

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN JUAN
FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS FISICAS Y NATURALES



TRABAJO FINAL DE LICENCIATURA EN GEOFISICA

**“Interpretación Sísmica en el Área Aguada Pichana, Provincia de
Neuquén, Argentina”**

Alumno: Germán Andrés Guerra

Asesor: Lic. Martín Cevallos

Co-Asesora: Lic. Lucia Ruzycki

San Juan

2015

Índice

1. RESUMEN.....	3
2. OBJETIVOS.....	4
3. ÁREA DE ESTUDIO.....	5
3.1 CUENCA NEUQUINA, UBICACIÓN Y RESEÑA GEOLÓGICA.....	5
3.2 AGUADA PICHANA	9
3.3 ESTRATIGRAFÍA LOCAL	12
3.3.1 GRUPO LOTENA	13
3.3.2 GRUPO MENDOZA	14
3.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	18
3.5 SISTEMA PETROLERO	20
4. METODOLOGIA DE TRABAJO	24
5. INTERPRETACIÓN DE SUBSUELO	27
5.1 INTERPRETACIÓN DE DATOS DE POZO	27
5.2 INTERPRETACIÓN DE HORIZONTES.....	36
5.3 INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL.....	37
5.3.1 TOPE FORMACIÓN LOTENA	37
5.3.2 TOPE FORMACIÓN TORDILLO.....	41
5.3.3 TOPE FORMACIÓN MULICHINCO	44
5.5 ANÁLISIS SISMOESTRATIGRÁFICO DE LA SECUENCIA VM-QCO.....	47
5.6 GEOFORMAS SÍSMICAS IDENTIFICADAS.....	54
5.6.1 ABULTAMIENTOS CARBONÁTICOS	54
5.6.2 DESLIZAMIENTOS GRAVITACIONALES	56
5.6.3 SISTEMA DE DUNAS EN EL TECHO DE LA FM. TORDILLO	58
6. CONCLUSIONES.....	59
7. BIBLIOGRAFÍA	62

1. RESUMEN

En el presente trabajo de Licenciatura en Geofísica se realizó la interpretación de datos de subsuelo a partir de datos sísmicos 3D y perfiles de pozos dentro del bloque Aguada Pichana, ubicado a unos 120 km al Oeste-Noroeste de la ciudad de Neuquén en el Departamento Añelo, Provincia de Neuquén, Argentina. Geológicamente el área se encuentra localizada en la región occidental del Engolfamiento Neuquino delimitada al Oeste por el Dorso de los Chihuidos y al Este por el Bajo de Añelo.

La elaboración del mismo fue llevada a cabo en las instalaciones del Gabinete de Geociencias Aplicadas a la Exploración y Producción de Hidrocarburos (GGAEPH) dependiente de los Departamentos de Geología y de Geofísica y Astronomía de la Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales (FCEFN) de la Universidad Nacional de San Juan (UNSJ), Argentina.

Los datos de subsuelo fueron provistos por la Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén a través de un convenio con el (GGAEPH), estos datos fueron procesados, visualizados e interpretados bajo la plataforma “KINGDOM SUITE” de “IHS” un software utilizado en la industria petrolera, obtenido con licencia de uso académico para la UNSJ.

La interpretación sísmica es una de las herramientas más importantes con las que cuenta la industria del petróleo en la actualidad. Junto con la Geología representan las disciplinas por excelencia para la prospección y posterior desarrollo de las reservas de hidrocarburos.

Se logró describir estructuralmente la zona de estudio e interpretar las fallas existentes, se analizaron cambios de espesor en tiempo y de amplitud sísmica, los cuales permitieron realizar un análisis sismoestratigráfico del intervalo Q-VM (Quintuco-Vaca Muerta) en el área de estudio, permitiendo estimar la ubicación y evolución de los quiebres de plataforma juntos con los de talud y de esta manera inferir sobre principales ambientes depositacionales con sus facies asociadas.

2. OBJETIVOS

Objetivos Generales:

- Aprender y adquirir conocimientos de manejo e interpretación de datos de subsuelo.
- Realizar un análisis Estructural y Sismoestratigráfico del área Aguada Pichana, aplicando técnicas avanzadas de interpretación sísmica 3D utilizadas en la industria petrolera.

Objetivos Específicos:

- Cargar datos sísmicos y datos de pozo en la plataforma “*Kingdom Suite*”
- Identificar mediante la interpretación de registros de pozos pasivos formacionales-secuenciales y realizar una correlación con el dato sísmico.
- Interpretar fallas principales y secundarias.
- Realizar un mapeo estructural de las formaciones de interés.
- Confeccionar mapas estructurales y de espesores (isopáquicos) en tiempo, que junto con mapas de atributos sísmicos permitan identificar geoformas, direcciones de progradación, entre otros rasgos geológicos.

