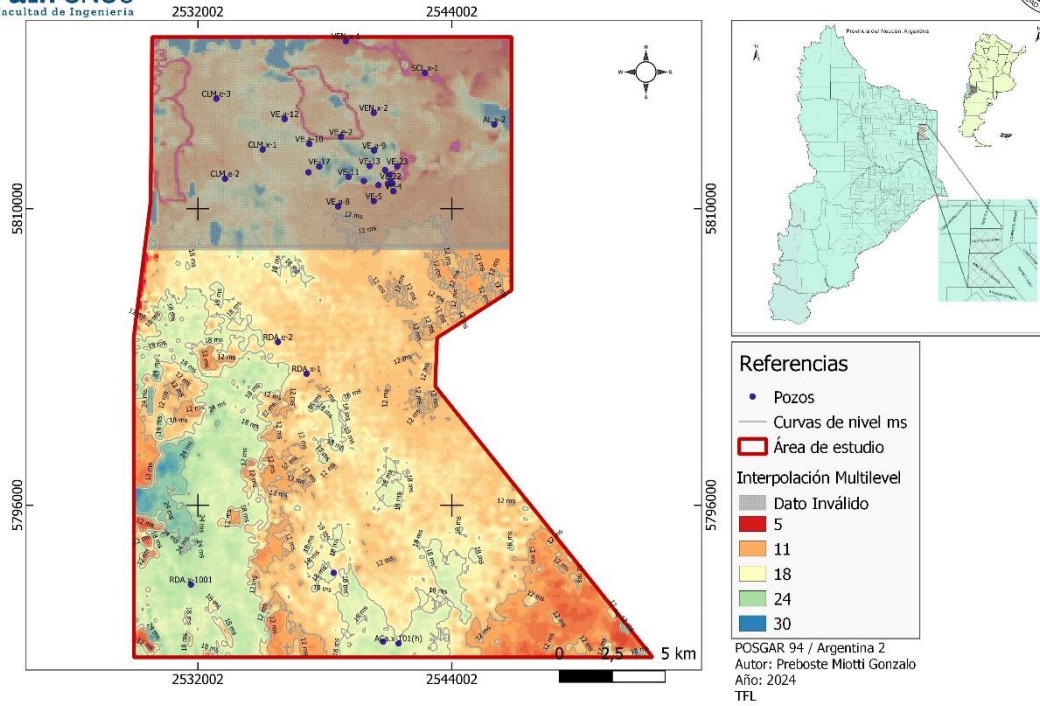
Se anuló interpretación en el sector norte de Veta Escondida por ser zona de baja calidad de dato sísmico y de dudosa interpretación.

Mapa Isocronopáquico entre T5 y T4



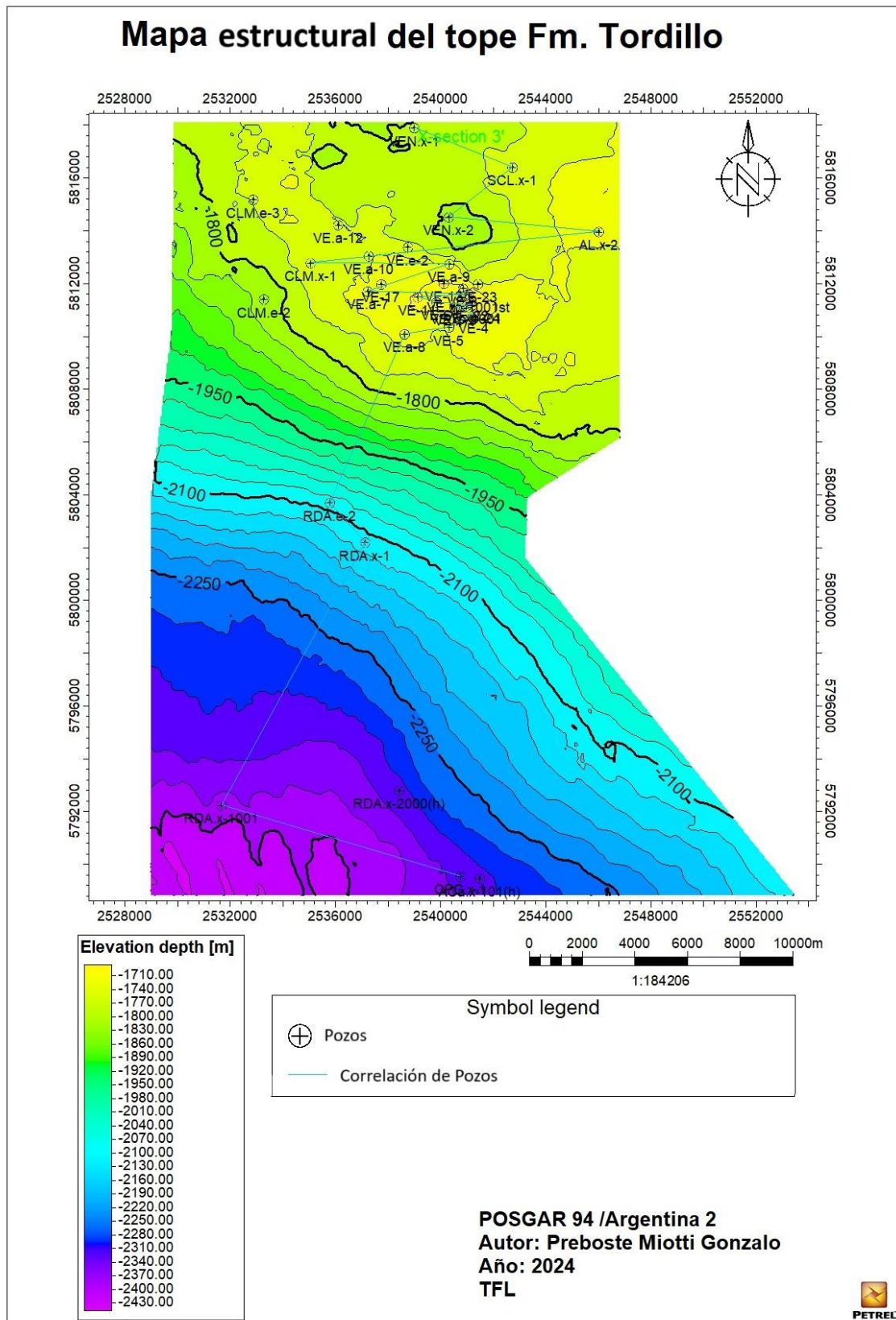
Se anuló interpretación en el sector norte de Veta Escondida por ser zona de baja calidad de dato sísmico y de dudosa interpretación.

