



Universidad Nacional del Comahue

Facultad de Ingeniería

Departamento de Geología y Petróleo

Licenciatura en Ciencias Geológicas

Trabajo Final de Licenciatura

**Caracterización de la secuencia Quintuco – Vaca Muerta,
a partir de datos sísmicos,
en el sector Oeste del área Aguada Toledo – Sierra Barrosa,
Cuenca Neuquina**

Autora: Natalia Cecilia Bustos

Directora: Lic. Sheyla Elian Iglesias

Año: 2020

RESUMEN

Este trabajo se focaliza en la descripción estructural y estratigráfica de la secuencia Quintuco – Vaca Muerta, a partir de la interpretación del sector oeste del volumen sísmico 3D Aguada Toledo Integral, abarcando una superficie de 350 km² aproximadamente. El área de trabajo se encuentra dentro del área de reserva Aguada Toledo – Sierra Barrosa, ubicándose en el sector central de la Dorsal de Huincul, en donde predominan estructuras con orientación E-O. La secuencia Quintuco – Vaca Muerta (Jurásico Tardío – Cretácico Temprano) está compuesta por un sistema mixto, clástico-carbonático, perteneciente a una secuencia transgresiva-regresiva. El estudio consiste en el análisis de los datos de pozos disponibles, correlación pozo-sísmica, la interpretación de 6 superficies de reflexión, interpretación de fallas, cálculos de atributos sísmicos, confección de mapas isócronos e isocronopáquicos. Los resultados muestran una correlación entre los atributos sísmicos de interfase y la distribución de las clinofomas dentro de la secuencia de estudio. También se evidencia una variación de espesor relacionada a una impronta regional y local.

Palabras claves: Dorsal de Huincul, Interpretación sísmica, Secuencia Quintuco – Vaca Muerta.

ABSTRACT

This study focuses on the structural and stratigraphic description of the Quintuco - Vaca Muerta sequence, based on the interpretation of the western sector of the Aguada Toledo Integral 3D seismic volume, covering an area of approximately 350 km². The working area is located in the Aguada Toledo - Sierra Barrosa reserve area, in the central sector of the Huincul High, where E-O orientation structures predominate. The Quintuco - Vaca Muerta (Late Jurassic - Early Cretaceous) sequence is composed by a clastic-carbonatic system, belonging to a transgressive-regressive sequence. The study consists of the analysis of the available data (wells and seismic), well-seismic correlation, the interpretation of 6 reflection surfaces, interpretation of faults, calculations of seismic attributes and the preparation of isochronous and time thickness maps. There is also evidence of a variation in thickness related to a regional and local imprint.

Key words: Huincul High, Seismic Interpretation, Quintuco – Vaca Muerta Sequence.

AGRADECIMIENTOS

- A la Universidad Nacional del Comahue, por brindarme educación pública y gratuita.
- A todos los profesores que dictan la carrera de Lic. en Ciencias Geológicas, transmitiéndonos todos sus conocimientos.
- A mi directora de trabajo final Sheyla Iglesias, por aceptar y guiarme en este trabajo. Fue un placer hacer este trabajo con su apoyo y dedicación.
- Al jurado evaluador de este trabajo, Carlos Arregui, Emiliano Santiago y Martín Turienzo, por brindar su tiempo para dar sus observaciones, correcciones y mejorar mi trabajo final.
- A la Subsecretaria de Energía, Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén, la cual brindo los datos sísmicos y legajos de pozos para la realización de este trabajo.
- A la empresa Halliburton, quien brindó el software *Decision Space* para el análisis del dato sísmico.
- A soporte técnico de Landmark, Marina Garrone, quien colaboró con su asistencia para el trabajo final.
- A mis amigos y compañeros que forme durante mi pasaje por la Universidad.
- A mis amigos de la vida, que me dieron su apoyo en esta etapa tan importante.
- A mi toda mi familia, sobre todo mi papá y mamá quienes me dieron su apoyo incondicional desde el primer día y mi novio que me apoyo en esta última etapa.

1.	INTRODUCCIÓN.....	7
1) A.	Fundamentación y Objetivos.....	7
1) B.	Ubicación del área de estudio.....	8
1) C.	Apoyo Logístico.....	9
1) D.	Antecedentes	9
2.	CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	10
2) A.	Cuenca Neuquina	10
2) B.	Geología Local	12
2) B-1.	Estratigrafía de la secuencia Quintuco – Vaca Muerta.....	12
2) B-2.	Estructura.....	15
2) C.	Sistema Petrolero.....	18
2) C-1.	Rocas Madres	20
2) C-2.	Reservorios	22
2) C-3.	Vías de migración.....	24
2) C-4.	Estilo de entrapamiento	24
3.	MARCO TEÓRICO	25
3) A.	Sísmica de Reflexión.....	25
3) A-1.	Conceptos Básicos	25
3) A-2.	Adquisición del dato sísmico.....	26
3) A-3.	Procesamiento del dato sísmico.....	27
3) A-4.	Adquisición y Procesamiento del área de estudio	28
3) A-5.	Resolución Sísmica	31
3) B.	Correlación Sísmica - Pozo	32
3) C.	Interpretación del dato sísmico	34
3) C-1.	Interpretación de superficies sísmicas	34
3) C-2.	Interpretación de fallas o discontinuidades	34
3) C-3.	Atributos Sísmicos.....	35
3) C-4.	Fase y Polaridad	37
3) D.	Técnica $\Delta \log R$	39
3) E.	Interpretación estratigráfica.....	40
4.	METODOLOGÍA DE TRABAJO	40
5.	DESARROLLO.....	42

5) A.	Carga de datos al software y selección de pozos	42
5) B.	Atado de pozos y determinación de fase	44
5) C.	Cálculo de la resolución sísmica	46
5) D.	Interpretación de reflectores sísmicos	47
5) E.	Interpretación de fallas	49
5) F.	Confección de mapas en tiempo.....	54
5) G.	Mapas de atributos y Secciones horizontalizadas	63
5) H.	Técnica de Cruce de Passey y relación con litología (<i>cutting</i>)	67
6.	DISCUSIÓN.....	68
6) A.	Análisis estructural del área de estudio	68
6) B.	Análisis estratigráfico de la secuencia Quintuco – Vaca Muerta.....	71
7.	CONCLUSIONES.....	73
8.	BIBLIOGRAFÍA	74
9.	ANEXOS	82

1. INTRODUCCIÓN

La cuenca Neuquina se encuentra en el centro oeste de la República Argentina, abarcando las provincias de Neuquén y parte de Río Negro, La Pampa y Mendoza. Esta cuenca es actualmente considerada como una cuenca de retroarco multiepisódica, desarrollada en el margen oeste de Sudamérica durante el Triásico-Cenozoico (Ramos y Folguera, 2005 y Ramos *et al.*, 2008). Dicha cuenca cubre una región de 115.000 km² y llegó a acumular más de 7.000 m de espesor de secuencias volcanoclásticas y sedimentarias marinas y continentales. Esta cuenca posee gran cantidad de información sísmica y de pozos realizados durante casi un siglo de actividad petrolera, relacionada principalmente a la exploración y producción de hidrocarburos. Contiene más de 589.000 km de sísmica 2D, 26.600 km² de sísmica 3D adquiridos y más de 10.000 pozos perforados entre exploratorios y de producción; lo que ubica a la provincia de Neuquén dentro de las más estudiadas en la Argentina (Leanza, 2009).

La Fm. Vaca Muerta, históricamente conocida por ser la roca generadora de hidrocarburos más prolífica de la Cuenca Neuquina, ha emergido como el reservorio de *shale oil* y *shale gas* con mayor potencial de Argentina. La Fm. Vaca Muerta definida por Weaver (1931), del Tithoniano – Valanginiano temprano, está compuesta por una sucesión de fangolitas siliciclásticas a calcáreas de origen marino (querógeno tipo II). La alternancia de margas y pelitas con alto contenido de materia orgánica (COT 3-8%) (Cruz *et al.*, 2002 y Legarreta y Villar, 2012) conforman los depósitos distales (rampa externa mixta siliciclastica – carbonática, que grada a facies cuencales) en el sistema depositacional progradante y somerizante Quintuco – Vaca Muerta (Kietzmann *et al.*, 2014 y González Tomassini *et al.*, 2016).

El presente trabajo se localiza en el sector oeste del bloque Aguada Toledo – Sierra Barrosa, que, si bien posee gran cantidad de pozos perforados en el área, en este caso sólo se contó con la información brindada por la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburo de la provincia de Neuquén para el análisis de la secuencia Quintuco – Vaca Muerta.

1) A. Fundamentación y Objetivos

El presente trabajo titulado: “Caracterización de la secuencia Quintuco – Vaca Muerta, a partir de datos sísmicos, en el sector oeste del área Aguada Toledo – Sierra Barrosa, Cuenca Neuquina” tiene la finalidad de ser presentado en carácter de Trabajo Final de Licenciatura para acceder al título de Licenciada en Ciencias Geológicas que otorga el Departamento de Geología y Petróleo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue.

El estudio responde a la descripción geológica del área en estudio, a partir de los rasgos estructurales y estratigráficos interpretados en el volumen sísmico, haciendo un especial análisis en los niveles correspondientes a la secuencia Quintuco – Vaca Muerta, a través de la integración de los datos en diferentes escalas de trabajo (desde datos de pozos de alto detalle vertical hasta los datos sísmicos de menor resolución vertical, pero gran cobertura areal) para una interpretación de la información en sus 3 dimensiones. La creación de un

modelo de velocidad para el área de estudio permitió la conversión a profundidad de los datos, para la confección de mapas estructurales e isopáquicos.

1) B. Ubicación del área de estudio

La zona de estudio se encuentra en el área de concesión Loma La Lata – Sierra Barrosa (Figura 1) en la Provincia de Neuquén, a 95 km al noroeste de la ciudad capital, con una extensión de 1.972,10 km² de los cuales 470 km² están cubiertos por los embalses Mari Menuco y Los Barreales. La concesión se divide en dos Áreas de Reservas: Aguada Toledo-Sierra Barrosa (AT-SB) y Loma La Lata (LLL).

El estudio se realizó en el sector oeste del área AT-SB (Figura 1), abarcando una superficie de 384 km² aproximadamente, el cual se ubica al sur del embalse artificial Los Barreales (Cerros Colorados), a 70 km al ONO de Neuquén Capital, a 25 km al NE de la ciudad de Plaza Huincul y a unos 30 km al SSO del Yacimiento Loma La Lata (Malone, 2018).

Para acceder al área, desde la ciudad de Neuquén, se circula por la ruta Nacional n°22 hacia el oeste hasta la ciudad de Plaza Huincul, y desde allí haciendo empalme con la ruta Provincial n°17 recorriendo unos 30 km y girando luego en el empalme en dirección al yacimiento Aguada Toledo de YPF S.A.



Figura 1. Ubicación de la zona de estudio (rojo), área de concesión Loma La Lata-Sierra Barrosa (naranja), área sísmica Aguada Toledo Integral (azul), Cuenca Neuquina. Ciudades: Neuquén Capital (rombo amarillo), Plaza Huincul (rombo verde).

1) C. Apoyo Logístico

El acceso a toda la información para el desarrollo de este trabajo, se logró mediante un convenio existente entre la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la Provincia del Neuquén y la Universidad Nacional del Comahue, facilitando el dato sísmico 3D del Proyecto Aguada Toledo Integral 3D de la Provincia del Neuquén, además de los legajos, los informes de recortes de perforación, testigos laterales, coronas y perfiles eléctricos (.LAS, .DLIS, .LIS) de pozos hidrocarburíferos que se encuentran en el área, a la cual se agradece la información brindada.

Para el análisis de los datos sísmicos se utilizó el *software Decision Space*, el cual lo provee la empresa Halliburton a través de un convenio con la Universidad Nacional del Comahue, disponible en la Cátedra de Geofísica e Interpretación Sísmica.

Los datos sísmicos junto a los perfiles eléctricos fueron analizados en el “Laboratorio de aplicaciones de geociencias” del edificio de Geología de la Universidad Nacional del Comahue.

1) D. Antecedentes

Los perfiles eléctricos, registros geofísicos (campañas gravimétricas y magnetométricas) y los métodos sísmicos son herramientas utilizadas para la exploración y estudio en el ámbito del petróleo, con el avance de la tecnología, se pudo obtener un mayor conocimiento integral de la cuenca y obtener evidencias de la configuración estructural del subsuelo como la estructura de Aguada Toledo y las acumulaciones de hidrocarburos del yacimiento Sierra Barrosa (Mendiberri y Carbone, 2018).

El yacimiento Aguada Toledo - Sierra Barrosa (AT-SB) es uno de los yacimientos clásicos del entorno de la Dorsal de Huincul; fue descubierto en el año 1957 y es un yacimiento que involucra una serie de formaciones productoras de gas (Fms. Centenario, Lotena y Precuyo) y petróleo (Fms. Lotena y Quintuco), y en el área de Cupén Mahuida sobresalen los reservorios de la Fm. Lajas, dentro de la categoría *tight gas sand* (Coppo *et al.*, 2018).

El primer pozo en la zona, Neuquén Gas -1 (NG-1) se perforó en 1937, en el flanco oeste de la estructura, constatando la existencia de gas en los niveles de la Fm. Centenario. En 1957 se perforó el pozo NG.x-2 en el tope de la estructura de Sierra Barrosa que comprobó la presencia de gas en la Fm. Lotena. En 1959 se perforó el pozo NG-10 constatando petróleo en la parte baja de la estructura de Sierra Barrosa en el flanco norte del anticlinal. En 1987 comienza la inyección de agua (recuperación secundaria) dentro del Yacimiento Aguada Toledo. En 1993 se implementó un proyecto de inyección de gas en la Fm. Lotena en la parte más alta del Yacimiento Sierra Barrosa (Schiuma *et al.*, 2002).

En el año 2001 se perforó el pozo exploratorio Cupén Mahuida x-1 (CuM.x-1) cuyo objetivo era investigar los niveles profundos (Precuyano) de la estructura Aguada Toledo-Sierra Barrosa, el pozo resultó descubridor de gas en rocas volcánicas y volcanoclásticas (Veiga *et al.*, 2001 a y b y Pángaro *et al.*, 2002a).

En el año 2005 en el Yacimiento Cupén Mahuida se realizaron las primeras fracturas masivas en la Fm. Lajas, mediante la intervención a un pozo con el objetivo original más profundo. Desde entonces y hasta el 2008 se llevaron a cabo estudios que dieron lugar a una serie de campañas con pozos nuevos e intervenciones a otros. En 2013 y 2014 comenzó el desarrollo masivo con 60 pozos, y desde el 2015 hasta 2018 se perforaron más de 80 sondeos incluyendo pozos *infill* y un pozo piloto horizontal (Coppo *et al.*, 2018).

2. CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2) A. Cuenca Neuquina

La Cuenca Neuquina se localiza en el centro-oeste de Argentina abarcando casi la totalidad de la provincia del Neuquén, el sector occidental de las provincias de Río Negro, La Pampa y la porción suroccidental de la provincia de Mendoza. Los límites noreste y sudeste son de naturaleza cratónica, mientras que por el oeste está dado por una estructura de arco volcánico. Esta cuenca es actualmente considerada como una cuenca de retroarco multiepisódica, desarrollada en el margen oeste de Sudamérica durante el Triásico-Cenozoico (Ramos y Folguera, 2005; Ramos *et al.*, 2008 y Zavala y Ponce, 2011).

Dicha cuenca cubre una región de 115.000 km² y llegó a acumular más de 6.000 m de espesor de secuencias volcanoclásticas y sedimentarias marinas y continentales (Howell *et al.*, 2005).

La configuración y relleno de esta cuenca involucra al menos tres etapas evolutivas (Figura 2). Durante la primera etapa (Triásico Tardío, Jurásico Temprano), la cuenca estaba relacionada a un sistema de *rift* que dio origen a grábenes, hemigrábenes y zonas de transferencia que definieron depocentros desconectados entre sí (Mombrú y Uliana, 1978 y Vergani *et al.*, 1995). Éstos fueron desarrollados sobre depósitos neopaleozoicos y rocas permotriásicas volcanoclásticas del Grupo Choiyoi y rellenos por depósitos volcanoclásticos y epiclásticos agrupados bajo la denominación informal de Precuyo (o Grupo Precuyo según Gulisano *et al.*, 1984).

En la segunda etapa (Jurásico Temprano – Tardío) comienza a desarrollarse un arco volcánico hacia el borde occidental de Gondwana (Dalziel *et al.*, 1987 y Kay *et al.*, 1989) y la Cuenca Neuquina evoluciona con características de cuenca de retroarco que conservará hasta el Cretácico Inferior. Durante este período la extensión deja de estar vinculada a fallamiento activo y empieza a estar controlada por subsidencia térmica generalizada (Turic *et al.*, 1987). Los depocentros se unificaron en una gran cuenca y las unidades pasan a tener un desarrollo regional. Las variaciones eustáticas controlan la alternancia de secuencias marinas pacíficas y continentales (Legarreta y Uliana, 1996). Las ingresiones marinas de menor profundidad se distribuyeron en forma más continua y regional en una plataforma de escaso relieve con aporte mayoritario de sedimentos clásticos desde el sur y sudeste (Grupo Cuyo Superior). Durante el Jurásico Superior las ingresiones y restricciones de esta conexión al mar llevaron a la depositación de rocas clásticas, carbonáticas y evaporíticas, conocidas como Grupo Lotena (Vergani *et al.*, 2011). En este período de tiempo (Jurásico Inferior) comenzó la estructuración vinculada a la Dorsal de Huincul (Silvestro y Zubiri, 2008;

Mosquera, 2008 y Pángaro *et al.*, 2009) afectando una franja de orientación este-oeste hacia el centro-sur de la cuenca. Esta deformación, fundamentalmente compresiva, controla la erosión y sedimentación en las cercanías de dicha dorsal desde el Jurásico Inferior. Con posterioridad algunas reactivaciones con fuerte componente oblicua dextral también controlan las relaciones estratigráficas durante el Cretácico Superior bajo.

La tercera etapa (Jurásico Tardío – Cretácico Tardío) se compone por una espesa sucesión marina y continental (Grupo Mendoza, Grupo Bajada del Agrio). Los cambios en el nivel del mar, y en menor medida la actividad tectónica, controlaron el desarrollo de los ciclos internos durante esta etapa (Gulisano *et al.*, 1984; Legarreta y Gulisano, 1989; Gulisano y Gutiérrez Pleimling, 1995). Para el Cretácico Inferior alto la cuenca se continentaliza (depósitos del Gr. Neuquén) y comienza a desarrollarse con características típicas de cuenca de antepaís. Desde entonces pierde definitivamente contacto con el Pacífico y sólo sufrirá una corta inundación marina atlántica en el Cretácico Superior, depositando una sucesión sedimentaria continental y marina de más de 400 m de espesor del Grupo Malargüe (Rodríguez, 2011).

Durante el Cretácico Superior y Cenozoico, el sector occidental de la cuenca es deformado en episodios discretos vinculados a sucesivas variaciones en el ángulo de subducción que también controlan la posición del arco volcánico y por ende la distribución de volcanitas (Muñoz *et al.*, 2000; Folguera *et al.*, 2002; Ramos y Folguera, 2005 y Zamora Valcarce *et al.*, 2006). El sector oriental, en cambio, funciona como receptor de depósitos de antepaís y como zona de tránsito de sedimentos.

En la actualidad la deformación andina se concentra en el sector del límite argentino-chileno y está representada tanto por zonas compresivas como por zonas de colapso con depocentros aislados intramontanos (Folguera *et al.*, 2005 y 2006). Hacia el este, la gran mayoría del área de la ex-cuenca Neuquina funciona como zona de erosión (ej. zona de faja plegada del Agrio) o como zona de tránsito de sedimentos (sector oriental de la cuenca) y solo subsisten pocos bolsones que actúan como zonas de depositación (Cristallini *et al.*, 2009).

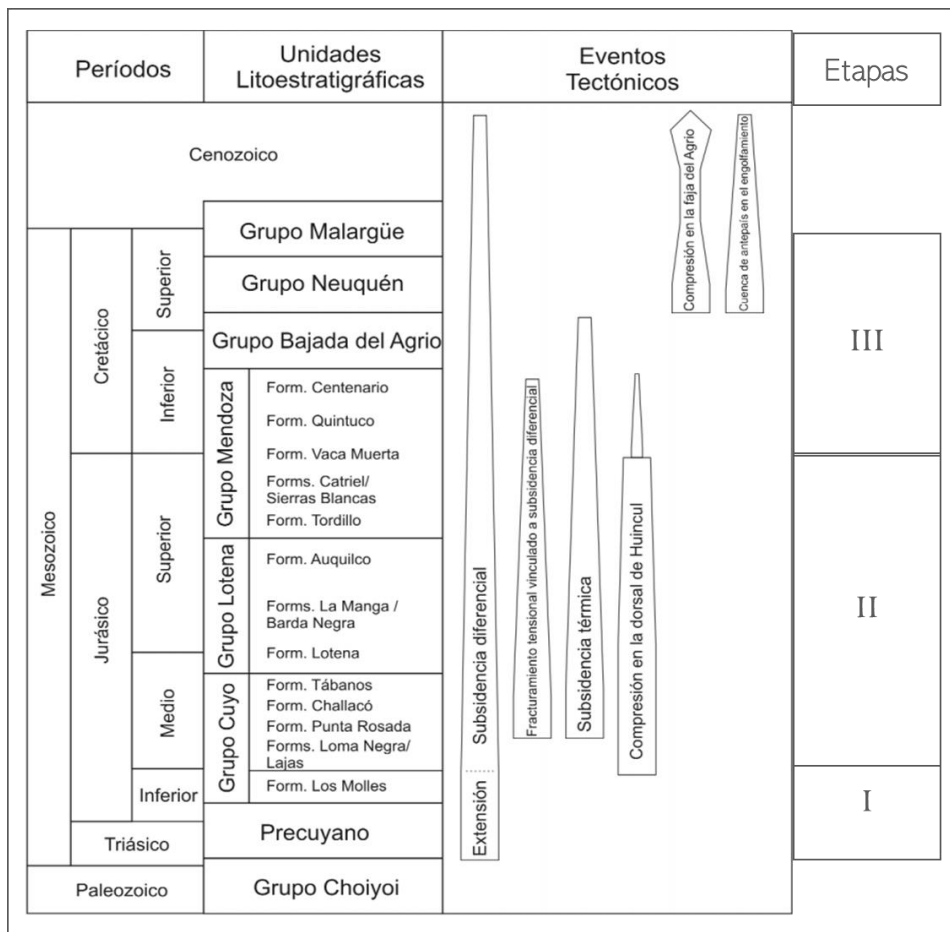


Figura 2. Cuadro tectonoestratigráfico donde se muestran las principales unidades y procesos de la Cuenca Neuquina (Modificado de Cristallini et al., 2009).

2) B. Geología Local

2) B-1. Estratigrafía de la secuencia Quintuco – Vaca Muerta

El sistema depositacional Fms. Quintuco – Vaca Muerta del intervalo Tithoniano Medio -Valanginiano Inferior, está compuesto por un sistema mixto, clástico-carbonático (Figura 3-A), perteneciente a una secuencia transgresiva-regresiva de segundo orden (Legarreta y Gulisano, 1989). Su espesor es variable, siendo de unos 600 m en posiciones proximales (sureste de la cuenca) y llegando a registrar más de 1000 m, en posiciones distales, en la porción noroeste del engolfamiento neuquino (Figura 3-B) (Godino y Giunta, 2018).

La Fm. Vaca Muerta definida por Weaver (1931), del Tithoniano – Valanginiano temprano, representa una de las 4 rocas generadoras de la Cuenca Neuquina, conformada por una sucesión de fangolitas siliciclásticas a calcáreas de origen marino (querógeno tipo II). La alternancia de margas y pelitas con alto contenido de materia orgánica (COT 3-8%) (Cruz *et al.*, 2002 y Legarreta y Villar, 2012) conforman los depósitos distales (rampa externa mixta siliciclastica – carbonática, que grada a facies cuencales) en el sistema depositacional progradante y somerizante Quintuco – Vaca Muerta (Kietzmann *et al.*, 2014; González Tomassini *et al.*, 2016 y Licitra *et al.*, 2018).

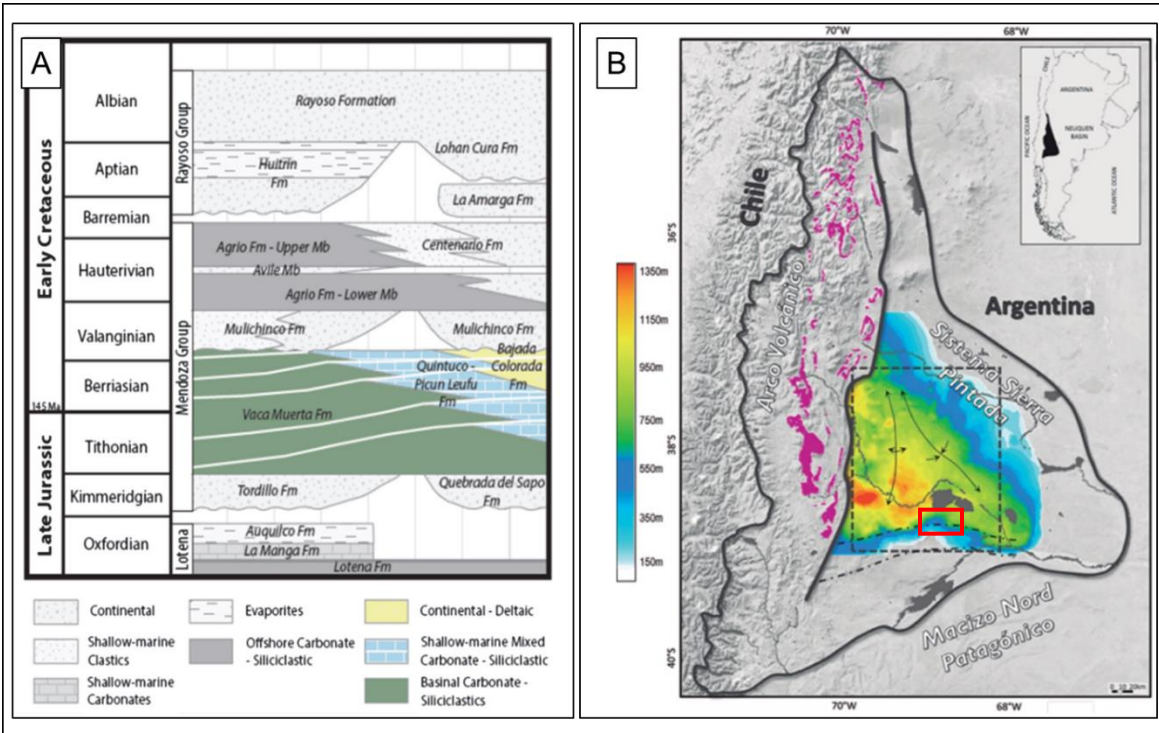


Figura 3. A) Subdivisión estratigráfica del Jurásico Medio-Cretácico Inferior, extraído de Massaferró *et al.* (2014) B) Mapa de espesor del sistema Vaca Muerta - Quintuco. Cuadro rojo, área de estudio. En violeta, afloramientos. Modificado de Godino y Giunta, (2018)

Lateralmente se depositan facies de plataforma, representados por depósitos proximales conformados por carbonatos someros de alta energía pertenecientes a la Fm. Quintuco (y equivalentes) (Digregorio, 1972 y Leanza, 1973). El contacto entre ambas formaciones es diacrónico (Mitchum y Uliana, 1985; Spalletti *et al.*, 2000 y Leanza *et al.*, 2011) indicando que la Fm. Vaca Muerta representa la facie distal equivalente en tiempo a los depósitos de plataforma de la Fm. Quintuco (Massaferró *et al.*, 2014).

Esta secuencia depositacional posee una variedad de patrones geométricos de apilamiento vertical, con geometrías sísmicas progradantes de sentido de avance del SE al NO, en los que se reconocen dos extremos: el patrón divergente y las clinofomas, con una zona de transición entre ambas (Figura 4). La distribución de estos patrones extremos estuvo controlada por la paleo-configuración de cuenca durante el Tithoniano Inferior a Valanginiano Inferior (Domínguez *et al.*, 2017 y Domínguez y Di Benedetto, 2018)

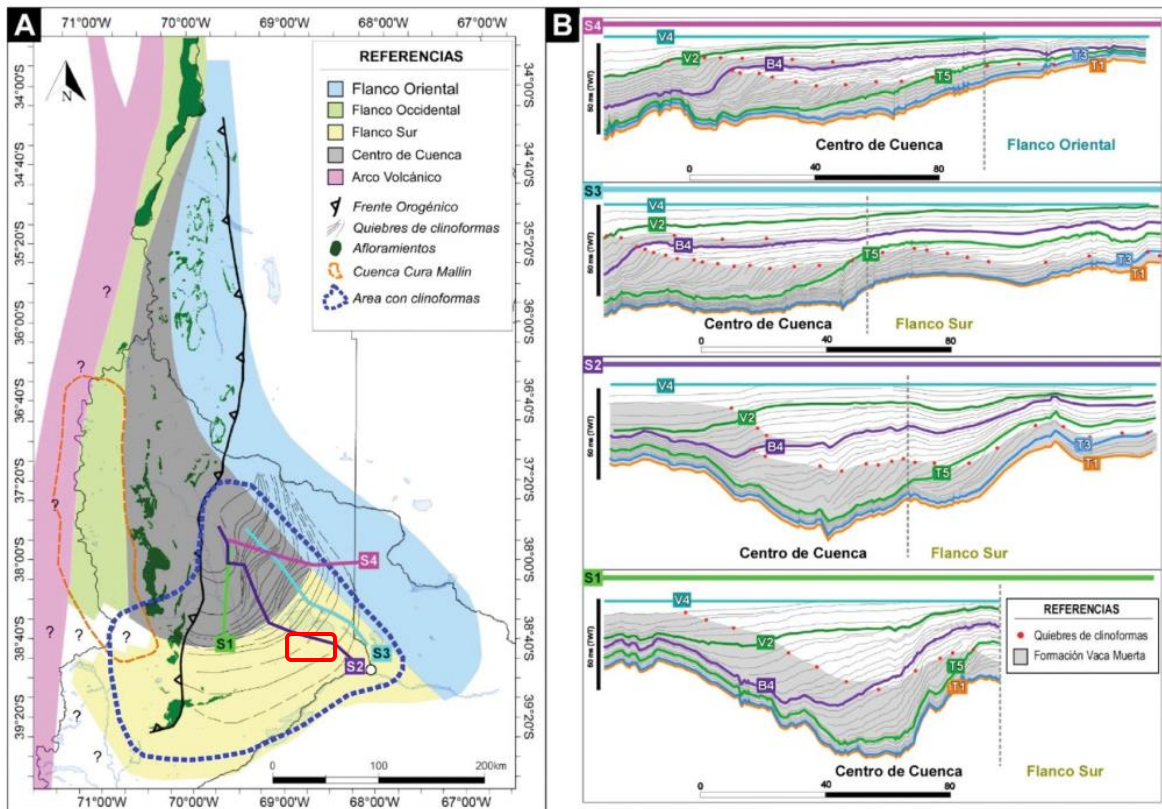


Figura 4. Variabilidad lateral controlada por la configuración de la cuenca durante el Tithoniano Inferior a Valanginiiano Inferior. A) Dominios morfoestructurales con indicación de área de estudio en color rojo. B) Secciones sísmicas interpretadas con indicación de la distribución de la Fm. Vaca Muerta y con superficies cronoestratigráficas de referencia (modificado de Dominguez y Di Benedetto, 2018)

El concepto de clinoforma (Mitchum y Uliana, 1985) corresponde al punto con mayor cambio de pendiente, que constituye el límite entre los segmentos de *foreset* y *topset* de una clinoforma (Figura 5-B). En el mapa (de la Figura 5-A) se reconocen 3 tipos principales de geometrías de quiebres de clinoformas en vista de planta: geometrías cóncavas paralelas, geometrías convexas lobuladas y geometrías romboidales. El área de estudio se ubica en el segmento correspondiente a las clinoformas cóncavas paralelas entre las superficies T2 y T5 (T: Tithoniano) (González *et al.*, 2016), mostrando variaciones laterales de espesor y ángulos de las clinoformas en secciones transversales y mapas isopáquicos (Figura 5, C). Estas geometrías ayudan a interpretar que el transporte generalizado de sedimentos se llevó a cabo a través de la plataforma (*topset*), a partir de una fuente dispersa con flujos de distribución de sedimentos paralelos a la costa (Zeller *et al.*, 2015).

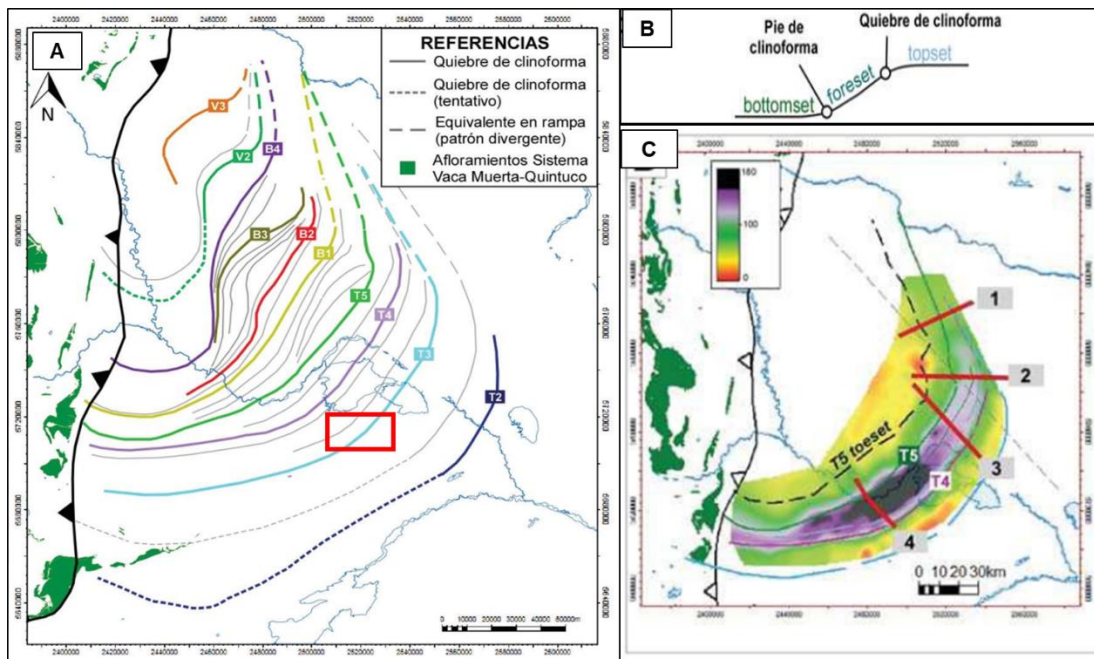


Figura 5. A) Mapa de quiebres de clinoformas con nomenclatura de superficies principales tomada de González *et al.* (2016), rectángulo rojo indica la zona de estudio del presente trabajo. B) Modelo geométrico de una clinoforma con indicación del quiebre de clinoforma. C) Mapa de espesor en tiempo (TWT) entre las superficies T4 y T5. Modificado de Domínguez *et al.* (2017)

2) B-2.Estructura

El área de estudio se encuentra dentro del ámbito de la Dorsal de Huincul, la cual se caracteriza por ser un rasgo morfoestructural sobresaliente que divide a la cuenca Neuquina en dos; tiene una orientación general E-O y se extiende por más de 250 km desde la zona del Cerro Chacaico al oeste, donde se encuentra con el frente orogénico andino, hasta las inmediaciones de General Roca al este, afectando estructuras en un ancho de más de 100 km. Se pueden reconocer cuatro sectores: un sector occidental con predominio de lineamientos orientados al NE; un sector oriental caracterizado por lineamientos NO de tipo transcurrentes; un sector central en donde predominan estructuras generadas por inversión oblicua con orientación E-O y un sector norte donde las estructuras desarrolladas son enteramente transcurrentes y de orientación NO (Figura 6). La orientación particular de este rasgo tectónico fue tradicionalmente explicada mediante dos modelos estructurales: inversión tectónica y transcurrencia (Silvestro y Zubiri, 2008).

Las primeras interpretaciones estructurales de la dorsal fueron definidas por la deformación compresiva y transcurrente para explicar numerosas estructuras de este ámbito (Orchuela *et al.*, 1981 y Ploszkiewicz *et al.* 1984). En la década del '90 y años posteriores la interpretación mediante modelos de inversión tectónica tomo auge (Vergani *et al.*, 1995; Veiga *et al.*, 2001; Mosquera, 2002; Pángaro *et al.*, 2002 a, b; Pángaro *et al.*, 2005 y Mosquera y Ramos, 2005) trayendo consigo aparejada la interpretación de la existencia de hemigrábenes triásicos de orientación E-O. Luego trabajos posteriores, como Pángaro *et al.*,

(2006) plantean la ausencia de inversión tectónica en las localidades de Piedra Chenque y Aguada Toledo-Los Barriales (Pángaro *et al.*, 2009).

Otros autores como Grimaldi y Dorobek, (2011) plantean una evolución estructural asociada a inversión de hemigrábenes Triásicos. El mapeo estructural y estratigráfico detallado les permitió identificar dos sistemas de fallas principales asociados con las estructuras de inversión: (1) fallas profundas que afectaron el basamento y los estratos *synrift*, donde las fallas preexistentes se reactivaron selectivamente durante la inversión en función de su longitud y (2) fallas superficiales que afectaron estratos *postrift* y sin-inversión.

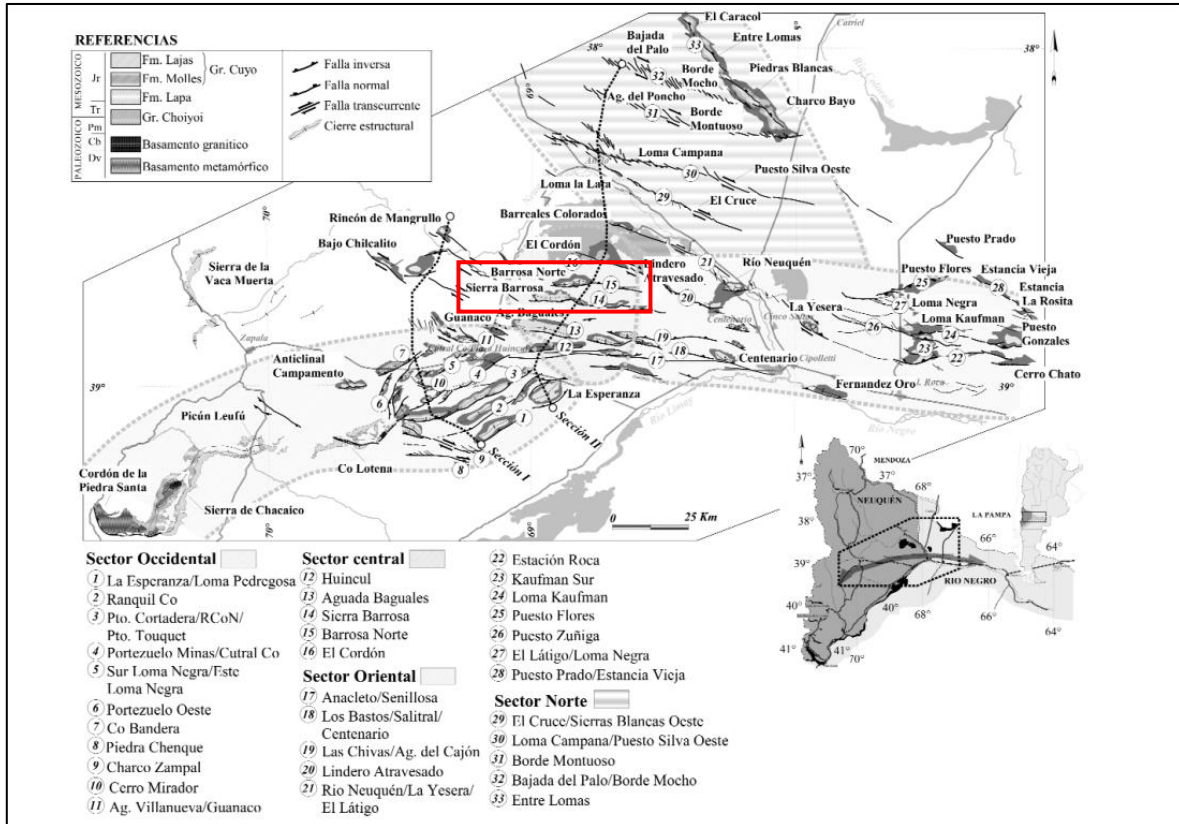


Figura 6. Lineamientos estructurales principales del subsuelo y afloramientos relacionados a la dorsal neuquina, en rojo el área de estudio. Modificado de Silvestro y Zubiri, (2008).

El área de estudio se encuentra en el sector central de la Dorsal de Huincul con lineamientos E-O, correspondientes a las estructuras de Huincul, Aguada Baguales, Sierra Barrosa, Barrosa Norte y El Cerdón (Figura 6). Éstas son estructuras anticlinales relacionadas a fallas de basamento con rechazo inverso importante, que están afectadas por una componente de desplazamiento de rumbo tipo dextral que origina el fallamiento extensional perpendicular al eje del pliegue anticlinal (Silvestro y Zubiri, 2008). Además, los autores explican mediante la inversión tectónica oblicua, la partición del campo de esfuerzos NO (N30° a N40°O) (Pángaro y Bruveris, 1999 y Rossello, 2002) analizadas a partir de la orientación de las fracturas naturales (diaclasas y venillas) del subsuelo y afloramientos y los sistemas de fracturas de *Riedel* en secciones sísmicas horizontalizadas, durante el Jurásico -

Cretácico, aplicado a la zona de Sierra Barrosa, el cual se mantiene activo actualmente. Este campo de esfuerzo generó zonas con mayor componente compresiva en los tramos de rumbo E-O, dando origen a las estructuras positivas, y zonas con mayor componente de desplazamiento de rumbo en los tramos orientados NO-SE, donde se generaron los bajos estructurales (Figura 7). Los cambios de rumbo en las fallas responden a la ubicación y orientación de los hemigrábenes, por lo cual cuando la trayectoria de la falla inversa atraviesa una falla extensional previa cambia de rumbo generando zonas de transferencia entre las estructuras principales, para luego volver a retomar la orientación original de la falla (Figura 7).

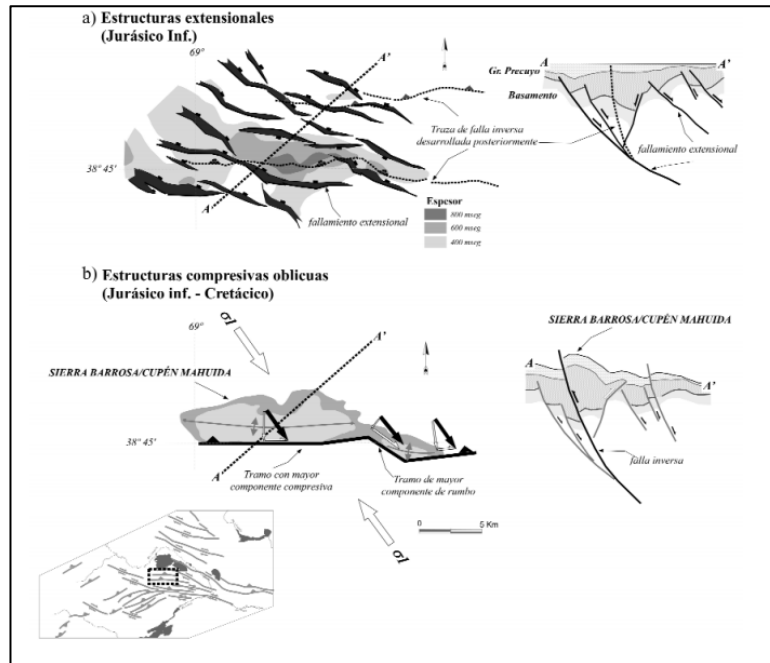


Figura 7. Esquema de inversión oblicua de la estructura anticlinal Aguada Toledo/Cupén Mahuida. Extraído de Silvestro y Zubiri, 2008.