3. ÁREA DE ESTUDIO

3.1 Cuenca Neuquina, Ubicación y Reseña Geológica

La Cuenca se encuentra en el sector centro occidental de la República Argentina, es una de las cuencas más importantes del país, este lugar de privilegio, es debido a su producción y cantidad de reservas de petróleo y gas (Figura 1).

La Cuenca Neuquina se ha desarrollado como un depocentro sedimentario principalmente durante el Mesozoico donde se acumularon más de 6000m de sedimentos marinos y continentales desde el Triásico Superior hasta el Paleoceno (Legarreta y Gulisano, 1989).

La compleja historia geológica y tectónica de la Cuenca Neuquina está caracterizada por períodos extensionales y compresivos con algunas zonas afectadas por procesos transtensivos y transpresivos asociados. La sucesión cíclica de eventos marinos alternados con etapas de continentalización, y la compleja evolución tectónica, dieron origen a una gran variedad de trampas estructurales, estratigráficas y combinadas de yacimientos de hidrocarburos (Aguirre Urreta y Cristallini, 2009).

Se han realizado más de 589.000 km de sísmica 2D, 26.600 km² de sísmica 3D y más 10.000 pozos entre exploratorios y de producción, lo que ubica a la Provincia de Neuquén, dentro de las más estudiadas de nuestro país (Leanza 2009). Esto es fruto a casi un siglo de actividad petrolera en dicho sector.

La mayor perspectiva en el corto plazo lo constituye los “plays” no convencionales tipo *tight gas* y *gas shale*, donde seguramente se focalizará la actividad exploratoria y productiva en el futuro inmediato.

Ubicación

La Cuenca Neuquina está ubicada al Este de la Cordillera de los Andes y se extiende entre los 35° y 40° de latitud sur aproximadamente, con una superficie de alrededor de 200.000 km², desarrollándose en casi la totalidad de la provincia del Neuquén, el sector Norte de la provincia de Río Negro, la región occidental de La Pampa y la porción sur occidental de la provincia de Mendoza (Charrier *et al.*, 2007; Ramos *et al.*, 2011) (Figura 1).

Los límites de la cuenca son: al noreste y sudeste con el Sistema de San Rafael y el macizo de Norpatagónico respectivamente, mientras que el límite occidental la forma el arco volcánico ubicado en el límite entre Argentina y Chile (Ramos *et al.*, 2011).