Mapa Isocronopáquico entre tope de la Fm. Vaca Muerta y T5

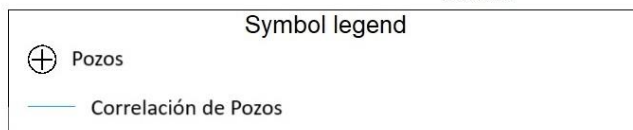
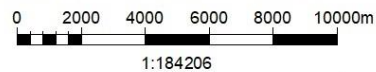
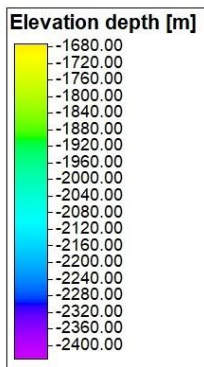
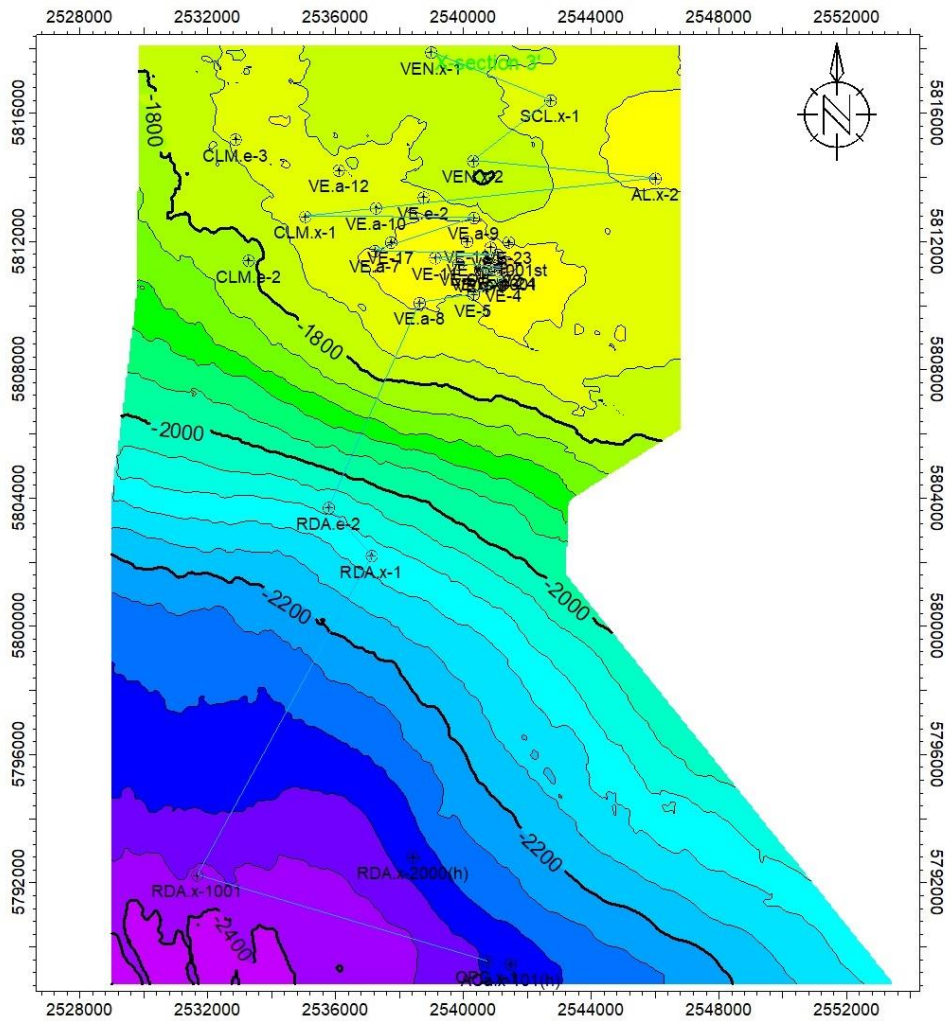


Se anuló interpretación en el sector norte de Veta Escondida por ser zona de baja calidad de dato sísmico y de dudosa interpretación.

14.3.3. Mapas estructurales



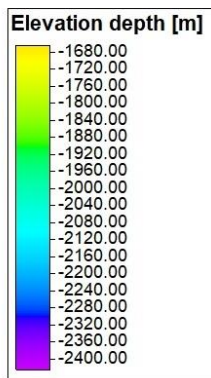
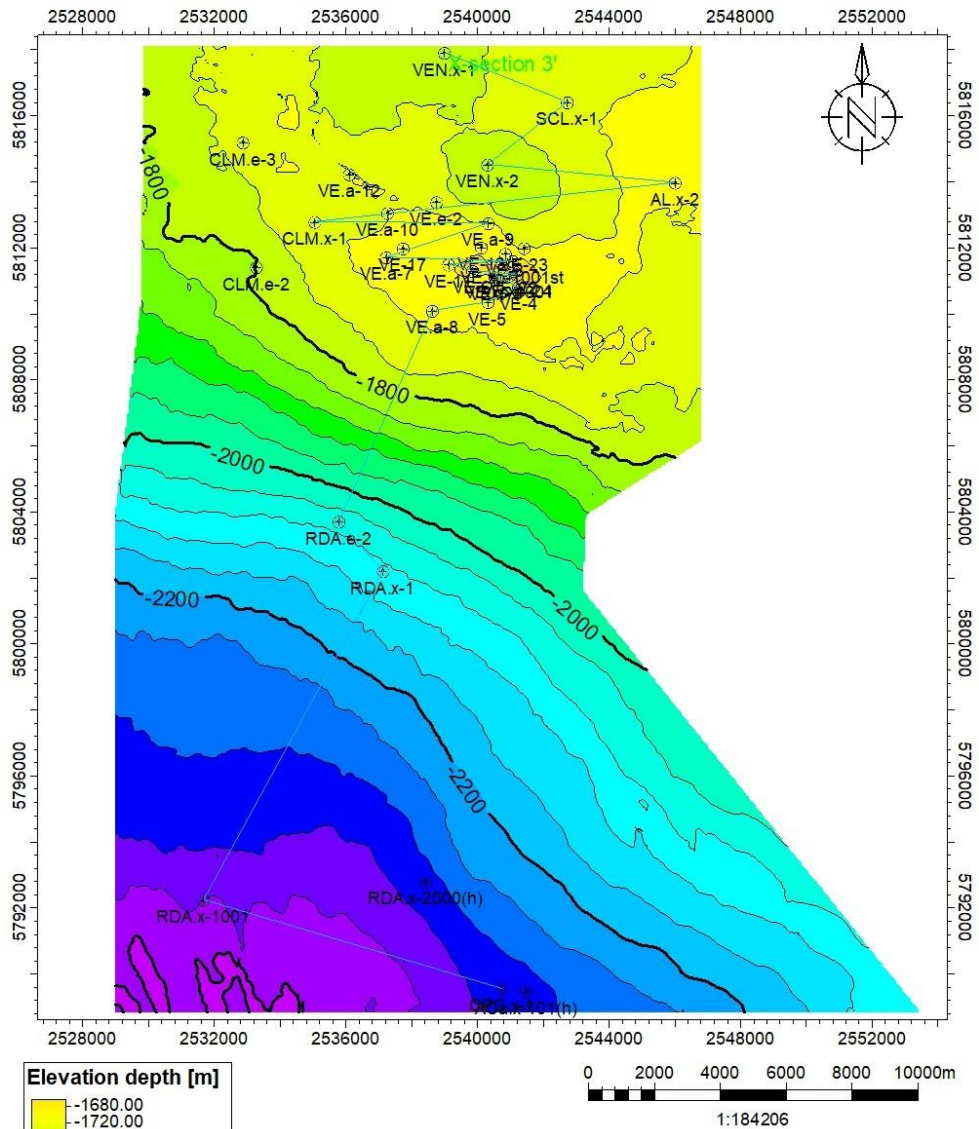
Mapa estructurales del tope intervalo T2