Pángaro *et al.*, (2006) realizan el mapeo detallado tanto de las secuencias sísmicas como de las fallas revelando que existen tres sistemas de fallas principales en el área: un sistema de *rift* con orientación NO a ONO, un sistema compresivo a transpresivo E - O y una transtensivo de orientación NNO a NO (Figura 8). El análisis de los sistemas de fallas permitió entender que los sistemas de compresión E-O cortan varios hemigrábenes con solo una inversión menor y enfocada de las fallas de *rift*. Esto es visible en la estructura central de la figura 9.

También se observaron que los sistemas transtensivos están estrechamente relacionados tanto con las zonas de falla de *rift* como con las estructuras inversas (visible en la esquina SE de la figura 8). Este sistema de fallas transtensivas se activaron mucho más tarde de haber comenzado el evento compresional; esto podría deberse a una rotación progresiva de los vectores de tensión regionales hasta que se logre el ángulo adecuado para generar la transtensión. La reconstrucción estratigráfica detallada mostró que la actividad transtensiva debió haber comenzado unos 20 Ma. después de la deformación compresiva, esto queda evidenciado por el hecho de que solo las secuencias superiores del Gr. Cuyo fueron afectadas de manera transtensiva (Pángaro *et al.*, 2006).

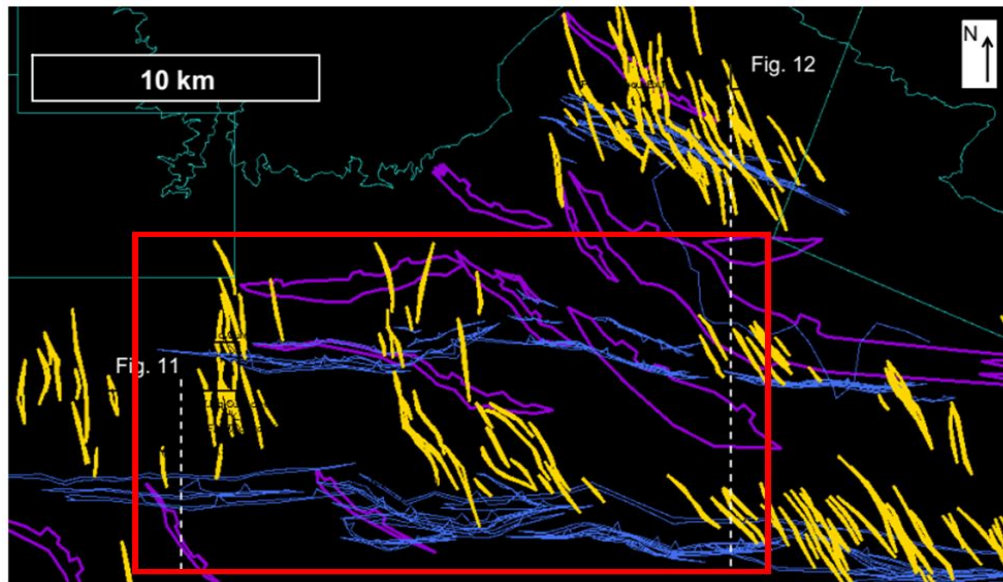


Figura 8. Mapa de fallas de Aguada Toledo - Los Barriales. Se muestran 3 sistemas de fallas, las azules son fallas inversas; las amarillas son fallas transtensionales y las violetas son fallas normales. Rectángulo rojo indica el área de estudio. Modificado de Pángaro et al., 2006.

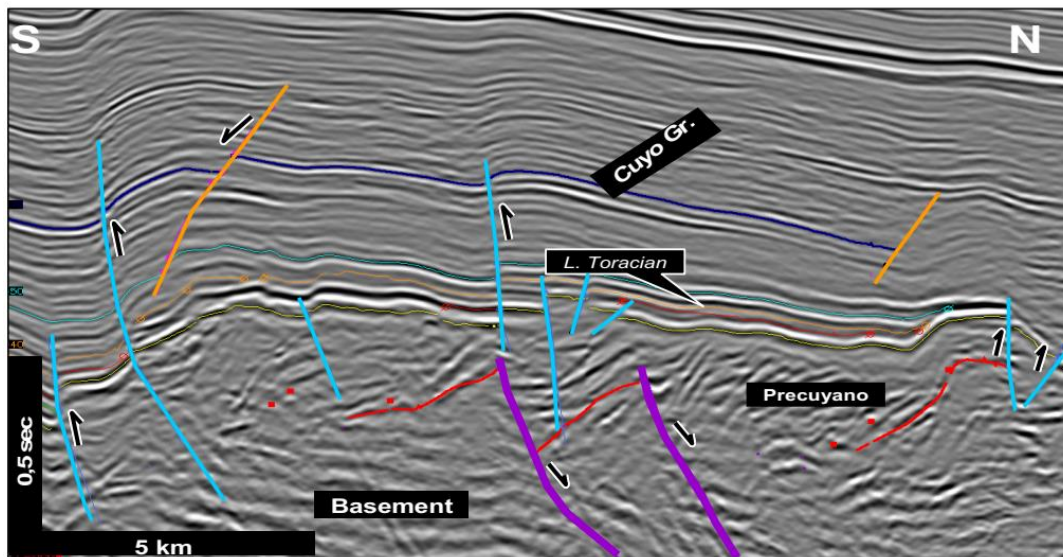


Figura 9. Línea sísmica N-S. Se muestran los 3 sistemas de fallas: en celeste las fallas inversas, en naranja las transtensionales y en violeta las fallas normales. Los hemigrabenes del centro muestran una menor reactivación transtensional. Extraído de Pángaro et al., 2006.

2) C. Sistema Petrolero

Magoon y Dow (1994) definen el concepto de Sistema Petrolero, como forma integral y evolutiva de los distintos elementos y procesos que intervienen para que una acumulación de hidrocarburos exista, desde el depocentro sedimentario de roca generadora a la trampa que lo aloja. Los elementos del sistema son: roca madre, reservorio, sello y trampas. Los

procesos asociados son la generación, migración, acumulación y preservación de los hidrocarburos juntamente con la formación de una trampa que los contiene. Cada uno de estos elementos deben estar ubicados en una secuencia de tiempo y espacio compatibles para que puedan formar una acumulación de hidrocarburos.

Legarreta *et al.*, (2008) propone una separación informal de la cuenca llamada Distritos Productivos (Figura 10) para reunir las acumulaciones de hidrocarburos que poseen cierta similitud en cuanto a rocas generadoras, migración, reservorios y trampas. El mapa de la figura 10 muestra los 8 distritos productivos: Distrito Puesto Rojas-El Portón, Distrito Llanquanelo, Distrito Sierra Negra, Distrito Catriel, Distrito Estancia Vieja, Distrito Huincul, Distrito Sur Dorsal y Distrito La Lata.

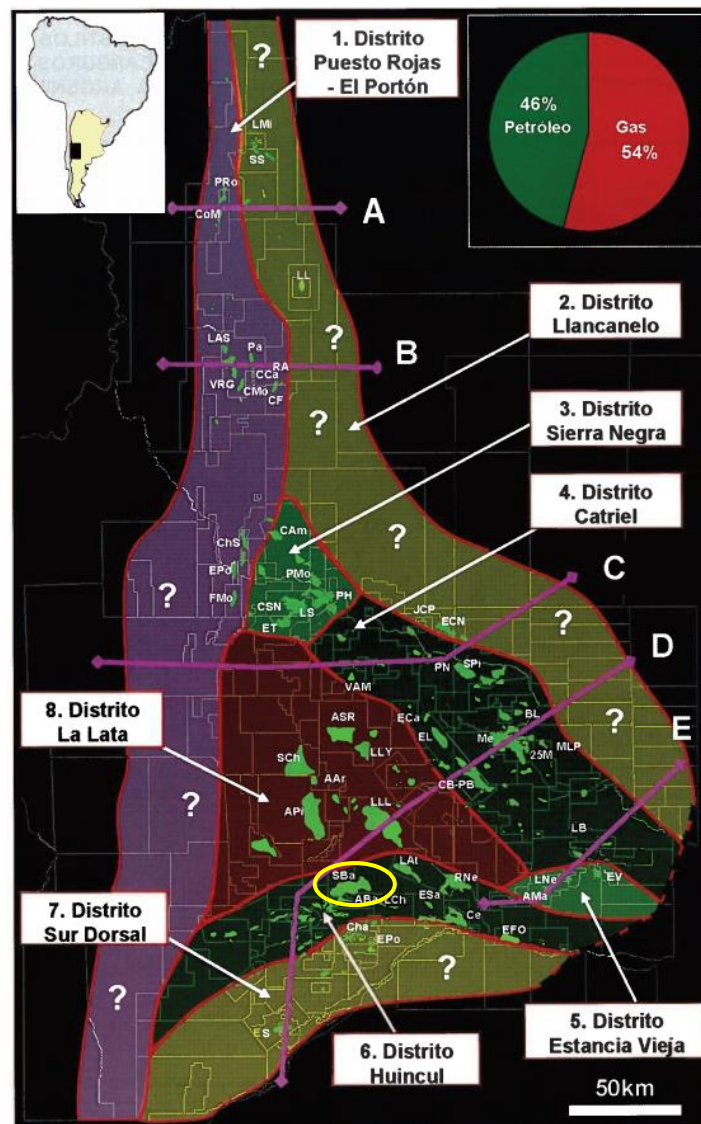


Figura 10. Ubicación de los Distritos Productivos. El área de estudio (amarillo) se encuentra dentro del Distrito Huincul. Modificado de Legarreta *et al.*, (2008)

El área de estudio se ubica dentro del Distrito Huincul (Figura 10), donde las acumulaciones están comprendidas en el ámbito de la “Dorsal de Huincul”, con una gran complejidad estructural y estratigráfica. Los sistemas generadores están compuestos por las Fms. Los Molles y Vaca Muerta y las unidades de reservorios son: los depósitos marinos someros de las Fms. Lajas y Lotena, los fluviales/eólicos de la Fm. Tordillo-Sierras Blancas, los carbonatos de la Fm. Quintuco-Loma Montosa, las rocas volcánicas del Precuyano y los depósitos marino somero de la Fm. Centenario (Figura 11)

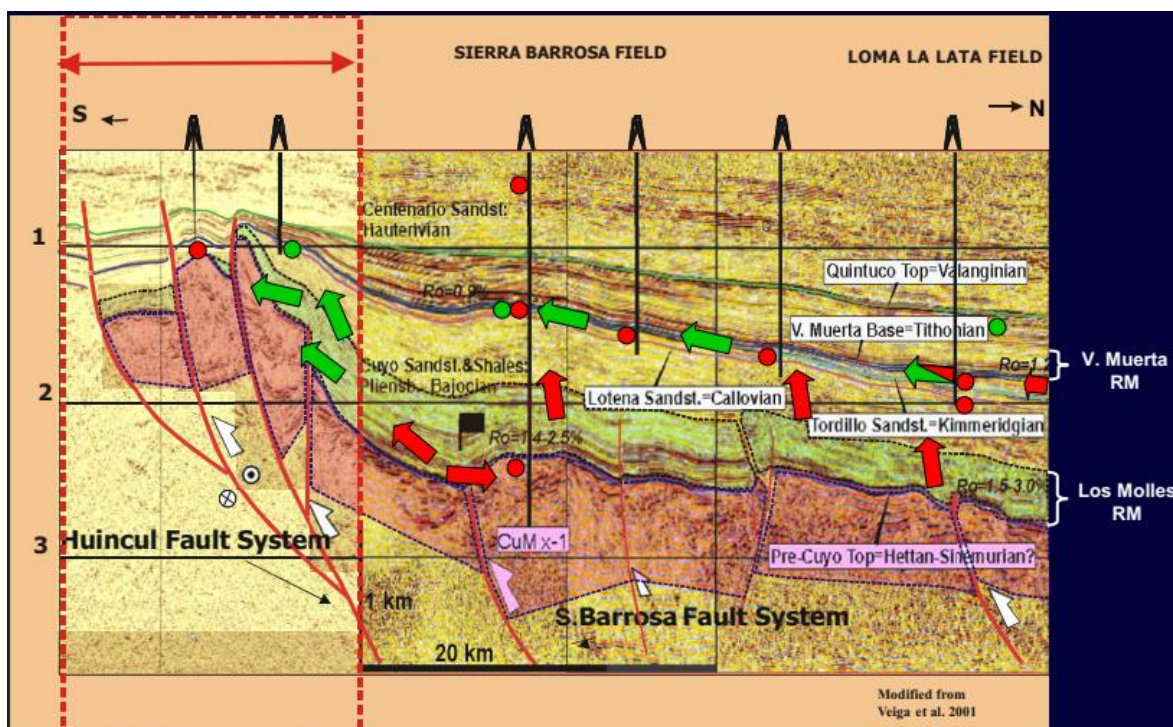


Figura 11. Los sistemas de carga Los Molles y Vaca Muerta, cubriendo un amplio rango de madurez térmica, alimentan numerosos reservorios con hidrocarburos líquidos y gaseosos. Las flechas verdes y rojas simbolizan migración de petróleo y de gas, respectivamente; los círculos verdes y rojos, acumulaciones de petróleo y de gas, respectivamente. Extraído de Villar *et al.*, 2005.

2) C-1. Rocas Madres

La Fm. Vaca Muerta del Jurásico Superior formada por arcilitas marinas, posee un querógeno tipo II, de componente marino algal, con mínima a nula contribución continental, depositadas en ambiente anóxico (Legarreta *et al.*, 2008). En la zona de la Dorsal las pelitas se encuentran inmaduras a incipientemente maduras. Hacia el norte, en la zona de mayor soterramiento, existe una extensa cocina que aportó hidrocarburos desde el inicio del Cretácico Superior (Figura 12, A) (Pángaro *et al.*, 2005). En la zona sur de la Dorsal, existe una facies de la Fm. Vaca Muerta caracterizada por un querógeno de tipo II-S, desarrollada por un bajo grado de soterramiento, que generó petróleo de baja madurez en una cocina restringida también durante el Cretácico Superior (Wavrek *et al.*, 1997). Los fluidos que se encuentran en esta formación van desde gas seco hasta petróleo negro (Figura 12, B), en el área de estudio hay presencia de petróleo volátil.

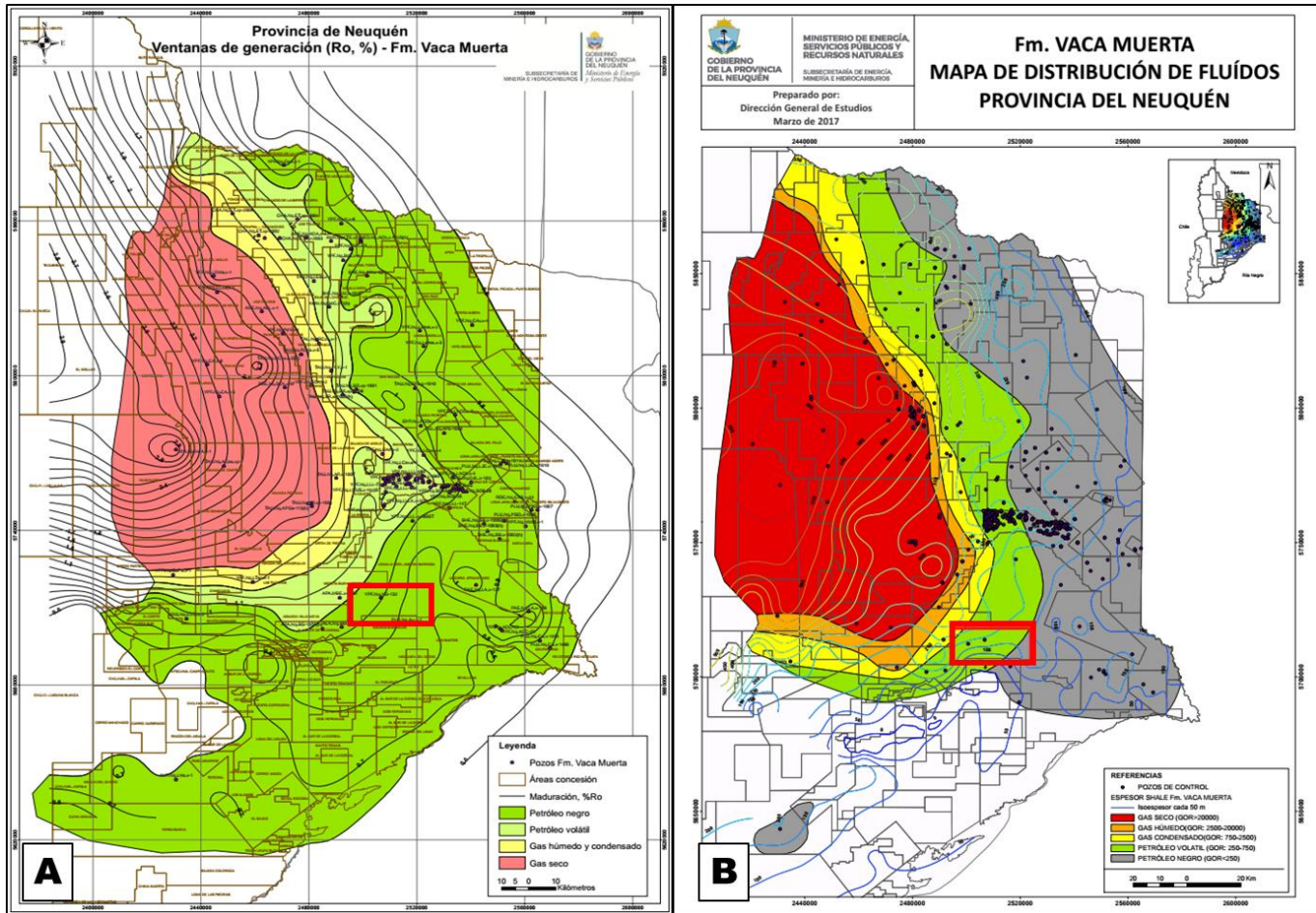


Figura 12. A) Mapa de ventana de generación de hidrocarburos de la Fm. Vaca Muerta (Jurásico Superior). Recuadro rojo indica el área de estudio, en la Fm. Vaca Muerta se encuentra en ventana de petróleo negro. B) Mapa de distribución de fluidos de la Fm. Vaca Muerta. Área de estudio (cuadro rojo) se encuentra en petróleo volátil (GOR: 250-750) Extraído de la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la Provincia del Neuquén.

Las arcillitas de la Fm. Los Molles del Jurásico Inferior a Medio, involucran un querógeno mixto, marino-terrestre categorizado como II/III depositado en ambientes subóxicos a moderadamente reductores, con potencialidad hacia la generación de hidrocarburos livianos y gas; su parte inferior registra tramos enriquecidos en materia orgánica amorfa lipídica con el consiguiente aumento del carácter petrolífero (Legarreta *et al.*, 2008). En la zona de la Dorsal existen numerosas cocinas ubicadas en los hemigrábenes con mayor subsidencia, en los cuales la madurez alcanzada puede llegar a la ventana de generación de gases húmedos. Hacia el norte, a medida que aumenta la profundidad de soterramiento la Fm. Los Molles se sitúa en la ventana de generación de gas seco (Figura 13) (Pángaro *et al.*, 2005).

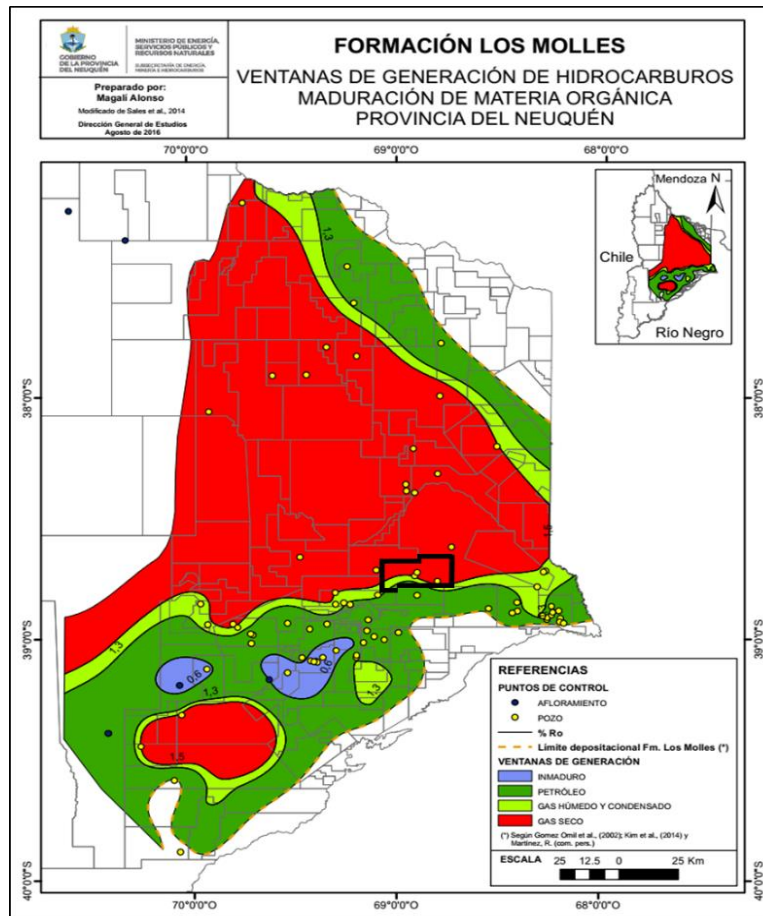


Figura 13. Mapa de ventana de generación de hidrocarburos de la Fm. Los Molles (Jurásico Inferior-Medio). El área de estudio (recuadro negro) se encuentra en ventana de gas seco. Extraído de la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburo de la Provincia del Neuquén.

2) C-2. Reservorios

Los reservorios para el área estudiada Aguada Toledo-Sierra Barrosa son los depósitos de las Fms. Cupén Mahuida, Lajas, Lotena y Centenario.

Los reservorios del Jurásico Inferior inicialmente asignados al Precuyano (Figura 14), fueron reubicados por Llambías y Schiuma, (2009) como la parte basal del Gr. Cuyo e identificados como Fm. Cupén Mahuida, estudios adicionales y nuevas etapas de perforación permitieron caracterizar a esta secuencia como reservorios de tipo “tight gas”. Esta formación se divide informalmente en dos secciones: inferior y superior. En la sección inferior predominan las facies volcanoclásticas por sobre las facies piroclásticas y la sección superior comienza con depósitos producto de flujos densos subácueos originados a partir de efusiones hidromagmáticas (tobas vítreas) (Carrizo *et al.*, 2018).

Los reservorios del Jurásico Medio-Superior están constituidos por los depósitos marinos someros de las Fms. Lajas y Lotena (Figura 14). Los reservorios de la Fm. Lajas son asignados como *tight gas sand* y poseen características como: bajos valores de permeabilidad, naturaleza multicapa, estar cercano a la roca madre (Fm. Los Molles

subyacente) e importantes espesores útiles. Las litofacies y asociaciones de litofacies de la Fm. Lajas forman parte de una secuencia siliciclástica extremadamente heterogénea (composición y textura). Como, por ejemplo, el amplio espectro de depósitos psefíticos, los cuales pueden variar de areniscas conglomerádicas a conglomerados, de estructura masiva a estratigrafía cruzada de bajo ángulo difusa, etc. Debido a su gran variabilidad la formación se puede subdividir en 3 secciones principales: sección inferior, posee mayor continuidad lateral y vertical de arenas; la sección media presenta un aumento de niveles finos intercalados con los bancos arenosos y la sección superior donde aumenta la relación *Net to Gross* (relación de arena), donde se obtienen las mayores producciones en los sectores estructurales más altos (Coppo *et al.*, 2018).

La Fm. Lotena está limitada por dos discordancias, comienza con areniscas y conglomerados, estas son cubiertas por pelitas gris verdosas y terminan con cuerpos arenosos de ambientes marinos por debajo del nivel de ola (Leanza y Hugo, 1997). Las areniscas presentes en AT-SB contienen zonas con buenas características de reservorios, con una homogénea composición mineralógica, una selección moderada a pobre, tamaño medio del grano altamente variable (fina a muy gruesa). Las lutitas se caracterizan por resistividades mucho menores que las de la Fm. Vaca Muerta (Schiuma *et al.*, 2002).

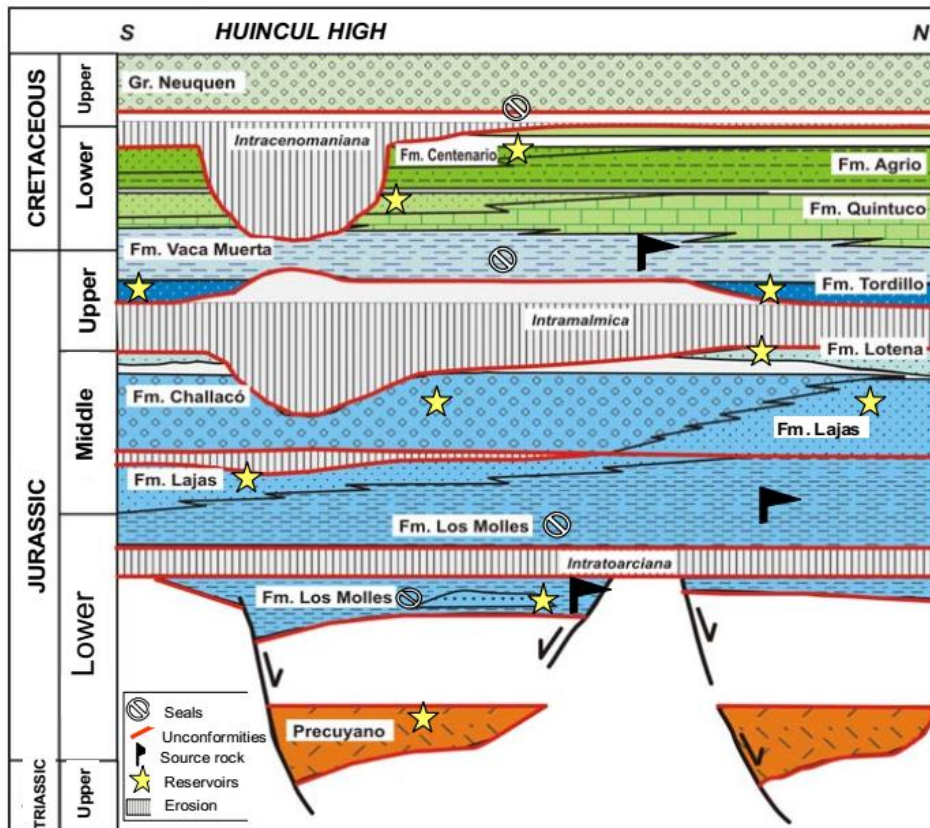


Figura 14. Cuadro cronoestratigráfico simplificado de la zona de la Dorsal de Huincul. Extraído de Pángaro *et al.*, 2005.

Los reservorios Cretácicos corresponden a la Fm. Centenario, integrada por una potente secuencia de sedimentos continentales a litorales de unos 700 m de espesor. El Mb. Inferior está constituido por 450 m de vaques intercalados con niveles de limoarcilitas. El Mb. Superior ronda los 250 m de espesor, compuesto por una alternancia de arcilitas y areniscas, estas últimas con matriz arcillosa y selección moderada (Cabaleiro *et al.*, 2002). Esta formación posee muy buenas propiedades petrofísicas dado el bajo soterramiento al que estuvo sometida (Pángaro *et al.*, 2005).

2) C-3. Vías de migración

La movilización de los hidrocarburos generados por la Fm. Vaca Muerte hacia las estructuras de la Dorsal remiten a una amplia área de drenaje caracterizada por migraciones laterales de pocos kilómetros a decenas de kilómetros (Legarreta *et al.*, 2008). Se debe tener en cuenta la localización de la cocina de la Fm. Vaca Muerta, que se encontró a partir del Cretácico Superior a unos 20 y hasta 40 km del tren principal de estructuras, por lo cual una migración de tal magnitud fue posible debido a las rocas que actuaron como *carrier beds* para que el hidrocarburo sea atrapado en la gran mayoría de los yacimientos de la dorsal (Pángaro *et al.*, 2005).

La movilización de los hidrocarburos generados por la Fm. Los Molles hacia las trampas es predominantemente vertical (Cruz *et al.*, 2002), a través de sistemas de fallas que conectan las cocinas generadoras con las estructuras (Legarreta *et al.*, 2008). De esta manera los hidrocarburos han migrado hacia las potentes secuencias psamíticas-conglomerádicas suprayacentes. También se ha producido la migración vertical directa en cortas distancias, a través de microfracturas desde los niveles con capacidad de generación hacia los niveles con calidad de reservorios que se encuentran en contacto directo (Fm. Lajas y Fm. Cupén Mahuida) (Malone, 2018).

Además, existen migración vertical y remigración de hidrocarburos previamente atrapados asociada a numerosos trenes de fallas transtensivas. Esta remigración es la responsable de la carga de numerosos yacimientos en reservorios someros (Yacimiento Cupén) y de la mezcla de hidrocarburos de las dos rocas madres principales del entorno (Pángaro *et al.*, 2005).

2) C-4. Estilo de entrapamiento

La gran mayoría de las trampas, tanto estructurales como estratigráficas, se encuentran asociada al largo tren de estructuras anticlinales, predominantemente E-O, que conforman la Dorsal de Huincul, relacionadas a fallas compresivas, fracturas extensionales que dan lugar a la compartimentación de las acumulaciones (Pángaro *et al.*, 2005) o incluso generan entrapamientos arealmente más restringidos. Existe también un componente estratigráfico en el entrapamiento, debido al acuñaamiento de algunas unidades sobre el flanco de estructuras que se desarrollaron simultáneamente con la sedimentación y, en otros casos, originados por truncamientos de los reservorios (Legarreta *et al.*, 2008).

3. MARCO TEÓRICO

3) A. Sísmica de Reflexión

3) A-1. Conceptos Básicos

La sísmica de reflexión se basa en los principios de propagación de ondas en medios de distintas características. La propiedad de las rocas que nos permiten “verlas” a través de la sísmica es la impedancia acústica, que es la medida de la resistencia que presentan las rocas al paso de las ondas acústicas. La impedancia acústica se define como el producto entre la densidad de la roca y su velocidad:

$$Z = V \times \rho$$

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

La densidad es distinta en cada tipo de roca, de la misma manera que la velocidad. Estas propiedades están afectadas por otras características, como son la porosidad, el tipo de fluido contenido en los poros, presión, profundidad de soterramiento, etc.

A partir de las diferencias en las impedancias acústicas de las rocas es que se generan las reflexiones de las ondas sísmicas. Los contrastes de impedancia se representan como coeficientes de reflexión, que para el caso de incidencia normal de los rayos se expresa de la siguiente manera:

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

Donde Z_0 y Z_1 son las impedancias del medio supra e infrayacente. Las reflexiones de las ondas sísmicas respecto al camino que estos rayos realizan se rigen por la Leyes de Snell, el Principio de Huygens y el Principio de Fermat.

La primera Ley de Snell establece que, si un frente de onda incide sobre una interfase, una parte de la energía se refleja con el mismo ángulo de incidencia θ_1 . El porcentaje de energía reflejada será mayor, en la medida que los medios o capas que definen la interfase tengan mayor contraste de impedancia acústica o coeficiente de reflexión (Figura 15).

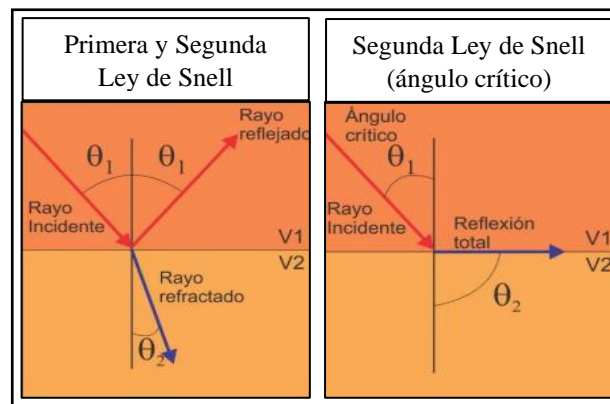


Figura 15. Leyes de Snell

La segunda Ley de Snell establece la relación entre el rayo incidente en el primer medio con un ángulo de incidencia (θ_1) y el rayo refractado en el segundo medio con un ángulo de refracción θ_2 : $\text{sen}\theta_1/V_1 = \text{sen}\theta_2/V_2$. Un caso particular de la segunda ley de Snell ocurre cuando hay una reflexión total, producida cuando el ángulo de incidencia (θ_1) tiene un valor determinado (ángulo crítico) y el ángulo transmitido es $\theta_2=90^\circ$ (Figura 15). Siempre y cuando la $V_2 > V_1$, la perturbación viaja por la interfase que separa los dos medios con la velocidad del medio inferior.

El Principio de Huygens determina que cualquier punto de un cuerpo que es alcanzado por una perturbación se convierte a su vez en un centro (secundario) de emisión de energía, que se extienden en todas las direcciones con la misma velocidad, frecuencia y longitud de onda que el frente de onda original.

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

3) A-2. Adquisición del dato sísmico

El método sísmico de reflexión consiste en medir el tiempo de un frente de onda generado mediante una fuente de energía apropiada, colocada en la superficie o cercana a la misma, que se refleja en las distintas interfases del subsuelo y vuelven a la superficie donde son captadas por sensores especiales dispuestos a lo largo de una línea recta (Figura 16). En el caso de una adquisición terrestre (presente trabajo) la fuente de emisión son equipos vibradores y los sensores de recepción son geófonos. La medición de estos tiempos y su posterior procesamiento nos permitirá delinear la disposición estructural de los horizontes o interfases a lo largo de la línea de estudio. Luego con la determinación de las velocidades podremos estimar las profundidades de cada una de ellas.

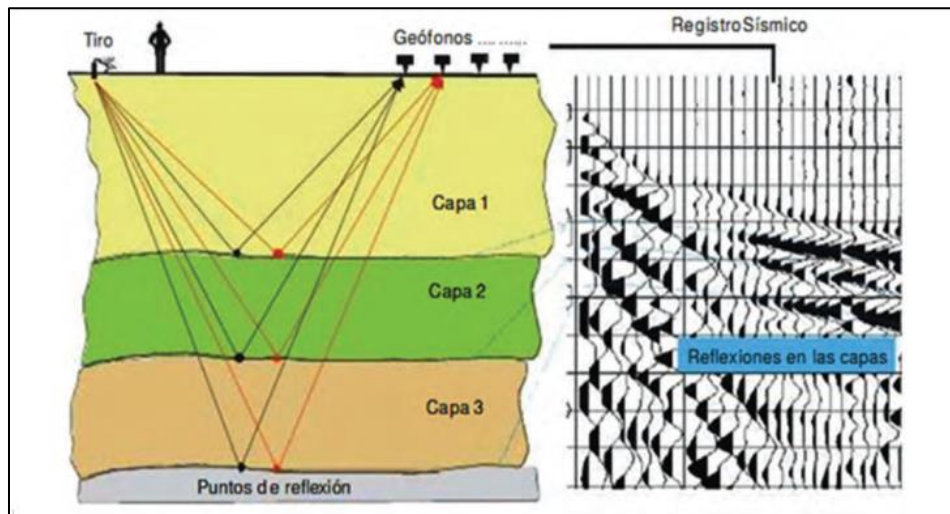


Figura 16. Adquisición del dato sísmico.

3) A-3. Procesamiento del dato sísmico

El procesamiento consiste en la elección y posterior aplicación de los parámetros y algoritmos de tratamiento adecuados a los datos sísmicos adquiridos en el campo (datos brutos) con el fin de obtener secciones sísmicas de calidad. El objetivo fundamental de todo procesamiento multiseñal es aislar en la señal los ruidos que se superponen a ellas. Los ruidos pueden ser clasificados respecto a su origen, como: ruidos que se originan en la fuente (Figura 17), los que se originan en el medio, los que se originan durante la registración, además existen algunos ruidos que se originan durante el proceso de datos.

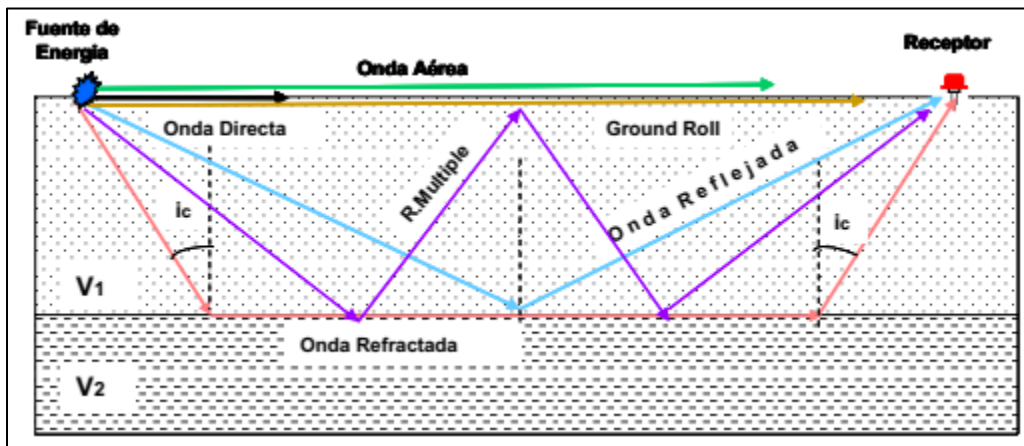


Figura 17. Señal sísmica (onda reflejada) y ruidos originados por la fuente de energía.

Las tres etapas principales del procesamiento son las correcciones estáticas, las correcciones dinámicas y migración.

Las Correcciones Estáticas tiene por objetivo eliminar el efecto topográfico y de la capa meteorizada (*weathering*), para ello se refieren todos los datos a un plano imaginario (*datum*) por debajo del *weathering* (Figura 18). Hay dos formas de determinar el espesor y la velocidad de la capa meteorizada, midiendo directamente a través de un tiro de verificación o, lo más usual en sismica superficial, calculándolos mediante refracciones estáticas: los tiempos de primeras llegadas atribuidos a la capa meteorizada definen las curvas Distancia-Tiempo a partir de las cuales se calcula la profundidad y la velocidad de esta primera superficie. Una vez caracterizada esta superficie, se elige el nivel del *datum* y se calculan los intervalos de tiempo que deben corregirse para cada rayo de la línea sísmica.

Las Correcciones Dinámicas tiene por objetivo horizontalizar las hipérbolas de reflexión y colocar en fase las distintas reflexiones de cada familia de punto común profundo (PCP). Se llevan todos los registros a tiempos de ida y vuelta (*TWT*) como si fuente y receptor estuviesen juntos, calculando las diferencias de tiempo (ΔT) entre cada trayectoria oblicua y la normal a la capa, lo que constituye la corrección por retardo normal (NMO).

Esto sirve para poner cada traza en fase y realizar luego la suma de todas las trazas obteniendo la traza suma. Este es el método de suma múltiple o *Stacking* que tiene como

objetivo mejorar la relación señal/ruido atenuando los ruidos aleatorios (ruidos ambientales) y las reflexiones múltiples.

De esta manera, una sección está formada por todas las trazas “sumas” y representa una imagen de las interfaces presentes en el subsuelo de *offset* cero y modo tiempo doble.

La migración es un proceso que se aplica para corregir las difracciones que se producen en una sección sísmica debido a un relieve brusco de algún reflector. El objetivo es, reubicar esta energía a su verdadera posición, provocando el colapso de estas difracciones.

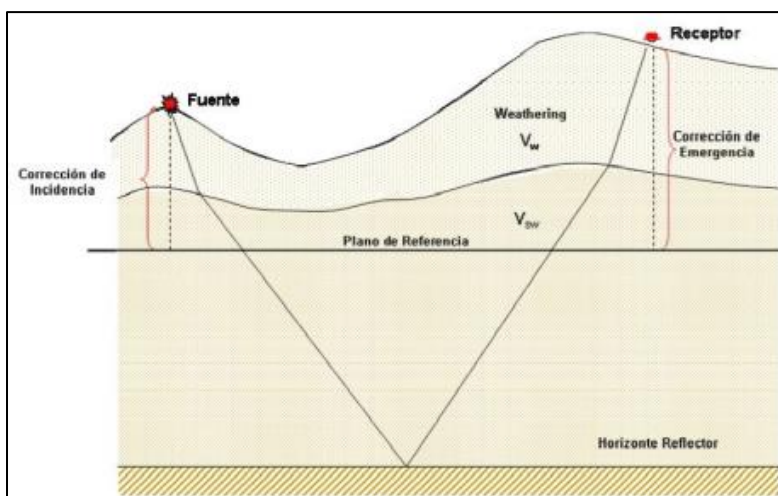


Figura 18. Esquema de correcciones estáticas.

3) A-4. Adquisición y Procesamiento del área de estudio

En particular, para este trabajo, el dato sísmico utilizado corresponde al Proyecto Sísmico 3D Aguada Toledo Integral, que forma parte del bloque exploratorio Loma La Lata-Sierra Barrosa, en el límite entre la Dorsal de Huincul y el Engolfamiento Neuquino, en la Cuenca Neuquina. El dato sísmico denominado AGUADA TOLEDO INTEGRAL 3D fue adquirido por la empresa REPSOL YPF y reprocesado por VERITAS *GeoServices* cubriendo un área aproximada de 888 km², correspondiente a un procesamiento en conjunto (*merge*) de los diversos programas sísmicos incorporados: Aguada Toledo 3D (1996), Bajo de la Carpa 3D (2001), Meseta Barrosa 3D (1995) y El Cordón 3D (1997) (Figura 19). Para este trabajo se considera una porción del cubo sísmico, de 384 km² de superficie, que contienen los datos sísmicos de Aguada Toledo 3D, una porción de Meseta Barrosa 3D y Bajo de la Carpa 3D.

Como se trata de un *merge*, el procesamiento consistió en componer los cuatro programas individuales en una única geometría. Se reprocesaron un total de 52339 registros, en 71442 estaciones receptoras, cubriendo un área iluminada aproximada de 888 km². Las elevaciones topográficas varían entre 330 y 870 m, siendo éstas más pronunciadas hacia el centro del proyecto y mostrando un suave declive hacia el este (Figura 20).

En la tabla 1 se muestran los parámetros de adquisición de los 4 programas sísmicos y en la tabla 2 los parámetros de procesamiento que se realizaron para integrar los 4 programas y obtener el cubo sísmico Aguada Toledo Integral 3D.

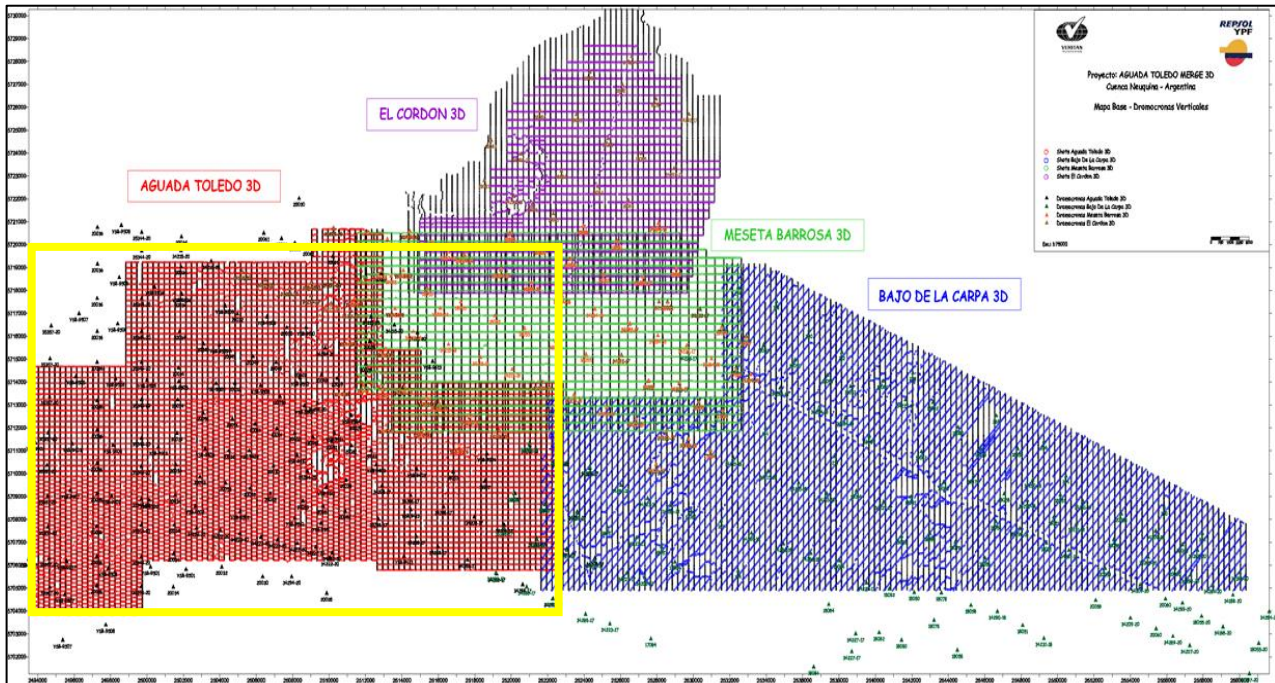


Figura 19. Dato sísmico Aguada Toledo Integral 3D, área de estudio en amarillo. Extraído del procesamiento del Proyecto Aguada Toledo 3D.