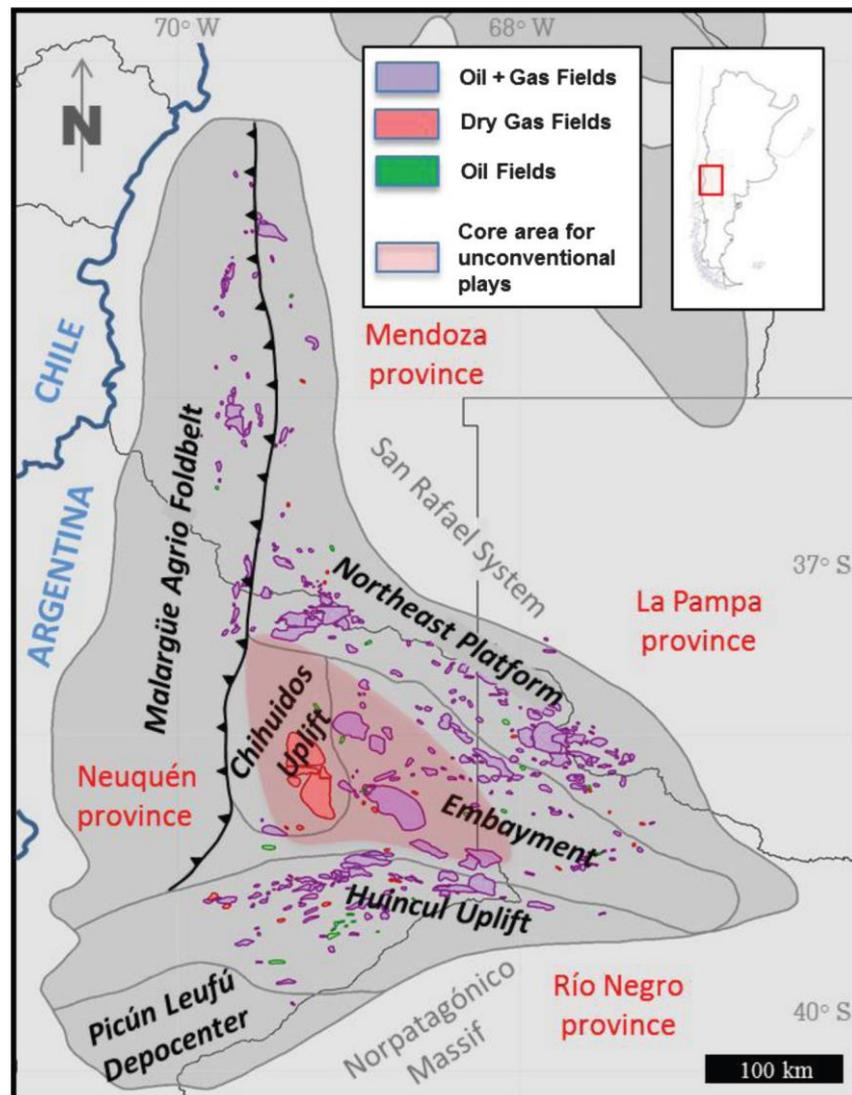


Figura 1: Ubicación Geográfica y Rasgos morfoestructurales de la Cuenca Neuquina. (Tomado de Sylwan, 2014).

Reseña Geológica

La siguiente descripción es un breve reseña en base a Cristallini *et al.*, 2009.

La Cuenca Neuquina se inició en el Triásico Superior 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, Vergani *et al.*, 1995). Éstos fueron desarrollados sobre depósitos neopaleozoicos y rocas permotriásicas volcaniclásticas del Grupo Choiyoi y rellenados por depósitos volcaniclásticos y epiclásticos agrupados bajo la denominación de Grupo Precuyo (Gulisano *et al.*, 1984). A partir del Jurásico Inferior comienza a desarrollarse un arco volcánico hacia el borde occidental de Gondwana (Dalziel *et al.*, 1987, Kay *et al.*, 1989) y la cuenca 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 unifican 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) que caracterizan a este período.

Una mención especial merece la estructuración vinculada a la dorsal de Huinul, que comienza en el Jurásico inferior (Silvestro y Zubiri 2008, Mosquera 2008), 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. Para el Cretácico Inferior alto la cuenca se continentaliza 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. 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, 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).

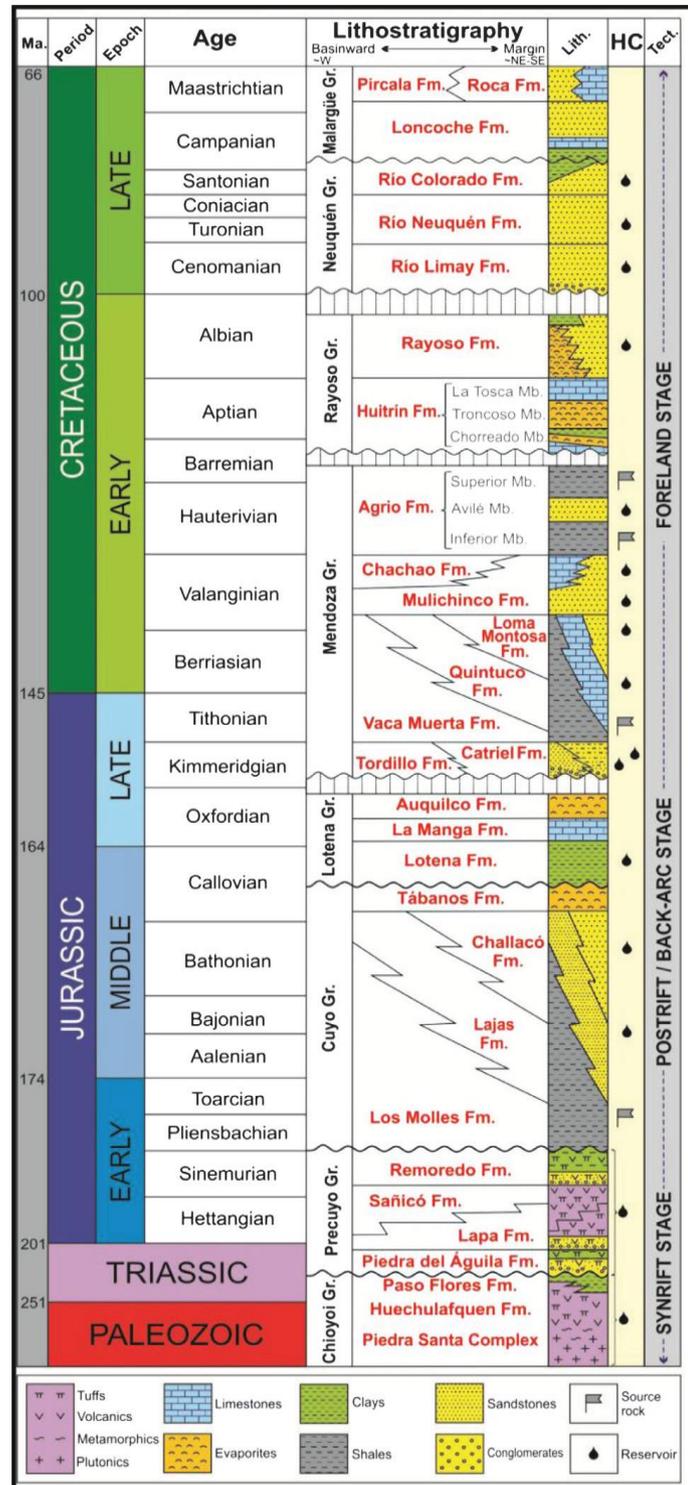


Figura 2: Columna litoestratigráfica general de la Cuenca Neuquina. (Reproducido de Sylwan, 2014).