POSGAR 94 /Argentina 2
Autor: Preboste Miotti Gonzalo
Año: 2024
TFL



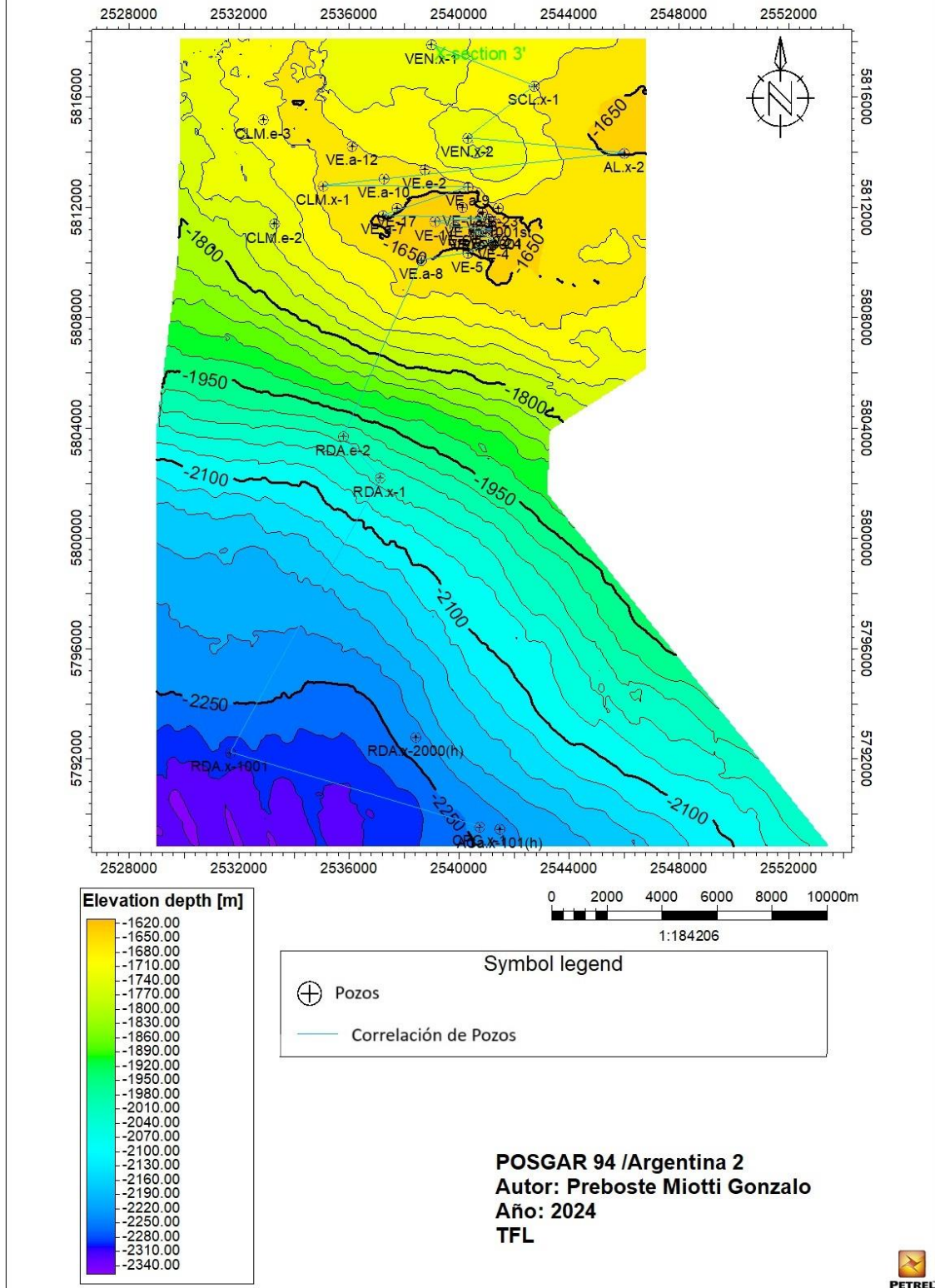
Mapa estructurales del tope intervalo T3