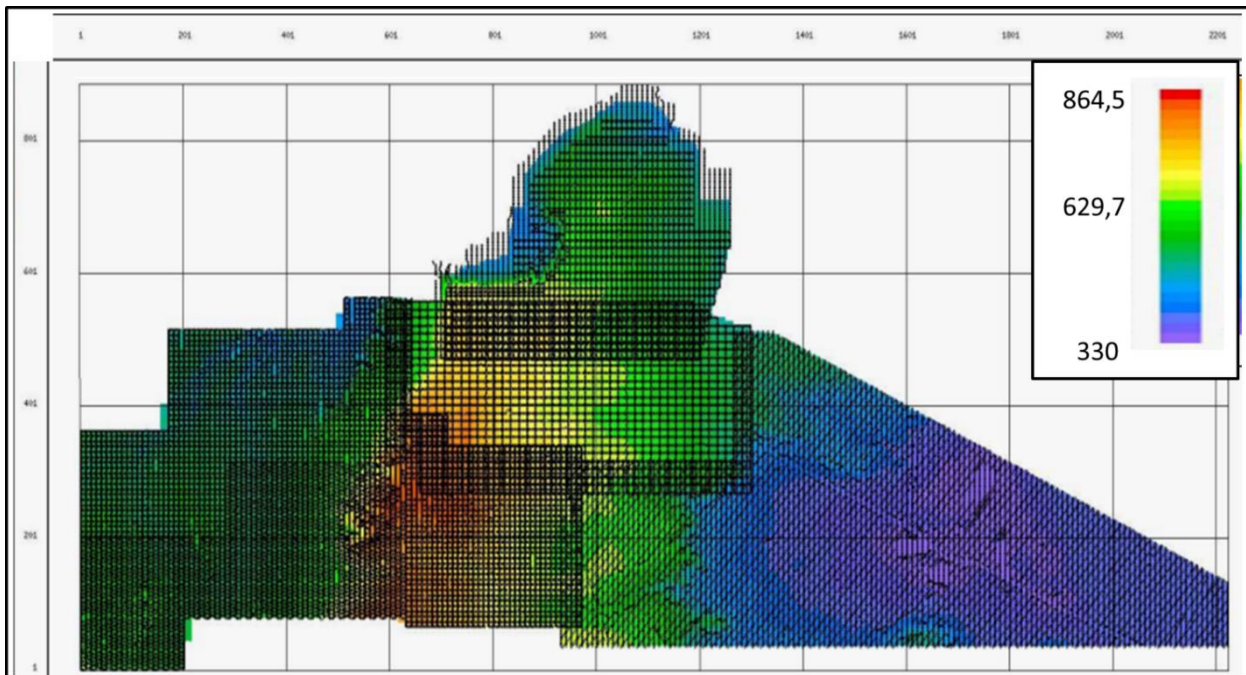


Figura 20. Mapa de elevaciones topográficas, las elevaciones más pronunciadas se encuentran en el centro del proyecto y muestra un suave declive hacia el este. Extraído del procesamiento del Proyecto Aguada Toledo 3D

Parámetros de Adquisición	Aguada Toledo	Meseta Barrosa	Bajo de la Carpa	El Cordón
Información de receptoras				
Medida del BIN	15 m	30 m	30 m	30 m
Intervalo entre estaciones	30 m	60 m	60 m	60 m
Espaciamiento entre líneas	300 m	480 m	300 m	300 m
Número total de estaciones	37289	6264	19209	8680
Información de fuentes				
Medida del BIN	30 m	30 m	30 m	30 m
Intervalo entre fuentes	60 m	60 m	84.85 m	60 m
Espaciamiento entre líneas	Swath 240 m / Brick 90 m	360 m	339.4 m	300 m
Total de puntos registrados	25982	8506	11996	5855
Información del tendido				
# de líneas por patch	6	8	10	6
# de receptoras por líneas	Swath 160 / Brick 144	84	128	96
Receptoras por patch	Swath 960 / Brick 864	672	1280	576
Información del fold				
Fold nominal	Swath 30 / Brick 36	28	40	24
Fold máximo del proyecto	49	31	50	33
Offset mínimo	1.4 m	29.3 m	16.5 m	21.8 m
Offset máximo	2810 m	3150.6 m	5274.0 m	3187.5 m
Área en superficie	Swath 216 km ² / Brick 117 km	176 km ²	340 km ²	123 km ²
Parámetros de recepción				
Cia. de Servicio	UGA S.A.	Digicon	UGA S.A.	UGA S.A.
Instrumento	I/O System II	I/O System II	I/O System II	I/O System II
N° de Canales	Swath 960 (160x6) / Brick 864 (144x6)	672 (8x84)	1280 (10x128)	576 (6x96)
Intervalo de Muestreo	2 ms	2 ms	2 ms	2 ms
Longitud de Registro	4 s	4 s	4 s	4 s
Formato	SEG-D (8058) IIEEE	SEG-D (8058) IIEEE	SEG-D (8058) IIEEE	SEG-D (8058) IIEEE
K Gain	48 dB/oct	48 dB/oct	48 dB/oct	48 dB/oct
Filtro Cortabajos	No	No	No	No
Filtro Anti Alias	½ NYQ / 135 Hz, 190 dB/oct Min Phase	½ NYQ / 135 Hz, 190 dB/oct Min Phase	½ NYQ / 135 Hz, 190 dB/oct Min Phase	½ NYQ / 135 Hz, 190 dB/oct Min Phase
Filtro Notch	No	No	No	No
Polaridad	SEG Normal	SEG Normal	SEG Normal	SEG Normal
Geófonos	Sensor SM-4 HS	Sensor SM-4 HS	Sensor SM-4 HS	Sensor SM-4 HS
Arreglo	12 Geófonos - Lineal	12 Geófonos - Lineal	12 Geófonos - Lineal	12 Geófonos - Lineal
Longitud del Arreglo	22 m	55 m	25 m	22 m
Parámetros de emisión				
Vibradores	MERTZ - 27	MERTZ - 27	MERTZ - 27	MERTZ - 27
Carga	51500 lb	51500 lb	51500 lb	51500 lb
Fase ESG	0	0	0	0
Fase VSG	180	180	180	180
Fase del Vibrador	Normal	Normal	Normal	Normal
No de Vibradores	2 conjuntos de 4 Vibs., 1 standby	2 conjuntos de 4 Vibs., 1 standby	2 conjuntos de 4 Vibs., 1 standby	2 conjuntos de 4 Vibs., 1 standby
Barridos por PV	2,4,8	2,4,8	2,4,8	2,4,8
Tipo de Barrido	Lineal	Lineal	Lineal	Lineal
Frecuencia	12 - 90 Hz	8 - 96 Hz	8 - 100 Hz	8 - 96 Hz
Longitud de Barrido	8 s	8 s	12 - 16 s	8 s

Tabla 1. Parámetros de Adquisición de los volúmenes individuales que integran el merge Aguada Toledo Integral. Extraído del procesamiento del Proyecto Aguada Toledo 3D.

Descripción de la secuencia básica de procesamiento
Cambio de Formato SEG-D a Formato Interno de Procesamiento
Generación y Control de la Geometría
Control de Polaridad
Corrección por Divergencia Esférica
Atenuación de Amplitudes Anómalas (BLAST)
Compensación de Amplitudes: Escalado Consistente en Superficie
Deconvolución Spiking de Fase Cero Traza por Traza
Correcciones Estáticas de Refracción por el Método de GLI
Análisis Interactivo Preliminar de Velocidad
Primer Paso de Estáticas Residuales Consistentes en Superficie
Segundo Análisis Interactivo de Velocidades
Segundo Paso de Estáticas Residuales Consistentes en Superficie
Blanqueo Espectral Antes de Suma
Estáticas Residuales TRIM
Modelado y Atenuación de Ruido Antes de Suma (IVGATHER)
Corrección Dinámica y Suma Final
Blanqueo Espectral Después de Suma
Atenuación de Ruido Aleatorio: Deconvolución FXY
Migración Kirchhoff Después de Suma
Filtrado y Escalado Final

Tabla 2. Secuencia de procesamiento del proceso en conjunto. Extraído del procesamiento del Proyecto Aguada Toledo 3D.

3) A-5. Resolución Sísmica

Es la capacidad de separar sísmicamente dos rasgos geológicos que están muy cerca. De acuerdo con Sheriff, (1997) es la separación mínima de dos cuerpos antes de que sus identidades individuales se pierdan en el mapa resultante o corte geológico.

La resolución se refiere a cuál es el menor detalle que podrá ser “visto” por la sísmica. 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 viejas 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 por la corteza terrestre. El resultado es que la longitud de onda aumenta significativamente con la profundidad, empeorando la resolución vertical y lateral. La longitud de onda se calcula por:

$$\lambda = V/F$$

$$F = \text{frecuencia} \quad V = \text{velocidad}$$

Resolución Vertical: Es simplemente el espesor mínimo de una capa, en la cual las reflexiones provenientes de su tope y de su base pueden ser distinguidas y refleja el espesor real de las capas. El criterio de Rayleigh establece que el límite de resolución es de un $\frac{1}{4}$ de la longitud de onda dominante (Sheriff, 1997):

$$RV = \lambda/4$$

Resolución Horizontal: La resolución horizontal corresponde a la mínima separación lateral de objetos que podrán ser discriminados. Entonces la resolución lateral estará dada por la ecuación:

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

3) B. 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 pueden identificar en el dato sísmico los horizontes que representan los niveles.

Según la información disponible la tarea de amarre entre pozos y sísmica se puede efectuar, desde mayor precisión a menor, por medio del registro de Perfil Sísmico Vertical (VSP), Ley de Velocidad (*Check Shots*), integración del Perfil Sónico y Densidad, o utilizando una relación tiempo-profundidad extrapolada de área vecina, la más próxima disponible.

Integración del Perfil Sónico y Densidad consiste en obtener un perfil de impedancias acústicas del cual se extraen los coeficientes de reflexión. Luego se elige una ondícula (extraída del dato sísmico) y se confecciona el sismograma sintético (SS) (Figura 21), que se obtiene de la cross-correlación de los coeficientes de reflexión con la ondícula. El sismograma sintético es una traza sísmica sintética (creada, no registrada) que se debe ajustar al 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.

Prueba de Velocidad o (*Check Shots*) consiste en medir el tiempo que tarda un pulso sísmico generado en la superficie y que se propaga por las rocas hasta ser detectado por los receptores posicionados a distintas profundidades en el pozo (ondas directas) (Figura 22). Los receptores son posicionados a las profundidades donde se observen cambios en la velocidad de las rocas o en niveles de interés geológico como los topes formacionales. Además de posicionarse en las profundidades de inicio y finalización del registro sónico.

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, cada 15 a 30 m, cubriendo el tramo de mayor interés (Figura 22). Se registran al menos 40 estaciones y se completa el resto del pozo registrando otras posiciones con el mismo criterio de la prueba de velocidad. Además de los registros de

las ondas directas, también se registran las ondas ascendentes, por lo tanto, se obtiene información por debajo del pozo. Luego de procesado el VSP se obtiene como resultado final una sola traza suma (se grafica repetidamente) que representa, en ese intervalo, la respuesta sísmica de la columna sedimentaria en la locación del pozo.

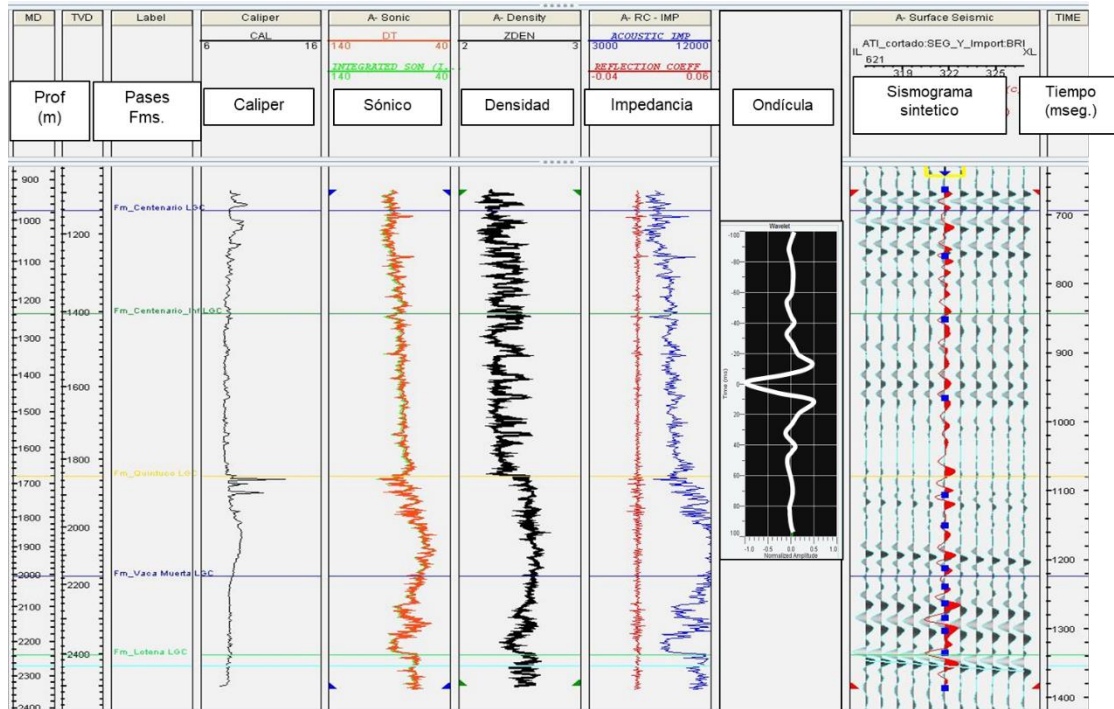


Figura 21. Construcción de sismograma sintético por medio de la integración del perfil sónico y densidad.

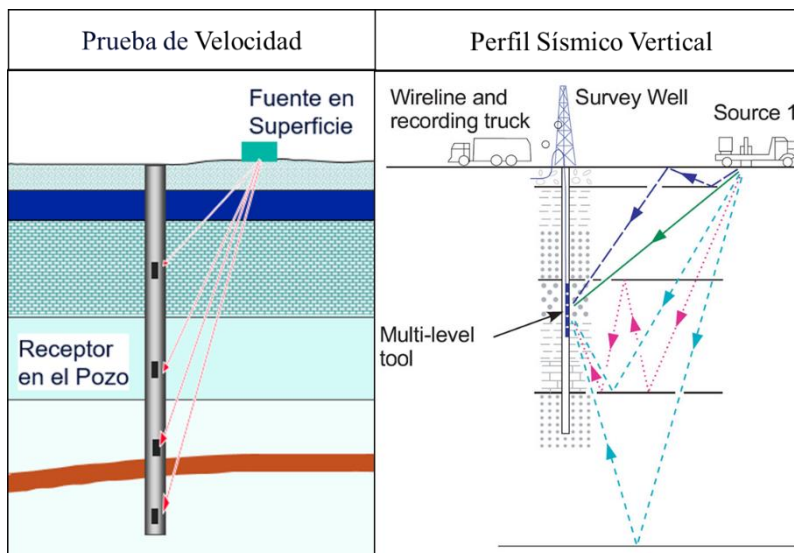


Figura 22. Registración de datos en Prueba de velocidad y Perfil sísmico vertical.

3) C. Interpretación del dato sísmico

Un dato sísmico en 3D puede ser visualizado de diferentes maneras:

- En secciones verticales paralelas a las líneas de registración (líneas o *in-line*)
- En secciones verticales paralelas a las líneas fuentes (trazas o *cross-lines*).
- En secciones verticales arbitrarias, esto es, en cualquier dirección que el intérprete considere adecuada. Puede realizarse una sección que pase por los pozos o perpendicular al rumbo general de las fallas.
- En secciones horizontales (*time slice*), o de tiempo constante.
- En secciones horizontalizadas, es decir, poner en forma horizontal (plana) la superficie sísmica interpretada, moviendo consigo todo el dato sísmico. Si suponemos que en el tiempo geológico que se depositó una capa, ésta se encontraba en posición horizontal, la horizontalización sería como llevar todo lo que está por debajo de la superficie interpretada al tiempo geológico de la capa que se está horizontalizando, algo así como una restauración geológica.

3) C-1. Interpretación de superficies sísmicas

Comienza con la identificación de los niveles de interés en los pozos “atados” y se traslada el dato de pozo al dato sísmico para realizar la interpretación de estos niveles arealmente, siguiendo el reflector asociado con dicho nivel de interés. Para ello se realiza una grilla de líneas/trazas, donde el espaciamiento entre líneas/trazas está relacionada con el objetivo del estudio.

Una vez que se tiene interpretada el área con una grilla, del tamaño que sea, se puede recurrir a diferentes formas de completar la interpretación (poblado de datos), como por ejemplo con un picado automático: el programa realiza una especie de interpolado inteligente, teniendo en cuenta el dato sísmico que existe entre los datos interpretados. Este tipo de poblado de datos se puede utilizar cuando el dato sísmico es de muy buena calidad y la superficie sísmica que se está interpretando tiene continuidad lateral. Si la superficie sísmica que se está interpretando no tiene la suficiente continuidad lateral como para realizar este tipo de interpolado, se puede realizar un interpolado directo, sin la utilización del dato sísmico, para completar la interpretación.

3) C-2. Interpretación de fallas o discontinuidades

La interpretación de fallas consiste en el reconocimiento de la desconexión de una superficie. Puede ser que la falla tenga mucho, poco, o nada de rechazo, siendo en el último caso una discontinuidad. En el caso de las fallas, la interpretación se realiza en dirección perpendicular a la del rumbo de esta, para observar el mayor buzamiento.

Cuando ya se tienen las superficies sísmicas interpretadas y las fallas se pueden realizar mapas para reflejar las propiedades de estas superficies:

- Mapas estructurales en tiempo: también llamados mapas isócronos, ya que nos muestran la estructura de la superficie en tiempo.
- Mapas de iso-espesor sísmico; también llamado isocronopáquicos. Son mapas de espesores calculados a partir de la resta entre 2 superficies sísmicas interpretadas.

3) C-3. Atributos Sísmicos

Considerando que la traza sísmica es una traza compleja, los atributos sísmicos, son aquellos parámetros que se pueden extraer matemáticamente de la traza sísmica y que de alguna manera caracterizan a las rocas o la interfase entre dos capas. La extracción de atributos en un dato 3D permite su visualización en planta, o sea desde arriba, como si estuviéramos viendo un “mapa” de variaciones de las características de las rocas.

Los atributos pueden ser calculados de dos formas:

Atributos intérprete-independientes: son los que se calculan en el dato sísmico sin tener en cuenta la interpretación ni el modelo geológico. O sea, son independiente de la interpretación realizada en el dato sísmico.

Atributos intérprete-dependiente: se calculan luego de realizar una interpretación sísmica, por lo tanto, dependen de ellas. Una vez interpretado un nivel de interés, se realiza la extracción de los atributos sísmicos, guiando la extracción en el entorno del dato interpretado. La extracción del atributo puede realizarse en el tiempo (tiempo sísmico) exacto de la superficie interpretada, en un entorno de una determinada cantidad de milisegundos por encima y por debajo de la superficie interpretada, o también puede realizarse entre 2 superficies interpretadas.

3) C-3_i) Atributos de Discontinuidad

Se consideran muy buenas herramientas para identificar discontinuidades o fallas e incluso fracturas más pequeñas presentes en los datos sísmicos que no se pueden delinear completamente solo sobre la base de los datos de amplitud convencionales. Los atributos de discontinuidad normalmente incluyen Magnitud *Dip*, Azimut *Dip*, Varianza *Dip*, Curvatura (Mínimo, Máximo, Gaussiano, Medio, Mayor Positivo, Mayor Negativo, etc.) y Similitud o Coherencia.

El atributo de Coherencia permite medir la similitud entre las trazas sísmicas (Bahorich y Farmer, 1995). Los algoritmos de implementación operan en una ventana espacial que involucra una traza central y trazas circundantes tomando en cuenta cinco, nueve o más trazas con el objeto de obtener resultados de mayor calidad (Chopra y Marfurt, 2007). Este atributo, al medir la similitud de un reflector entre las trazas, puede resaltar discontinuidades abruptas producto de las fallas (Figura 23) (Atencio *et al.*, 2014).

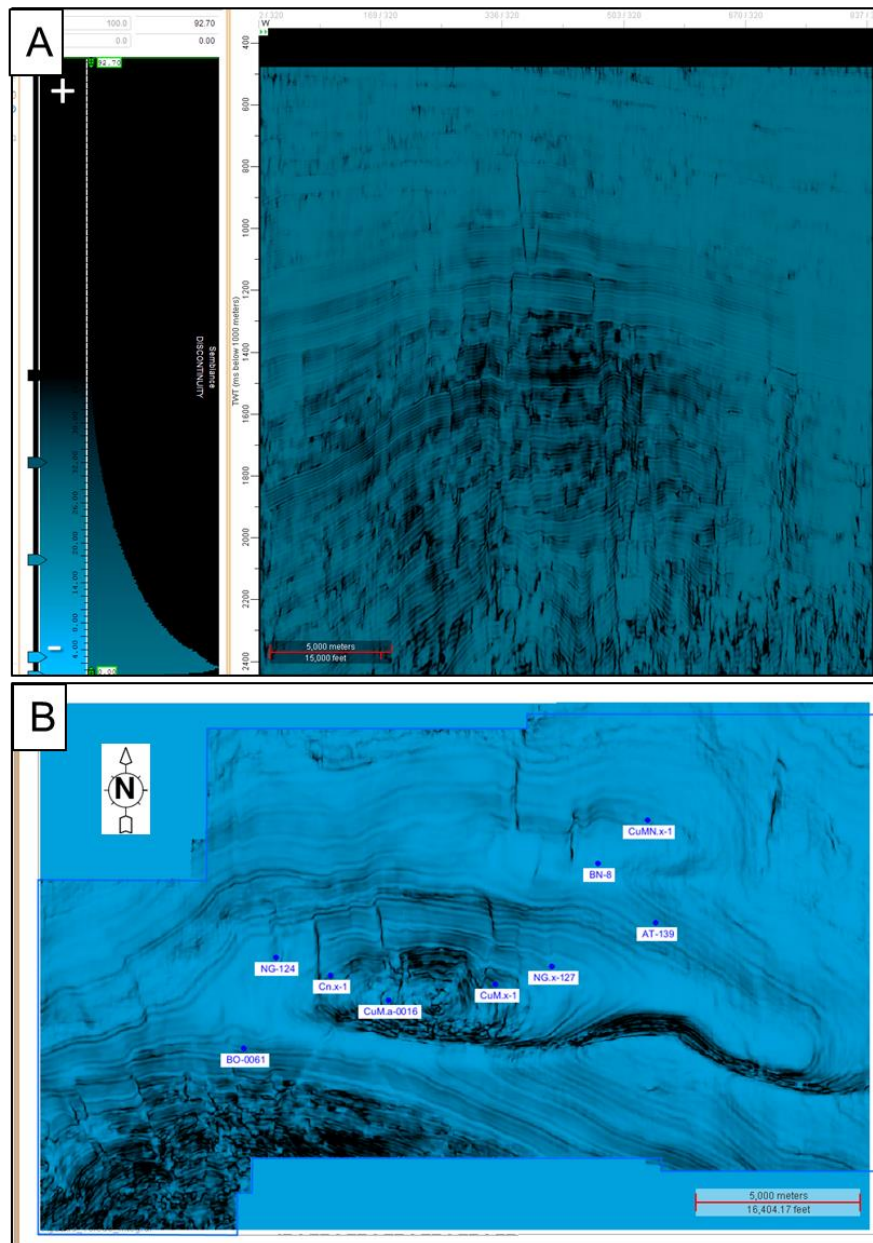


Figura 23. Atributo de Discontinuidad. A) Vista en sección O-E, B) Vista en Time slice 1200ms.

3) C-3_ii) Atributos de Amplitud

El valor de la amplitud de una reflexión es proporcional al valor del coeficiente de reflexión. Por lo tanto, está relacionado con las características de las rocas que están por encima y por debajo de la interfase y de la relación entre ellas.

El atributo *RMS* toma la raíz cuadrada media de todos los valores de amplitud dentro de la ventana (Figura 24). *RMS* es sensible a valores de amplitud más extremos y se puede utilizar para rastrear anomalías sísmicas estratigráficas, como canales deltaicos y saturados de gas.

El atributo *Mean* es el promedio de todas las amplitudes dentro de la ventana (Figura 24).

La técnica TecVA tiene el potencial de mostrar pequeñas variaciones que por correlación traza a traza, pueden revelar características tales como fallas, canales, etc. Para realizarlo es necesario elegir la ventana de tiempo relacionada con el período de los datos sísmicos, aplicar el atributo de *RMS* y luego se aplica la transformación inversa de Hilbert, se rota la fase -90° . Así los datos sísmicos resaltan los contrastes de alta impedancia (Figura 24) (Bulhões y Nogueira de Amorim, 2005).

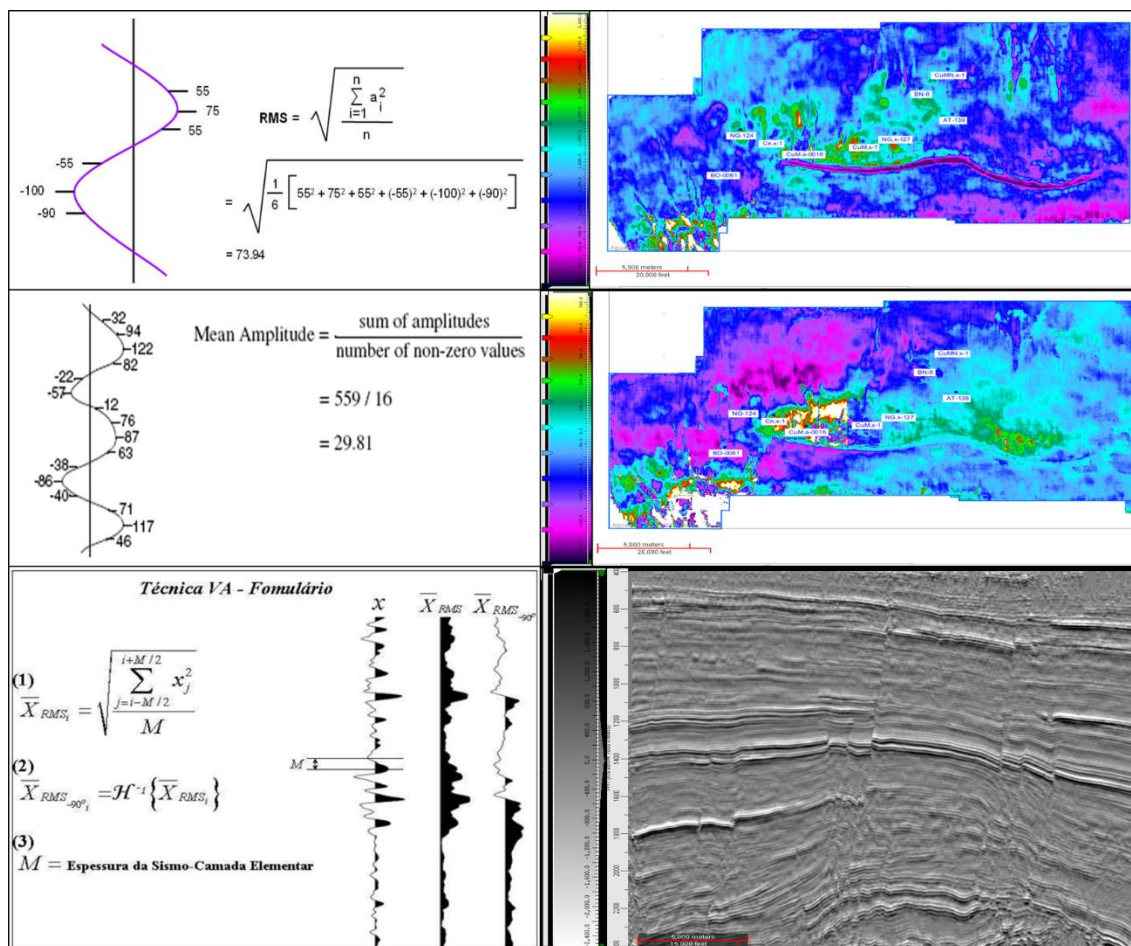


Figura 24. Atributos RMS, Mean y Técnica VA. A la izquierda, manera de calcularlo y a la derecha un ejemplo de su aplicación.

3) C-4. Fase y Polaridad

Por convención se adoptó el criterio americano que define como ondícula de polaridad normal positiva a la señal que surge de una reflexión que indica un incremento de la impedancia acústica, y se muestra con una ondícula de fase “0” (como un pico). Si la señal surge de una reflexión que indica una reducción de la impedancia acústica, la polaridad es negativa y se muestra como un valle. En la Figura 25 se indica esta relación, representando solo el lóbulo primario, pero normalmente existen lóbulos laterales menores.

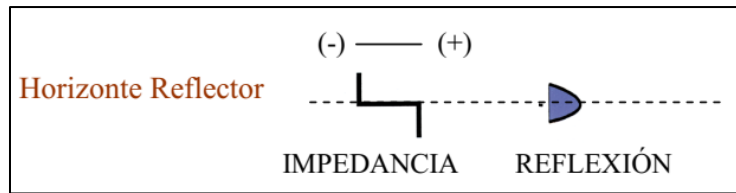


Figura 25. Fase de la ondícula.

Las ondículas de fase cero son simétricas en su forma alrededor del tiempo cero, en tanto que las ondículas que no son de fase cero son asimétricas. Las ondículas sintéticas de pozo, de fase conocida y los perfiles sísmicos verticales (VSP) pueden compararse con los datos sísmicos superficiales para determinar la fase relativa de las ondículas sísmicas de superficie. Ese conocimiento permite que los datos sísmicos de superficie sean "corregidos" a la fase cero. La fase cero nos indica que la amplitud de una reflexión será positiva (+) con una deflexión hacia la derecha, cuando la impedancia (Z_0) de las rocas que están por encima de la interfase sea menor a la impedancia de las rocas que están por debajo (Z_1) y será negativa (-) con una deflexión hacia la izquierda, cuando ocurra lo contrario (Figura 26).

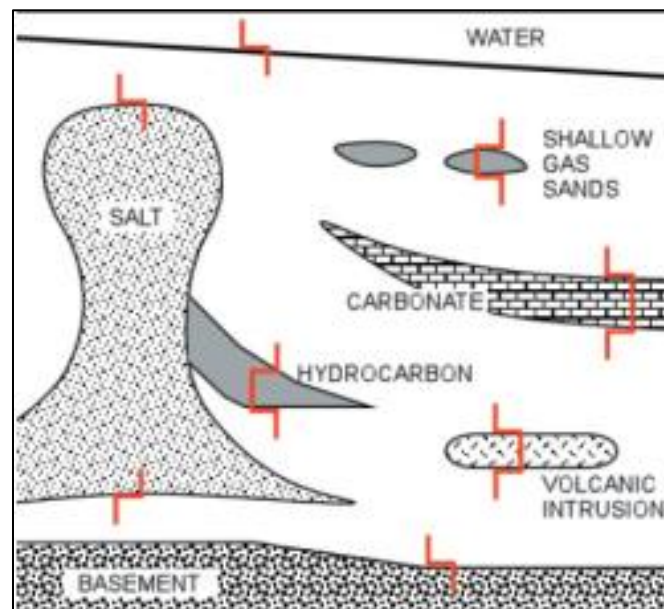


Figura 26. Ejemplos de coeficientes de reflexión positivos y negativos.

3) D. Técnica $\Delta \log R$

Passey *et al.*, (1990) desarrollaron la técnica $\Delta \log R$, un práctico método para identificar y calcular el carbono orgánico total (COT) en rocas madres utilizando registros de pozos. El método implica la superposición del registro de porosidad (generalmente la curva del sónico) sobre una curva de resistividad (preferentemente de una herramienta de lectura profunda) a una escala apropiada. En rocas con bajo grado en contenido orgánico y saturadas en agua, las dos curvas son paralelas entre sí y se pueden sobreponer, ya que ambas curvas disminuyen sus valores en forma proporcional; sin embargo, ya sea en la roca reservorio de hidrocarburos o en las rocas no reservorio ricas en materia orgánica, se produce una separación entre las curvas. Usando la curva de rayos gamma, se pueden identificar los intervalos de reservorio. La separación de las curvas en los intervalos de reservorios resulta de dos efectos: la curva de porosidad responde a la presencia de querógeno, baja densidad, baja velocidad y la curva de resistividad responde al fluido de formación. En una roca rica en materia orgánica inmadura, donde no se ha generado hidrocarburo, la separación de las curvas observadas se debe únicamente a la respuesta de la curva de porosidad. En rocas madres maduras, además de la respuesta de la curva de porosidad, la resistividad aumenta debido a la presencia de hidrocarburos generados (Figura 27). La magnitud de la separación de las curvas en las rocas no reservorios, es calibrada con el COT y madurez, y permite estimar en profundidad la riqueza orgánica en ausencia de datos de muestra. Este método permite evaluar con precisión la riqueza orgánica en una amplia variedad de litologías y madurez, utilizando registros de pozos comunes.

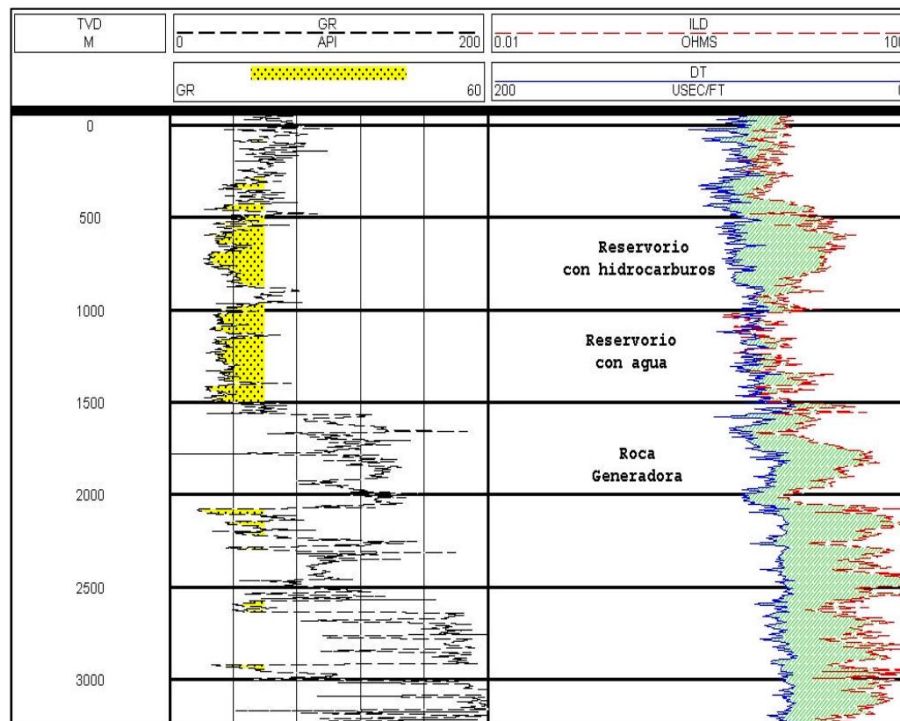


Figura 27. Reescalamiento de perfiles. Extraído de Stinco y Mosquera, 2003.

3) E. Interpretación estratigráfica

Una secuencia depositacional es una unidad estratigráfica compuesta de una sucesión relativamente conformable de estratos relacionados genéticamente y limitada en su parte superior y base por discordancias o sus conformidades correlativas (Mitchum *et al.*, 1977). Las secuencias depositacionales pueden variar en espesor desde cientos de metros hasta unos pocos centímetros. Se pueden reconocer secuencias de diferentes magnitudes en secciones sísmicas, secciones de registro de pozos y afloramientos de superficie. Por lo general, los límites se definen en no conformidades y se remontan a sus conformidades correlativas. La discordancia de los estratos es el criterio principal utilizado en la determinación de los límites de la secuencia, y el tipo de relación discordante es el mejor indicador de si una no conformidad resulta de la erosión o la no depositación.

En el límite inferior de una geometría depositacional se reconocen dos tipos importantes de terminaciones de estratos: *Onlap*, la terminación de un estrato horizontal que se deposita sobre una superficie inclinada (Figura 28, 2) y *Downlap* culminación en la cual un estrato inclinado termina en forma descendente contra una superficie horizontal o suavemente inclinada (Figura 28, 3).

En el límite superior de una geometría depositacional se puede encontrar una terminación de reflectores tipo *Toplap*, indicando el acuñamiento o truncación de un estrato contra una superficie superior, son habitualmente asociados a cliniformas (Figura 28, 1). En secciones sísmicas, la resolución sísmica puede ser tal que los reflectores parezcan terminar abruptamente contra la superficie superior en un ángulo alto.

Estas geometrías depositacionales o terminación de los reflectores son los que nos permiten reconocer los ciclos depositacionales (secuencias) y reconstruir la historia del relleno sedimentario en un área determinada.

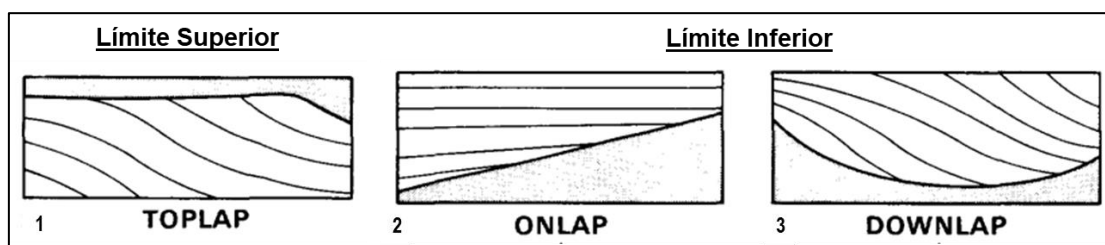


Figura 28. Límites de secuencia depositacional. Modificado de Mitchum *et al.*, (1977).

4. METODOLOGÍA DE TRABAJO

Para la realización del presente estudio se siguió el esquema de flujo de trabajo de la figura 29. El cual consiste en la recopilación y revisión bibliográfica de la Cuenca Neuquina, haciendo hincapié en la historia estructural de la Dorsal Neuquina (Maretto y Pángaro, 2005; Pángaro *et al.*, 2006; Silvestro y Zubiri, 2008 y Grimaldi y Dorobek, 2011); antecedentes de los sistemas petroleros relacionados al ámbito de la Dorsal de Huincul (Pángaro *et al.*, 2005) y de la secuencia Quintuco – Vaca Muerta (Massaferro *et al.*, 2014; Domínguez *et al.*, 2017; Godino y Giunta, 2018 y Domínguez y Di Benedetto, 2018).

Se continuó con la carga de datos en el software *Decision Space* con la revisión y el análisis de la información de los legajos de los pozos facilitados por la Subsecretaría de

Energía, Minería e Hidrocarburos de la Provincia del Neuquén, poniendo mayor énfasis en los informes de control geológico, recortes de perforación, testigos laterales y coronas, perfiles eléctricos (sónico, densidad, rayos gamma, resistividad) e informes de procesamiento del volumen sísmico Aguada Toledo Integral 3D.

Una vez seleccionados los pozos con la información necesaria para la vinculación del pozo con la sísmica, se realizó el atado de los pozos. En base a los datos obtenidos, se pudo determinar la fase del cubo sísmico, por lo que se procedió a la rotación del dato sísmico. Luego se interpretaron los reflectores sísmicos que corresponden a los horizontes de interés y las fallas/discontinuidades, para generar mapas isócronos e isocronopáquicos. También se analiza la secuencia Quintuco – Vaca Muerta a través de la sísmica, perfiles eléctricos y datos de recorte de perforación (*cutting*). En esta etapa se realizaron cálculos de atributos sísmicos que ayudan a la interpretación de las fallas y de los rasgos estratigráficos.

Por último, debido a problemas en el desempeño del software, no se pudo concluir con la elaboración de un modelo de velocidades del área utilizando las tablas tiempo-profundidad generadas, los niveles interpretados y los pases formacionales, que permitirían realizar una conversión a profundidad y consecuentemente la confección de mapas estructurales e isopáquicos. Se seleccionaron los pozos a utilizar, los horizontes sísmicos y sus pases formacionales asociados; en primera instancia se intentó realizar el proceso internamente (en la máquina del laboratorio) pero no fue posible debido a problemas de *hardware*, por lo que se exportaron todos los datos y se transmitieron al centro de procesamiento de Halliburton para que allí corrieran el proceso, pero luego tampoco fue posible cargar este dato en nuestro *software*.

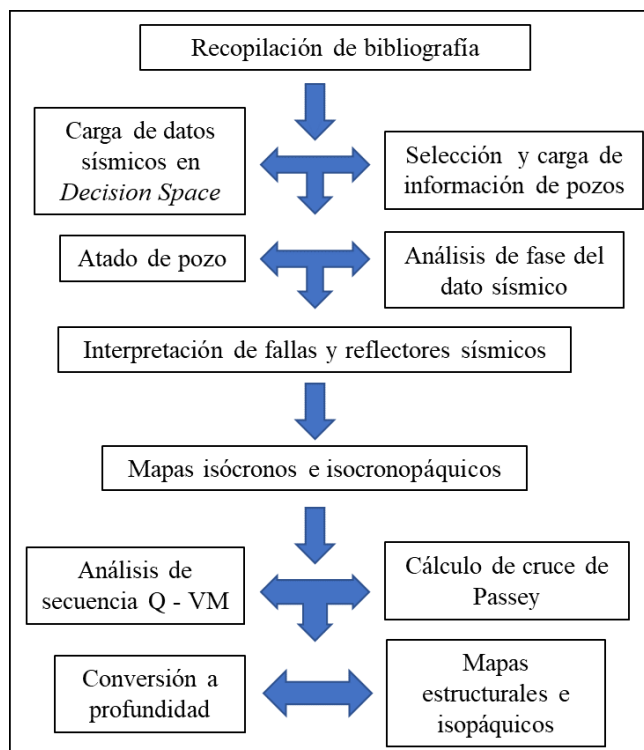


Figura 29. Esquema de flujo de trabajo.

5. DESARROLLO

5) A. Carga de datos al software y selección de pozos

Para este trabajo se cuenta con 60 legajos de pozos otorgados por la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos, que se representan en la figura 30, los mismos fueron revisados y analizados para determinar los datos a ser utilizados en el presente estudio. Se elaboró una tabla (Tabla 3) con los siguientes datos: coordenadas en el sistema de referencia Posgar 94, elevación sobre el nivel del mar, lectura de los perfiles eléctricos y el contenido de perfiles de densidad, sínico y resistividad, como también los pases de formación.

La Tabla 3 muestra los siguientes resultados:

- 7 pozos no contienen información de perfiles eléctricos (rojos)
- 32 pozos no poseen perfiles sínicos (naranja)
- 6 pozos poseen perfiles sínicos dañados (naranja)
- 6 pozos cuentan con perfiles de densidad y sínico con una profundidad somera que no son suficiente para el atado de pozos (amarillos)
- 9 pozos tienen los datos correspondientes para ser utilizados para el atado de pozo a la sísmica (verdes).

Esta revisión nos indica que hay 9 pozos con la información necesaria para realizar el atado de pozo y el análisis de la secuencia Quintuco – Vaca Muerta, su distribución se puede visualizar en la figura 30, identificados con color azul.