A grandes rasgos, basado en la topografía, el bloque se divide en “Aguada Pichana Central” (APC), al Este y “Las Cárcelas” (LC), al Oeste (Figura 4). La primera zona corresponde a topografías planas donde están perforados la mayoría de los pozos. La segunda zona está dominada por cañadones profundos que hacen difícil la ubicación de las instalaciones de superficie para la perforación, conexión y producción de los pozos.

En esta región de la cuenca, los afloramientos se encuentran dominados casi en su totalidad por los depósitos de la Formación Candeleros del Grupo Neuquén. Hacia el Oeste, en los Cañadones, pueden observarse afloramientos de menor extensión areal correspondientes al Grupo Rayoso (Brinkworth *et al.*, 2011).

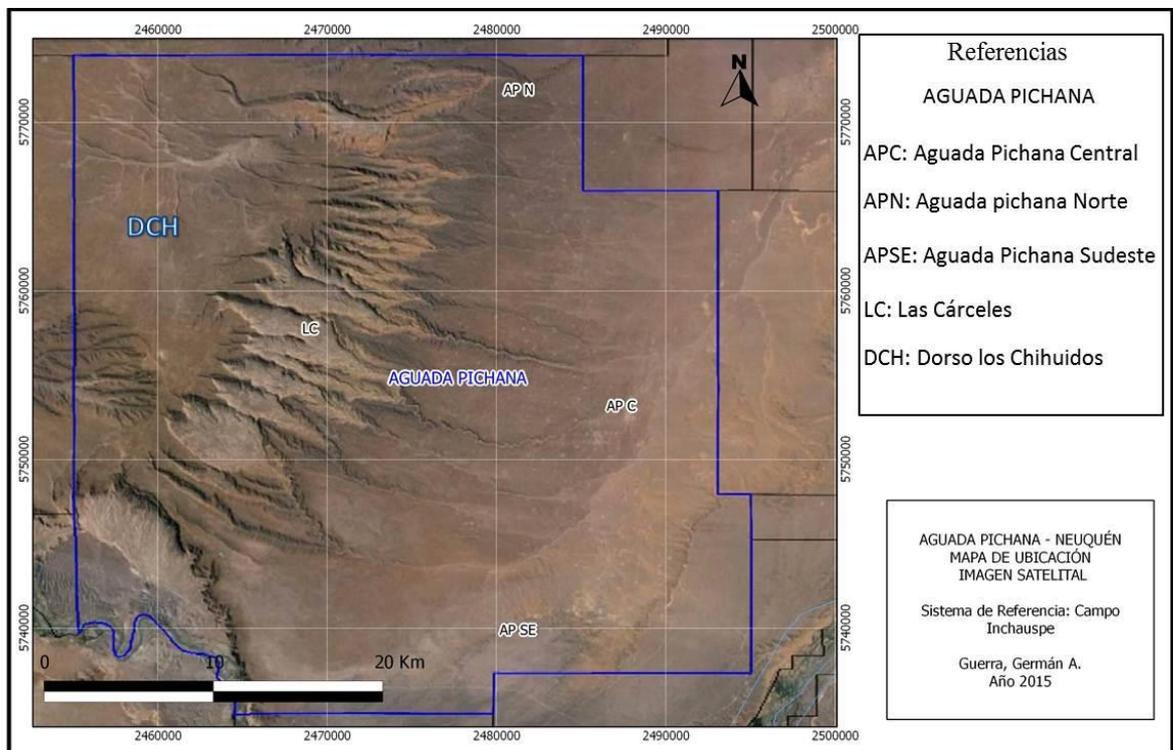


Figura 4: Vista Satelital del Bloque Aguada Pichana con sus principales áreas.

La figura 5, muestra la topografía de cañadones en zona Oeste del bloque (Las Cárceles). Ver de escala el tamaño de una persona (en naranja) trepando la pared del cañadón durante una operación de tendido de geófonos para una sísmica 3D. Por esta razón los mapas que se presentarán en el capítulo 5, carecen de interpretación en la zona mencionada, debido a una falta de cobertura como así también falta de continuidad lateral en el dato sísmico.



Figura 5: Topografía en la zona de los Cañadones, Reproducido de Bolognani et al. (2011).