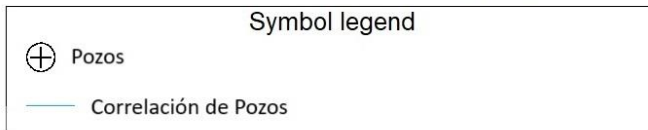
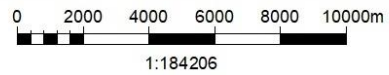
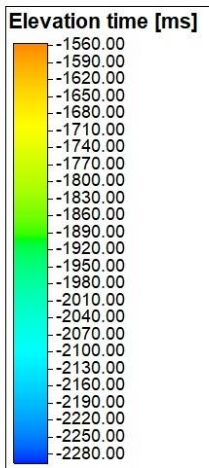
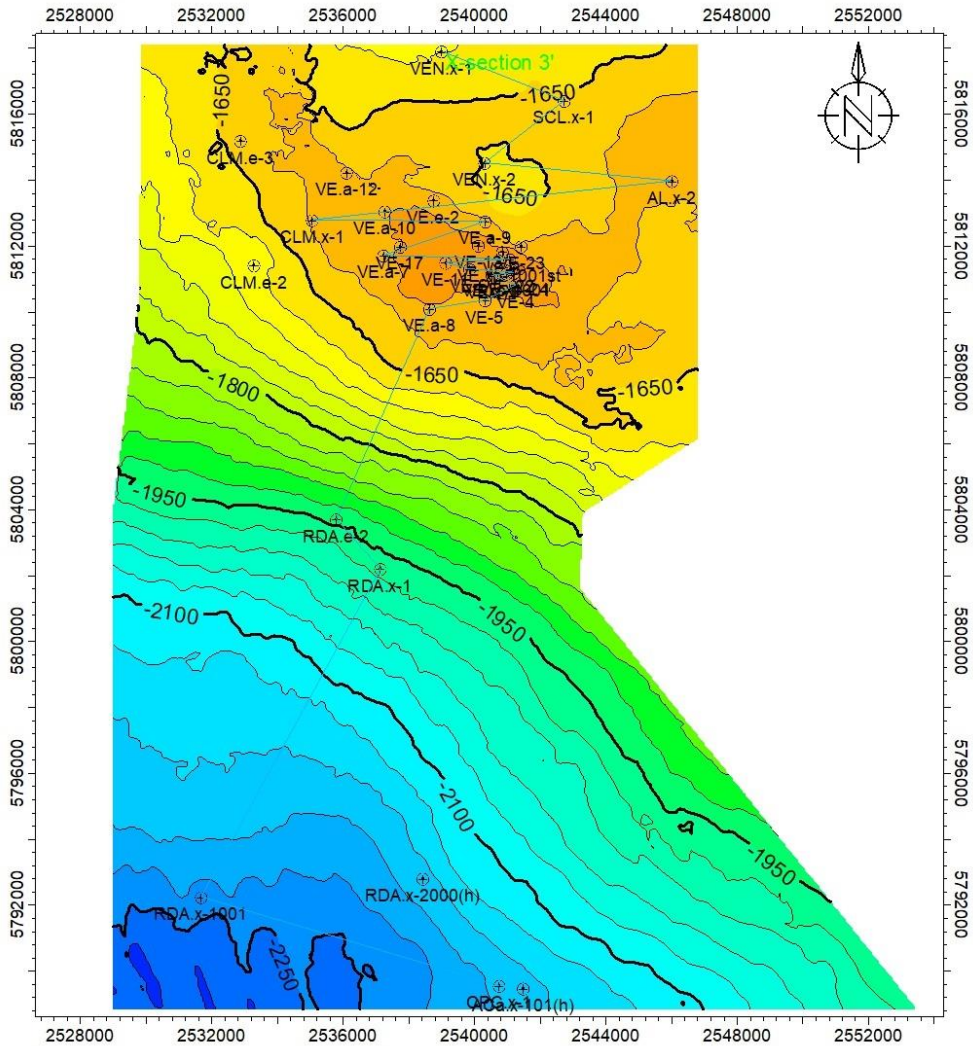
POSGAR 94 /Argentina 2
Autor: Preboste Miotti Gonzalo
Año: 2024
TFL



Mapa estructurales del tope intervalo T4



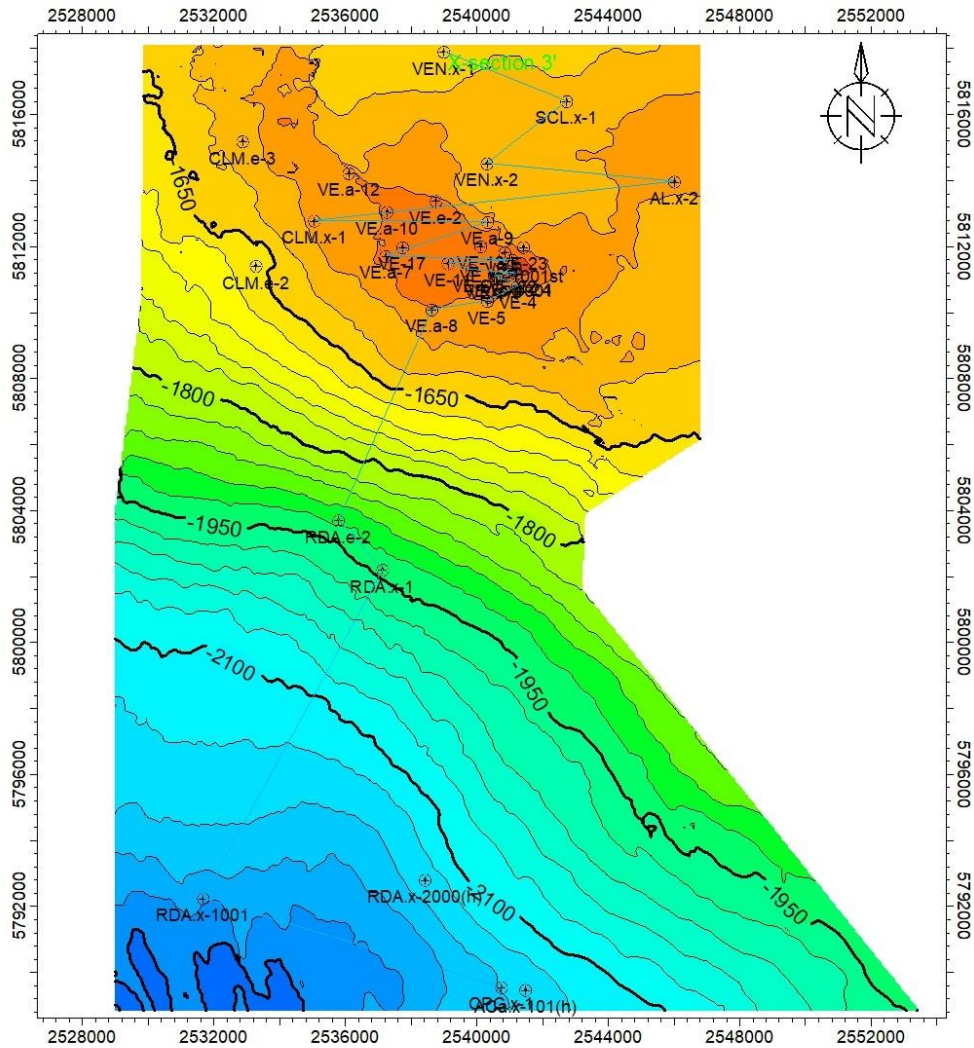
Mapa estructurales del tope intervalo T5