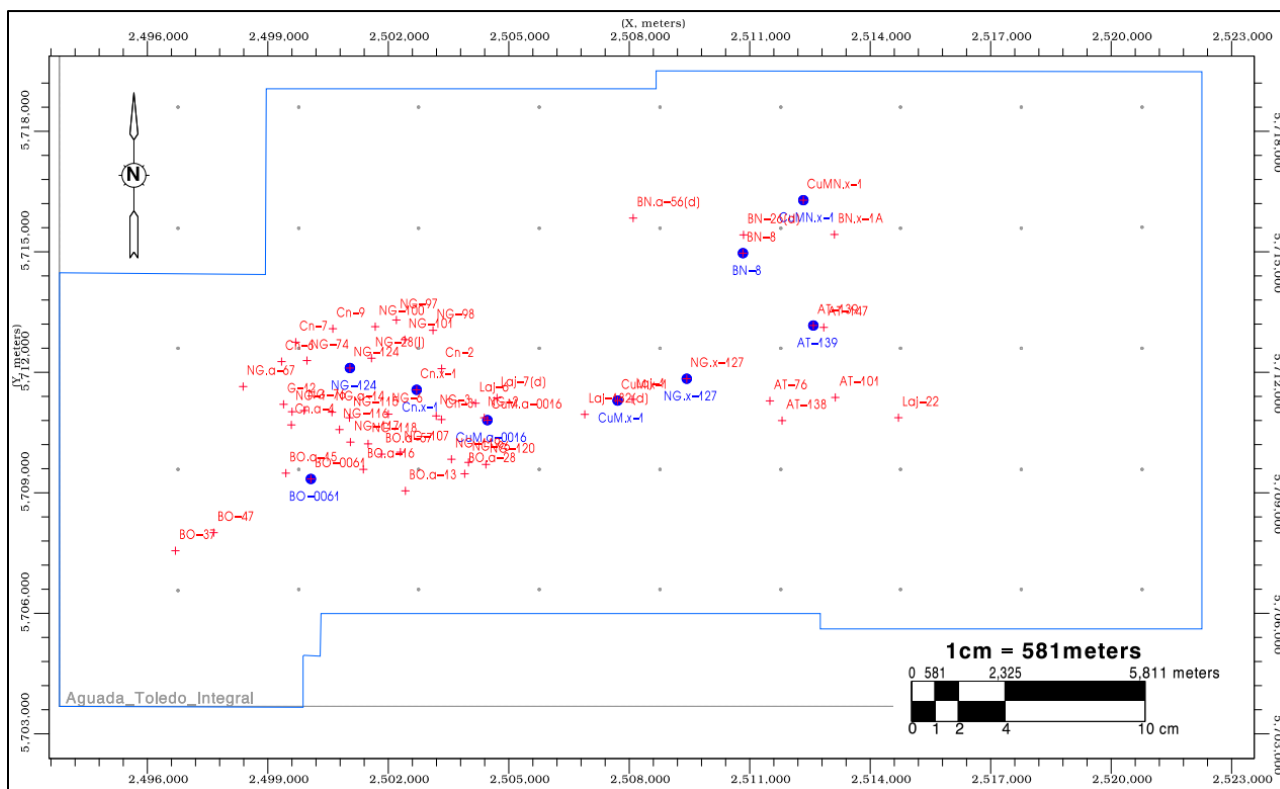


Figura 30 Mapa con ubicación de todos los pozos, dentro del área de estudio. En color azul, los pozos que reúnen las condiciones para ser utilizados en el presente estudio.

Pozos	Coordenadas Posgar 94			Lectura de Perfiles		Perfil de Densidad (g/cm3)	Perfil Sónico (us/f)	Pases de Formaciones	Observaciones
	X	Y	Z	Inicio	Final				
G-12	2499392,27	5711202,97	560,31						Sin Perfiles
Laj-6	2504109,99	5711265,77	507,76					x	Sin Perfiles
Laj-7(d)	2504707,09	5711362,47	509,77						Sin Perfiles
BN.a-56(d)	2508097,15	5715839,59	491,35						Sin Perfiles
Laj-1	2508075,42	5711327,10	617,66						Sin Perfiles
Laj-22	2514703,28	5710869,72	851,59						Sin Perfiles
Laj-182(d)	2506892,23	5710952,91	544,96						Sin Perfiles
BO.a-13	2502426,20	5709048,67	530,30	2007,00	59,99	x			
BO.a-15	2499448,66	5709489,47	530,10	2151,00	59,99	x			
BO.a-16	2501378,80	5709583,67	577,20	2003,00	64,80		x		Perfil Sónico entrecortado
BO.a-28	2503901,79	5709473,37	516,10	2006,00	55,00	x			
BO.a-57	2501831,20	5709963,08	555,16	2112,00	632,00	x			
NG.a-14	2500597,46	5711007,19	547,98	1980,00	370,00			x	
NG.a-67	2498384,81	5711645,17	545,00	2214,59	589,86	x			
NG-1	2499602,81	5711018,17	560,45	2115,10	1000,29			x	
NG-2	2504389,86	5710869,05	515,69	1990,00	99,99			x	
NG-3	2503192,82	5710914,47	520,03	1821,40	71,00			x	
NG-6	2502000,80	5710958,17	534,09	1901,30	56,00			x	
NG-28(l)	2501581,60	5712350,68	535,78	2155,10	51,00		x	x	Perfil Sónico entrecortado
NG-74	2499974,41	5712292,25	550,08	2108,89	435,54	x			
NG-96	2503996,79	5709757,17	518,00	2115,00	455,00	x			
NG-97	2502200,80	5713302,16	530,00	2060,00	450,00	x			
NG-98	2503113,79	5713046,16	516,00	2110,00	450,00	x			
NG-100	2501674,80	5713136,16	532,00	2021,00	430,20	x			
NG-101	2502410,80	5712813,16	523,00	2002,00	420,00	x			
NG-107	2502300,80	5710013,17	556,00	1990,00	480,02	x			
NG-115	2501031,74	5710868,27	559,59	2013,96	455,06	x			
NG-116	2500783,80	5710574,17	560,00	1945,00	456,96	x			
NG-117	2501055,80	5710262,17	564,00	2000,00	458,93	x		x	
NG-118	2501497,11	5710218,89	558,51	1995,00	444,99	x			
NG-119	2503572,79	5709835,17	516,00	2042,90	58,99	x		x	
NG-120	2504429,79	5709706,17	520,00	2109,00	497,99	x			
BN.x-1A	2513109,00	5715431,00	802,76	2564,80	616,00				
AT-34	2513150,32	5711731,80	851,90	2437,60	1183,00		x		Perfil Sónico de 300 m
AT-76	2511502,00	5711288,00	857,00	2301,00	1074,99	x			
AT-101	2513130,76	5711373,64	855,76	2297,00	1362,02	x			
AT-138	2511805,15	5710797,95	860,19	2358,23	946,09	x		x	
AT-147	2512843,28	5713118,09	833,94	2399,99	1400,00	x			
BN.x-2	2514833,00	5716115,00	967,83	2578,10	1008,00	x	x	x	Perfil sónico dañado
BN-26(d)	2510845,50	5715420,78	607,97	1630,07	690,06			x	
BO.a-8	2497888,00	5708678,37	539,70	1998,00	49,99		x		Sónico malo de 1600-2000m
BO-37	2496699,00	5707558,00	570,00	1705,00	452,00	x			
BO-47	2497652,00	5708008,00	552,00	1690,00	485,00	x		x	
CuM.a-12	2509305,00	5711374,28	694,00	3807,86	594,36	x	x		Densidad desde los 2000m, Sónico cortado entre 1800-2000m
NG-76	2499902,00	5711049,00	563,00	2108,00	460,00	x			
Cn.a-4	2499585,81	5710690,17	520,00	806,50	389,22	x	x		Profundidad somera
Cn-2	2503328,03	5712090,68	513,04	762,00	-0,45	x	x		Profundidad somera
Cn-3	2503323,79	5710824,17	535,00	759,56	-4,87	x	x		Profundidad somera
Cn-6	2499342,81	5712266,56	551,00	571,29	389,99	x	x		Profundidad somera
Cn-7	2499695,09	5712750,59	546,23	553,45	279,95	x	x		Profundidad somera
Cn-9	2500618,72	5713085,10	534,67	573,46	359,96	x	x		Profundidad somera
BO-61	2501378,80	5709583,67	577,20	1925,92	702,00	x	x	x	Pozos Atados a la Sísmica
NG-124	2501044,10	5712107,12	537,83	1982,41	469,39		x	x	Pozos Atados a la Sísmica
Cn.x-1	2502705,80	5711564,17	532,00	1235,73	268,90	x	x	x	Pozos Atados a la Sísmica
CuM.a-16	2504467,62	5710809,08	516,40	3710,48	707,89	x	x	x	Pozos Atados a la Sísmica
CuM.x-1	2507710,00	5711296,00	604,40	4180,11	220,00		x	x	Pozos Atados a la Sísmica
NG.x-127	2509432,00	5711840,00	673,00	1778,05	300,07	x	x	x	Pozos Atados a la Sísmica
AT-139	2512583,95	5713165,55	832,15	2358,00	0,00	x	x	x	Pozos Atados a la Sísmica
BN-8	2510831,00	5714966,00	900,00	2412,00	700,24	x	x		Pozos Atados a la Sísmica
CuMN.x-1	2512335,00	5716285,00	636,00	4208,04	395,00	x	x	x	Pozos Atados a la Sísmica

Tabla 3. Información de los pozos disponibles.

5) B. Atado de pozos y determinación de fase

Para el atado de pozo se utilizaron 9 pozos distribuidos en la parte central del área de estudio del volumen sísmico, indicados en color azul en la figura 30, los cuales contienen la información necesaria para realizar la vinculación del pozo con la sísmica. En la tabla 4 y 5 se muestra la ubicación geográfica, la lectura de los perfiles sísmico, densidad y los pases de formación (topes de formación en mbbp) correspondiente a cada pozo. En el caso del pozo NG-124 se utilizó una densidad constante de 2,30 g/cm³ porque no contaba con perfil de densidad.

Pozo	Coordenadas (Posgar 94)			Perfil Sonico (us/f)		Perfil Densidad (g/cm ³)	
	x	y	z	Inicio (m)	Final (m)	Inicio (m)	Final (m)
BO-61	2501378,80	5709583,67	577,20	702,00	1910,07	702,00	1903,67
NG-124	2501044,10	5712107,12	537,83	525,01	1982,11	constante de 2,30	
Cn.x-1	2502705,80	5711564,17	532,00	307,83	1192,03	298,93	1192,28
CuM.a-16	2504467,62	5710809,08	516,40	707,98	3699,98	707,98	3699,98
CuM.x-1	2507710,00	5711296,00	604,40	290,00	4179,80	1344,42	4180,00
NG.x-127	2509432,00	5711840,00	673,00	300,08	1756,44	707,14	1758,68
AT-139	2512583,95	5713165,55	832,15	924,99	2340,94	924,99	2331,03
BN-8	2510831,00	5714966,00	900,00	718,63	2412,00	717,92	2412,00
CuMN.x-1	2512335,00	5716285,00	636,00	431,99	4201,70	422,66	4208,00

Tabla 4. Información de los datos de pozos que se utilizaron en la calibración de la sísmica

Topes de Formación/Pozos	BO-61	NG-124	Cn.x-1	CuM.a-16	CuM.x-1	NG.x-127	AT-139	BN-8	CuMN.x-1
Fm. Rayoso			393,70		527,40	625,00	447,00		641,00
Fm. Centenario		729,20	721,20		834,80	738,00	975,00		836,50
Fm. Centenario Inferior		895,80	855,20				1236,00		
Fm. Mulichinco	1184,00	1199,20	1155,00	1094,00	1242,40	1373,00			
Fm. Quintuco	1214,00	1226,00	1187,90	1148,00	1266,60	1405,00	1680,00	1470,00	1524,00
Fm. Vaca Muerta	1583,00	1505,00		1269,00	1529,20		2005,00	1735,00	1820,50
Fm. Tordillo					1656,10				2099,00
Fm. Lotena	1804,00	1790,20		1518,00	1680,70		2234,00	2060,00	2129,00
Fm. Lajas		1805,00		1675,00	1804,40				2202,50
Fm. Los Molles				2563,00	2575,50				
Precuyo				3069,00	3054,00				3589,00

Tabla 5. Profundidad de los topes de formaciones (mbbp)

Para poder correlacionar todos los pozos con el dato sísmico se realizó en primera instancia la extracción de ondículas en la posición de cada pozo (ver Anexo 1), se observó una similitud en la rotación de fase, por lo que se decidió unificar la fase y se utilizó una ondícula de fase 180°. La figura 31 muestra el amarrado de los pozos con el dato sísmico. En el Anexo 2 se muestran el amarre de los 9 pozos a la sísmica, donde se detalla el caliper del pozo, los perfiles DT y Densidad, la impedancia acústica, el desvío (*drift*), el sismograma sintético y la correlación.

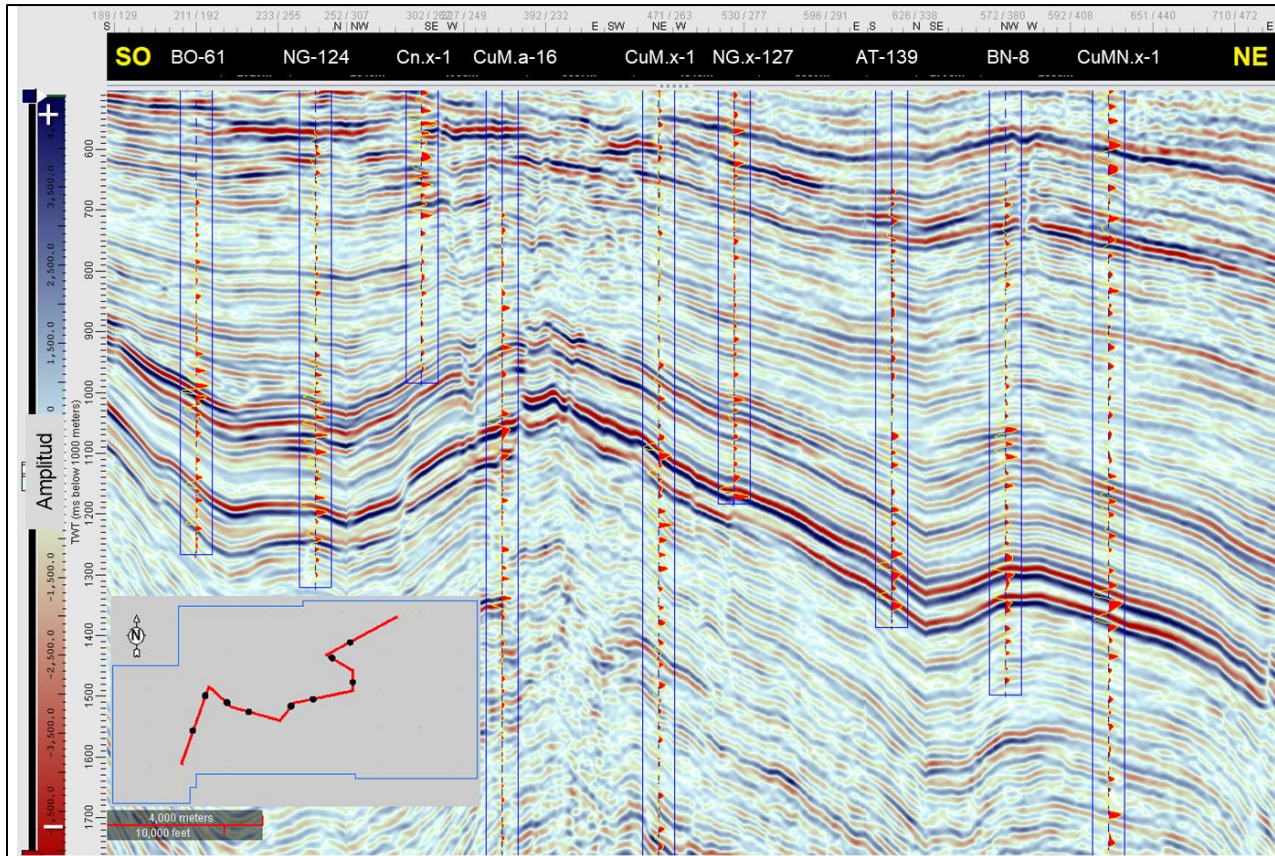


Figura 31. Sección vertical arbitraria, se muestra el atado de los 9 pozos al dato sísmico.

Para poder correlacionar los pozos con el dato sísmico, se hizo una evaluación de las fases de las ondículas de los pozos que contienen mayor correlación (Figura 32) y se comparó cada una de ellas. La mayoría de las ondículas tenían fase cerca de 180° , por lo cual se consideró llevar a cabo la rotación del cubo sísmico 180° para colocar el dato sísmico en fase cero. De esta manera queda expresado con un pico positivo el aumento de impedancia acústica y con un valle la disminución de la impedancia acústica.

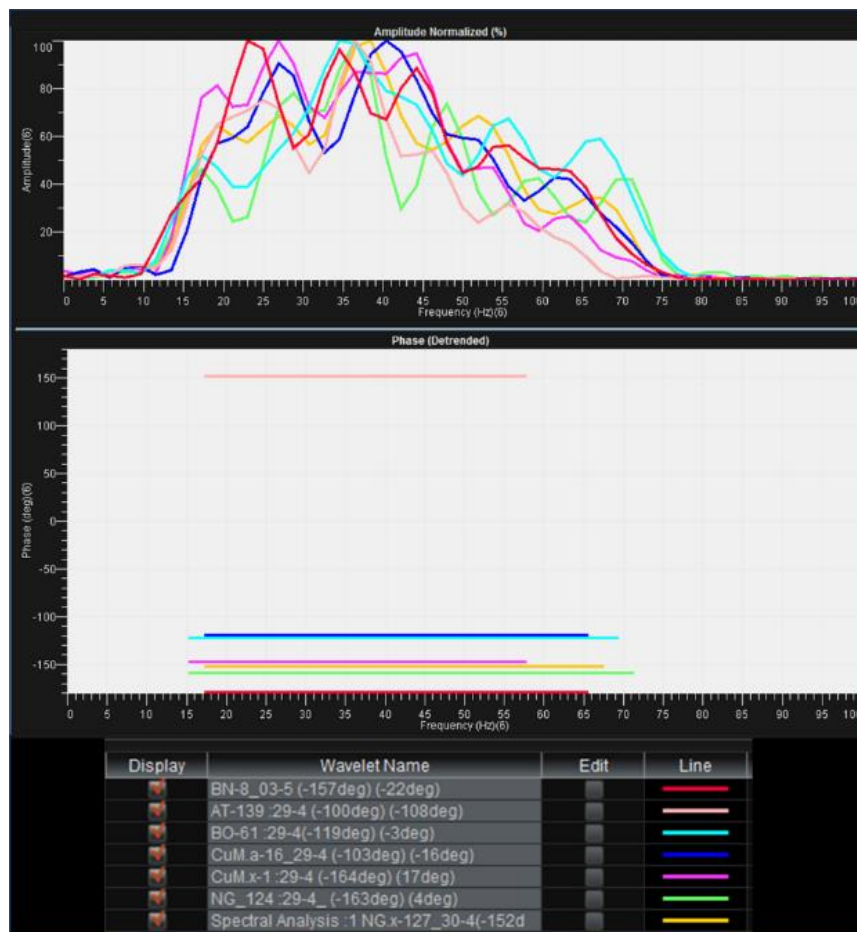


Figura 32. Fase de las ondículas de los pozos con mayor correlación.

5) C. Cálculo de la resolución sísmica

Para calcular la resolución sísmica vertical se tomaron en cuenta 2 pozos (Figura 33), separados por 13,16 km. Dicho cálculo se realizó en 2 intervalos, uno somero (entre 750 – 900 ms) y otro en la secuencia Quintuco - Vaca Muerta (1050 – 1200 ms), los datos empleados se muestran en la tabla 6. Dando un resultado promedio de la resolución vertical de 20,95 m para el intervalo somero y 27,63 m para la secuencia Quintuco - Vaca Muerta. La resolución horizontal para el intervalo somero es de 41,91 m y en la secuencia Q-VM es de 55,26 m.

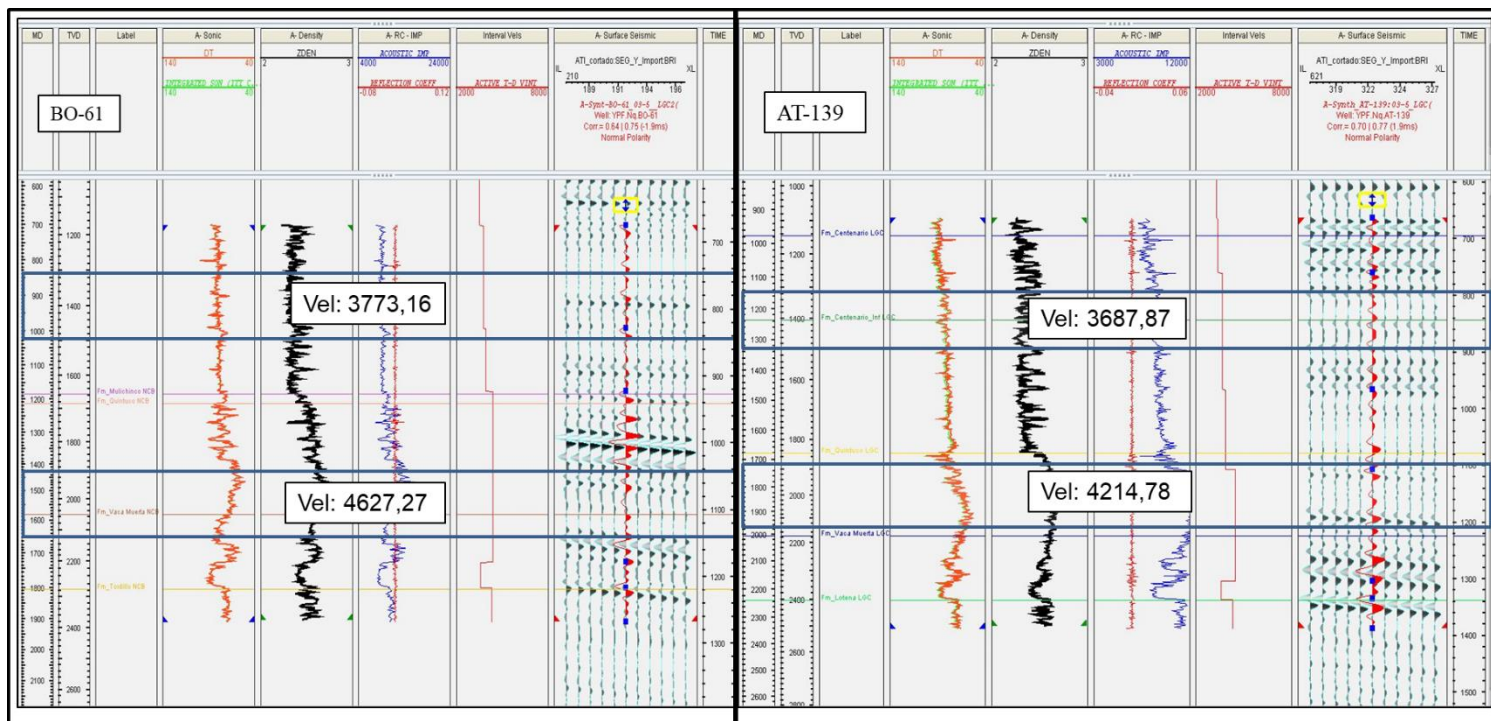


Figura 33. Pozos utilizados para el cálculo de la resolución vertical.

Resolución Sísmica	Prof. somera		Secuencia Q-VM	
Datos / Pozos	BO-61	AT-139	BO-61	AT-139
Frecuencia (Hz)	50,00	40,00	40,00	40,00
Velocidad (m/s)	3773,16	3687,87	4627,27	4214,78
Longitud de onda	75,46	92,20	115,68	105,37
R. Vertical (m)	18,87	23,05	28,92	26,34
RV promedio (m)	20,96		27,63	
RH promedio (m)	41,91		55,26	

Tabla 6. Parámetros para el cálculo de la resolución vertical y horizontal.

5) D. Interpretación de reflectores sísmicos

Para la interpretación de los reflectores sísmico de interés, se comenzó identificando los reflectores que corresponden a los topes de formaciones a estudiar, como son la base de la Fm. Vaca Muerta, el tope de la Fm. Quintuco. También se interpretaron reflectores sísmicos que complementan el estudio de la secuencia Quintuco - Vaca Muerta como son los reflectores topes de Vaca Muerta Inferior, Vaca Muerta Medio, Vaca Muerta Superior y Quintuco Medio. Además, se interpretaron otros horizontes de la columna estratigráfica como el tope de la Fm. Rayoso (Discordancia Intrasenoniana) y Fm. Centenario. Un resumen de todos los reflectores se puede observar en la figura 34.

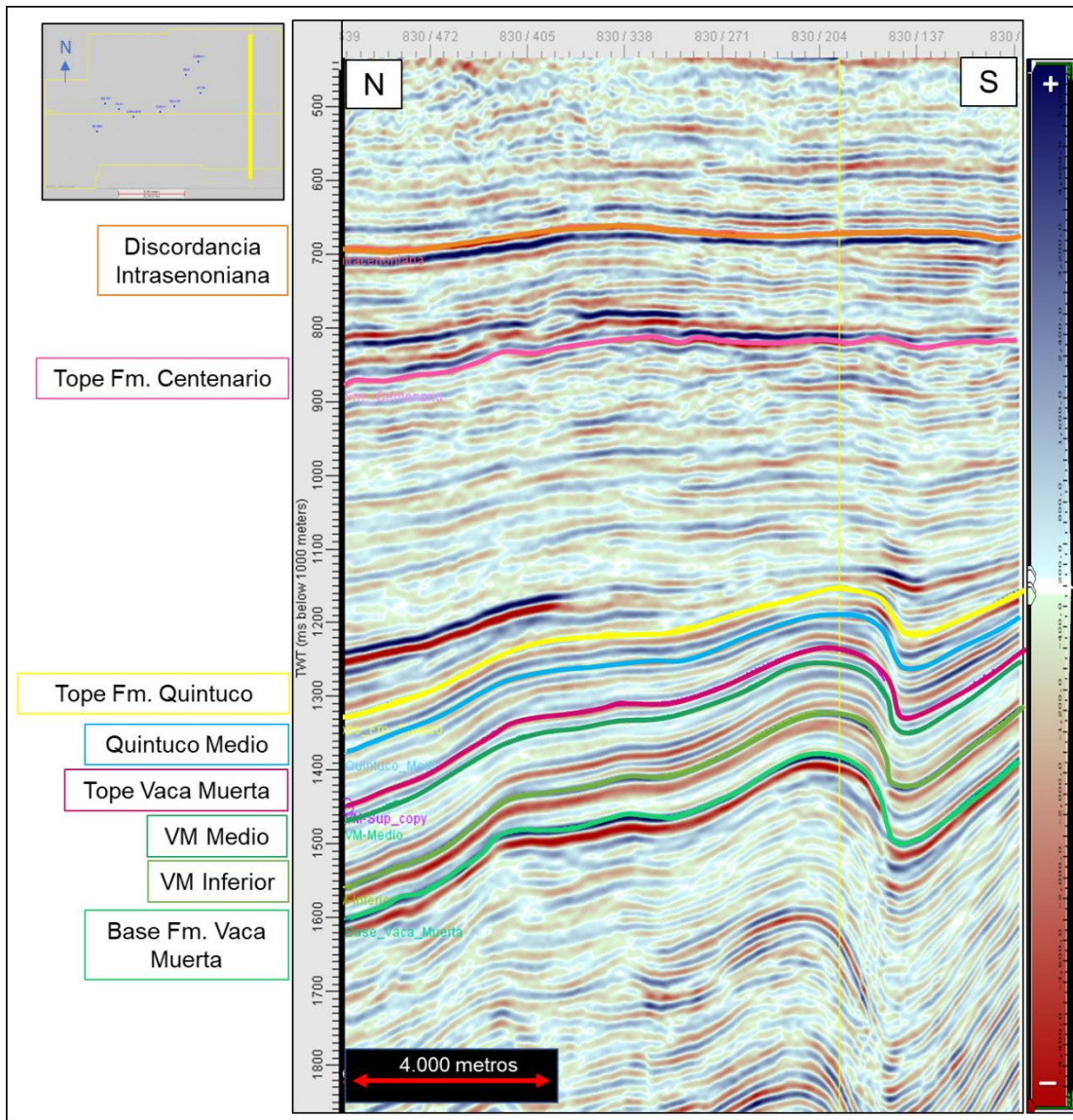


Figura 34. Sección N-S, con los reflectores analizados

Una vez identificados los reflectores de interés se creó una grilla de 10 *inlines* por 10 *crosslines* (Figura 35, Base de la Fm. Vaca Muerta) para cada uno de ellos. Luego, utilizando la herramienta *eztracker* se realiza una interpretación automática con los datos sísmicos (Figura 36, A) para después realizar una interpolación lineal de los datos con el fin de que no queden datos sísmicos (huecos) sin interpretar (Figura 36, B). Para ver con detalle cada reflector, se adjunta en el Anexo 3, las figuras del grillado, la interpretación automática e interpolado lineal.

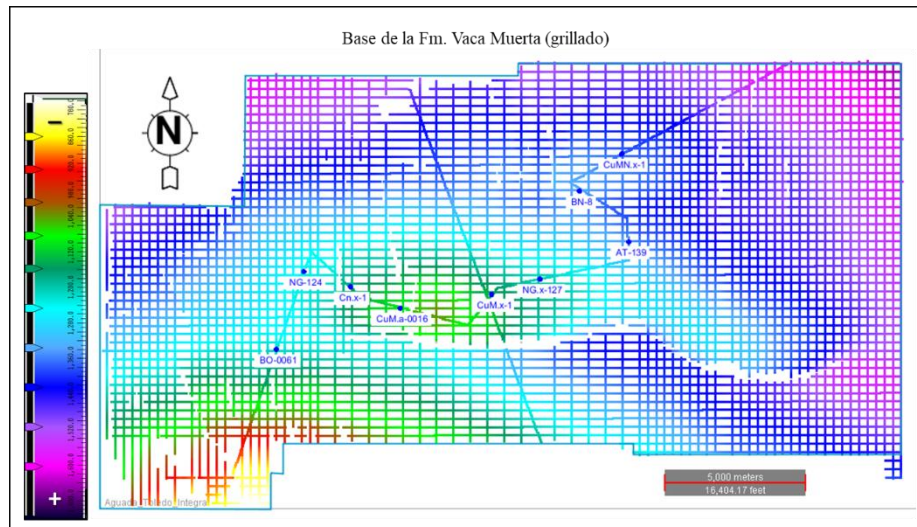


Figura 35. Grilla de la interpretación de la base de la Fm. Vaca Muerta.

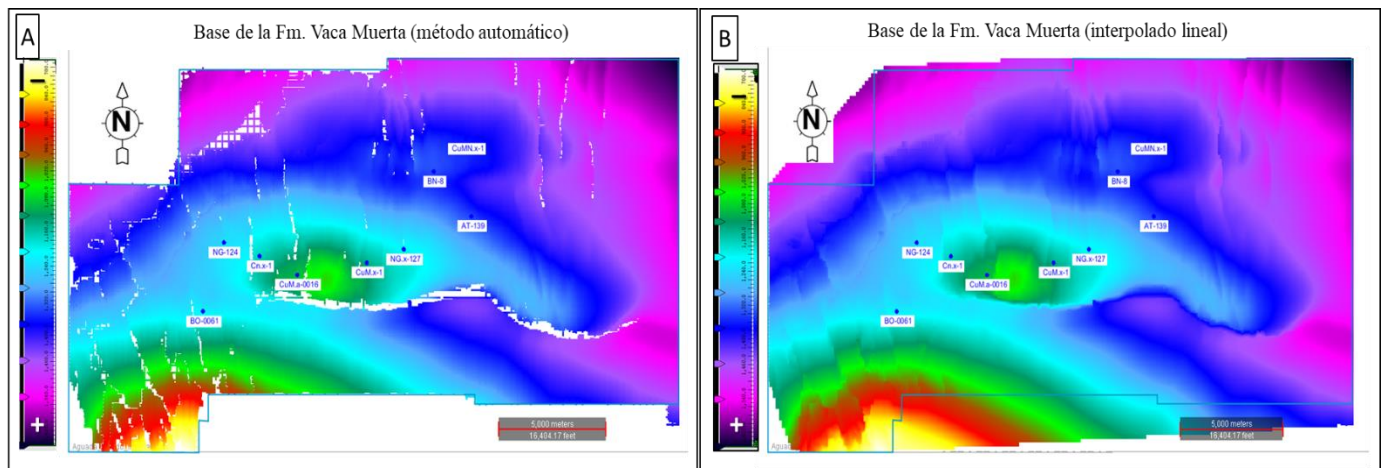


Figura 36. Base de la Fm. Vaca Muerta, A- método automático y B- Interpolado lineal.

5) E. Interpretación de fallas

Para identificar los rasgos estructurales del área de estudio, se utilizó la metodología de interpretación de fallas y discontinuidades antes mencionadas. Se realizaron interpretaciones de secciones perpendiculares al rumbo general de las fallas, que se identificaron previamente a través del atributo de discontinuidad, se utilizó una grilla de 5 *inlines* o 5 *crosslines*. En la figura 37 se puede observar 3 conjuntos de fallas, un grupo de fallas inversas E-O y 2 grupos de fallas normales N-S y NO-SE.

En el sector norte el conjunto de fallas vista en el corte 1 (Figura 38-1) tienen rumbo N-S con buzamiento hacia el O y E, son fallas normales conjugadas que buzando en ambas direcciones. Lo mismo ocurre en el sector central (corte 2 de la Figura 38-2), las fallas son normales con rumbo general N-S con buzamientos en las direcciones O y E.

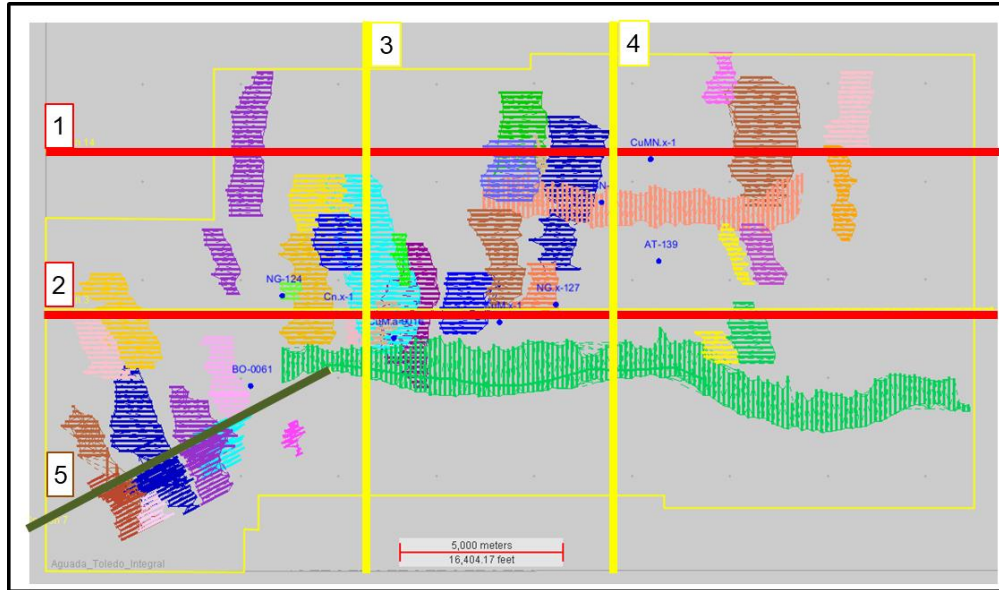


Figura 37. Mapa indicando las fallas interpretadas en el intervalo Q-VM hasta la Fm. Centenario, las mismas pueden ser vistas en las secciones 1,2,3,4 y 5.

Algunas de las fallas del corte 1 y 2 tienen la particularidad que interceptan perpendicularmente a las fallas de rumbo E-O, indicadas en el corte 3 y 4 (Figura 39-3 y 4). Las fallas de rumbo general E-O, son fallas inversas con buzamiento hacia el norte, las mismas son responsables de las 2 estructuras de mayor desarrollo en el área que se denominan Barrosa Norte y Sierra Barrosa. Por último, en el sector sur están las fallas con rumbo NO-SE (Figura 40), son fallas normales con buzamiento orientados hacia el SO y NE.

Se realizó el cálculo del rechazo vertical sobre el plano de las fallas (indicadas en la Figura 41) y el relieve máximo de la estructura (Sierra Barrosa), para ello se realizó el cálculo de la siguiente manera:

$$\Delta z[m] = \frac{\Delta T[ms]}{2000} \times V[m/s]$$

Δz : rechazo vertical en metros

ΔT : rechazo vertical en milisegundos (tiempo sísmico)

V : velocidad de la capa involucrada en $\frac{m}{s}$

En la tabla 7 se presentan los puntos de medición en las distintas fallas, la velocidad de la secuencia Q-VM, el rechazo vertical en tiempo sísmico (tener en cuenta que el tiempo sísmico se divide en 2, ya que éste corresponde a tiempo doble) y los rechazos verticales en

metros. Se observa que el rechazo vertical disminuye desde la base de Vaca Muerta hacia el tope de la Fm. Quintuco (Figura 42 y 43).

En la tabla 8 se muestra el relieve máximo estructural de la falla inversa en 3 puntos de medición (indicados en la figura 42). Estas mediciones indican que el punto 2 tiene mayor relieve estructural que hacia sus lados (Punto 1 y 3).

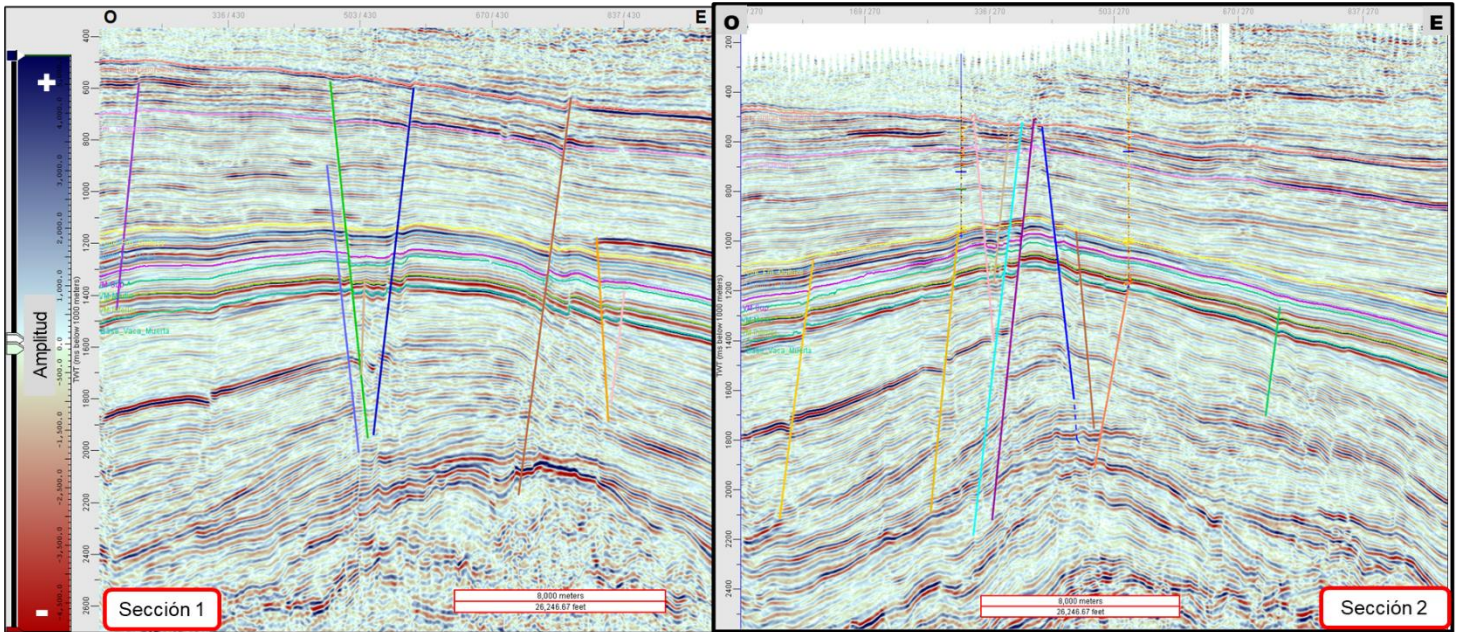


Figura 38. 1- Fallas del sector norte. 2- Fallas del sector central.

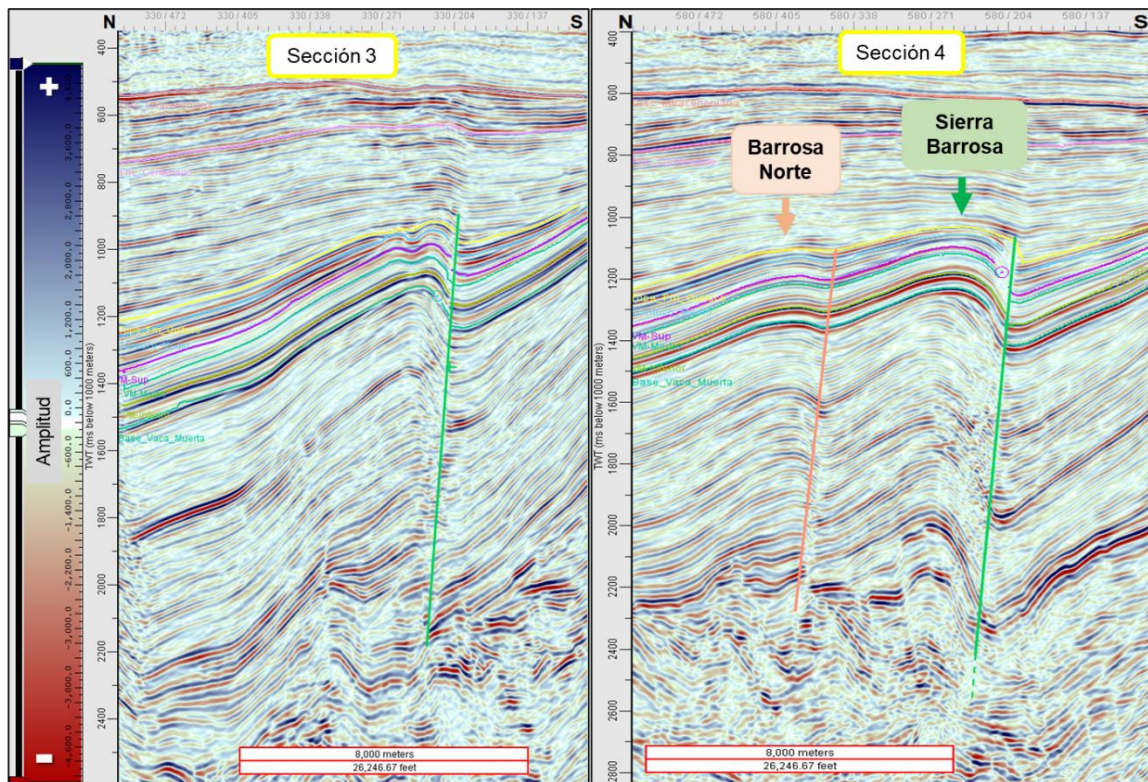


Figura 39. 3-4- Fallas del sector centro con rumbo O-E.

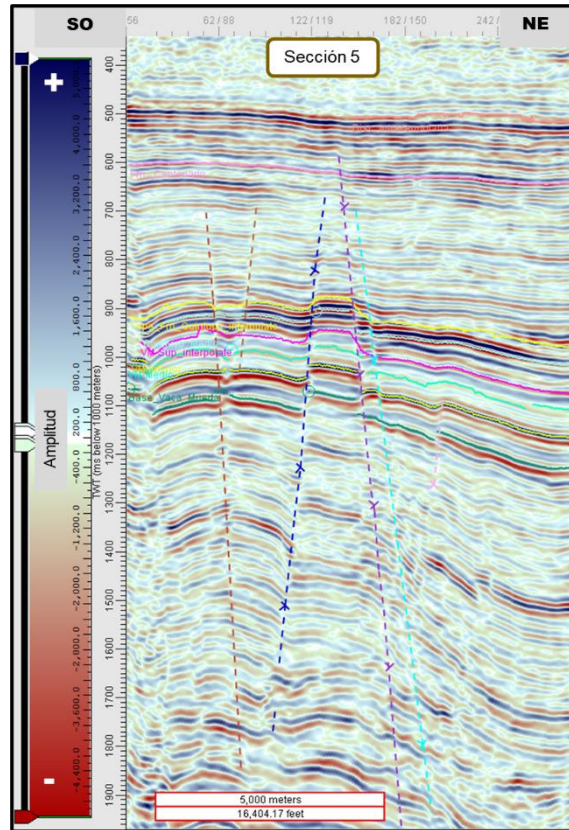


Figura 40. Fallas en el sector SO.