3.3 Estratigrafía local

En este capítulo se resumen las características principales de las unidades que componen los Grupos Lotena y Mendoza. Estos Grupos son el foco de las interpretaciones sísmicas que se realizarán en este trabajo (Figura 6).

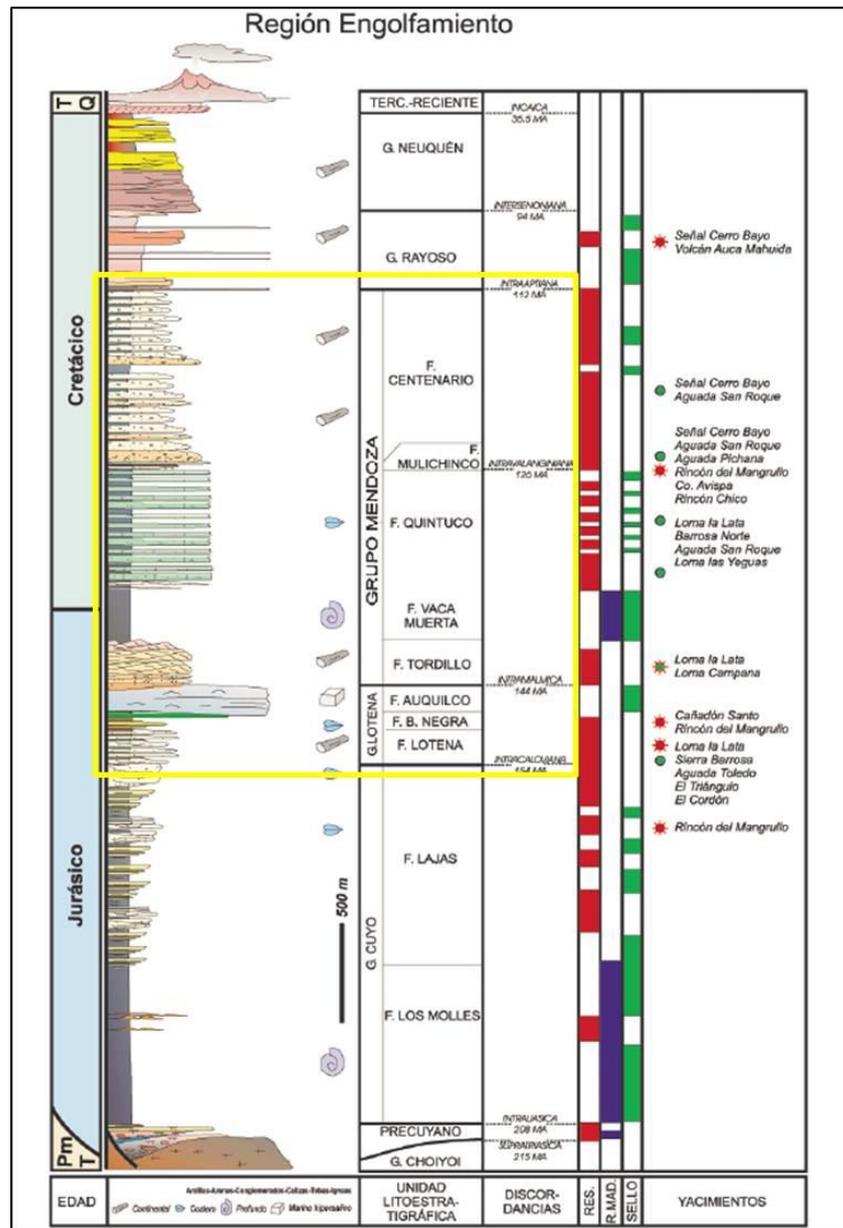


Figura 6: Columna Estratigráfica tipo del Engolfamiento Neuquino (Tomado de Olmos et al., 2002). El recuadro amarillo, marca el intervalo de interés.

3.3.1 Grupo Lotena

En el Oxfordiano alto se produce una rápida regresión producto de una reactivación tectónica (movimientos intracallovianos) ocasionando una desconexión casi total con el océano Pacífico. Como reflejo de esto se produce la acumulación del Grupo Lotena, el cual está constituido por sedimentos silicoclásticos (Fm. Lotena), carbonatos (Fms. La Manga y Barda Negra) y evaporitas (Fm. Auquilco). Esta limitado por discordancias de primer orden que lo separan del subyacente Gr. Cuyo a través de la discordancia Intracalloviana y del Gr. Mendoza que se superpone a través de la discordancia Intramálmica (Schiuma *et al.*, 2002). A continuación se describirán las tres formaciones que componen el grupo:

La Formación Lotena fue definida para los bancos rojos que afloran desde el C° Lotena hasta la Sra de Chacaicó. Litoestratigráficamente se reconocen en el área de la Sra de Vaca Muerta: 1- base arenosa y localmente conglomerádica que representa un cortejo de mar transgresivo que descansa sobre una discordancia de carácter regional; 2- intervalo pelítico de plataforma con circulación abierta (por su contenido de microfósiles) dominada por acción de tormentas; 3- facies arenosas de ambiente de plataforma marina somera (Leanza y Hugo, 2001).