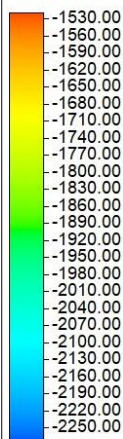
POSGAR 94 /Argentina 2
Autor: Preboste Miotti Gonzalo
Año: 2024
TFL



Mapa estructural del tope Fm. Vaca Muerta



Elevation time [ms]



0 2000 4000 6000 8000 10000m

1:184206

Symbol legend

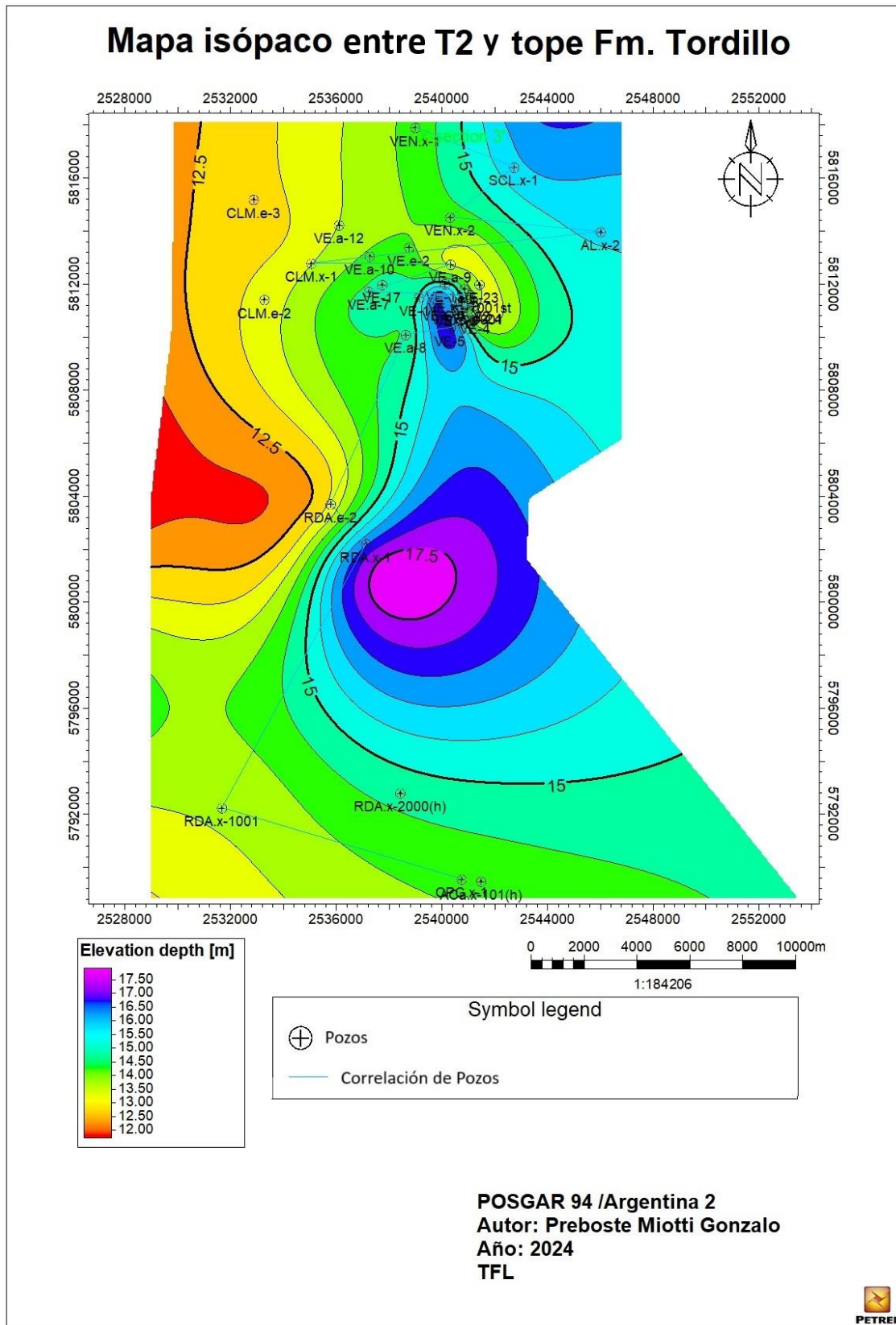
⊕ Pozos

— Correlación de Pozos

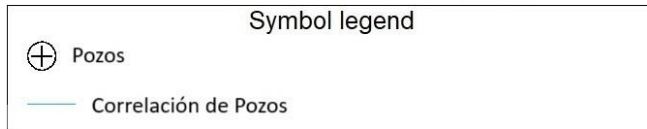