Figura 41. Mapa isócrono de la Base de la Fm. Vaca Muerta, muestra los puntos de medición del rechazo vertical den 3 fallas normales/directas (Norte, Centro, Sureste) y falla inversa (1, 2 y 3). Valores en metros del rechazo ver en la tabla 7.

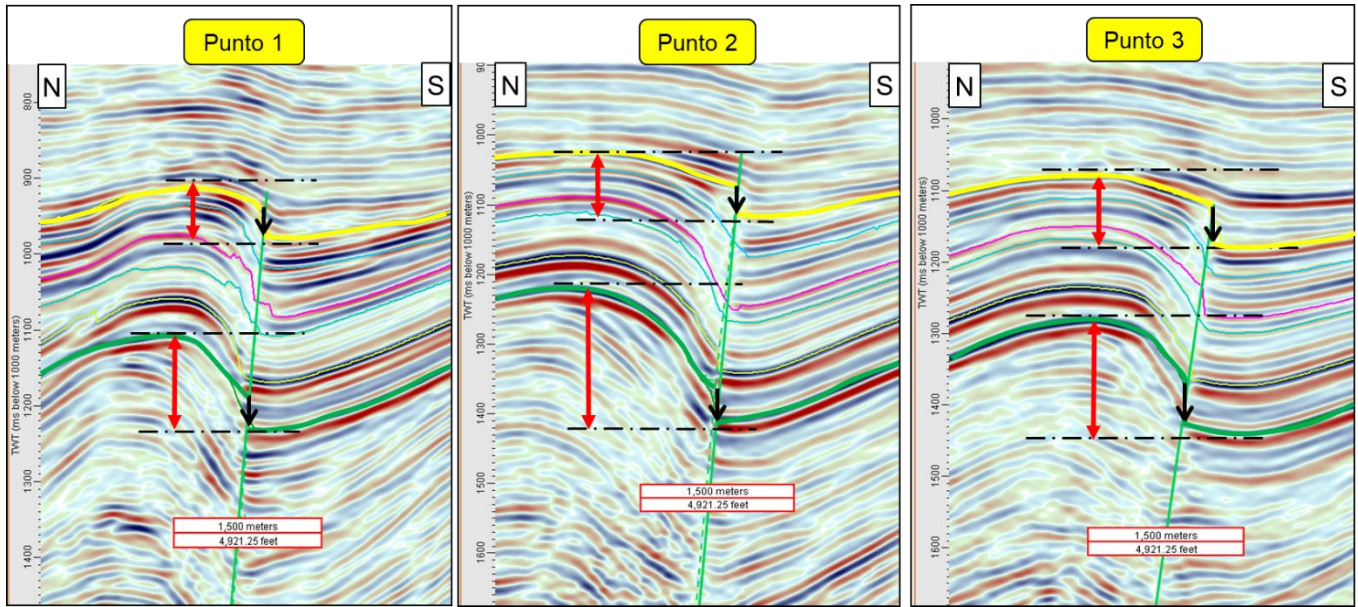


Figura 42. Puntos de medición de rechazo vertical (flechas negras) y relieve máximo estructural (flechas rojas) de la falla inversa de Sierra Barrosa

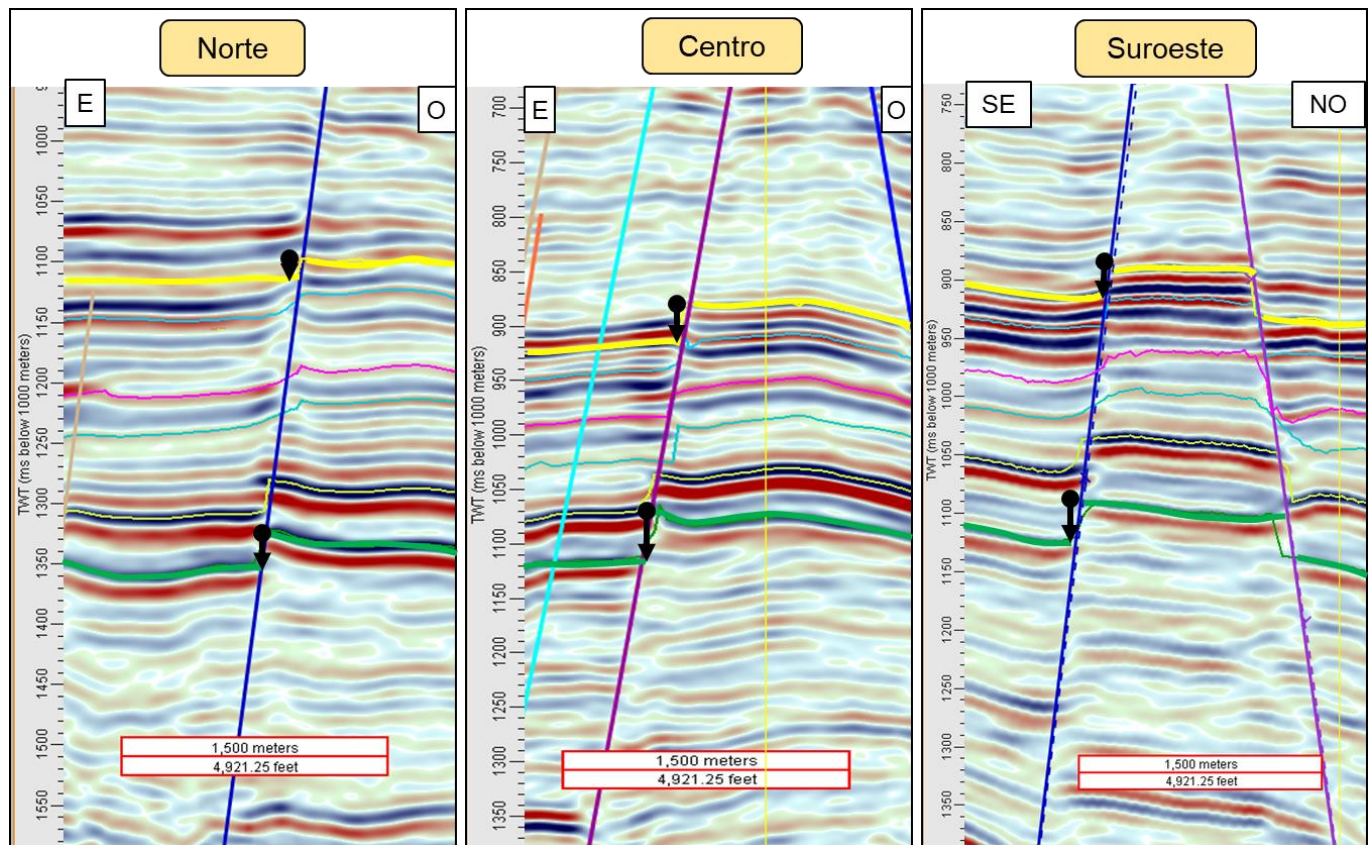


Figura 43. Medición de rechazo vertical sobre el plano de las fallas normales (flechas negras) indicadas en la figura 41.

Rechazo vertical sobre la falla		Sierra Barrosa			Fallas Normales/Directas		
Pto. Medición		1	2	3	Norte	Centro	Sureste
Velocidad (m/s)	Q-VM	4627	4214	4214	4214	4214	4627
Δ Tiempo (ms)	T. Fm. Quintuco	47	42	66	19	34	24
	B. Fm. Vaca Muerta	58	69	71	34	39	36
Rechazo Vertical (m)	T. Fm. Quintuco	110	88	139	39	71	55
	B. Fm. Vaca Muerta	133	146	150	71	82	82

Tabla 7. Valores de rechazo vertical medido sobre el plano de las fallas normales e inversas analizadas en las figuras 42 y 43.

Relieve máx. de la estructura		Sierra Barrosa		
Pto. Medición		1	2	3
Velocidad (m/s)	Q-VM	4627	4214	4214
Δ Tiempo (ms)	T. Fm. Quintuco	77	89	104
	B. Fm. Vaca Muerta	131	199	162
Relieve Vertical (m)	T. Fm. Quintuco	178	188	218
	B. Fm. Vaca Muerta	303	419	342

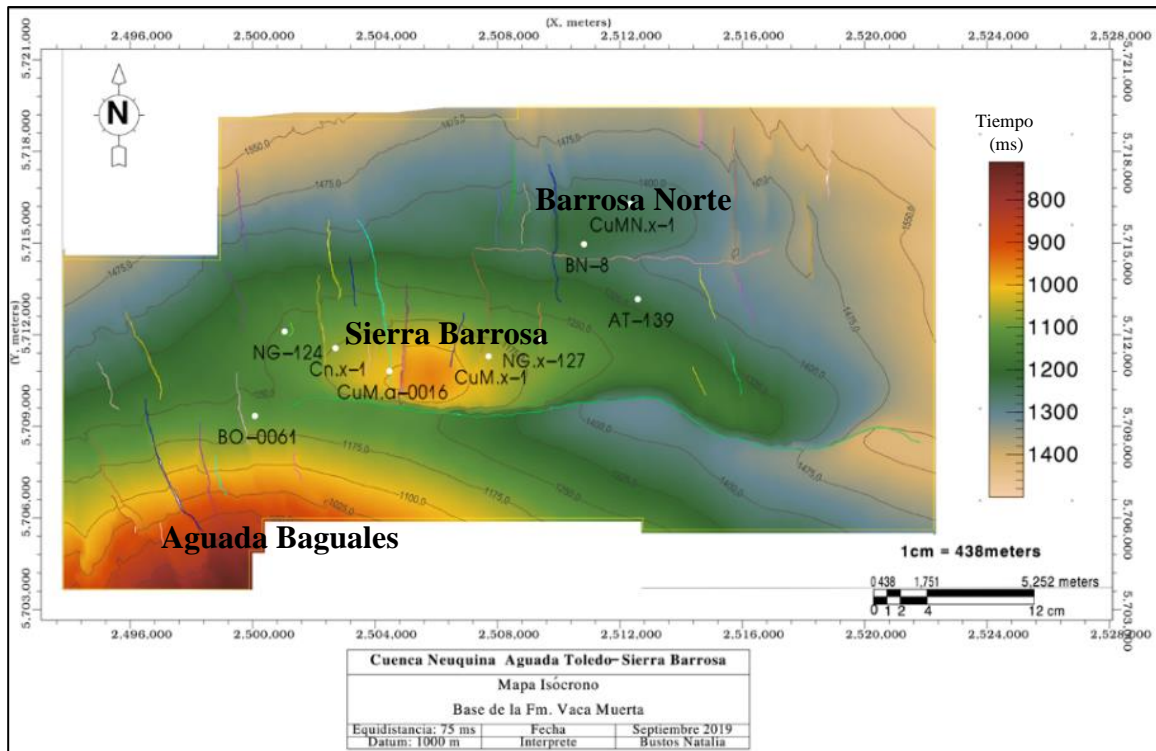
Tabla 8. Valores de relieve máximo estructural de la falla inversa de Sierra Barrosa indicada en la figura 42.

5) F. Confección de mapas en tiempo

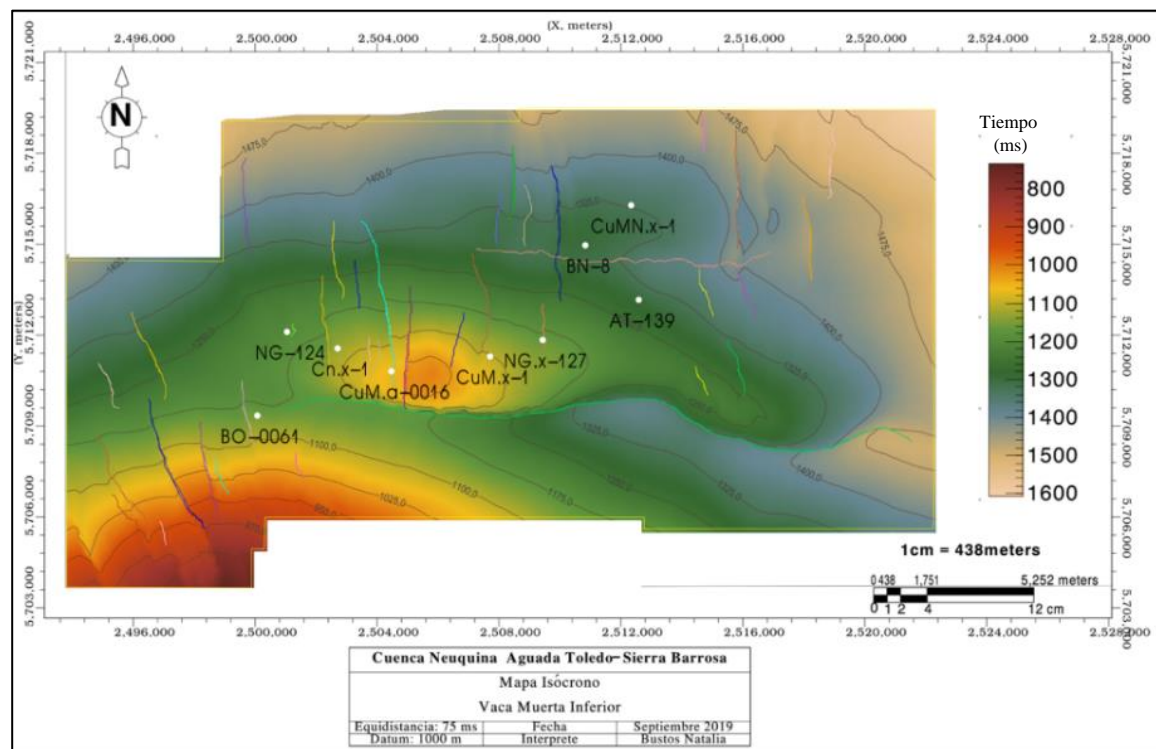
Mapas Isócronos

Los mapas isócronos están formados por curvas de igual tiempo de ida y vuelta de las ondas sísmicas en sentido vertical. Estos mapas muestran el relieve en tiempo de cada reflector interpretado, teniendo en cuenta que siempre aparecerán diversas distorsiones con respecto a las imágenes con una escala vertical en profundidad (metros) en lugar de tiempos sísmicos (milisegundos). En cada mapa se muestra el reflector estudiado con las intersecciones de las fallas principales mapeadas, una escala de color para identificar los niveles con mayor tiempo sísmico (azul claro) y los de menor tiempo sísmico (rojos) (Mapas 1,2,3,4,5,6).

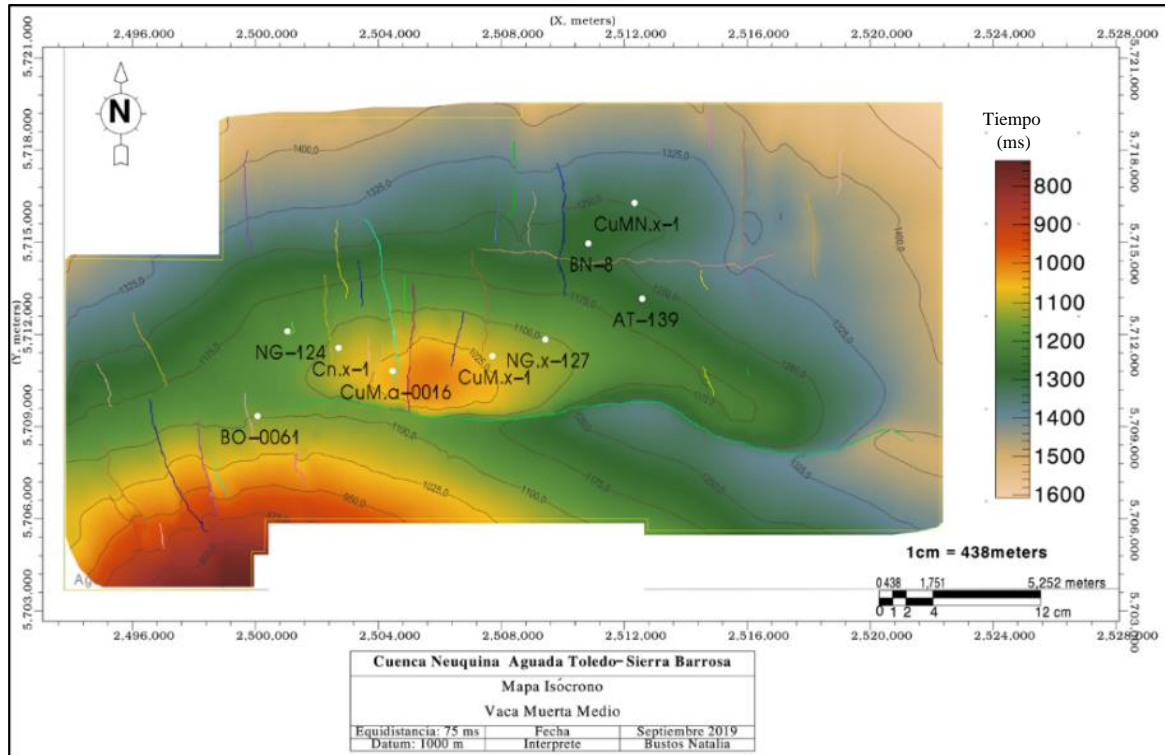
Los 6 mapas correspondientes a la secuencia Quintuco - Vaca Muerta presentan semejanzas entre ellos, identificándose 3 altos estructurales, Barrosa Norte ubicado en el NE, Sierra Barrosa en el centro del área y la estructura en el extremo SO forma parte de Aguada Baguales (Mapa 1). Estos altos se identifican por tener menores tiempos sísmicos. Los altos estructurales del centro y NE están limitados hacia el sur por las fallas de rumbo general E-O, que involucra la columna sedimentaria desde el basamento sísmico hasta la depositación de la Fm. Quintuco inclusive. Además, estas estructuras están interceptadas por fallas normales, que se extiende desde el Gp. Cuyo hasta la Discordancia Intrasenoniana en algunos casos.



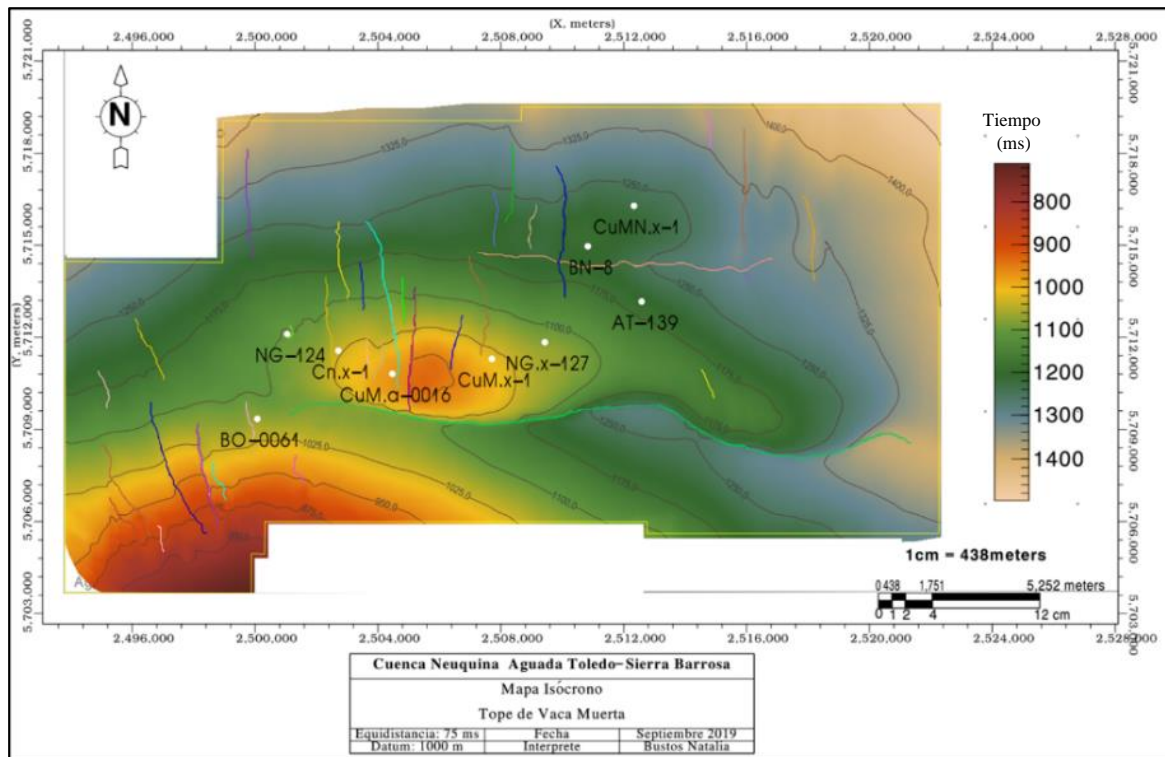
Mapa 1. Mapa isócrono de la Base de la Fm. Vaca Muerta.



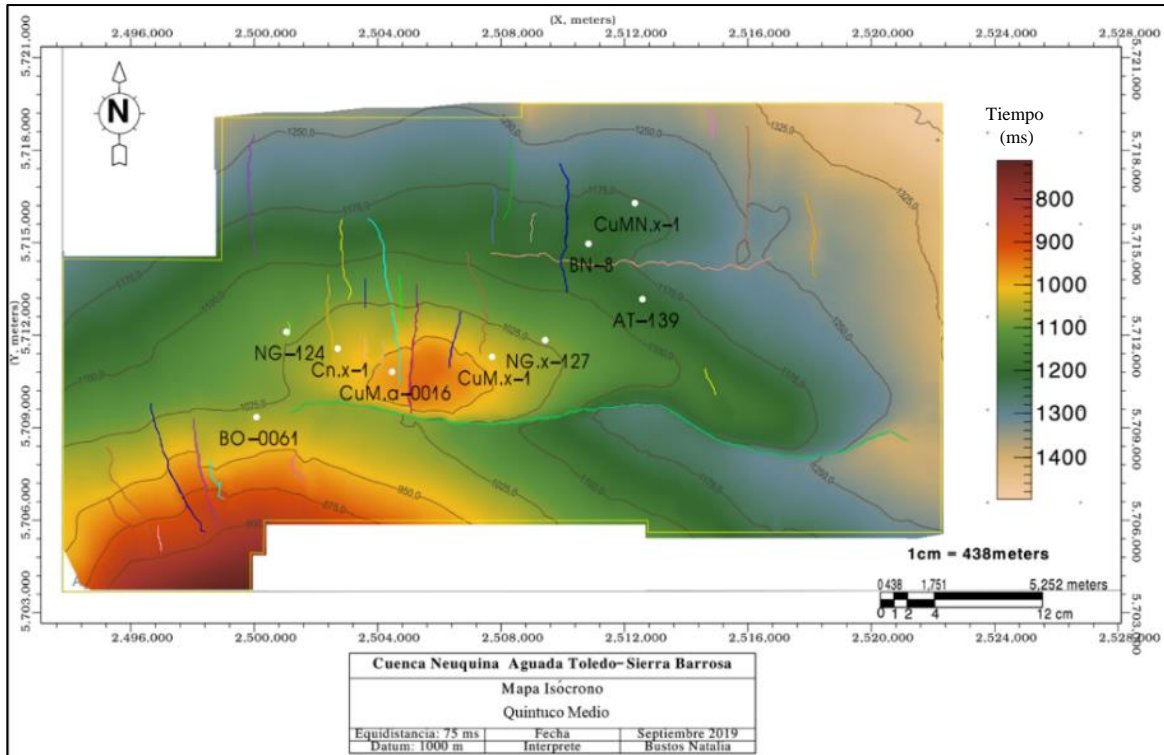
Mapa 2. Mapa isócrono del tope de Vaca Muerta Inferior.



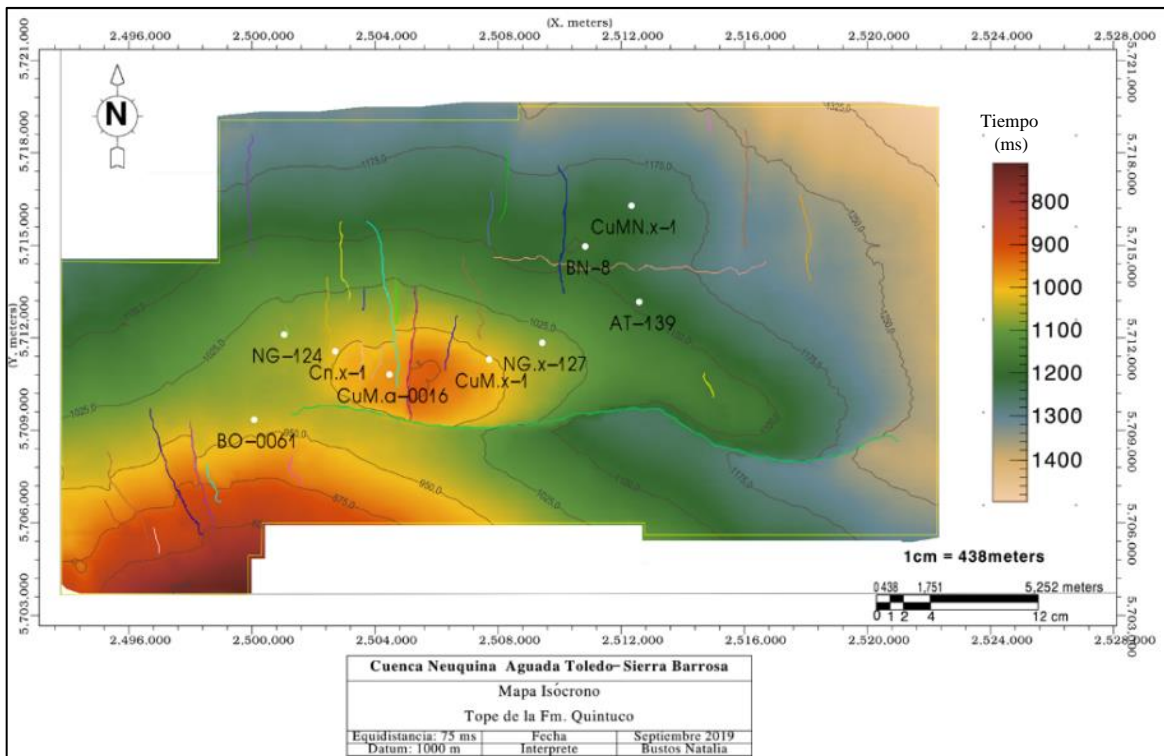
Mapa 3. Mapa isócrono del tope de Vaca Muerta Medio.



Mapa 4. Mapa isócrono del tope de Vaca Muerta Superior.



Mapa 5. Mapa isócrono del tope de Quintuco Medio.

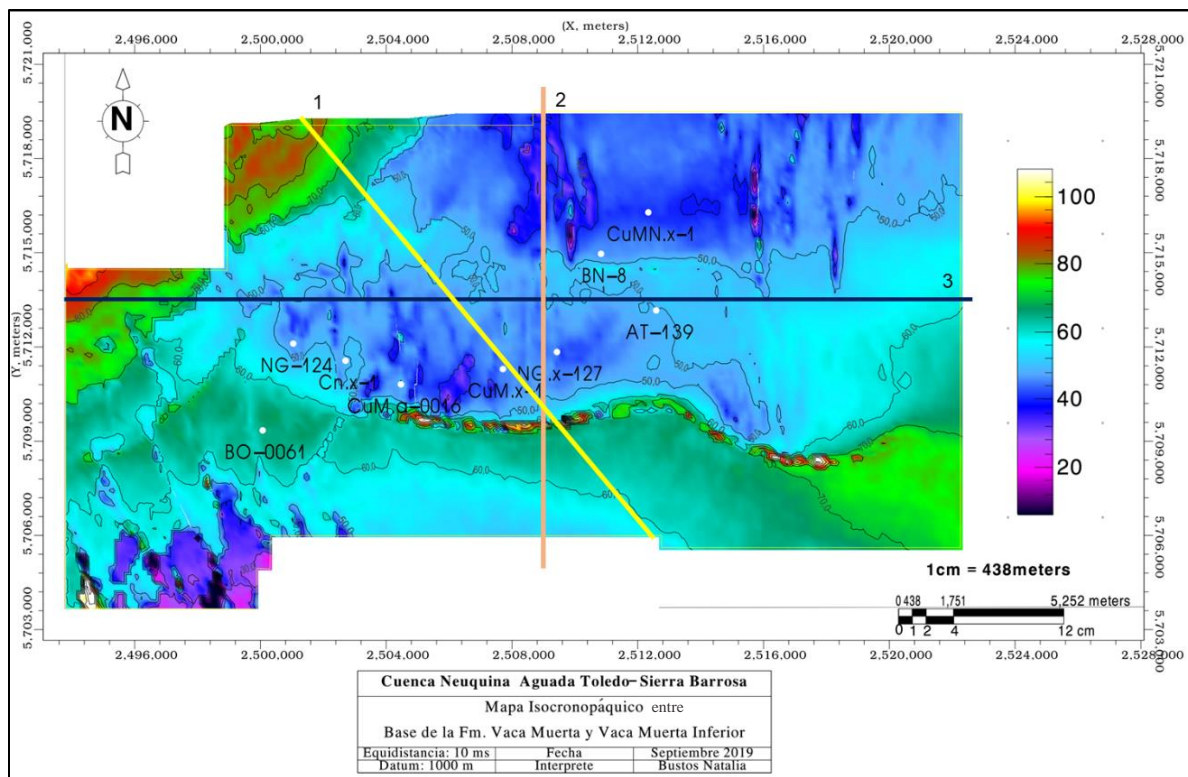


Mapa 6. Mapa isócrono del tope de la Fm. Quintuco.

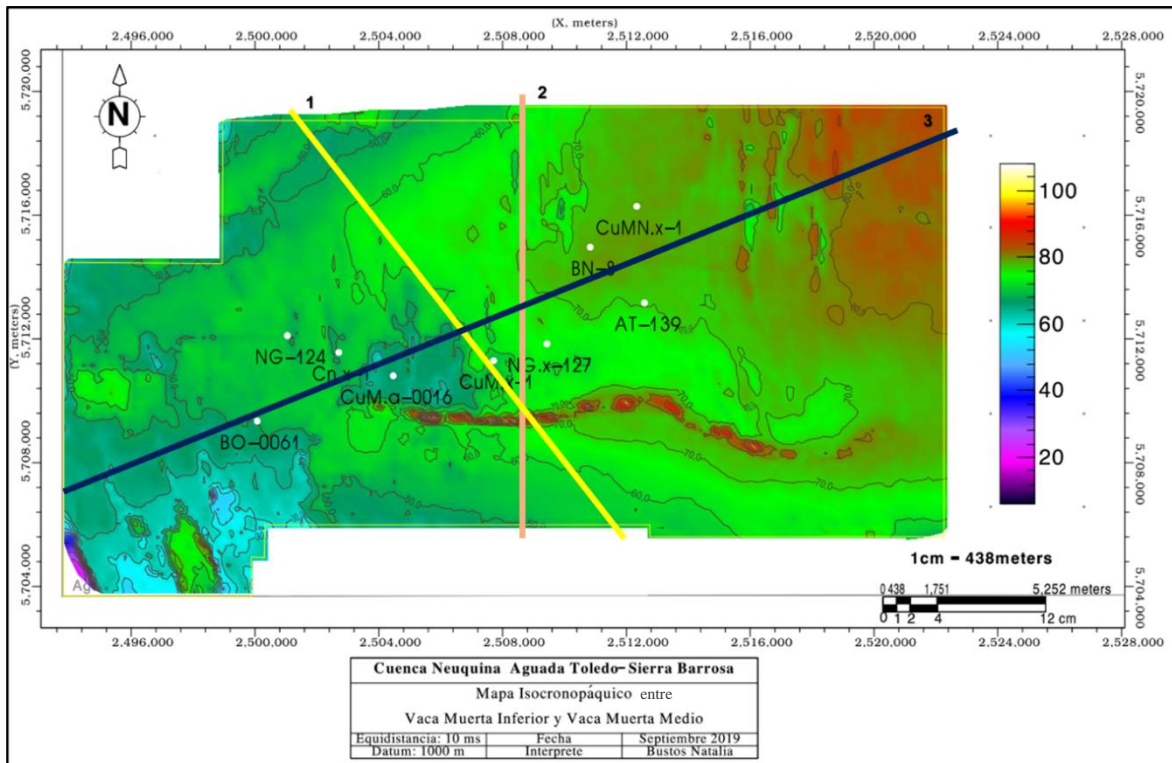
Mapas Isocronopáquicos

El mapa isocronopáquico es el equivalente del mapa isopáquico (con curvas que unen puntos de igual espesor) pero en magnitud de tiempo sísmico de ida y vuelta, el cual se obtiene a partir de la resta entre dos grillas correspondientes a dos isócronos previamente elaborados.

El nivel inferior de Vaca Muerta está comprendido por el espesor que hay entre la base de la Fm. Vaca Muerta y el tope de Vaca Muerta Inferior (Mapa 7). En él se observa un aumento de espesor hacia el NO, coincidiendo con la ubicación del centro de cuenca y la dirección de las progradaciones, marcando así un rasgo regional (Figura 44). También se observa una disminución de espesor hacia el NE y centro del área, caracterizado por un rasgo local afectado por la falla principal inversa de rumbo general E-O.



Mapa 7. Mapa isocronopáquico del Nivel Inferior de la Fm. Vaca Muerta.



Mapa 8. Mapa isocronopáquico del Nivel Medio de la Fm. Vaca Muerta

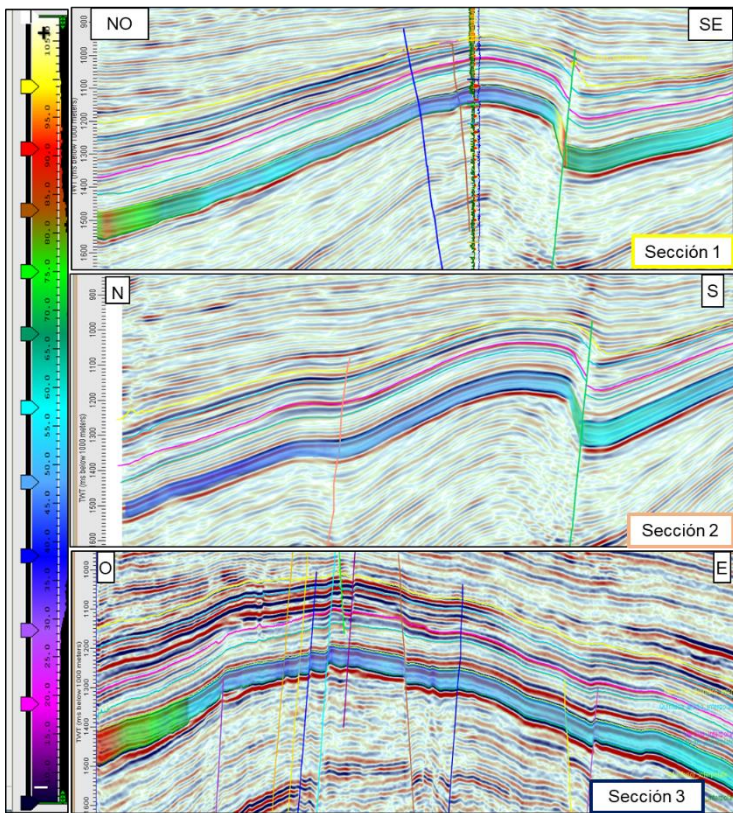


Figura 44. 3 secciones marcadas en el mapa 7. donde se resalta Nivel Inferior de la Fm. Vaca Muerta.

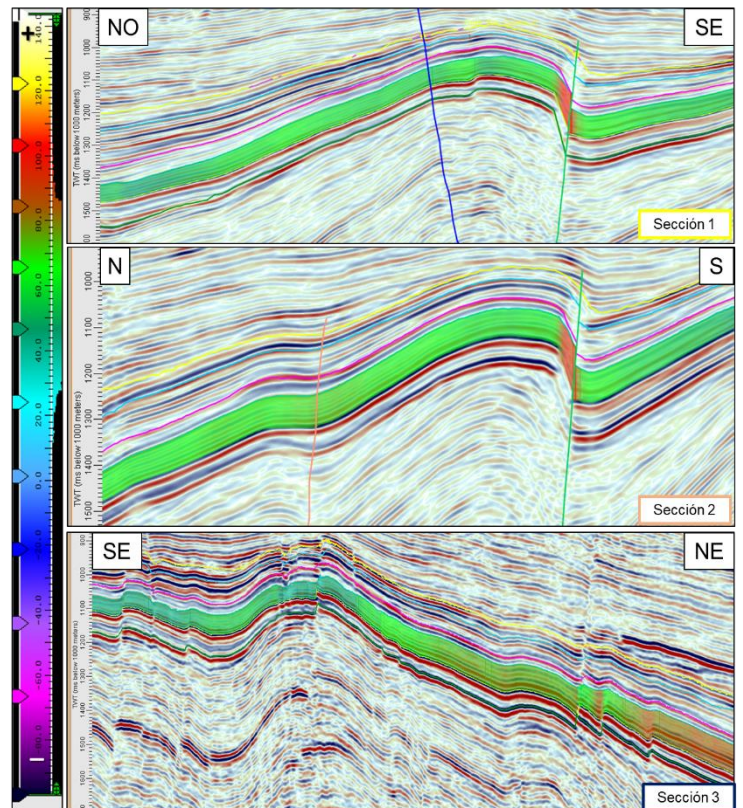


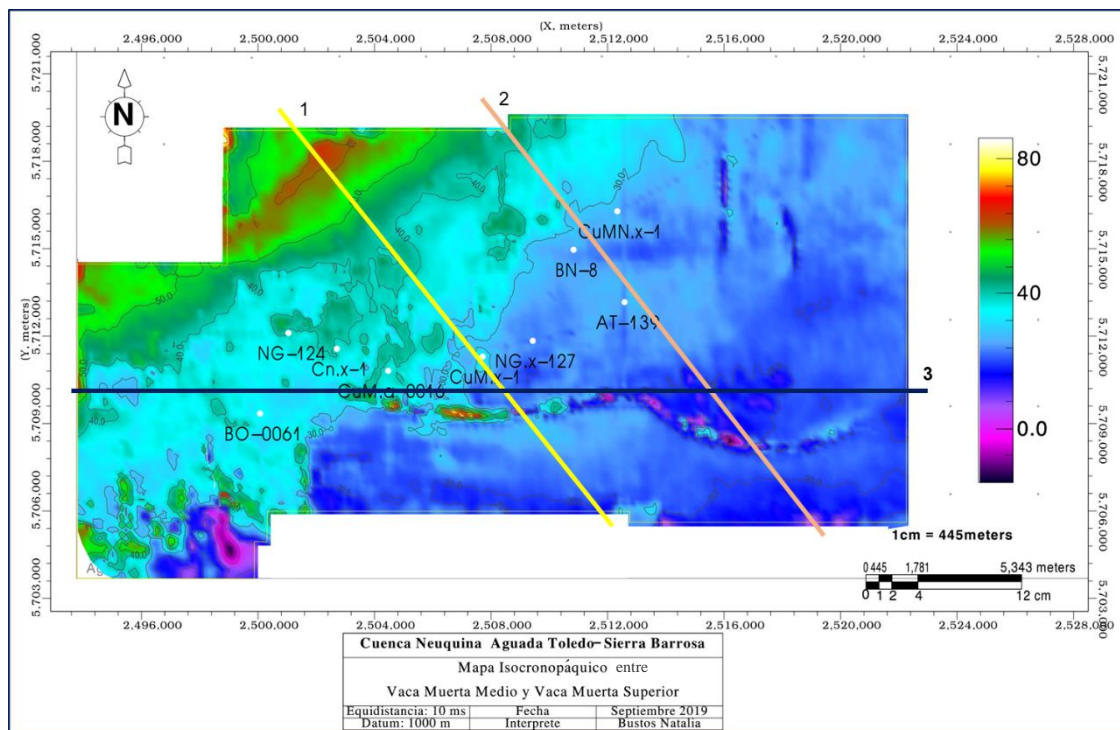
Figura 45. 3 secciones marcadas en el mapa 8, resaltando el Nivel Medio de la Fm. Vaca Muerta.

El intervalo medio de la Fm. Vaca Muerta, comprendido entre el tope de Vaca Muerta Inferior y Medio (Mapa 8), muestra un espesor homogéneo en toda el área (Figura 45), con alternancias de mayor y menor espesor orientadas en sentido ENE-OSO (rasgo regional) y un leve aumento de espesor hacia el NE.

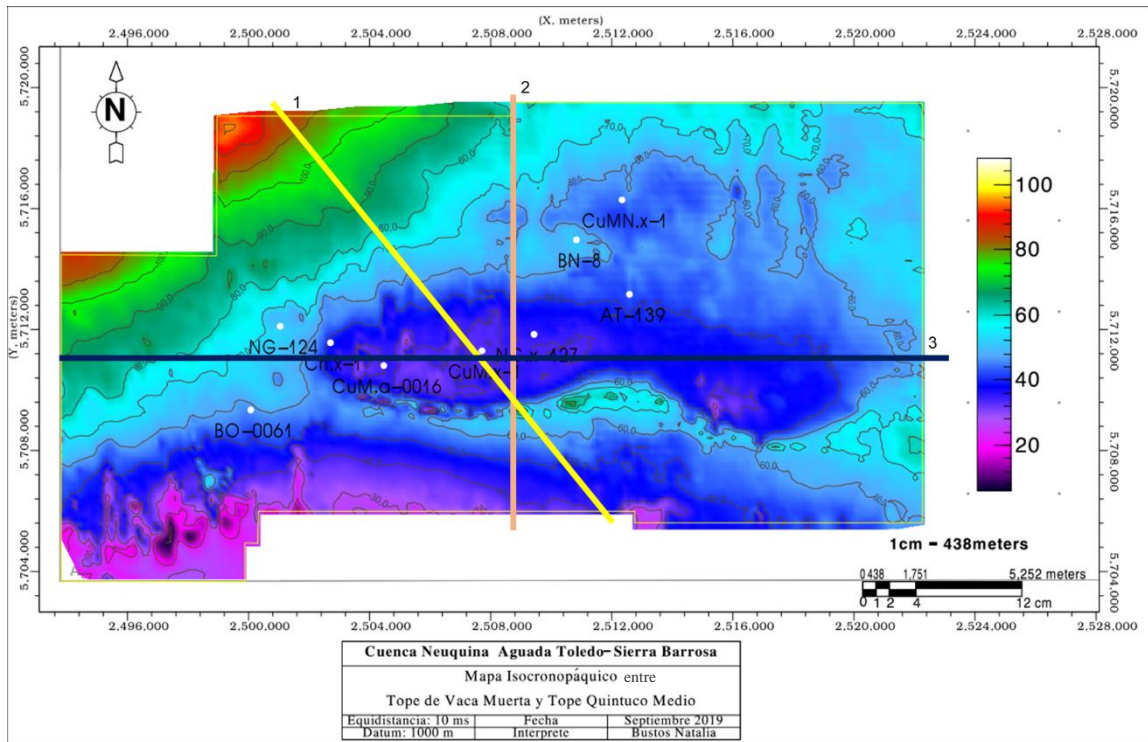
El nivel superior de la Fm. Vaca Muerta, limitado por los topes de Vaca Muerta Medio y Vaca Muerta Superior (Mapa 9), muestra al igual que el nivel inferior un aumento de espesor hacia el NO (Figura 46), marcado por una impronta regional. Este nivel no está afectado por el rasgo local de las estructuras nombradas en el nivel inferior.

El nivel inferior de Quintuco, comprendido entre el tope de Vaca Muerta Superior y Quintuco Medio (Mapa 10), muestra características semejantes con el nivel inferior de la Fm. Vaca Muerta: un aumento de espesor en forma paralela hacia el NO (marcado por una impronta regional) (Figura 47, sección 1). Se observan los aumentos de espesores bordeando las estructuras locales (Figura 47, sección 2 y 3) y además se perciben posibles estratos de crecimiento en el plano sur de la falla inversa (mayor tamaño) de rumbo general E-O.

El nivel superior de Quintuco limitado entre el tope de Quintuco Medio y tope de la Fm. Quintuco (Mapa 11), muestra un aumento de espesor bordeando la principal estructura local en el centro del área (Figura 48) como se identificaron en el mapa 7 y 10 correspondiente a los niveles inferiores de la Fm. Vaca Muerta y Quintuco. En este caso no hay impronta regional, al menos en el área analizada.