La Formación La Manga está compuesta por calizas muy duras, gris azuladas, con concreciones de pedernal y con algunas intercalaciones arenosas. En algunos casos las calizas presentan notables abultamientos interpretados como arrecifes de corales y de esponjas, los que pueden alcanzar hasta 2 km de longitud y 80 m altura (Digregorio y Uliana, 1980; en Leanza y Hugo, 2001).

Se interpreta que el tramo inferior de la Fm. La Manga corresponde a la porción intermedia de una rampa carbonática; que el tramo medio fue depositado en un ambiente litoral que gradó progresivamente a la parte intermedia o distal de una rampa carbonática, y que los espesos paquetes de calizas (grainstones) de la parte superior pertenecen a ambientes de plataforma externa (Leanza y Hugo, 2001).

Esta formación apoya en concordancia sobre la Fm. Lotena y su techo mantiene un contacto para-concordante con las calizas brechosas y evaporitas de la Fm. Auquilco (Gulisano *et al.*, 1984). Su equivalente en subsuelo (por contenido fosilífero) es la Fm. Barda Negra integrada por lutitas pardo oscuras a gris negruzcas, calcáreas con restos carbonosos y frecuentes calizas grises bioclásticas y oolíticas (Arregui *et al.*, 2011).

La formación Auquilco limita en la base con las calizas de la Fm. La Manga y hacia el tope yace bajo el contacto erosivo con la Fm. Tordillo. Está compuesta por evaporitas, donde en su sección basal se reconocen calizas organógenas (boundstone criptoalgales), laminados, con estructuras tipo *tepees*, brechamiento y nódulos de anhidrita indicando un medio mesohalino poco profundo y niveles de exposición que evolucionan gradualmente a niveles de anhidrita hacia el tope del intervalo. En el subsuelo de la cuenca posee espesores de más de 500 m, documentados con sondeos en el sector central del Dorso de Chihuidos (Arregui *et al.*, 2011).

3.3.2 Grupo Mendoza

El Subgrupo Mendoza Inferior según (Legarreta y Gulisano, 1989) se inicia en el Kimmerdigiano inferior donde se depositó un espeso intervalo de clásticos continentales-terrestres aluviales, fluviales y eólicos conocidos estratigráficamente como Fm. Tordillo (Stipanovic, 1966). Estos depósitos se preservan por una súbita aparición de lutitas negras de ambiente marino con arreglo retrogradante correspondientes a la formación Vaca Muerta (Leanza *et al.*, 1978; Legarreta y Gulisano, 1989; Cruz *et al.*, 1999). Entre el Kimmerdigiano-Valanginiano Inferior, este Subgrupo culmina con progradaciones clásticas-calcáreas de la formación Quintuco.

El Subgrupo Mendoza Superior (Mendiberri y Carbone, 2002) comienza en el Valanginiano Medio con la depositación de epiclásticos arenosos denominados Fm. Mulichinco (Weaver, 1931) producto de una importante caída del nivel del mar. Luego, entre el Valanginiano Superior y el Barremiano Inferior debido a una nueva ingesión marina, se desarrolla la formación Agrio (Weaver 1931) equivalente temporal de las areniscas y conglomerados rojos blanquecinos de la formación Centenario. La Figura 7 es un corte W-E generalizado del Grupo Mendoza.