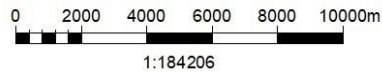
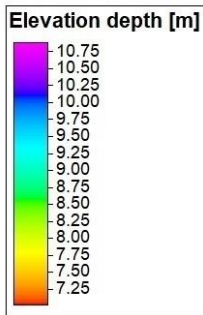
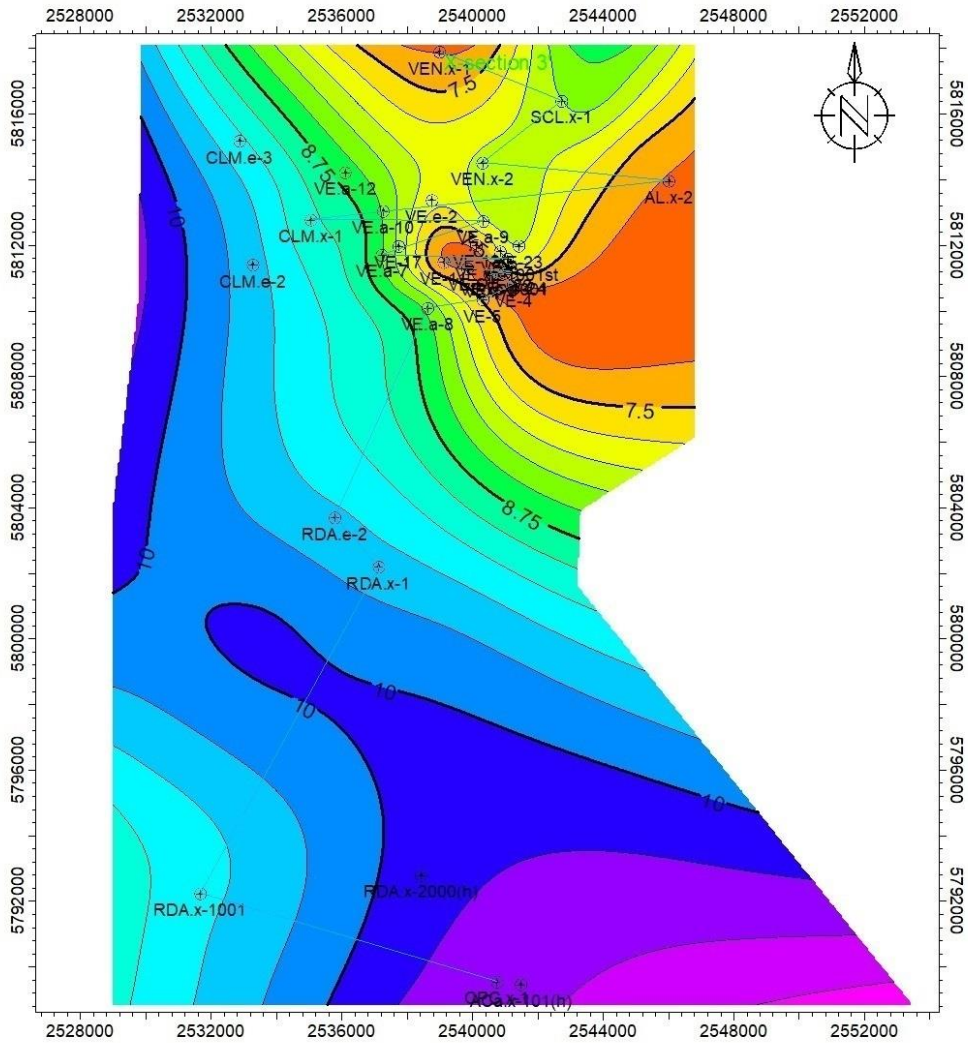
POSGAR 94 /Argentina 2
Autor: Preboste Miotti Gonzalo
Año: 2024
TFL



14.3.4. Mapas de espesores (isópacos)



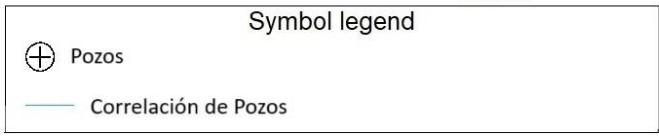
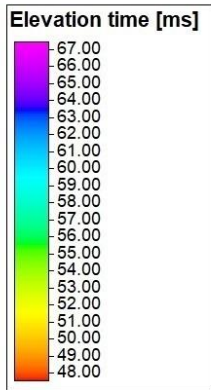
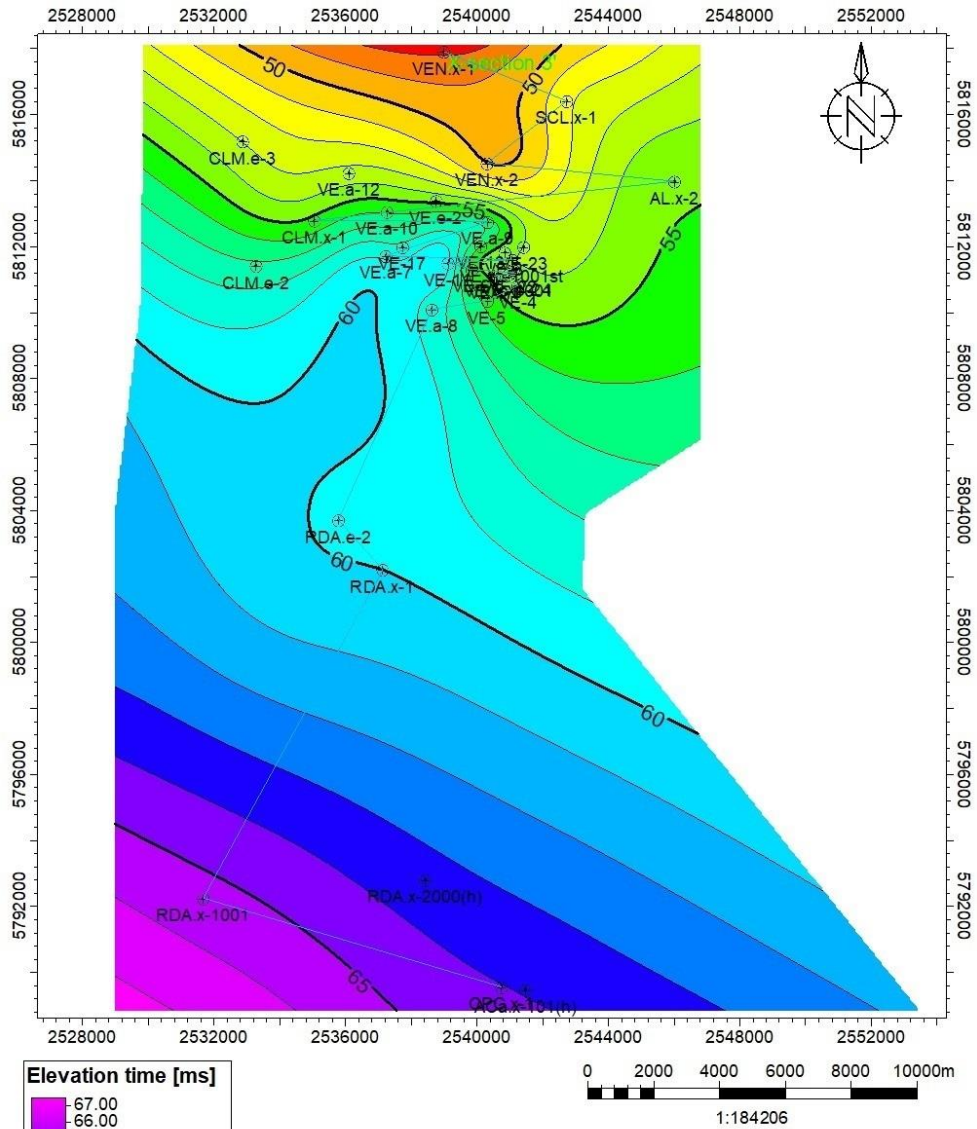
Mapa isópaco entre T3 y T2