Mapa 9. Mapa isocronopáquico del nivel superior de Vaca Muerta.



Mapa 10. Mapa isocronopáquico del nivel inferior de la Fm. Quintuco.

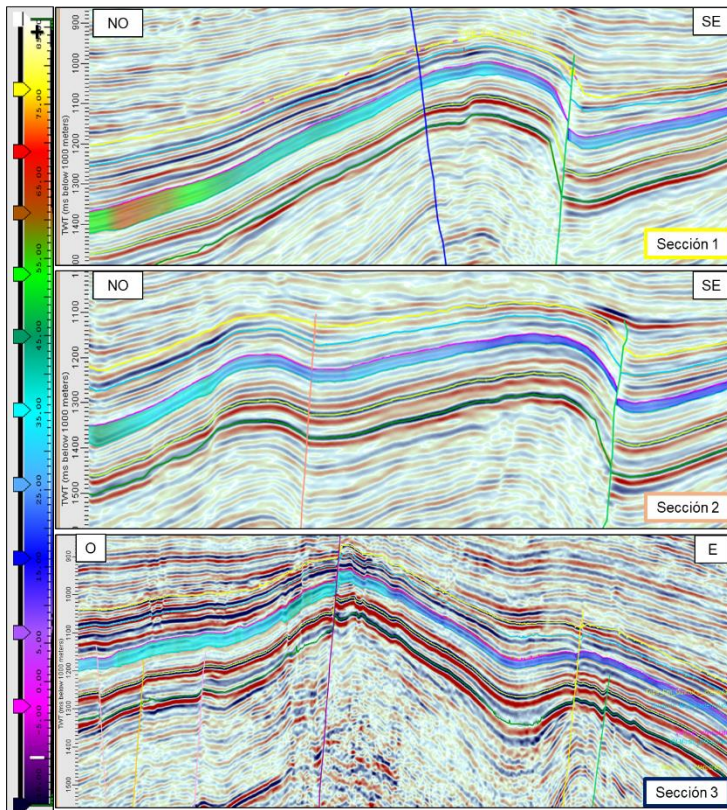


Figura 46. 3 secciones del mapa 9, resaltando el nivel superior de la Fm. Vaca Muerta.

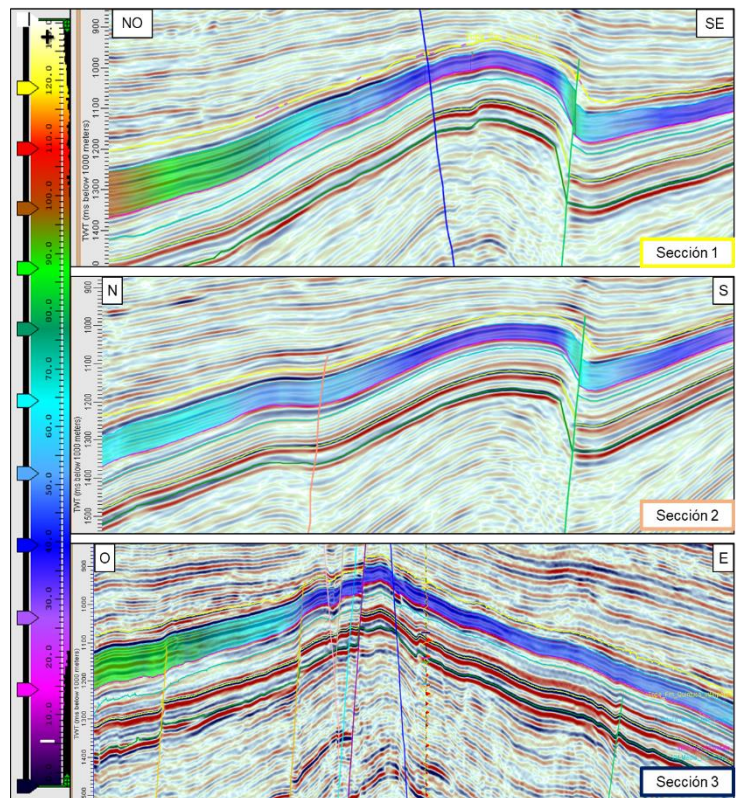
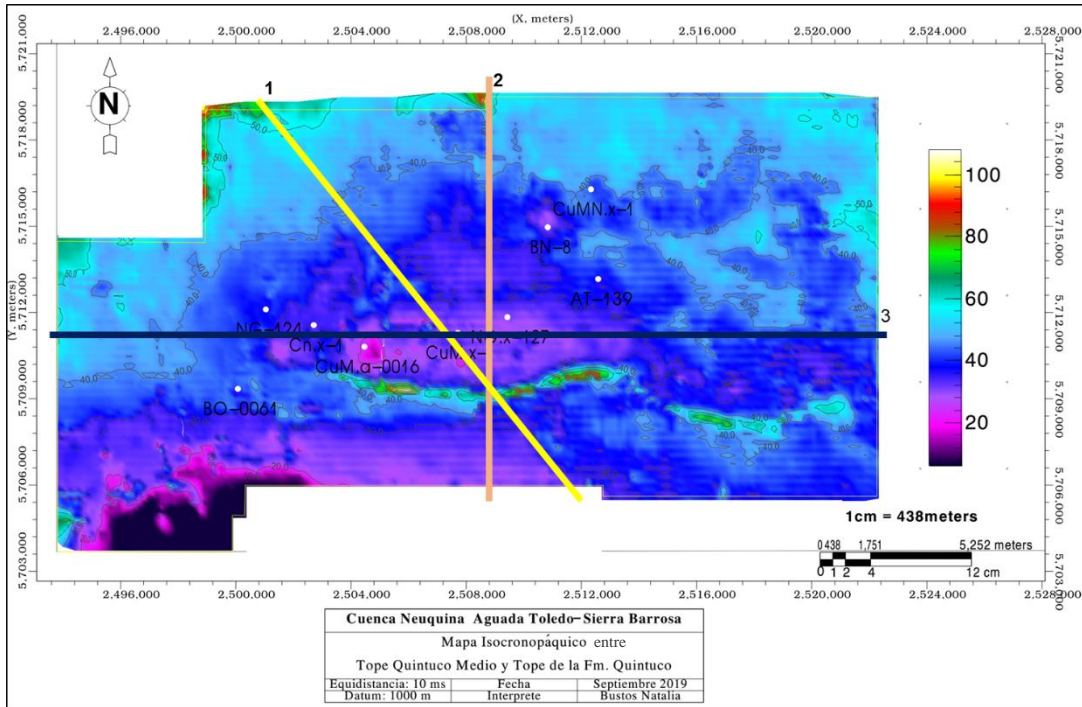


Figura 47. 3 secciones del mapa 10, marcando el nivel inferior de la Fm. Quintuco.



Mapa 11. Mapa isocronopéptico del nivel superior de Quintuco.

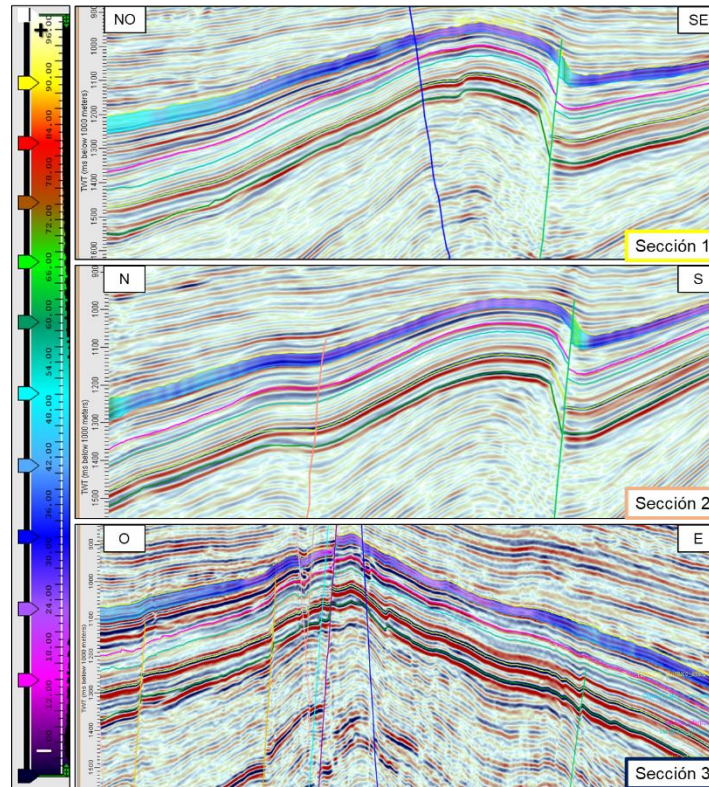


Figura 48. 3 secciones marcadas en el mapa 11, señalando el nivel superior de la Fm. Quintuco.

5) G. Mapas de atributos y Secciones horizontalizadas

Para un mayor entendimiento de la información que contiene el dato sísmico, se realizaron atributos de interfase de máxima y mínima amplitud en un intervalo de 10 ms (centrado en el horizonte) en cada reflector. Además, se realizaron atributos de amplitud de *Mean* y *RMS* para los niveles inferior y superior de Vaca Muerta. Las variaciones de amplitud están asociadas con el contraste de impedancia de las rocas, que responden al cambio de la velocidad y densidad de estas (características litológicas, fluidos, variaciones laterales de facies, etc).

En los mapas de atributos de amplitud de la base de la Fm. Vaca Muerta, el tope de Vaca Muerta Inferior, tope de Vaca Muerta Medio, tope de Vaca Muerta Superior y tope de Quintuco Medio (Mapas 12, 13, 14, 15 y 16), se observa un lineamiento con orientación SO-NE, alternando zonas de mayor y menor valor de amplitud, distribuidos en forma paralela a la línea de costa. Estos lineamientos concuerdan con el mismo rasgo regional (aumento de espesor hacia el NO) que se observa en los mapas isocronopáquicos. La alternancia de amplitudes no sigue la orientación de los rasgos estructurales locales.

Asimismo, los mapas de atributos de amplitud *Mean* en el nivel inferior de Vaca Muerta (Mapa 18) y *RMS* en el nivel superior de Vaca Muerta (Mapa 19) muestran la misma alternancia de zonas de mayor y menor valor de amplitud, pudiendo este rasgo estar relacionado a variaciones laterales de facies.

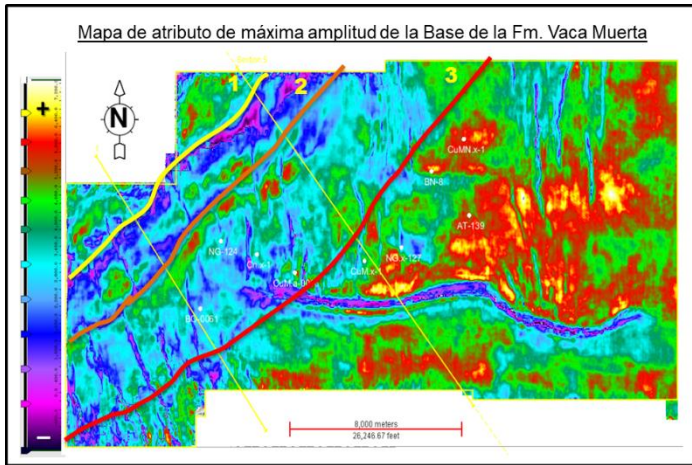
El mapa de atributo de amplitud máxima del tope de la Fm. Quintuco (Mapa 17) resalta una zona de baja amplitud en el norte del área de estudio y una pequeña alternancia de zonas de mayor y menor amplitud en el SO del área.

Siguiendo con el análisis de cada nivel de la secuencia Quintuco – Vaca Muerta, se elaboraron secciones horizontalizadas de 4 niveles diferentes, perpendiculares a la dirección de los lineamientos establecidos en los mapas de atributos de amplitud.

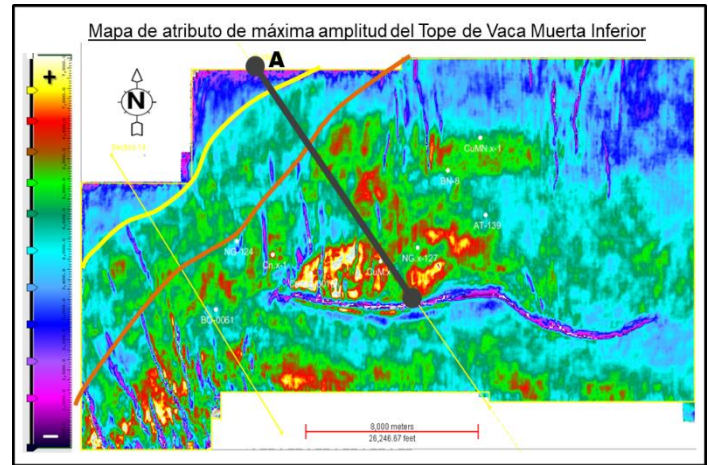
En el nivel inferior de la Fm. Vaca Muerta (Figura 49) los reflectores están rellenando un paleorelieve, poseen terminación *onlap* hacia el SE, éstos se relacionan a una transgresión.

La figura 50 perteneciente al nivel medio de la Fm. Vaca Muerta muestra clinofomas que van del SE al NO con terminaciones superiores tipo *toplap* y en la parte inferior *downlap* indicando una progradación. Al igual que en la figura 51 (nivel superior de la Fm. Vaca Muerta) se observan terminación *toplap*, relacionados a una regresión.

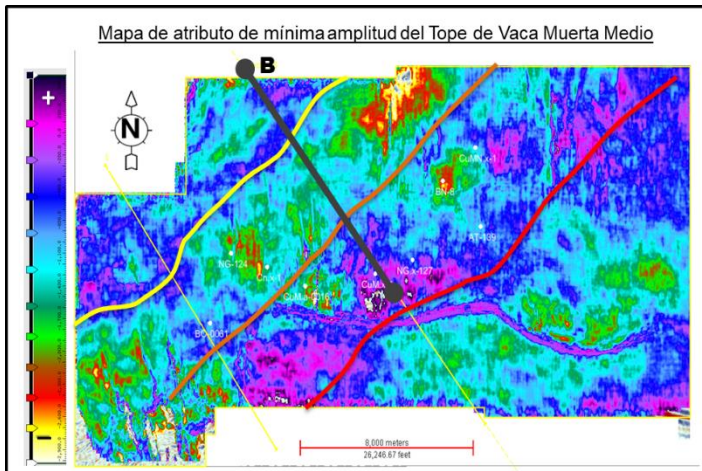
Por último en la parte inferior de la Fm. Quintuco sobre la figura 52 se indica terminaciones *toplap* y *onlap* hacia el SE indicando una nueva transgresión marina.



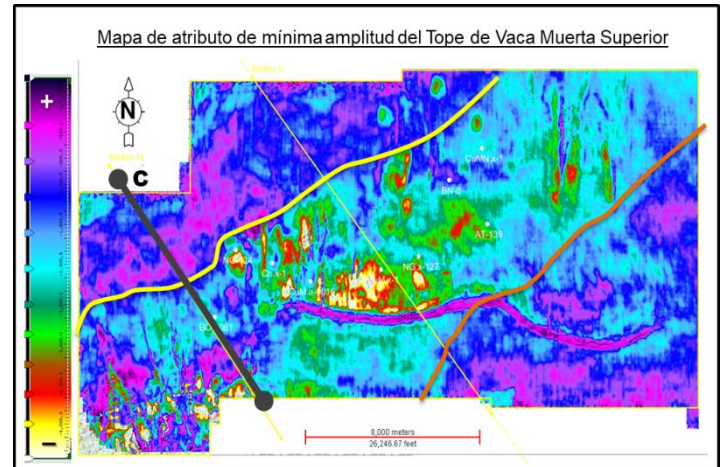
Mapa 12. Mapa de máxima amplitud. Líneas 1,2 y 3 son lineamientos de variaciones de amplitud.



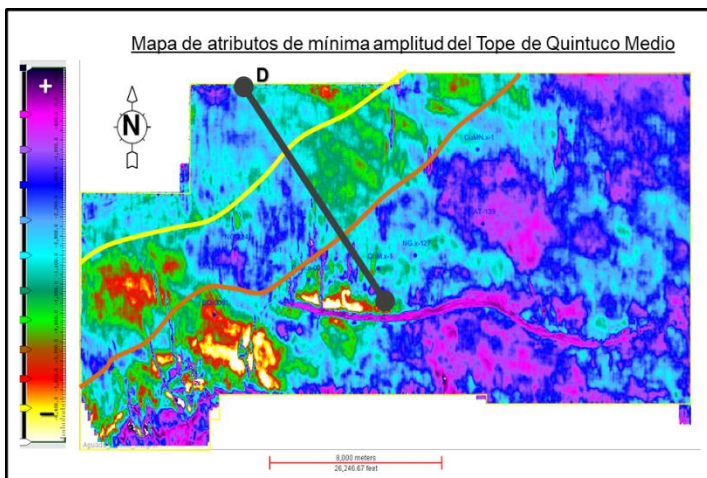
Mapa 13. Mapa de máxima amplitud. Sección A en figura 44.



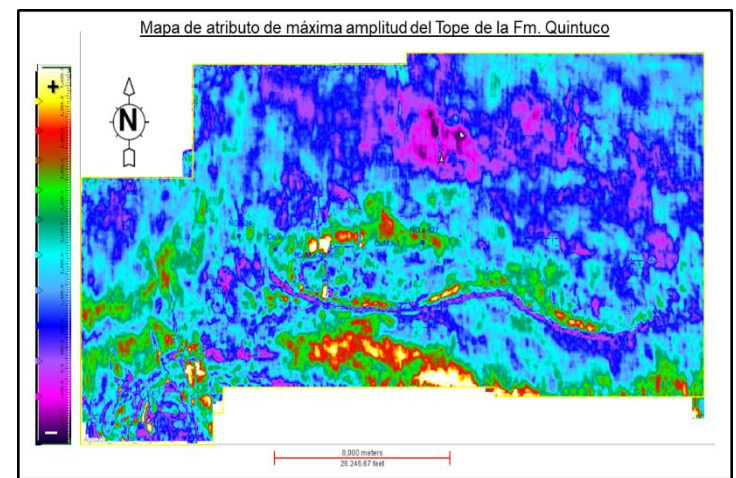
Mapa 14. Mapa de mínima amplitud. Sección B en figura 45.



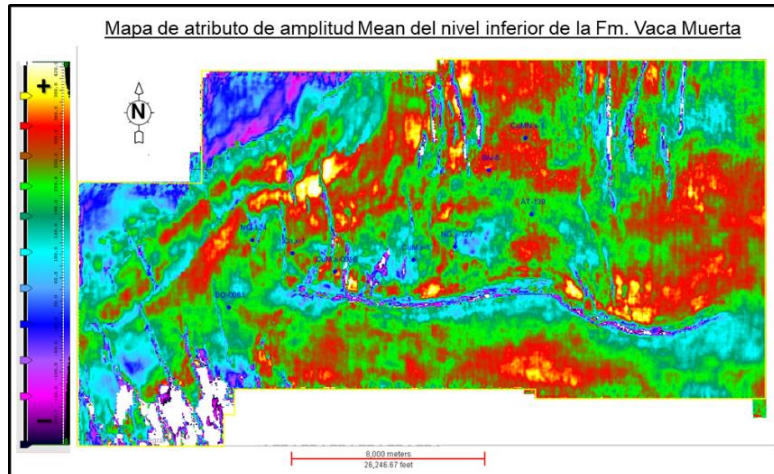
Mapa 15. Mapa de mínima amplitud. Sección C en figura 46.



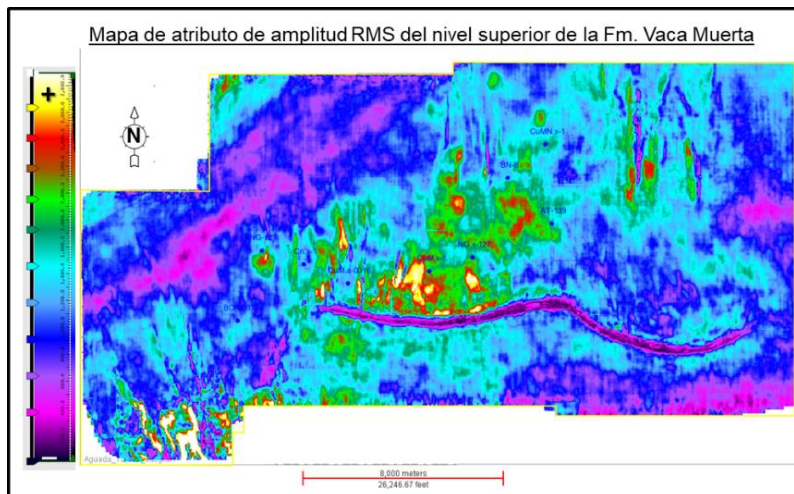
Mapa 16. Mapa de mínima amplitud. Sección D en figura 47.



Mapa 17. Mapa de máxima amplitud



Mapa 18. Mapa de atributo de amplitud Mean



Mapa 19. Mapa de atributo de amplitud RMS

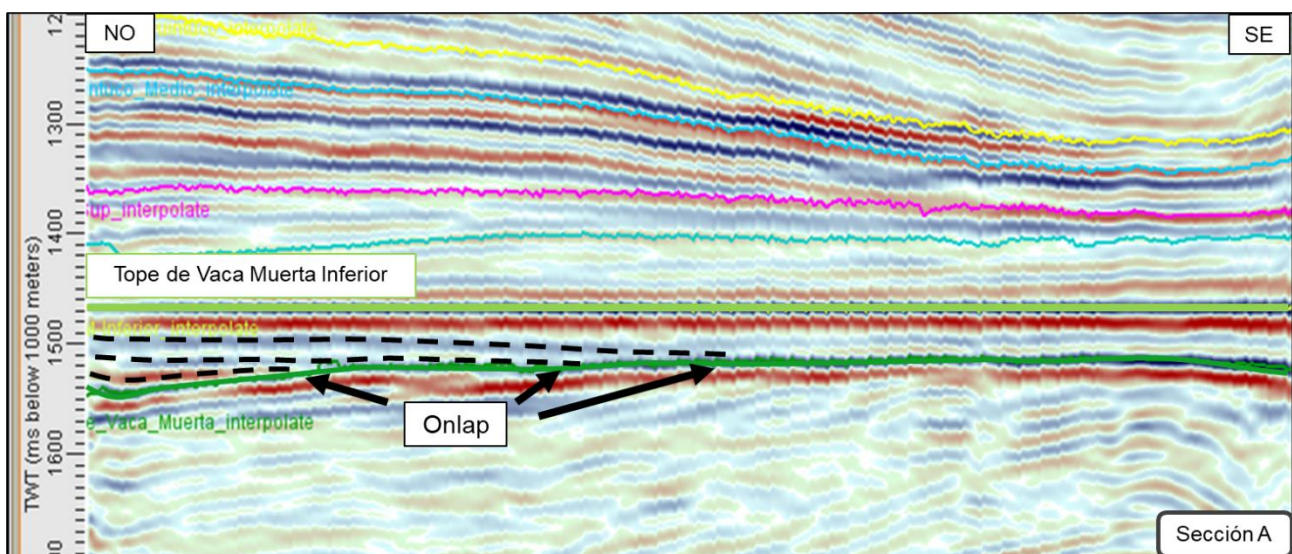


Figura 49. Sección del Nivel Inferior de Vaca Muerta, perteneciente al Mapa 13. Reflector horizontalizado: tope de Vaca Muerta Inferior. Se observan terminaciones de reflectores en onlap sobre la base de Vaca Muerta.

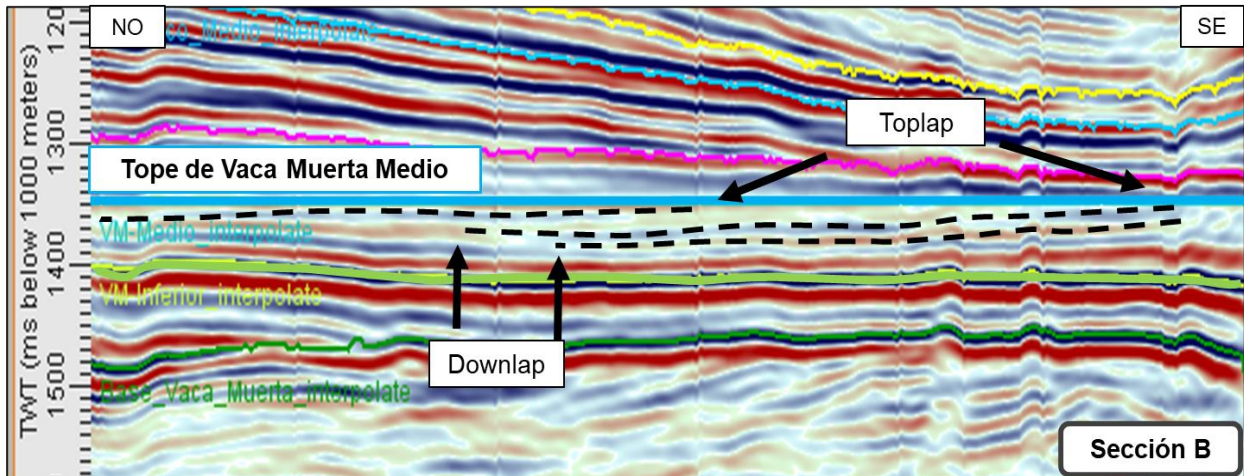


Figura 50. Sección del Nivel Medio de Vaca Muerta, perteneciente al Mapa 14. Reflector horizontalizado: tope de Vaca Muerta Medio. Se observan terminaciones de reflectores en downlap y toplap.

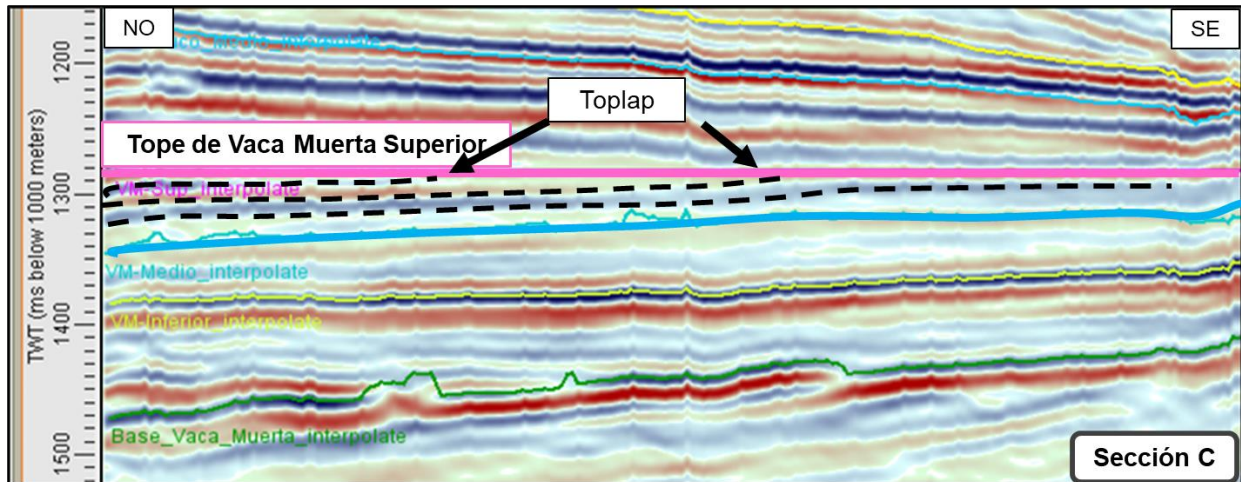


Figura 51. Sección del Nivel Superior de Vaca Muerta, perteneciente al Mapa 15. Reflector horizontalizado: tope de Vaca Muerta. Se observan terminaciones de reflectores toplap sobre Vaca Muerta Superior.

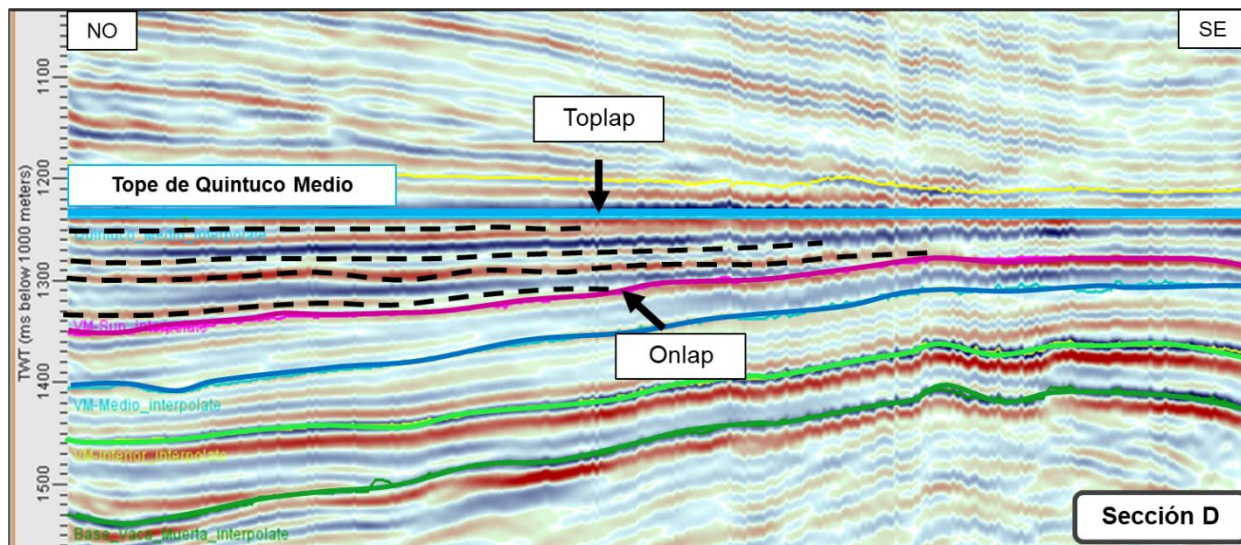


Figura 52. Sección del Nivel Inferior de Quintuco, perteneciente al Mapa 16. Reflector horizontalizado: tope de Quintuco Medio. Se observan terminaciones de reflectores en onlap sobre Vaca Muerta Superior y toplap sobre Quintuco Medio.

5) H. Técnica de Cruce de Passey y relación con litología (*cutting*)

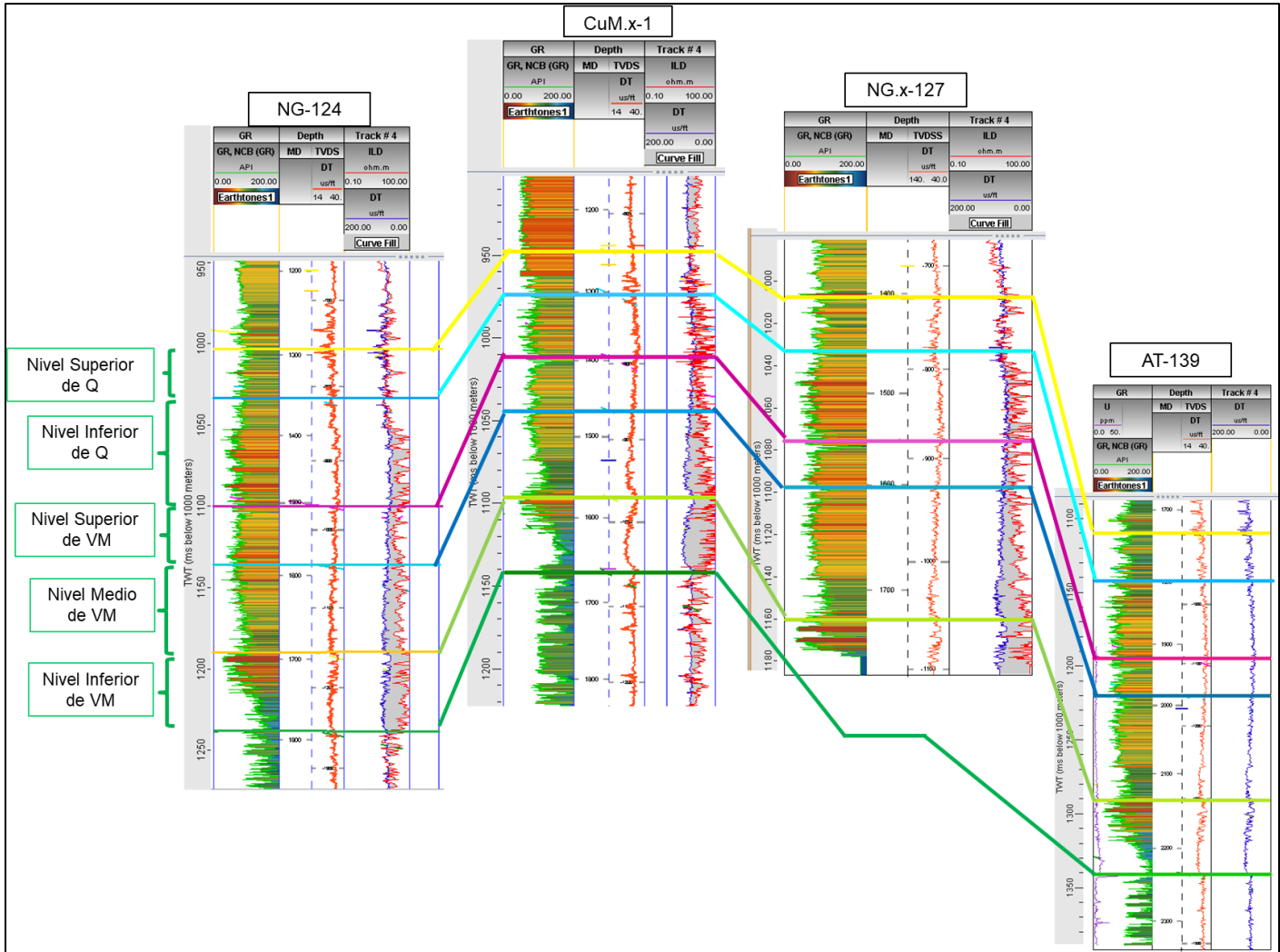


Figura 53. Perfil de Rayos Gamma, Cruce de Passey de los pozos NG-124, CuM.x-1, NG.x-127 y AT-139. Referencias VM: Vaca Muerta; Q: Quintuco

Para este análisis se utilizaron los pozos NG.x-127, CuM.x-1, AT-139, el control geológico del pozo NG-124 no se utilizó por no estar disponible. Con la información disponible de recortes geológicos (*cutting*), respuesta al perfil Rayos Gamma y cruce de Passey, se realizó un análisis en los distintos niveles dentro de la secuencia Quintuco – Vaca Muerta.

En el nivel inferior de Vaca Muerta se observa que hay una disminución en el registro de Rayos Gamma desde la base de la Fm. Vaca Muerta hasta el tope de Vaca Muerta Inferior (Figura 53), corroborado con el control geológico donde comienza con 100% de Margas castaño medio a oscuro, gris castaño oscuro, irregular, moteadas, bituminosa, venillas con calcita, en parte físil, aislada pirita, moderada compactación y destila por bitumen (Legajo de los pozos CuM.x-1, NG-124, AT-139). Junto con el análisis de la separación de las curvas DT y Resistividad profunda del cruce de Passey, este nivel indica la presencia de rocas no

reservorios con presencia de materia orgánica, característica perteneciente a una roca generadora.

En el nivel medio y superior de la Fm. Vaca Muerta (Figura 53), comienza una transición de Margas a Arcilitas Calcáreas, castaño medio, gris castaño oscuro, irregular, fuerte reacción calcárea, en parte limosa, localmente aspecto moteado, moderada compactación. Según el control geológico del pozo AT-139, se encuentran restos y residuos carbonosos en el espesor de la Fm. Vaca Muerta y no se observaron rastros de hidrocarburos o fluorescencias (Legajo de los pozos CuM.x-1, NG-124, AT-139). Esta transición en la litología se ve reflejado en la disminución de la curva de Rayos Gamma. Asimismo la separación de las curvas DT y Resistividad se hace menor, es decir que hay menos cantidad de materia orgánica y niveles más carbonáticos.

Los niveles de la Fm. Quintuco están compuestas en la base por Calizas Dolomíticas, gris castaño medio, *Wackestone* a *Packestone*, escasa *Mudstone*, micrítica, localmente arcillosa, ocasionalmente pirita, moderadamente dura. Hacia el tramo intermedio gradan mayormente de *Wackestone* a *Packestone*, en parte micrítica, escasos litoclastos, ocasionalmente restos fósiles, localmente pirita, dura. En el tope hay *Grainstone*, castaño amarillento claro, esparítica, litoclástica, en parte textura oolítica, dura. Es de destacar la presencia de Areniscas, gris blanquecino, fina, cuarzolítica, buena selección, matriz arcillosa, cemento calcáreo-dolomítico, consolidado. Se observan manifestaciones de hidrocarburos aislados puntuales, secos de color castaño oscuro/negro. Desde el punto de vista del análisis de perfiles, desde el tope de Vaca Muerta Superior hasta el tope de la Fm. Quintuco, las curvas de DT y Resistividad profunda se acompañan en sus variaciones de manera paralela.

6. DISCUSIÓN

6) A. Análisis estructural del área de estudio

En el área de estudio se distinguen 2 tipos de fallas: inversas y directas (o normales).

Las fallas inversas con orientación general E-O poseen una gran extensión, afectando desde el basamento (Precuyo) hasta los niveles de la Fm. Quintuco (Figura 42 y falla inversa de color verde en el mapa 20 y 21), relacionadas a una falla antigua de *rift*. Estas fallas delimitan al sur los dos altos estructurales llamados Sierra Barrosa (SB) y Barrosa Norte (BN) (Mapa 1). La estructura Sierra Barrosa corresponde a un anticlinal asimétrico alargado y su límite norte se ve afectado localmente por el anticlinal Barrosa Norte. En el anticlinal Barrosa Norte, la falla inversa que lo limita al sur, no muestra rechazo vertical sísmicamente visible, pero sí evidencia un plegamiento significativo (Figura 39, sección 4), coincidiendo con lo expuesto por Grimaldi y Dorobek, (2011). Por su parte Pángaro *et al.*, (2006) expresa que estas fallas forman parte de un sistema compresivo a transpresivo E-O (Figura 7, fallas azules) que corta varios hemigrábenes con solo una inversión menor y enfocada de las fallas de *rift*.

Concordando con Grimaldi y Dorobek, (2011), las fallas directas que afectan al área son fallas de extensión que probablemente reflejan la acomodación de los estratos al momento del desarrollo de las estructuras previamente mencionadas durante la inversión

(Mapa 22). Además, la restricción de los dominios de fallas poco profundas al bloque techo de SB sugiere que su origen estaría temporalmente relacionado a la estructura anticlinal (fallas en amarillo en el mapa 20, 21 y 22). Algunas de las fallas llegan a afectar los estratos más nuevos (fallas normales color rojo en el mapa 22), que se generaron según Pángaro *et al.*, (2006) durante la etapa transtensiva. Estas fallas poseen variaciones en el rechazo a lo largo de las mismas, presentando mayor rechazo vertical en los niveles de la Fm. Vaca Muerta y va disminuyendo hacia los niveles de la Fm. Centenario, como se muestra en las figuras 42 y 43 (falla inversa y directa), esto podría indicar que estas fallas se reactivaron.

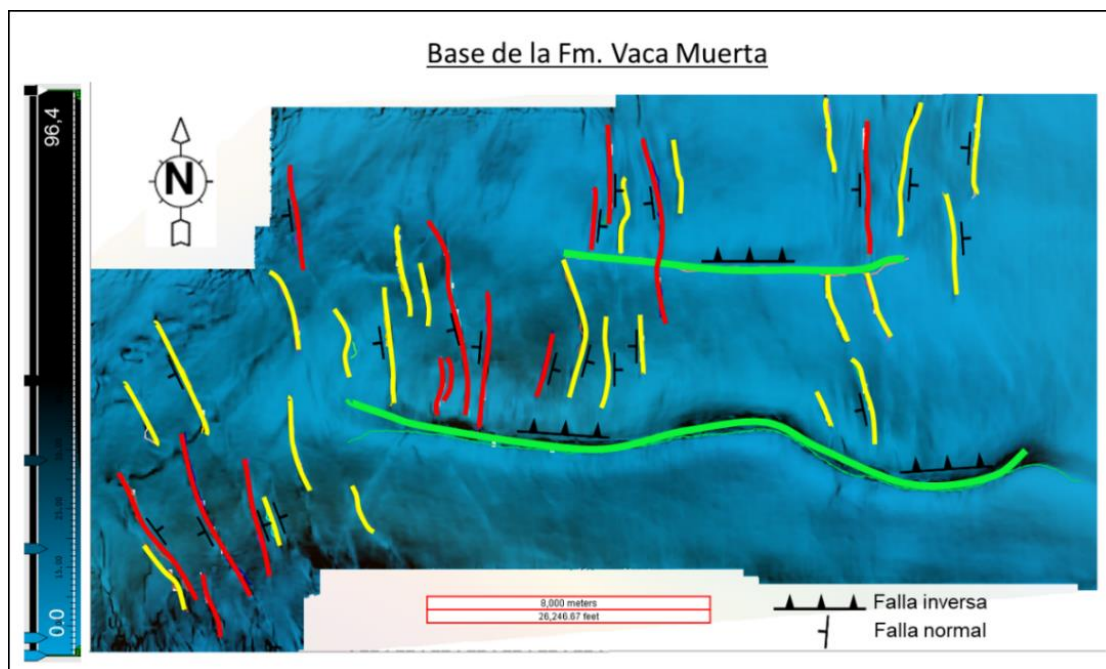
De los análisis de las fallas (sección 5-E), mapas isocronopáquicos (sección 5-F), mapas de atributos y secciones horizontalizadas (sección 5-G) se pudo determinar el siguiente esquema de evolución estructural (Figura 54).

En la etapa 1 se muestra una impronta regional marcada por un aumento de espesor hacia el NO, un relleno de una estructura previa a través de una transgresión y una impronta local relacionada a las fallas inversas.

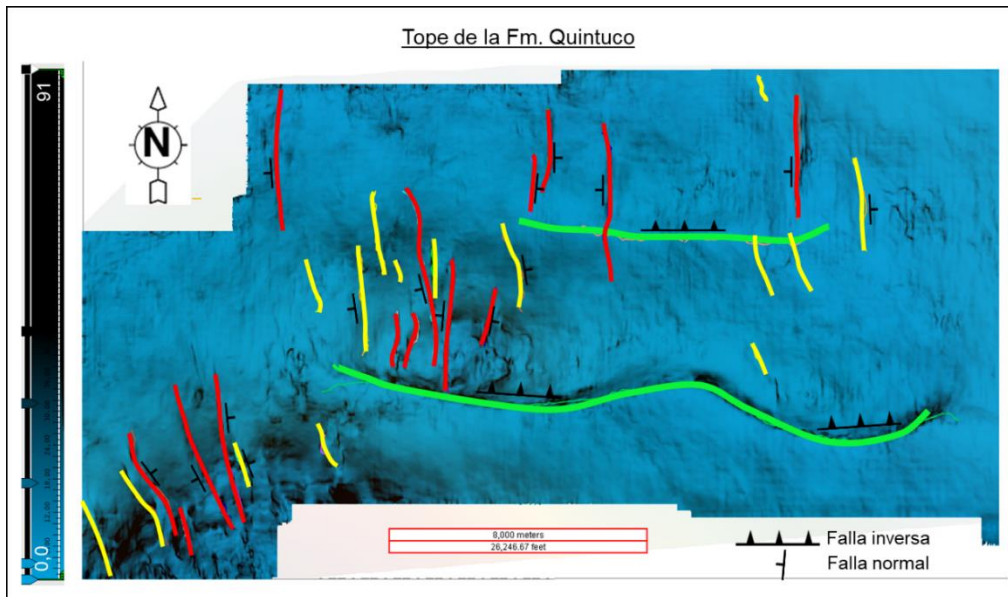
En la etapa 2 hay una interrupción de la actividad de la estructura positiva, por lo cual solo se observa la impronta regional con el aumento de espesor hacia el NO y las progradaciones indicadas en las figuras 50 y 51.

En la etapa 3 se reanuda la actividad de las fallas inversas, marcando un aumento de espesor en los flancos de los altos estructurales (impronta local) y continua el relleno de cuenca por medio de una secuencia transgresiva asociada a la subsidencia tectónica regional.