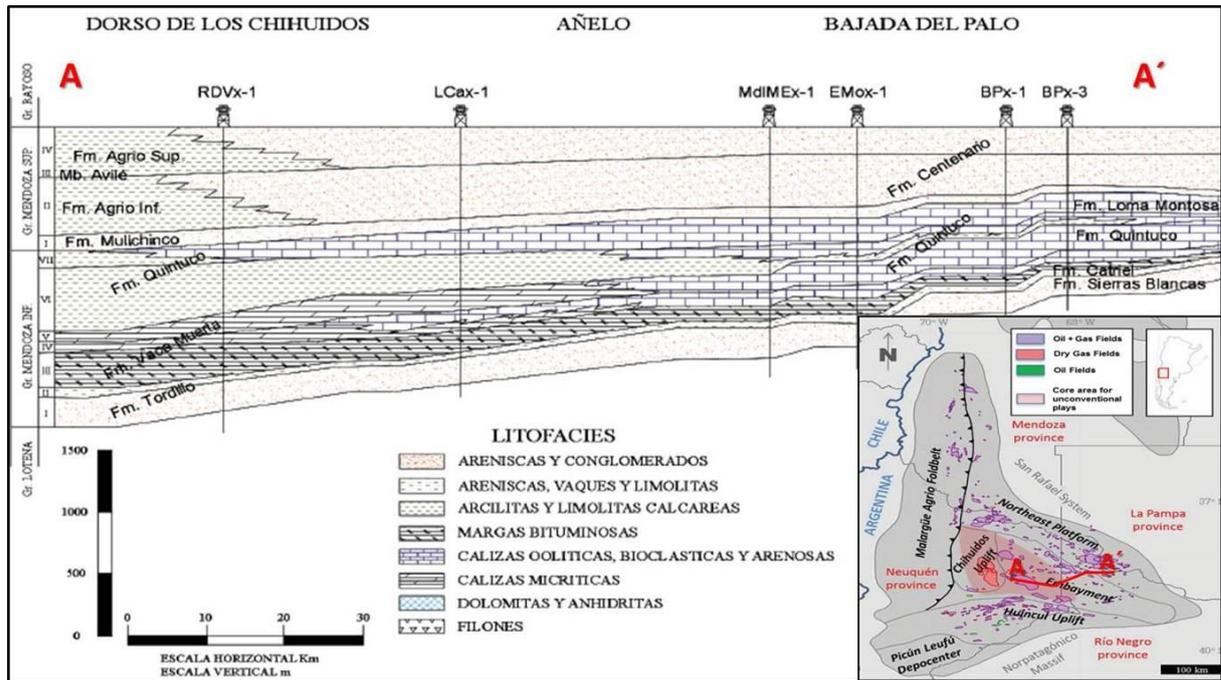


Figura 7: Sección A- A' W-E. Corte estratigráfico nivelado al tope del Gr. Mendoza (Modificado de Vergani, 1995)

La Formación Tordillo representa en el subsuelo de la Cuenca Neuquina a las sedimentitas arenosas y conglomerádica que se alojan entre la discordancia Intramálmica y las margas bituminosas de la Fm. Vaca Muerta y/o sus equivalentes laterales en posiciones de borde de cuenca denominados como Fm. Catriel y Fm. Sierras Blancas (Di Gregorio 1972), en el Engolfamiento Neuquino. Estas sedimentitas están asociadas a ambientes sedimentarios que abarcan abanicos aluviales, fluviales eólicos, lacustres, fluviales efímeros y de *playa lake*. (Spalletti *et al.*, 2014)

Dos juegos de facies principales gobiernan la distribución de los reservorios de esta formación: Las facies arenosas de origen eólico se concentran en el centro de la cuenca almacenando las mayores reservas de gas; y las facies gruesas conglomerádicas que se distribuyen en posiciones de borde contando con importantes reservas de petróleo (Maretto *et al.*, 2002).

La Formación Vaca Muerta (Weaver 1931) está compuesta por pelitas y calizas, predominando arcillitas, arcillitas micríticas, micritas arcillosas y micritas; todas ellas con gran cantidad de materia orgánica bituminosa. En su parte inferior es frecuente la presencia de concreciones calcáreas preferentemente en las capas con *Virgatospinctinae* (Leanza, 1980; en Leanza y Hugo, 2001). Esta fue depositada en un ambiente de off-shore escasamente oxigenado y con alto contenido de materia orgánica.

Su contenido fosilífero, tanto de invertebrados como de vertebrados, indican condiciones marinas con aguas templado-cálidas (Leanza y Hugo, 2001). Sobre la base de la fauna de amonites, su edad es del Tithoniano temprano tardío a medio en el arroyo Picún Leufú y del Valangiano temprano en el norte neuquino (Leanza. 1973, Leanza y Wiedmann, 1989, entre otros; en Leanza *et al.*, 2011).

La Formación Quintuco está integrada por alternancias de calizas de variados tipos (mudstones, packstones oolíticos, wackes) y fangolitas grises medio a oscuro. Su ambiente depositacional fue el de una plataforma carbonática interna, somera, parcialmente restringida y con alta energía. Se reconocen tres tipos de facies: 1- facies de plataforma abierta, 2- facies de barras oolíticas a oolíticas bioclásticas, y 3- facies de plataforma semirestringida (lagoon) con efecto de acción de marea (Olmos *et al.*, 2002).

La Formación Mulichinco (Weaver 1931), sobre la discordancia Intra-Valanginiana (126 M.a.) se desarrolla una espesa columna sedimentaria compuesta preponderantemente por areniscas y pelitas muy subordinadas, depositadas en ambientes marinos someros, muy cercanos a la costa y fluviales distales.

Dentro del bloque de AP el modelo de depositación estaría representado generalmente por tres secuencias depositacionales (Figura 8), que han sido estudiadas a partir de datos de coronas, perfiles y ensayos de pozos junto con sísmica 3D (Godino *et al.*, 2008).

Inferior: Típicamente masiva y arena dominante, con importantes variaciones en la calidad petrofísica, lo que condiciona su calidad como reservorio.