POSGAR 94 /Argentina 2
Autor: Preboste Miotti Gonzalo
Año: 2024
TFL



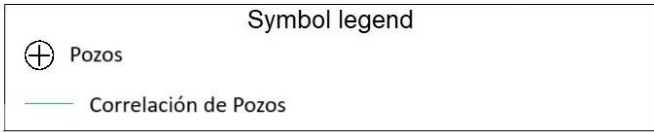
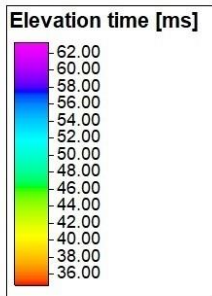
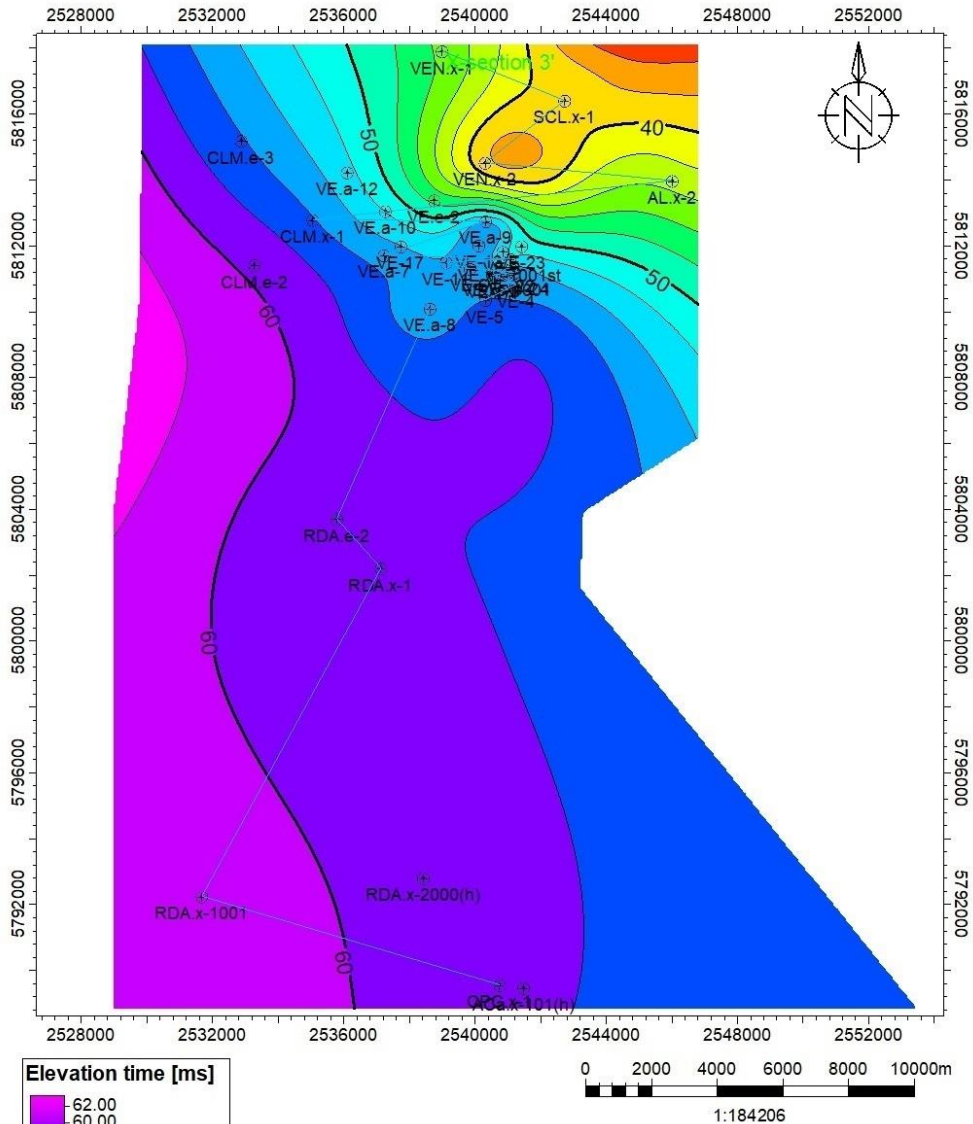
Mapa isópaco entre T4 y T3