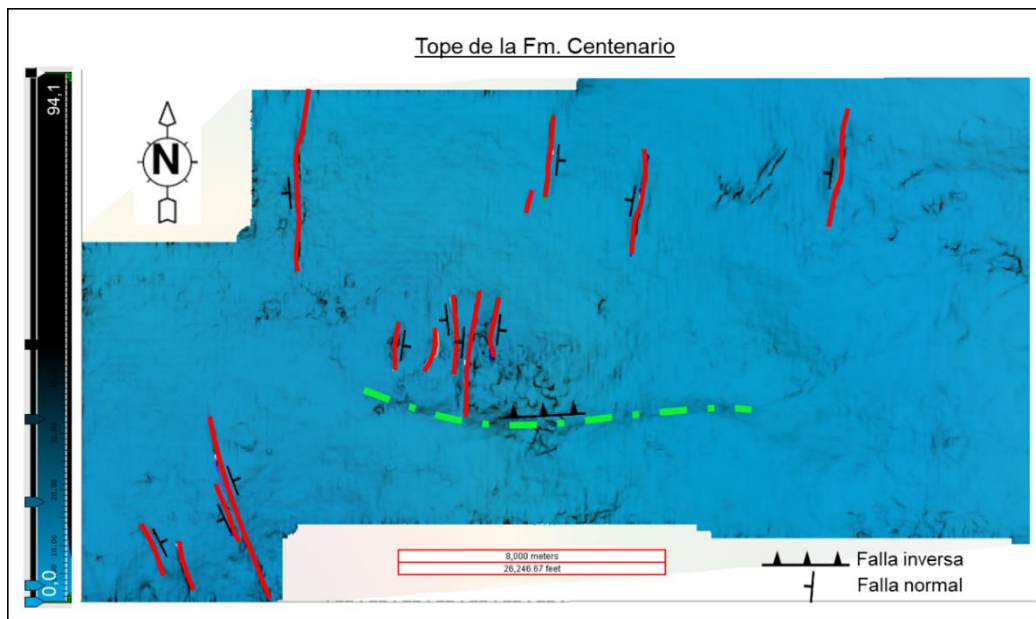
En la etapa 4 presenta la estructura actual, mostrando una continuidad de la actividad de la falla inversa hasta la Fm. Centenario a través de la flexura de los estratos.



Mapa 20. Mapa de extracción de discontinuidad en la Base de la Fm. Vaca Muerta. Falla inversa: verde; Falla normal afecta hasta la secuencia Q-VM: amarillo; Falla normal afecta hasta la Fm. Centenario: rojo.



Mapa 21. Mapa de extracción de discontinuidad en el Tope de la Fm. Quintuco. Falla inversa: verde; Falla normal afecta hasta la secuencia Q-VM: amarillo; Falla normal afecta hasta la Fm. Centenario: rojo.



Mapa 22. Mapa de extracción de discontinuidad en el Tope de la Fm. Centenario. Falla inversa que llega como flexura a la Fm. Centenario: verde punteado; Falla normal afecta hasta la Fm. Centenario: rojo.

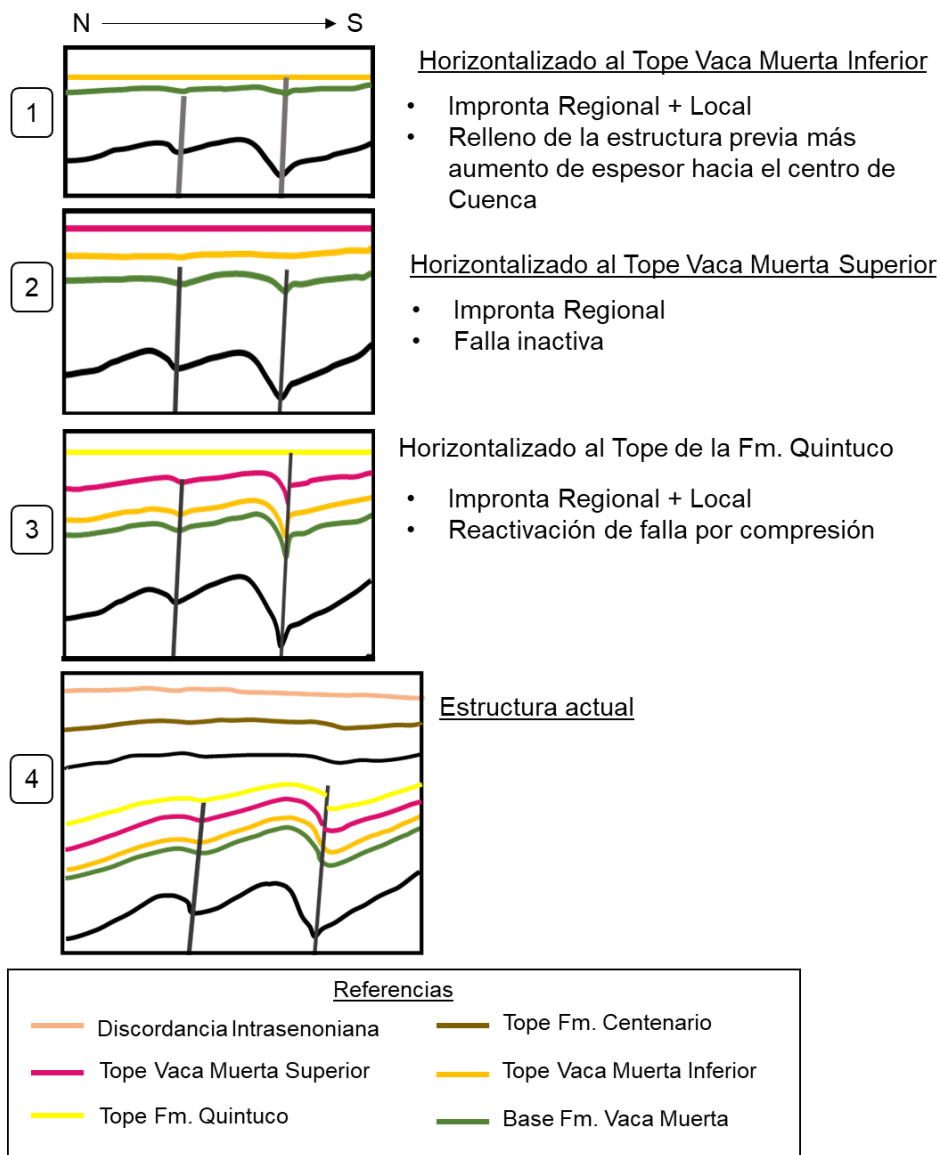


Figura 54. Esquema de estructuración del área de estudio. A partir de la secuencia *Quintuco - Vaca Muerta*

6) B. Análisis estratigráfico de la secuencia *Quintuco – Vaca Muerta*

A partir de la interpretación del dato sísmico y de información de pozos, se pudieron distinguir 5 niveles dentro de la secuencia *Quintuco – Vaca Muerta*: Nivel Inferior, Nivel Medio, Nivel Superior de la Fm. *Vaca Muerta* y los niveles Inferior y Superior de la Fm. *Quintuco*. Estos 5 niveles son reagrupados en 3, por sus características litológicas y estratigráficas similares para su descripción:

- 1) El nivel inferior de la Fm. *Vaca Muerta*, limitada por los reflectores Base de la Fm. *Vaca Muerta* y Topo de *Vaca Muerta Inferior*, está compuesta por margas, castaño medio a oscuro, bituminosas, con venillas con calcita; el mismo se ve reflejado en el registro de Rayos Gamma junto con la separación de las curvas de

DT y Resistividad profunda que indica presencia de materia orgánica (Figura 50). Esta roca generadora de hidrocarburos se encuentra en ventana de generación de petróleo seco. Posee una variación de espesor, aumentando hacia el NO (hacia el centro de cuenca) (Mapa 7) marcando así un rasgo regional y disminuyendo en los altos estructurales (reflejando una impronta local). De acuerdo con las terminaciones de los reflectores (*onlap*, figura 46) este intervalo corresponde a una transgresión, rellenando una estructura preexistente.

- 2) El nivel medio y superior de la Fm. Vaca Muerta limitados por el tope de Vaca Muerta Inferior y Superior comienza con una transición de Margas a Arcilitas Calcáreas, con restos y residuos carbonosos, acompañado de la disminución de la curva de Rayos Gamma. El contenido de materia orgánica es menor y hay mayor partición carbonática. En ambos niveles se ve la influencia del rasgo regional con el aumento de espesor hacia el centro de cuenca coincidiendo con la orientación de las rampas depositacionales detectadas con los atributos de amplitud (Mapa 8 y 9). En este caso no hay influencia de variación de espesor por el rasgo local de los altos estructurales (Sierra Barrosa y Aguada Toledo) y solo se evidencia la influencia regional. Los mapas de atributos muestran variaciones de amplitud asociado con este mismo rasgo y las secciones horizontalizadas muestran culminaciones de reflectores en *downlap* y *toplap* característicos de clinofomas que se pueden asignar a márgenes de plataforma o taludes (Figura 47 y 48).
- 3) El nivel correspondiente a la Fm. Quintuco (inferior y superior) está compuesto por Calizas Dolomíticas en la base, *Wackestone* y *Packestone* en el tramo intermedio y *Grainstone* en el tope y presenta areniscas de matriz arcillosa con cemento calcáreo. Se observan manifestaciones de hidrocarburos aislados puntuales. Desde el punto de vista del análisis los valores del perfil de RG y las curvas de DT y Resistividad se acompañan en sus variaciones. El espesor de este nivel (Mapa 10 y 11) se ve influenciado tanto por la impronta regional como local, con aumento de espesores bordeando los altos estructurales locales y un aumento regional como hemos mencionado en los niveles anteriores, además se observan posibles estratos de crecimiento en el flanco sur de la falla inversa. Los mapas 16 y 17 y secciones de atributos de amplitud muestran que este nivel se encuentra en posiciones de plataforma proximal, con reflectores paralelos que culminan en *toplap* (Figura 49), los depósitos de plataforma están asociados a ambientes de alta energía, como son los *Grainstone* de la Fm. Quintuco.

El aumento de espesor regional hacia el NO (observados en los mapas 7, 8, 9 y 10) se debe a que la cuenca durante el Jurásico Superior tuvo lugar una marcada inundación marina, bajo condiciones hambrientas y de fondo restringido y anóxico (Legarreta y Villar, 2012). Este aumento de espesor coincide con la orientación inferida de las paleolíneas de costa detectadas con los atributos de amplitud (sección 5-G), indicando una evolución progradante de las secuencias Tithoniano-Valanginiano Inferior, en este sentido hubo mayor aporte clástico hacia el interior de la cuenca.

Los mapas de atributos de amplitud muestran marcados rasgos paralelos, de dirección SO-NE, perpendiculares a la orientación de las progradaciones y paralelos al centro de

cuenca, en concordancia con lo expuesto por Desjardins *et al.*, (2016). Estas geometrías ayudan a interpretar que el transporte generalizado de sedimentos se llevó a cabo a través de la plataforma, a partir de una fuente dispersa con flujos de distribución de sedimentos paralelos a la costa (Zeller *et al.*, 2015).

7. CONCLUSIONES

- Se identificaron dos familias de fallas inversas y directas o normales relacionadas a la compresión asociada con la Dorsal de Huincul.
- Las fallas inversas delimitan al sur las 2 estructuras (anticlinales) Sierra Barrosa y Barrosa Norte.
- Las fallas normales, localizadas en el bloque colgante, probablemente reflejan la acomodación de los estratos al momento del desarrollo de las estructuras (anticlinales) durante la inversión. Algunas de estas fallas poseen variación en el rechazo a lo largo de las mismas, presentando mayor rechazo en los niveles de la Fm. Vaca Muerta y disminuyendo hacia los niveles de la Fm. Centenario.
- Se diferenciaron 5 niveles dentro de la secuencia Q-VM, los cuales se agruparon en 3 grupos con características similares: 1) Nivel Inferior compuesto por Margas y venillas de Calcita, RG alto, curvas separadas de DT y Resistividad profunda indicando presencia de materia orgánica y está situado en posiciones de talud distal y cuenca. 2) Nivel Medio formado por Margas a Arcilitas Calcáreas, disminución de RG, menor cantidad de materia orgánica y mayor contenido carbonático, ubicado dentro del talud. 3) Nivel Superior consta de Calizas Dolomíticas, las curvas de DT y Resistividad se encuentran en paralelo, se halla en posiciones de plataforma proximal asociados a ambientes de alta energía.
- La presencia de estratos de crecimiento en el intervalo de Quintuco Inferior indica que la falla inversa estuvo activa al menos en algún periodo durante la depositación del mismo.
- La estratigrafía del área muestra dos improntas: Local (3 altos estructurales con variación de espesores hacia los flancos) y Regional (aumento de espesor hacia al NO).
- El centro de cuenca se ubica al NO de la zona de estudio, por poseer mayor espesor sedimentario (margas y arcilitas), alternancias de amplitudes distribuidas de manera paralela, de dirección SO-NE, perpendiculares a la orientación de las progradaciones y paralelos a la línea de costa.
- El aporte sedimentario proviene desde la SE, marcado por las progradaciones.
- Considerando las características del hidrocarburo de la Fm. Vaca Muerta, se podría considerar el análisis de éste como un reservorio no convencional, ya que sus características del GOR son similares a las presentes en el yacimiento Loma Campana.

8. BIBLIOGRAFÍA

- Atencio, M. R., Späth, F. G. E. y Rendon, D., 2014. “Caracterización de discontinuidades sísmicas: Cálculo y procesos de atributos sobre amplitud”. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Simposio de Geofísica: Puentes de Integración.
- Bahorich, M., y Farmer, S., 1995. “3-D seismic discontinuity for faults and stratigraphic features: The coherence cube”. *The leading edge*, 14(10), pp. 1053-1058.
- Bulhoes, E. M. y Nogueira de Amorim, W., 2005. “Principio da SismoCamada Elementar e sua aplicação à Técnica Volume de Amplitudes (tecVA)”. 9º International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Salvador, Brazil, 11-14 September 2005.
- Cabaleiro, A.; Cazau, L.; Lasalle, D; Penna, E. y Robles, D., 2002. “Los reservorios de la formación Centenario”. En Schiuma M.; Hinterwimmer G. y Vergani G. (eds.), Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, pp. 407-425
- Carrizo, N., Coppo, R., Fernández Sevesso, F., Montagna, A. O., Pose, A., Santiago, E., Schiuma, M. y Suárez, M., 2018. “Yacimientos Sierra Barrosa y Aguada Toledo (Formación Cupén Mahuida)” En Schiuma M.; Hinterwimmer G. y Vergani G. (eds.), Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina, X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza
- Chopra, S., y Marfurt, K. J., 2007. “Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization”. Society of Exploration Geophysicists and European Association of Geoscientists and Engineers.
- Coppo, R., Gatica, C., Montagna, A. O., Santiago, E., Valenzuela, G. y Wagner, F. 2018. “Yacimiento Cupén Mahuida (Formación Lajas)” En Schiuma M.; Hinterwimmer G. y Vergani G. (eds.), Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina, X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza. pp 427-442
- Cristallini, E., Tomezzoli, R., Pando, G., Gazzera, C., Martínez, J. M., Quiroga, J., Buhler, M., Bechis, F., Barredo, S. y Zambrano, O. 2009. “Controles Precuyanos en la estructura de la Cuenca Neuquina”. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 65 (2). pp. 248-264.
- Cruz C. E.; Boll, A.; Gómez Omil, R.; Martínez, E. A.; Arregui, C.; Gulisano, C.; Laffitte G. A. y Villar, H. J., 2002. “Hábitat de hidrocarburos y sistemas de carga: Los Molles y Vaca Muerta en el sector central de la Cuenca Neuquina. Argentina”, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata.
- Dalziel, I. W. D., Storey, B. C., Garrett, S. W., Grunow, A. M., Herrod, L. D. B. y Pankhurst, R. J. 1987. “Extensional tectonics and the fragmentation of Gondwana”. En Coward,

- M. P. (ed.) Continental Extensional Tectonics, Geological Society Special Publication 28. pp. 433-441, London.
- 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. “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
- 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., Reijenstein, H., Kohler, G., Sattler, F. Moreno, M. J. Gómez Rivarola L. y Borgnia M., 2017. “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
- Folguera, A., Ramos, V. A. y Melnick, D. 2002. “Partición de la deformación en la zona del arco volcánico de los Andes neuquinos en los últimos 30 millones de años (36°-39°S)”. Revista Geológica de Chile 29: pp. 151-165.
- Folguera, A., Ramos, V. A., Zapata, T. R., Spagnuolo, M. y Miranda, F. 2005. “Pliocene to Quaternary retro-arc extension in the Andes at 35°-37°39’S”. 6th. International Symposium on Andean Geodynamics (Barcelona), Extended Abstracts: pp. 277-280.
- Folguera, A., Zapata, T. R. y Ramos, V. A. 2006. “Late Cenozoic extension and the evolution of the Neuquén Andes”. En Kay, S. M. y Ramos, V. A. (eds.) Evolution of an Andean margin: A tectonic and magmatic view from the Andes to the Neuquén Basin (35°-39°S), Geological Society of America Special Paper 407: pp. 267-285.
- Godino, G. y Giunta, D., 2018. “Esquema estratigráfico secuencial a partir de la integración de cutting, perfiles y sísmica. Fms. Quintuco y Vaca Muerta, Cuenca Neuquina”, X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza.
- 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.
- González Tomassini, F., Fantín, M., Desjardins, P., Dolores Vallejo, M., Kietzmann, D., Marchal, D., Leanza, H., ...Lanusse Noguera, I. 2016, “Co-opetition’: A Game-Changing Synergy among Operators: A Case Delivering a Rosetta Stone for the Vaca

- Muerta Stratigraphy (Argentina)". Unconventional Resources Technology Conference (URTeC). San Antonio, Texas, USA, 1-3 August 2016
- Grimaldi, G. O. y Dorobek, S. L., 2011. "Fault framework and kinematic evolution of inversión structures: Natural examples from the Neuquén Basin, Argentina", AAPG Bulletin, V. 95(1), pp 27-60.
- Gulisano, C. A. y Gutiérrez Pleimling, A. R. 1995. "The Jurassic of the Neuquén Basin: Mendoza Province". Guía de Campo. Asociación Geológica Argentina, Publicación Especial pp.159: 103.
- Gulisano, C.A., Gutiérrez Pleimling, A.R. y Digregorio, R.E. 1984." Esquema estratigráfico de la Secuencia Jurásica del Oeste de la provincia del Neuquén". 9º Congreso Geológico Argentino, Actas 1: pp.236-259, San Carlos de Bariloche
- Howell, J. A., Schwarz, E., Spalletti, L. A. y Veiga, G. D. 2005. "The Neu-quén Basin: an overview". En: Veiga, G. D., Spalletti, L. A., Howell, J. A. y Schwarz, E. (eds.). The Neuquén Basin, Argentina: A Case Study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics. Geological Society, London, Special Publications. 252: pp.83-107.
- Kay, S. M, Ramos, V. A., Mpodozis, C. y Sruoga, P. 1989. "Late Paleozoic to Jurassic silicic magmatism at the Gondwana margin: Analogy to the middle Proterozoic in North America?" *Geology* 17: pp. 324-328
- Kietzmann, D.A., Palma, R.M., Riccardi, A. C., Martín-Chivelet, J. y López-Gómez, J. 2014. "Sedimentology and sequence stratigraphy of a Tithonian - Valanginian carbonate ramp (Vaca Muerta Formation): A misunderstood exceptional source rock in the Southern Mendoza area of the Neuquén Basin, Argentina". *Sedimentary Geology*, v.b302, pp. 64-86
- Leanza, H.A. 1973, Estudio sobre los cambios faciales de los estratos limítrofes Jurásico - Cretácicos entre Loncopué y Picún Leufú, provincia del Neuquén, República Argentina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 28 (2): pp. 97- 132. Buenos Aires.
- Leanza, H.A. 2009. Las principales discordancias del Mesozoico de la Cuenca Neuquina según observaciones de superficie. *Revista Museo Argentino de Ciencias Naturales* 11(2): pp. 145-184. Buenos Aires
- Leanza H. A. y Hugo, C. A. 1997. Hoja Geológica 3969-III, Picún Leufú, provincias del Neuquén y Río Negro. Instituto de Geología y Recursos Naturales. SEGEMAR. Boletín 218: 1-135.
- Leanza, H., F. Sattler, R.S. Martinez, y O. Carbone, 2011. "La Formación Vaca Muerta y equivalentes (Jurásico Tardío – Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina, en: Leanza, H., Arregui, C., Carbone, O., Danieli, J. C., and Valles, J. M., *Geología y*

- recursos naturales de la provincia del Neuquén: Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino, pp. 113-130.
- Legarreta, L. y Gulisano, C. A. 1989. “Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico Superior – Terciario Inferior), Argentina”. En Chebli, G. y Spalletti, L. A. (eds.): Cuencas Sedimentarias Argentinas. Serie Correlación Geológica, 6: pp. 221-245. Tucumán.
- Legarreta, L., y Uliana, M. A. 1996. “The Jurassic succession in west-central Argentina: stratal patterns, sequences and paleogeographic evolution”. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 120(3-4), pp. 303-330.
- Legarreta, L. y Villar, H. 2012. “Las facies generadoras de hidrocarburos de la Cuenca Neuquina”. *Revista Petrotecnia*. Agosto 2012, pp. 14-39.
- Legarreta, L. Villar, H. J., Cruz, C. E., Laffitte G. A. y Veradé, R. 2008. “Revisión integrada de los sistemas generadores, estilos de migración-entrapamiento y volumetría de hidrocarburos en los distritos productivos de la Cuenca Neuquina, Argentina”. En Cruz, C. E., Rodríguez, J. F., Hechem, J. J. y Villar, H. J. (eds.) *Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas*. pp: 79-108.
- Licitra, D. T., Vittore, F. J., Fernandez, J. J., Quiroga, J. R., Hernández, C., Reijenstein, H., Lanusse, I. y Monti, L. 2018. “Los reservorios de la Fm. Vaca Muerta” En Schiuma M.; Hinterwimmer G. y Vergani G. (eds.), *Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina, X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos*, Mendoza. pp 563-577
- Llambías, E. y Schiuma, M., 2009. “El Grupo Cuyo Inferior en Cupén Mahuida”. Informe interno de YPF.
- Magoon L.B. y Dow, W.G. 1994. “The Petroleum System, Chapter 1, Part 1”. *American Association of Petroleum Geologists, Memoir 60*: 3-24
- Malone, P., 2018. “Los reservorios de arenas compactas del Grupo Cuyo”. En Schiuma M.; Hinterwimmer G. y Vergani G. (eds.), *Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina, X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos*, Mendoza.
- Maretto, H., y Pángaro, F. 2005. “Edad de formación de algunas de las grandes estructuras del engolfamiento de la Cuenca Neuquina: actividad tectónica durante la depositación de la Fm. Quintuco”. En 6° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata.
- Massafferro, J. L., Zeller, M., Giunta, D. L., Sagasti, G., y Eberli, G. P. 2014. “Evolución del sistema mixto tithoniano-valanginiano (Formaciones Vaca Muerta, Quintuco y equivalentes) a partir de estudios de afloramientos y subsuelo, centro-sur de la Cuenca

- Neuquina”. En IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Simposio de Recursos No Convencionales: Ampliando el Horizonte Energético.
- Mendiberri, H. y Carbone, O. 2018. “Marco geológico y reseña histórica de la actividad petrolera”. En Schiuma M.; Hinterwimmer G. y Vergani G. (eds.), Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina, X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza. pp 289-300
- Mitchum Jr R. M. y Uliana, M.A. 1985, Seismic stratigraphy of carbonate depositional sequences, Upper Jurassic-Lower Cretaceous, Neuquen Basin, Argentina: Chapter 15 AAPG Special Volumes, Volume M39: Seismic Stratigraphy II: An Integrated Approach to Hydrocarbon Exploration, p. 255-274.
- Mitchum Jr, R. M, Vail, P. R. y Thompson III, S. 1977. “Seismic stratigraphy and global changes of sea level: Part 2: The Depositional Sequence as a Basic Unit for Stratigraphic Analysis”. p. 53- 62.
- Mombrú, C. A. y Uliana, M. A. 1978. “Esquema tectosedimentario de la cuenca mesozoica de Mendoza y Neuquén”. 7° Congreso Geológico Argentino (Neuquén), Actas 2: 239-256.
- Mosquera, A. 2002. Inversión tectónica jurásica inferior en el sector central de la Dorsal de Huincul, área Los Bastos. 5° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mar del Plata), Actas en CD: 11 p.
- Mosquera, A. 2008. “Mecánica de deformación de la cuenca Neuquina (Triásico-Terciario)”. Tesis Doctoral, Universidad de Buenos Aires (inérita), 270p., Buenos Aires.
- Mosquera, A. y V.A. Ramos, 2005. Intraplate foreland deformation in the Neuquén embayment. 6° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mar del Plata), Actas en CD: 28 p
- Muñoz, J., Troncoso, R., Duhart, P., Crignola, P., Farmer, L. y Stern, C. 2000. “The relationship of the mid-Tertiary coastal magmatic belt in south-central Chile to the late Oligocene increase in plate convergence rate”. *Revista Geológica de Chile* 27: 177-203.
- Orchuela, I.A, Ploszkiewicz, J.V. y Viñes, R. 1981. “Reinterpretación estructural de la denominada "Dorsal Neuquina"”. 8° Congreso Geológico Argentino (San Luis), Actas 3: pp. 81-93.
- Pángaro, F. y Bruveris, P. 1999. Reactivación tectónica multiepisódica de sistemas extensionales, Cuenca Neuquina, Argentina. 14° Congreso Geológico Argentino, Actas 1: 231- 234, Salta
- Pángaro, F., Corbera, R., Carbone, O. y Hinterwimmer, G., 2002a. “Los reservorios del Precuyano”. En Schiuma M.; Hinterwimmer G. y Vergani G. (eds.), Rocas reservorio

- de las cuencas productivas de la Argentina, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, pp. 229-274.
- Pángaro, F., Melli, A. T., Malone, P., Cevallos, M., Soraci, A., Mosquera, A., & Kim, H. J. 2005. "Modelos de entrapamientos de la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina, Argentina". En E. Kozłowski, G. Vergani y A. Boll, Las trampas de hidrocarburos en las Cuencas Productivas Argentinas. VIº Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. pp. 331-368.
- Pángaro, F., Pereira, M. y Micucci, E. 2009. "El sinrift del ámbito de la dorsal de Huincul, cuenca Neuquina: su evolución y control sobre el registro estratigráfico del Jurásico y la evolución estructural del área". Revista de la Asociación Geológica Argentina 65: 265-277.
- Pángaro, F., Pereira, M., Raggio, F., Pioli, O., Silvestro, J., Zubiri, M. y Gonzálvez, G., 2006. "Tectonic inversión of the Huincul High, Neuquen Basin, Argentina: an endangered species. Stratigraphic evidences of It's disappearance". 9º Simposio Bolivariano de Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas, Actas 9p., Cartagena
- Pángaro, F., Veiga, R. y Vergani, G. 2002b. Evolución tecto-sedimentaria del área de Cerro Bandera, Cuenca Neuquina, Argentina. 5º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mar del Plata), Actas en CD: 16 p
- Passey, Q. R., Creaney, S., Kulla, J. B., Moretti, F. J. y Stround, J. D., 1990. "A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs". The American Association of Petroleum Geologists. Bulletin V. 74. No. 12. Pp. 1777-1794.
- Ploszkiewicz, J.V., Orchuela, I.A., Vaillard, J.C. y Viñes, R. 1984. Compresión y desplazamiento lateral en la zona de la Falla Huincul, estructuras asociadas, Provincia del Neuquen. 9º Congreso Geológico Argentino (Bariloche), Actas 2: 163-169
- Ramos, V. A. y Folguera, A. 2005. "Tectonic Evolution of the Andes of Neuquén: Constraints Derived from the Magmatic Arc and Foreland Deformation" In: Veiga, G. et al. (Eds.): The Neuquén Basin: A Case Study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics. The Geological Society, Special Publication 252: 15-35.
- Ramos, V. A., Pimentel, M. y Tunik, M., 2008. "Late Cretaceous Synorogenic Deposits of the Neuquén Basin (36-39°S): Age Constraints from U-Pb Dating in Detrital Zircons": 7º International Symposium on Andean Geodynamics (Isag 2008), Nice, Extended Abstracts: 423-426.
- Rodríguez, M., 2011. "El Grupo Malargüe (Cretácico Tardío-Paleógeno Temprano) En La Cuenca Neuquina". En Leanza, H. A., Arregui, C., Carbone, O., Danielli, J. C., Vallés, J. M. (eds.) Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino. Neuquén. pp: 245- 264

- Rossello, E., 2002. "Estudio estructural de campo para proyecto Grupo Cuyo, Cuenca Neuquina". Repsol-YPF, (inédito), 42 p., Neuquén
- Schiuma, M., Saavedra, C., Malone, P., Cevallos, M., Rebori, L. y Vergani, G., 2002. "Los reservorios del grupo Lotena", en Schiuma M.; Hinterwimmer G. y Vergani G. (eds.), Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, pp. 303-333
- Sheriff, R., 1997. "Limitations on Resolution of Seismic Reflections and Geologic Detail Derivable from Them". Section 1. Fundamentals of Stratigraphic Interpretation of Seismic Data.
- Silvestro, J. y Zubiri, M. 2008. "Convergencia oblicua: modelo estructural alternativo para la dorsal Neuquina (39°S)". Neuquén. Revista de la Asociación Geológica Argentina 63: 49-64.
- Spalletti, L.A., J. Franzese, S.D. Matheos, y E. Schwarz, 2000. "Sequence stratigraphy of a tidally dominated carbonate siliciclastic ramp; the Tithonian-Early Berriasian of the Southern Neuquén Basin, Argentina". Journal of the Geological Society 157: p. 433-446. Londres.
- Stinco, L., y Mosquera, A., 2003. "Estimación del contenido total de carbono orgánico a partir de registros de pozo para las formaciones Vaca Muerta y los Molles, Cuenca Neuquina, Argentina". En II Congreso de Hidrocarburos, Buenos Aires, Actas.
- Turic, M., Aramayo Flores, E., Gómez Omil, R., Pombo, R., Peroni, G., Sciutto J., Robles, D. y Cáceres, A. 1987. "Geología de las cuencas petroleras de la Argentina.". En Felder, B. A. (ed.) Evaluación de las Formaciones en la Argentina 1 (1): 1-44, Schlumberger, Buenos Aires.
- Veiga R. D., Hechem, J., Bolatti, N., Agraz, P., Sánchez, E., Saavedra, C., Pángaro, F.; García, D. y Moreiras, E., 2001a. "Syn-rift deposits as a new play concept in the central portion of the Neuquén Basin: future perspectives from the analysis of physical models", Hedberg Conference AAPG, Mendoza, Noviembre 2001. Program with abstracts.
- Veiga R. D., Hechem, J., Bolatti, N., Agraz, P., Sánchez, E., Saavedra, C., Pángaro, F.; García, D. y Moreiras, E., 2001b. "Syn-rift deposits as a new play concept in the central portion of the Neuquén Basin: future perspectives from the analysis of physical models", 4th Joint AMPG/AAPG Meeting, Veracruz, México, Noviembre 2001.
- Vergani, G., Arregui, C. y Carbone, O. 2011. "Sistemas Petroleros y Tipos de Entrampamientos en la Cuenca Neuquina". En Leanza, H. A., Arregui, C., Carbone, O., Danielli, J. C., Vallés, J. M. (eds.) Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino. Neuquén. pp: 645-656.

- Vergani, G., Tankard, J., Belotti, J., Welsink, J. 1995. "Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina". En Tankard, A. J., Suárez, R. y Welsink, H. J. (eds.) *Petroleum Basins of South America*, American Association of Petroleum Geologists, Memoir 62: 383-402.
- Villar, H. J., Legarreta, L., Cruz, C. E., Laffitte, G. A. y Vergani, G., 2005. "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, IAPG, Actas CD-ROM, 17p., Mar del Plata. Republicado en *Boletín de Informaciones Petroleras BIP*, Cuarta Época Año 2 N°3, p. 50-67.
- Zamora Valcarce, G., Zapata, T. R., del Pino, D. y Ansa, A. 2006. "Structural evolution and magmatic characteristics of the Agrio fold-and-thrust belt". 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: 125-145.
- Zavala, C. y Ponce, J., 2011. "La Formación Rayoso (Cretácico temprano) en la Cuenca Neuquina". En Leanza, H., Arregui, C., Carbone, O., Danielli, J. C., Vallés, J. M. (eds.) *Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino*. Neuquén. pp. 205-222.
- Zeller, M., Verwer, K., Eberli, G. P., Massafiero, J. L., Schwarz, E., y Spalletti, L., 2015. "Depositional control on mixed carbonate-siliciclastic cycles and sequences on gently inclined shelf profiles". *Sedimentology*, 62: 2009-2037. DOI: 10.1111/sed.12215.
- Wavrek, D.; Curtiss, D.; Lara, M. E.; Laffitte, G. y Jarvie, D., 1997. "High Resolution Petroleum Systems Analysis: Application to Kimmeridgian-Valanginian Megasequence of Neuquén Basin, Argentina". En *AAPG Bulletin*, vol. 81/8, International Conference & Exhibition, Viena, abstracts, pp. 1419.
- Weaver Ch. 1931, "Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of west central Argentina". *Memoir University Washington* 1. Seattle. pp. 1-469

Además, también se utilizaron:

Apuntes Catedra de Geofísica de la Universidad Nacional del Comahue, Facultad de Ingeniería, Departamento de Geología y Petróleo, Lic. Ciencias Geológicas.

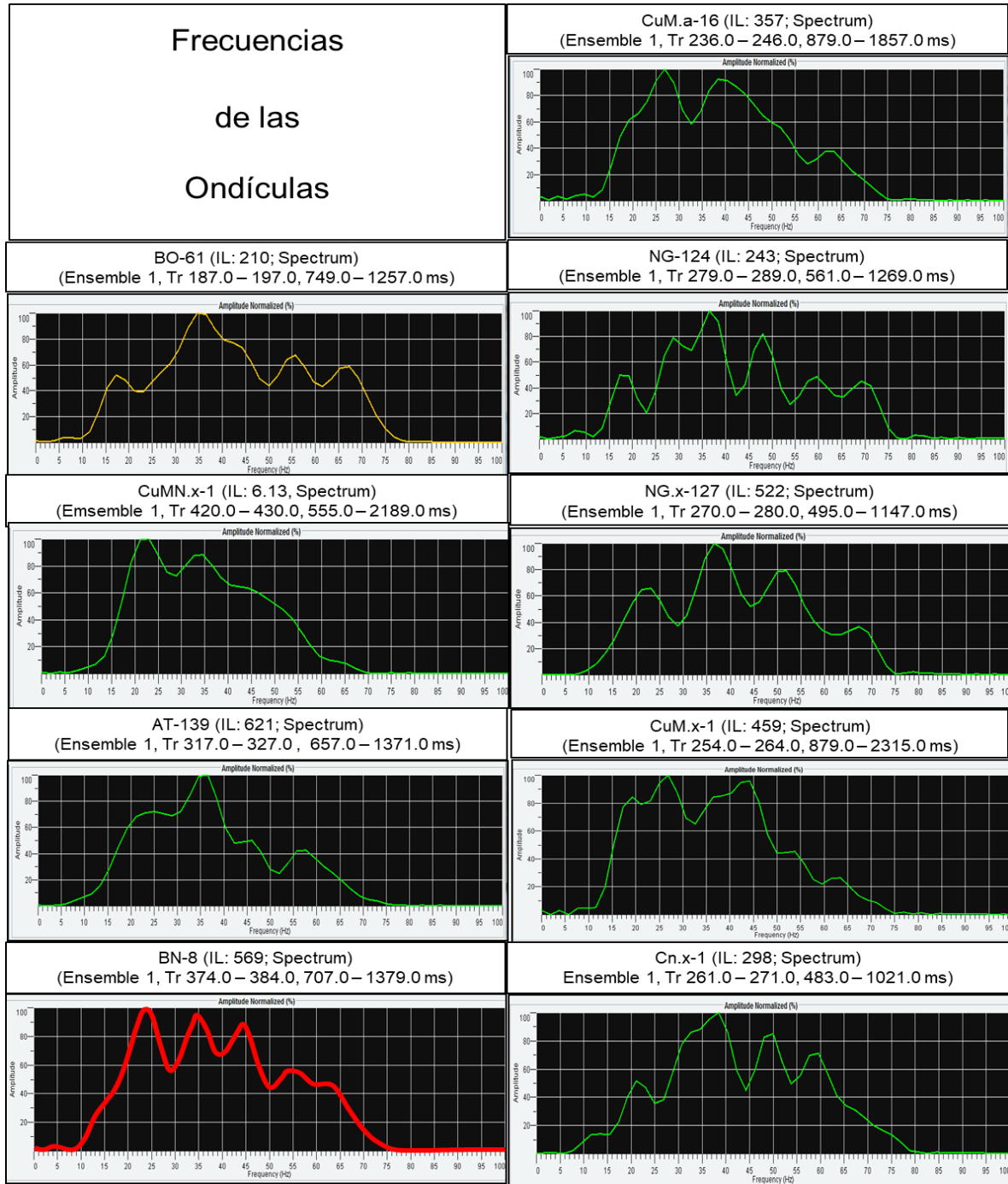
Informe de Procesamiento del dato sísmico Aguada Toledo Integral.

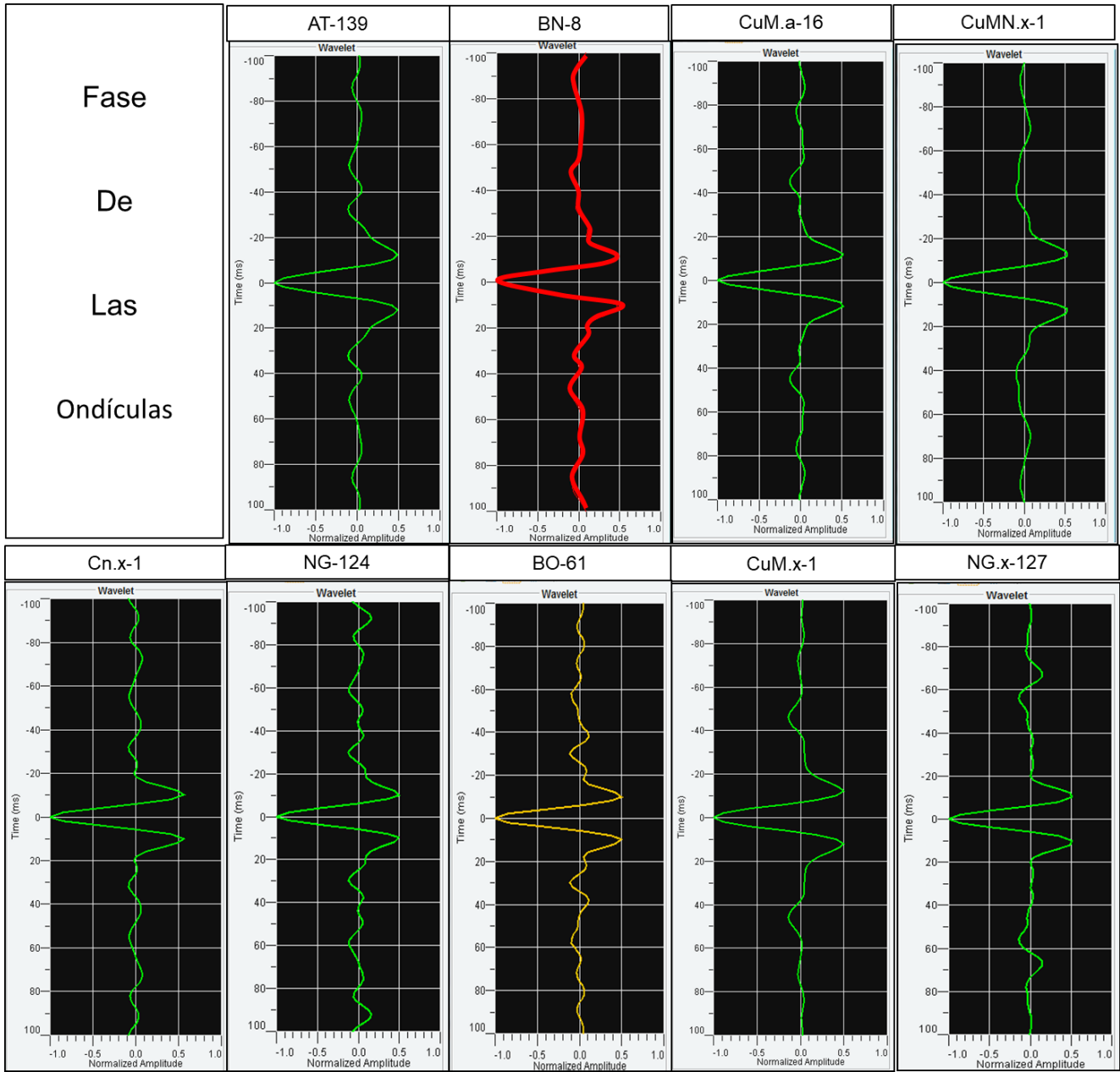
Informe de Legajos de Pozos otorgados por la Subsecretaria de Minería, Energía e Hidrocarburos.

9. ANEXOS

Anexo 1

Ondículas extraídas del dato sísmico en su fase original para la correlación sísmica-pozo.

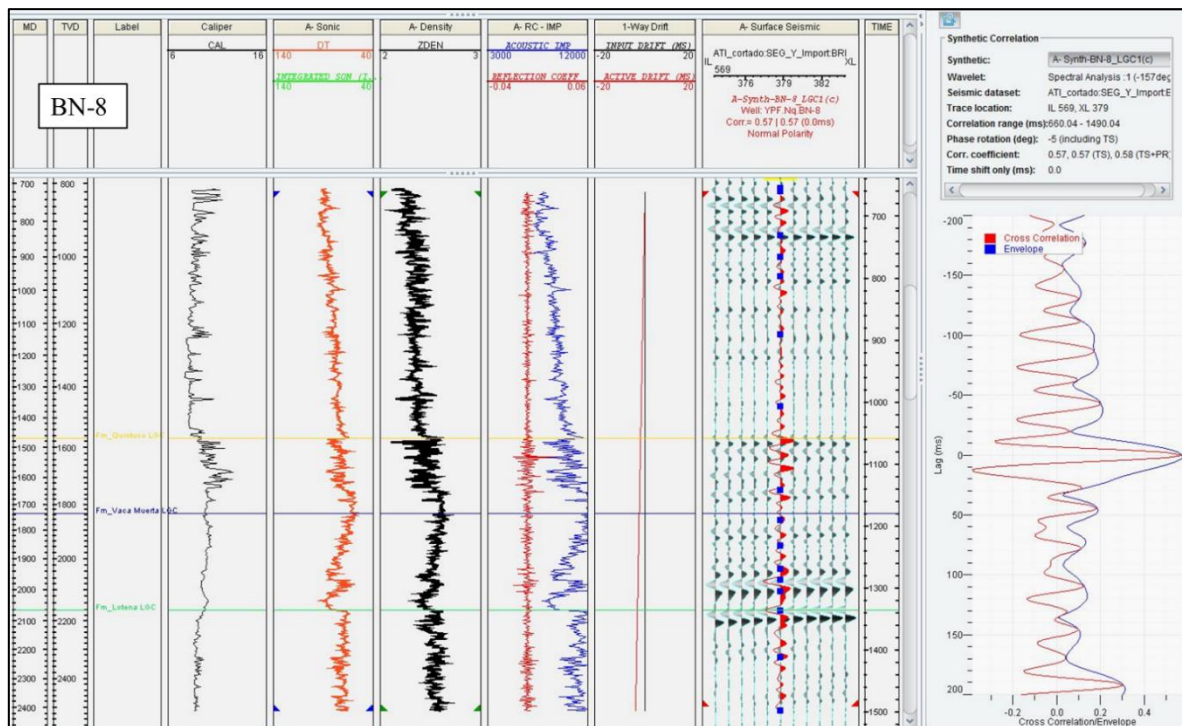
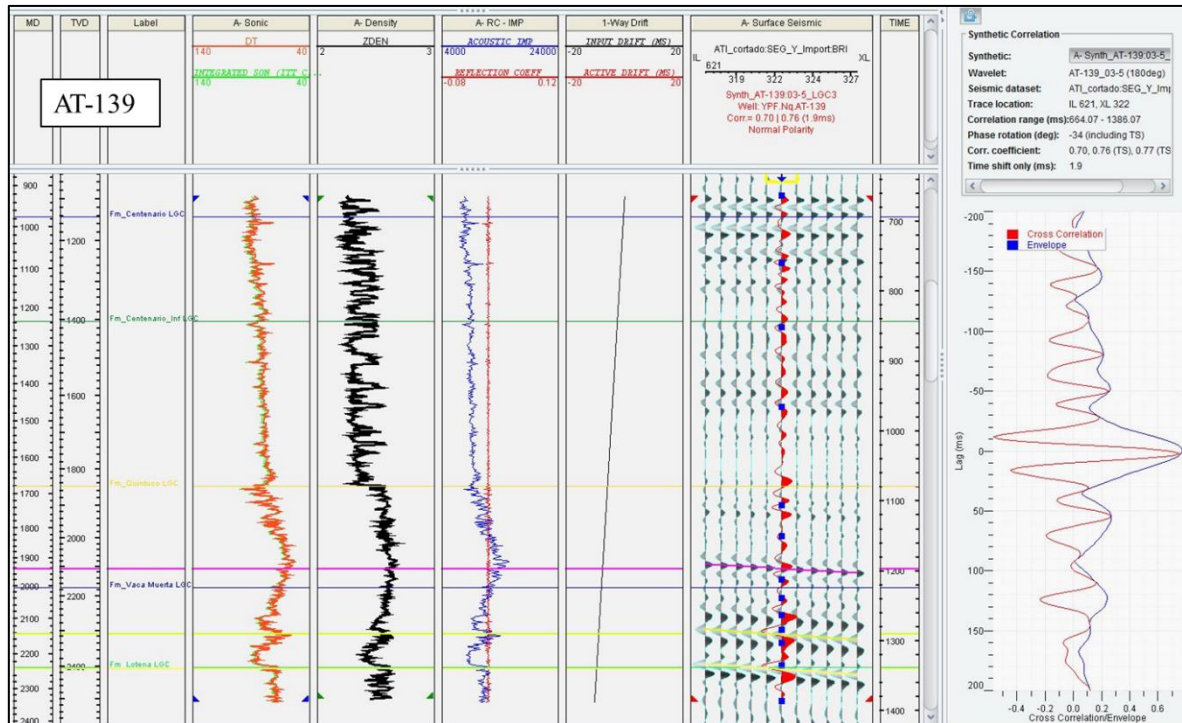


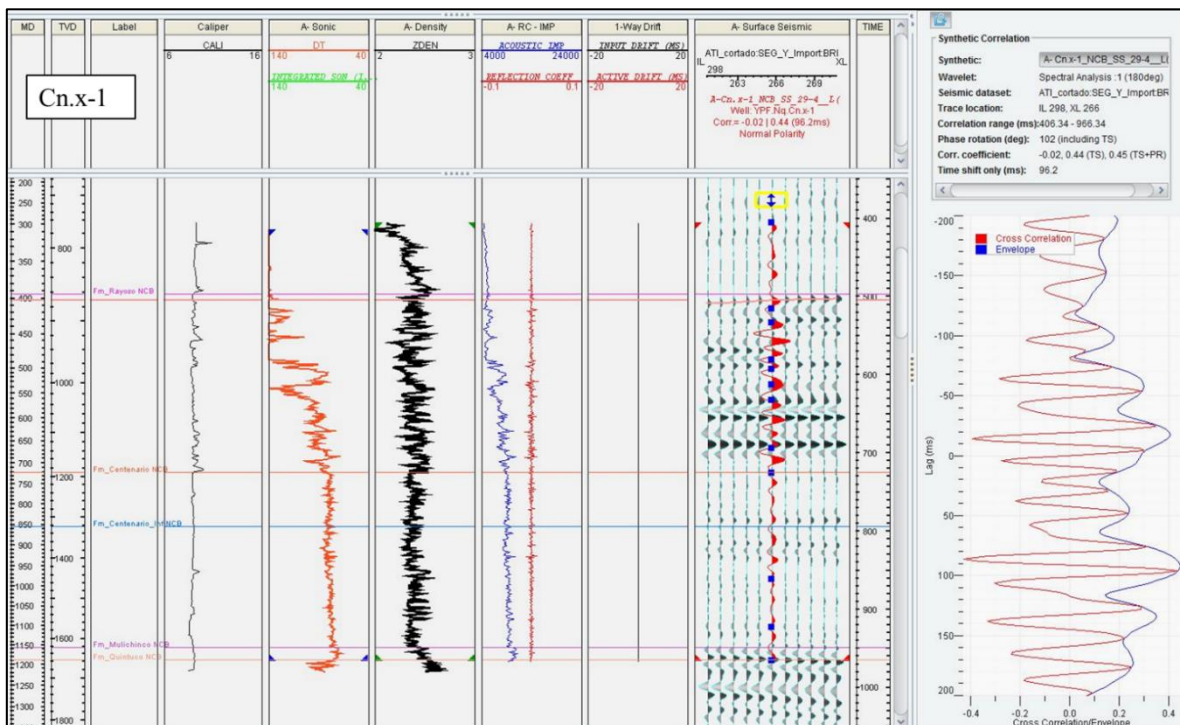
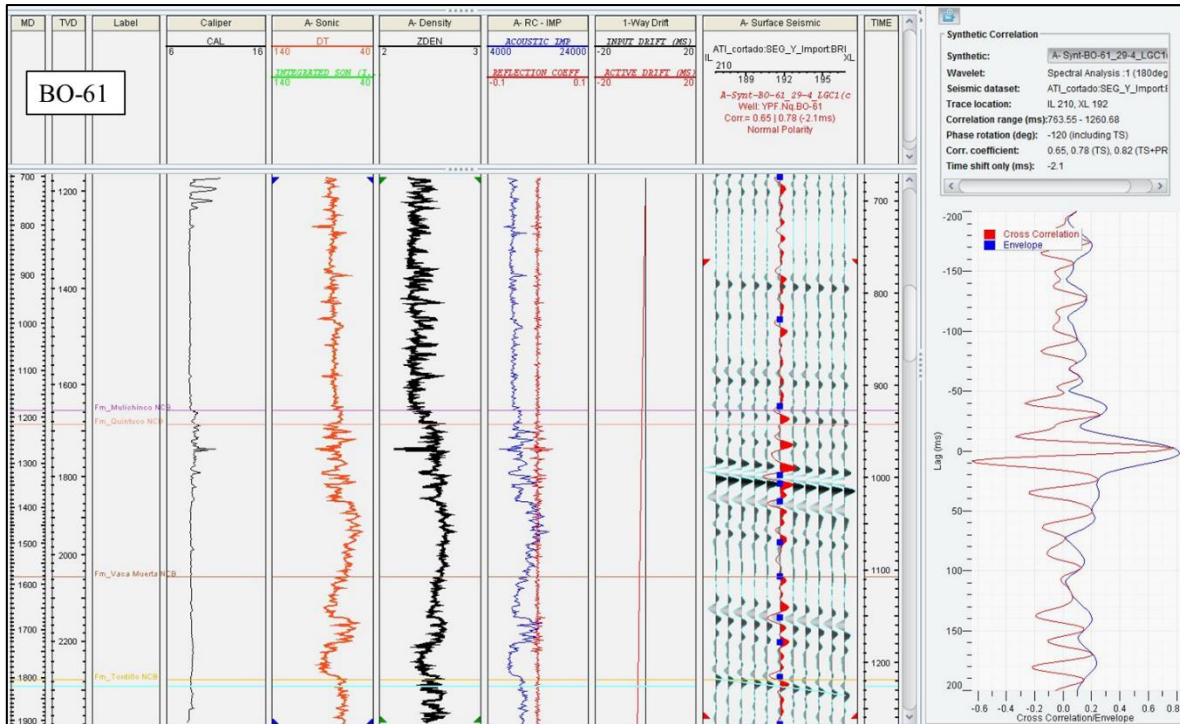


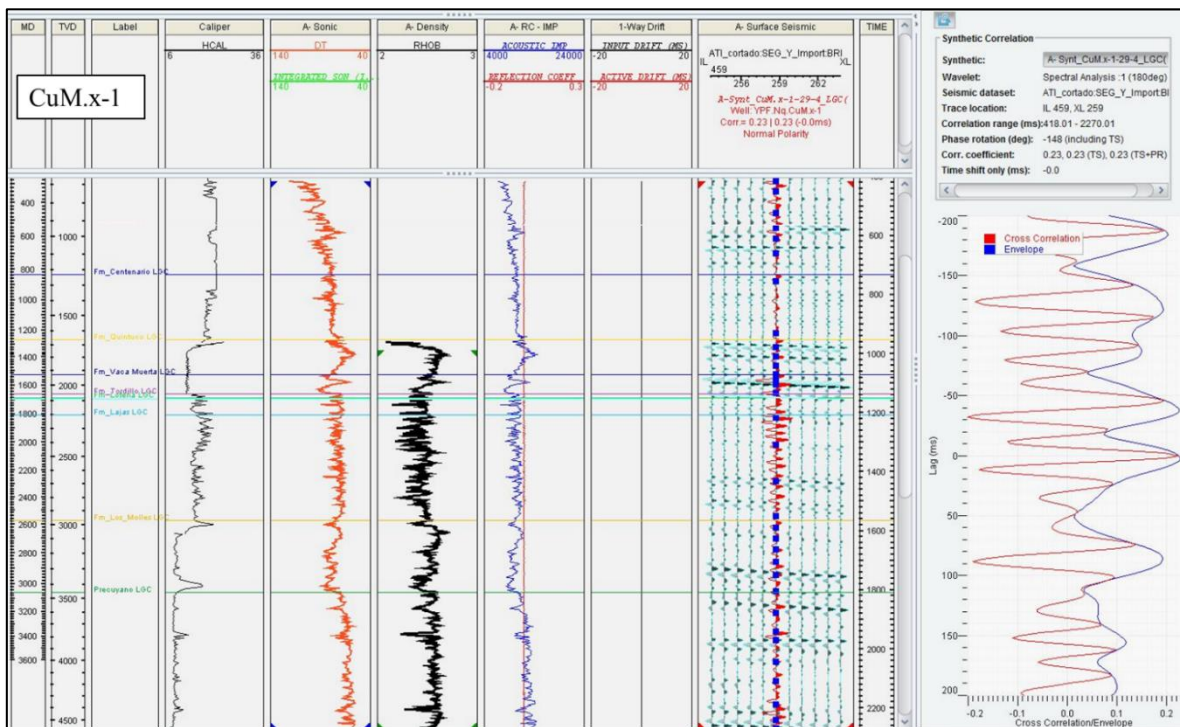
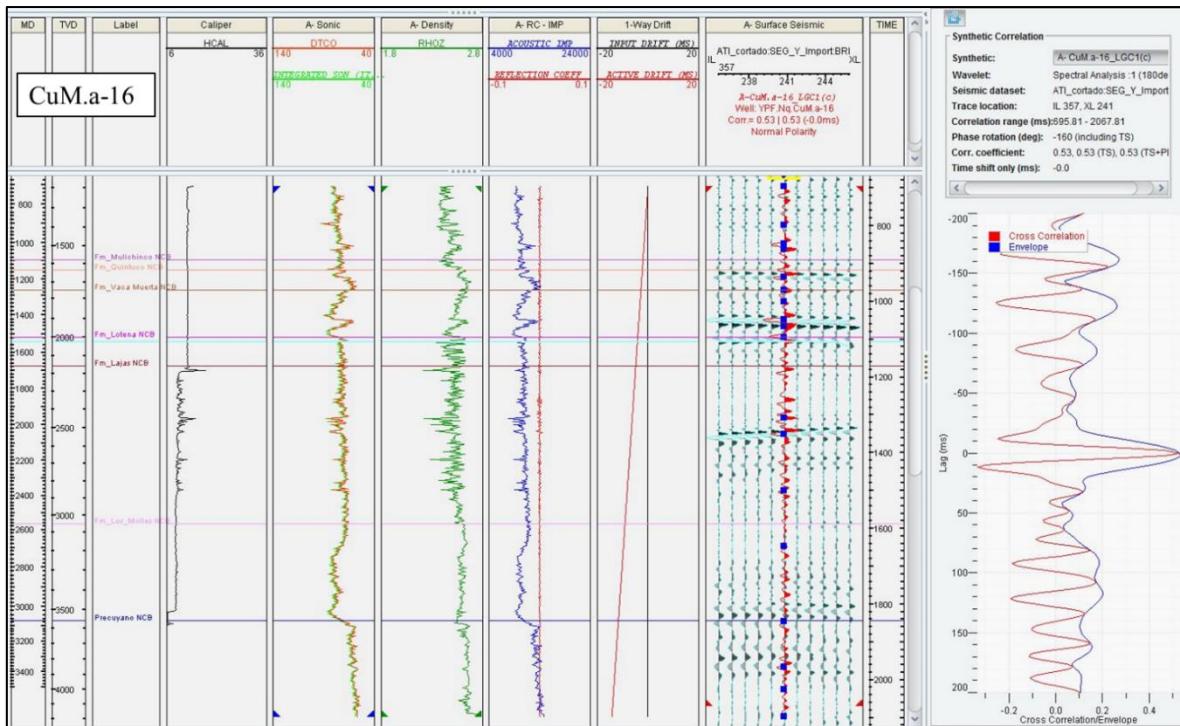
Anexo 2

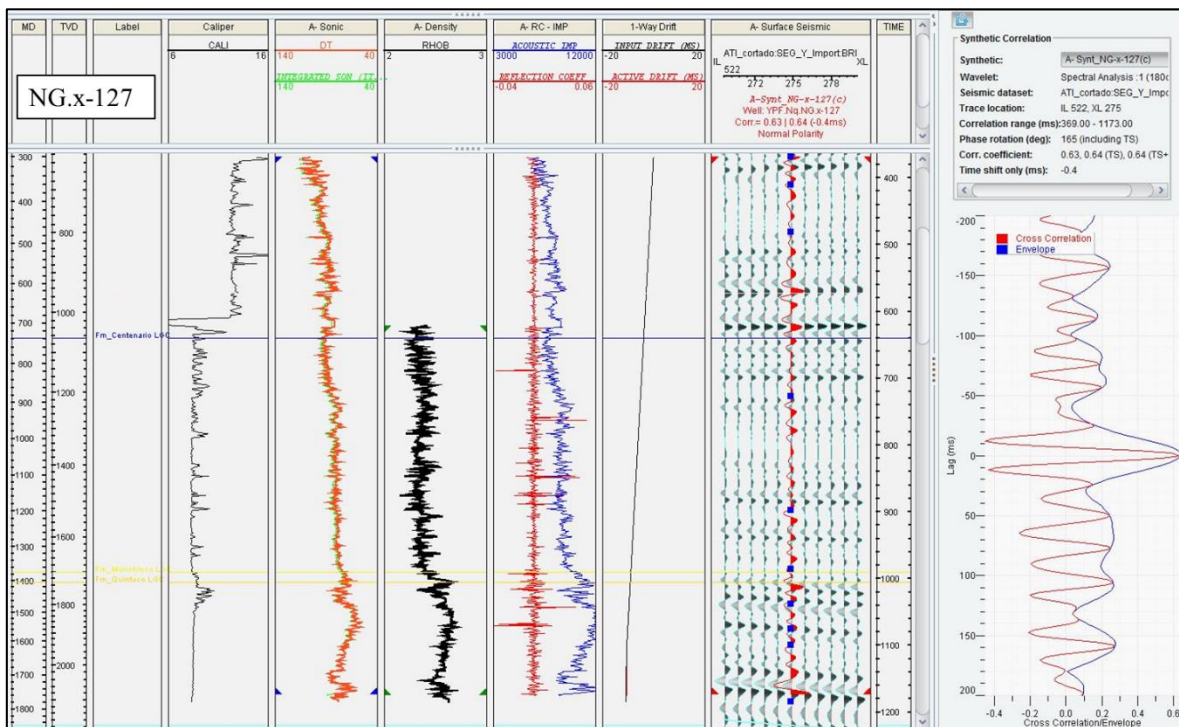
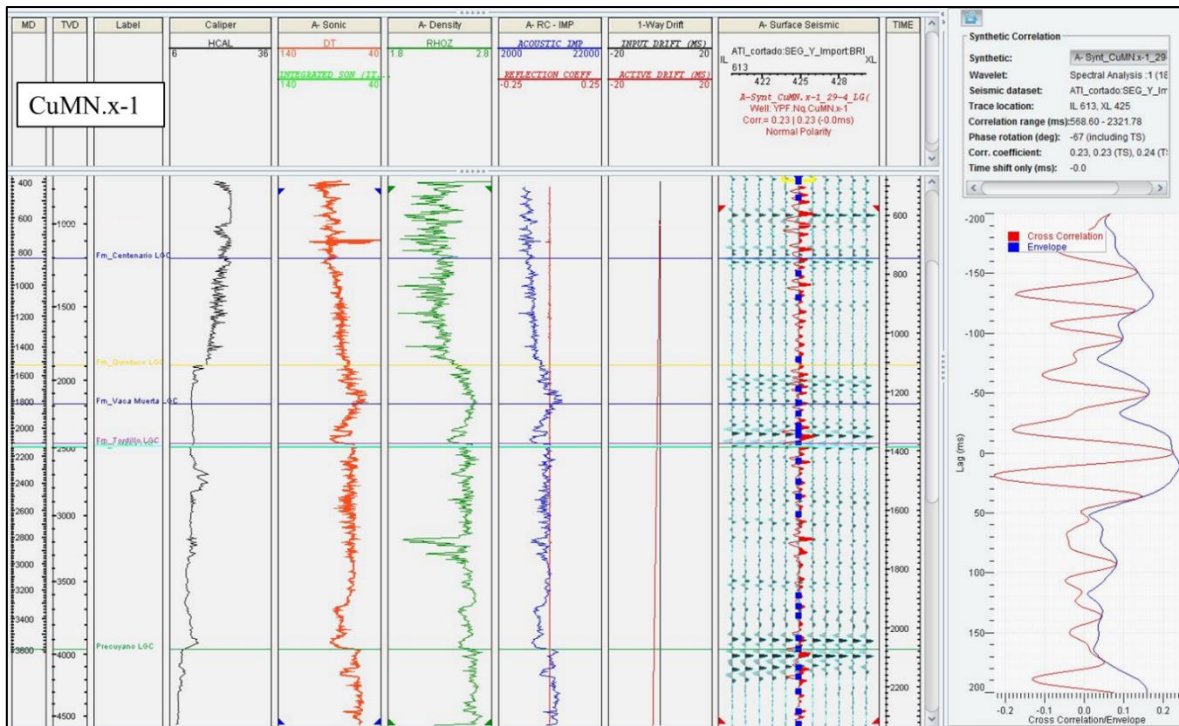
Amarrado de pozos con la sísmica de superficie.

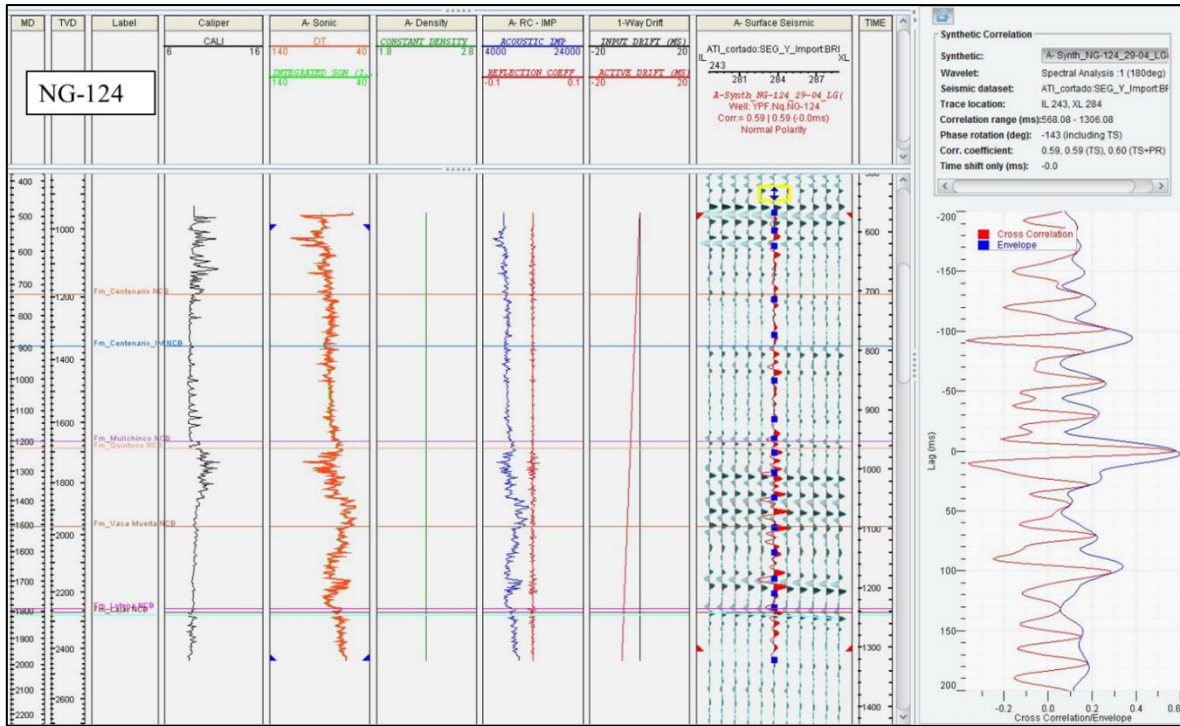
De izquierda a derecha están el perfil sónico, densidad, impedancia acústica más coeficiente de reflexión, *drift*, sismograma sintético.







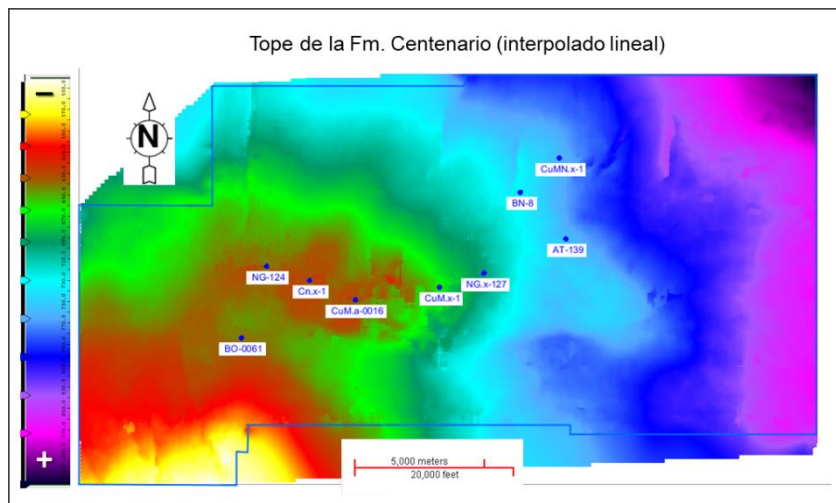
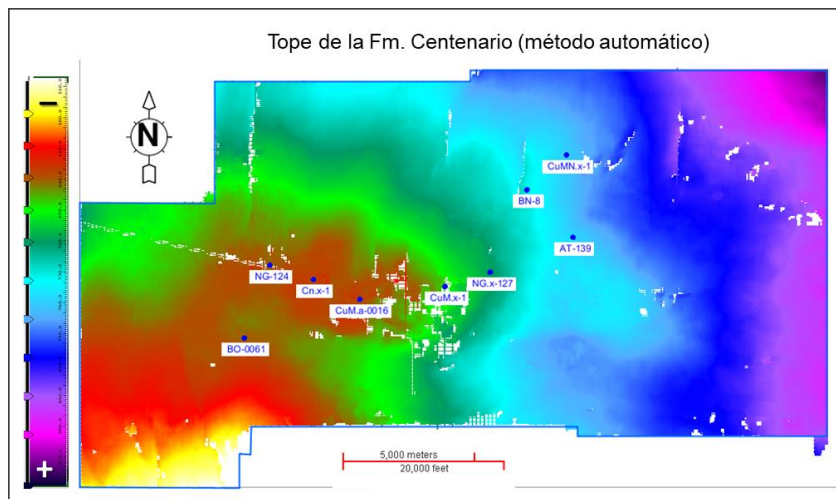
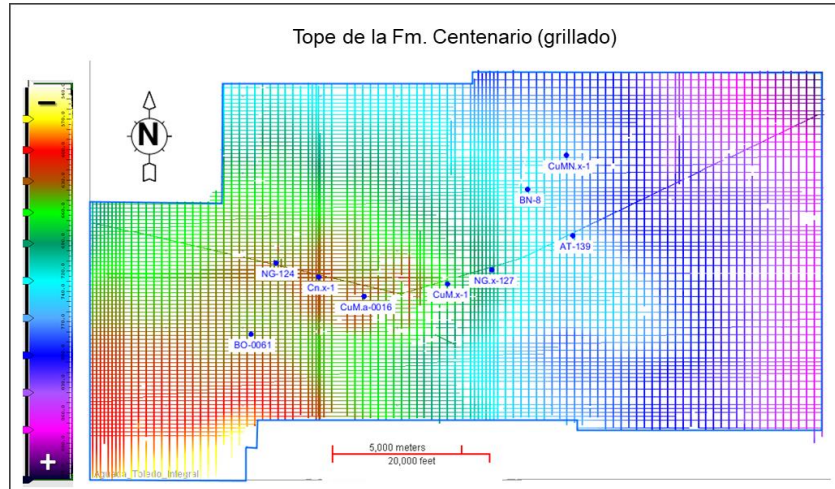




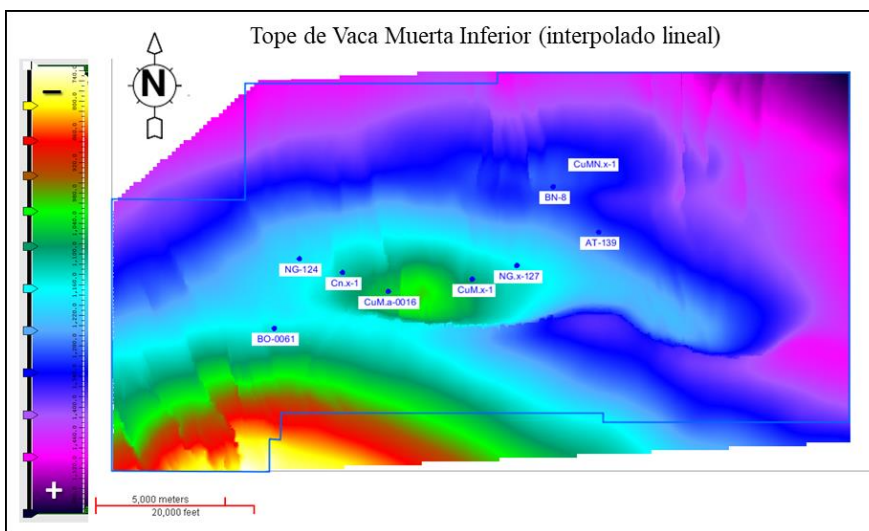
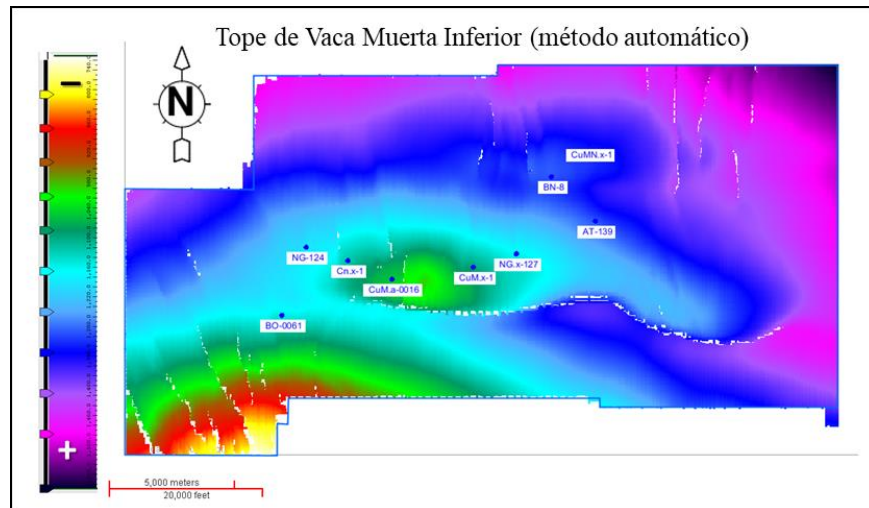
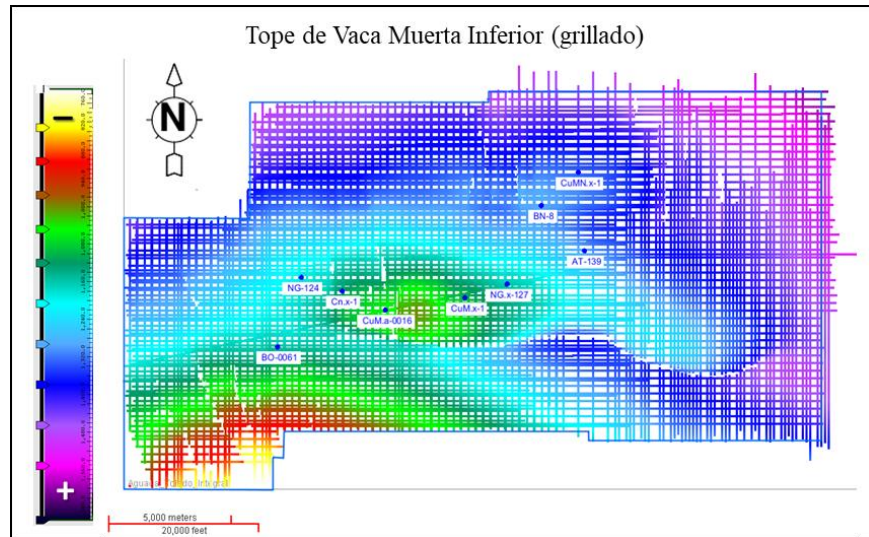
Anexo 3

Secuencia de interpretación de los reflectores sísmicos analizados. Para cada nivel se muestra grillado, método automático e interpolado

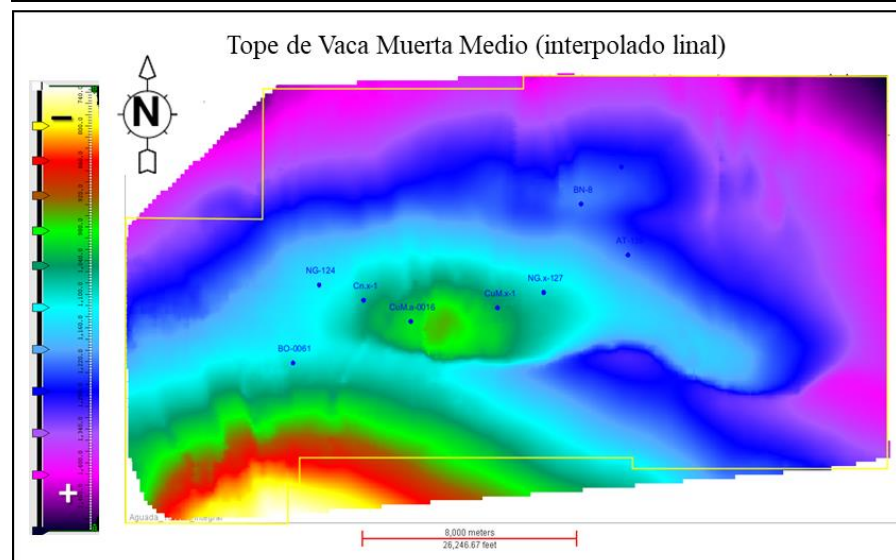
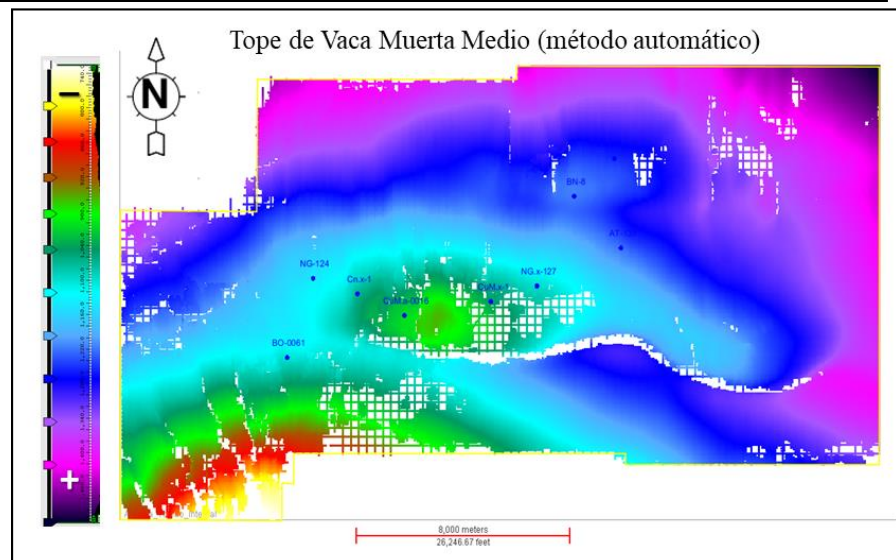
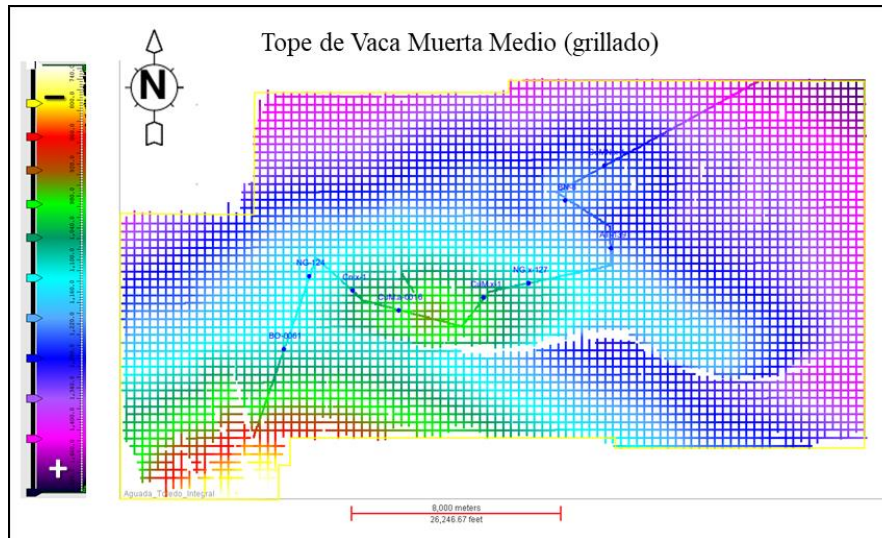
Topo de la Fm. Centenario



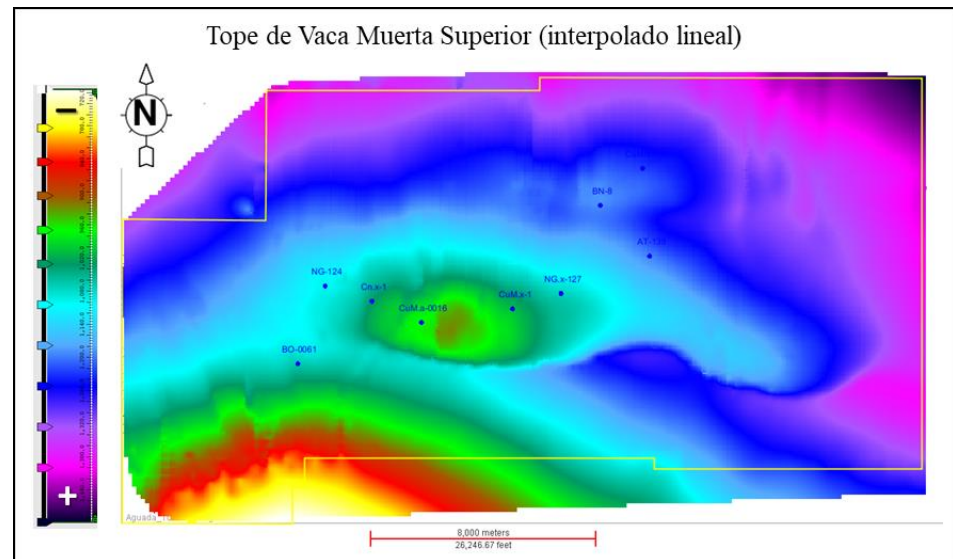
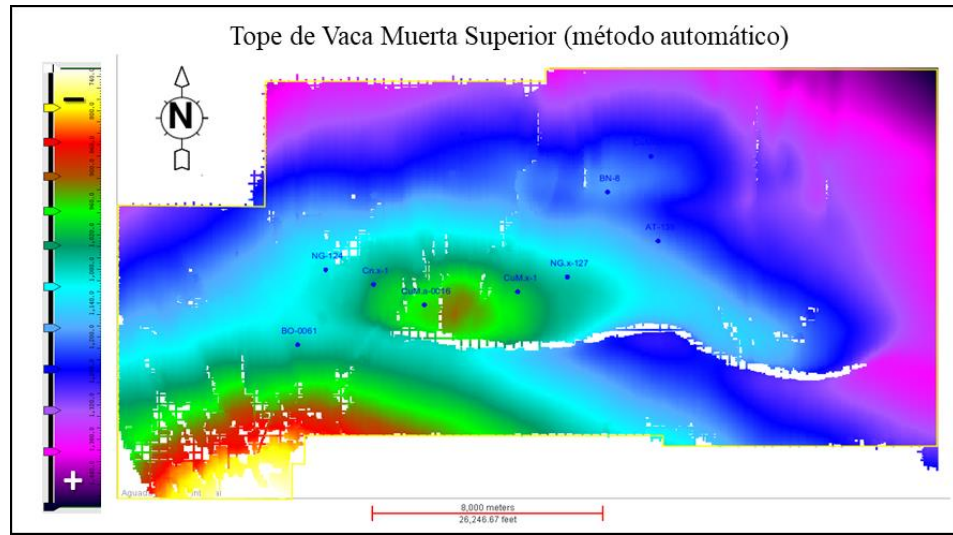
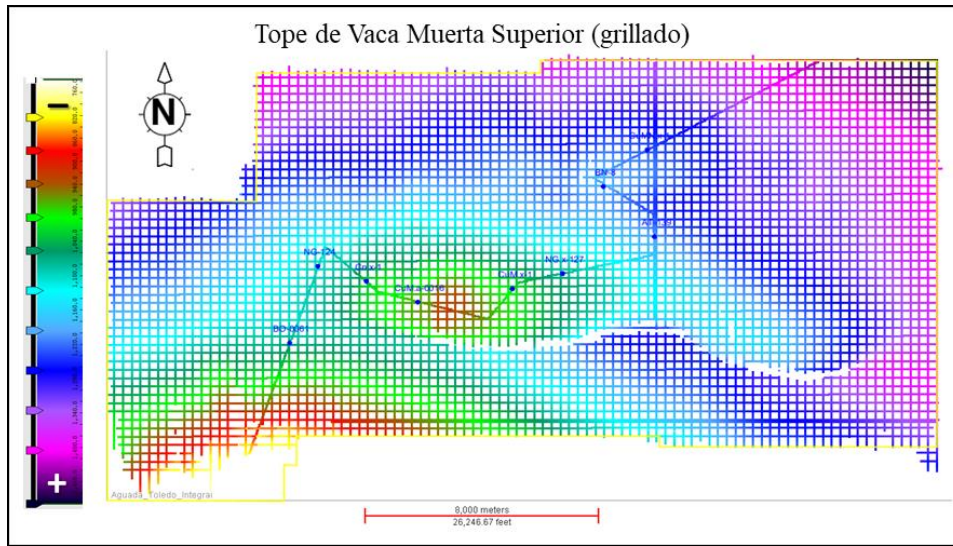
Tope de Vaca Muerta Inferior



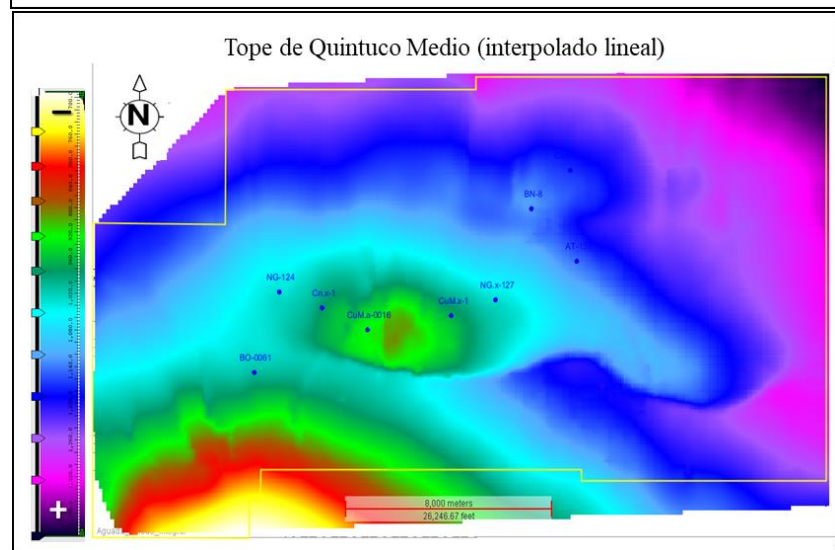
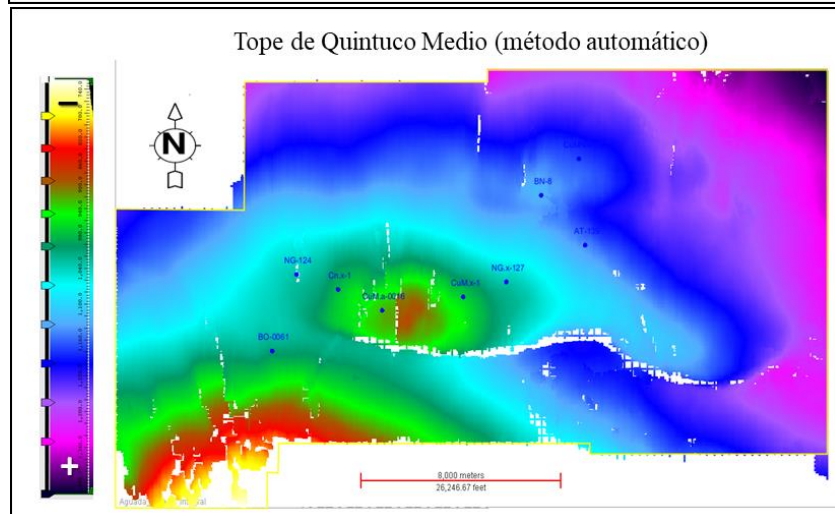
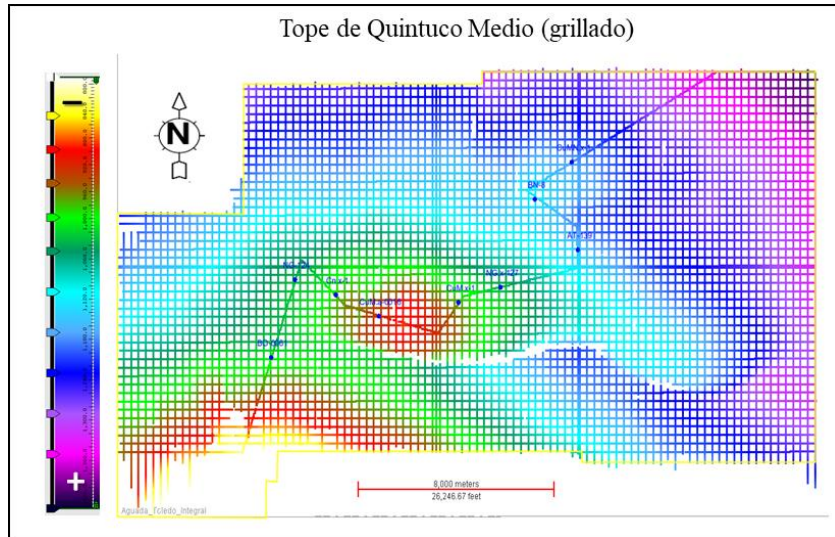
Tope de Vaca Muerta Medio



Tope de Vaca Muerta Superior



Tope de Quintuco Medio



Tope de la Fm. Quintuco