POSGAR 94 /Argentina 2
Autor: Preboste Miotti Gonzalo
Año: 2024
TFL



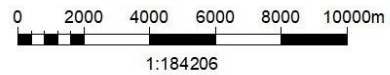
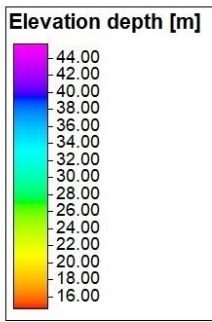
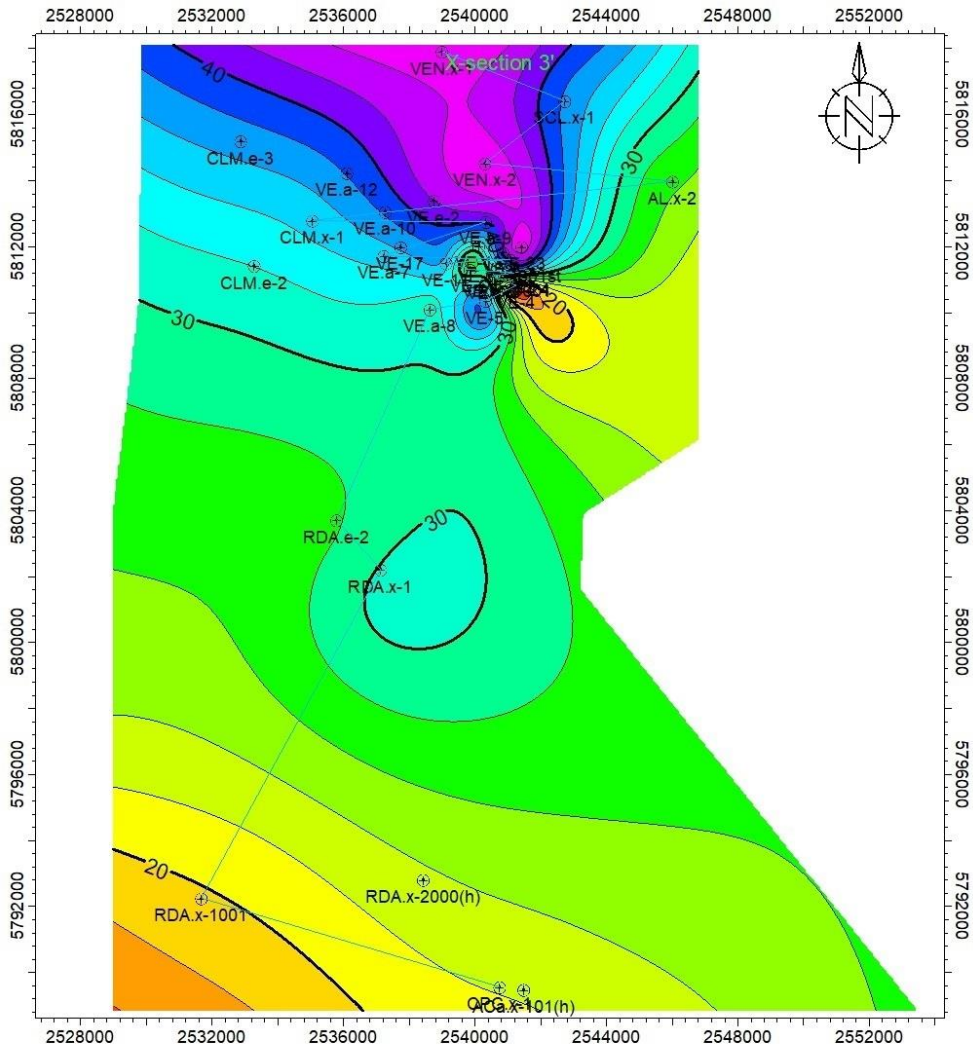
Mapa isópaco entre T5 y T4



POSGAR 94 /Argentina 2
Autor: Preboste Miotti Gonzalo
Año: 2024
TFL



Mapa isópaco entre el tope Fm. Vaca Muerta y T5



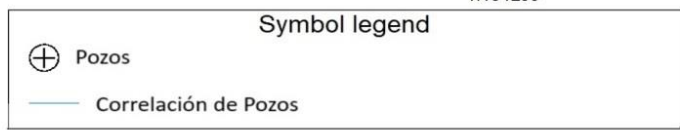
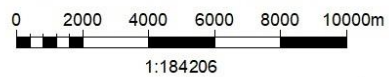
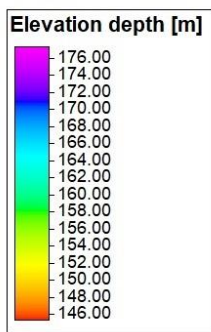
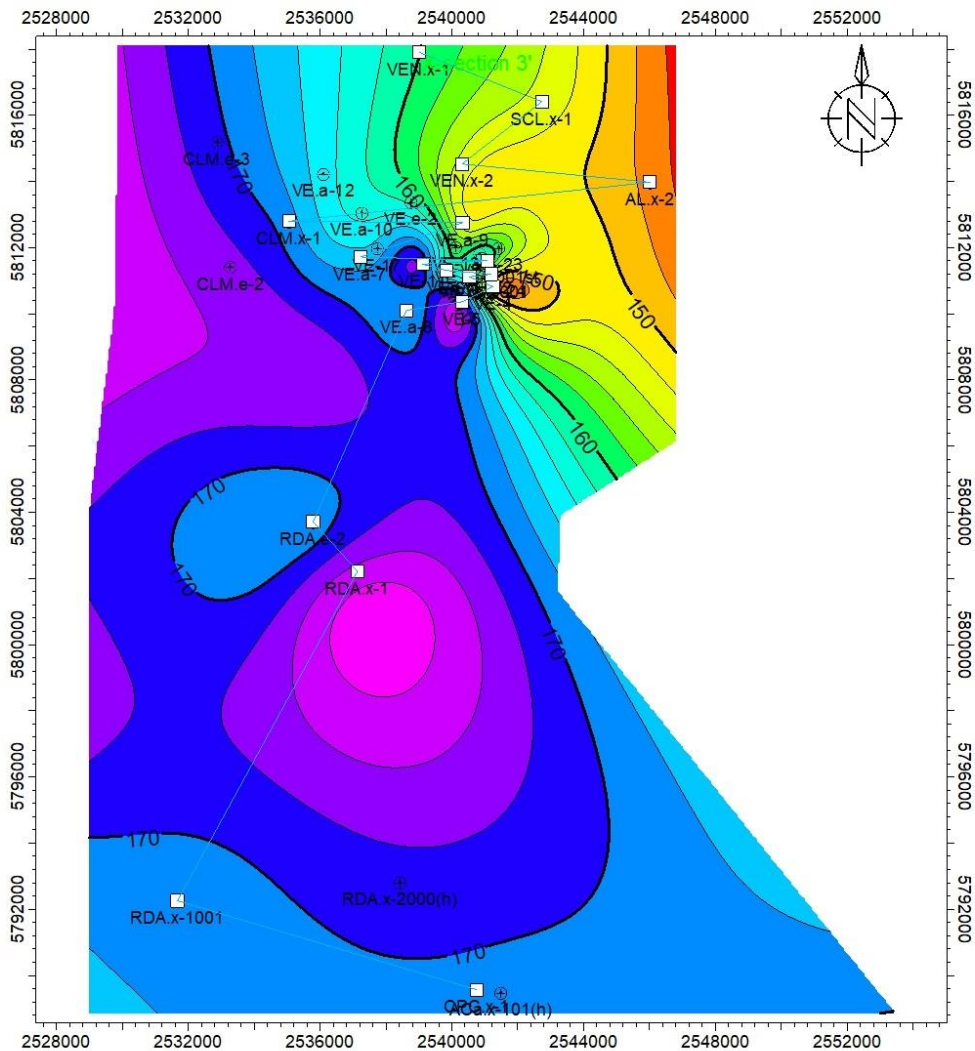
Symbol legend

- Pozos
- Correlación de Pozos

POSGAR 94 /Argentina 2
Autor: Preboste Miotti Gonzalo
Año: 2024
TFL



Mapa isópaco Fm. Vaca Muerta



POSGAR 94 /Argentina 2
Autor: Preboste Miotti Gonzalo
Año: 2024
TFL