Medio: Arena dominantes de origen eólico con pequeñas intercalaciones de arcillas y limolitas, compuesta principalmente en su parte basal por areniscas más gruesas, las cuales constituyen el reservorio principal de “AP Central.

Superior: estos depósitos, representados por una mayor intercalación de arcillas entre capas arenosas, constituyen el mejor reservorio de “AP Norte”. El rasgo más característico de estos niveles es la presencia de paquetes individuales de arena de hasta 15 mts con muy buenas características petrofísicas.

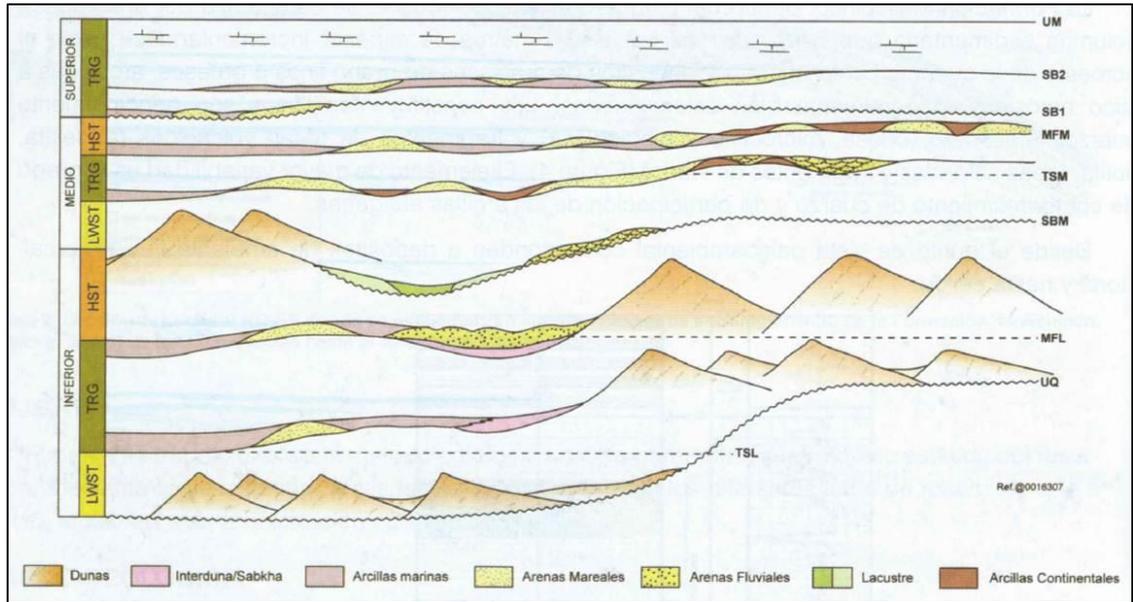


Figura 8: Esquema evolutivo de la deposición de la Fm. Mulichinco.
(Tomado de Godino et al., 2008)

La secuencia conformada por las formaciones Agrio/ Centenario (Equivalentes laterales) constituye la unidad más joven del Grupo Mendoza. Se apoya mediante una importante superficie transgresiva de desarrollo regional sobre la Fm. Mulichinco y es cubierta por los depósitos carbonáticos, clásticos y evaporíticos de la Fm. Huitrín (Spalleti *et al.*, 2011). Esta secuencia se depositó entre el Valanginiano Inferior y el Barremiano Inferior y se compone mayormente de ciclos sedimentarios silicoclásticos progradantes. Las facies proximales se denominan Fm. Centenario y se componen de conglomerados, areniscas y arcillas grises y rojas de ambiente fluvio deltaico. Las facies distales se denominan Fm. Agrio, se acumularon en un ambiente de plataforma marina y se componen de arcillas grises a negras, algunos niveles limosos y arenosos, y ocasionalmente algunos niveles calcáreos compuestos por calizas bioclásticas. Se compone principalmente por dos ciclos que inicialmente fueron denominados Miembro Inferior y Superior, luego Leanza, *et al.* (2001) los denomina formalmente como Miembro Pilmatué y Agua de la Mula. En la parte media de este ciclo y en el ámbito distal (al ONO de la cuenca), se desarrolla un conjunto de sedimentitas de ambiente continental conocidas como Miembro Avilé o Arenisca Avilé (Weaver 1931), compuesta principalmente por depósitos arenosos de edad hauteriviense caracterizada por la acumulación de depósitos fluviales, eólicos y lacustres (Veiga *et al.*, 2011).

3.4 Geología Estructural

Desde el punto de vista estructural, el rasgo más importante en Aguada Pichana, está marcado por la presencia del alto del Dorso de los Chihuidos (DCH) un anticlinal que se extiende de Norte a Sur por más de 100 kms (Figura 3).

Es importante conocer la evolución tectónica del DCH ya que esta estructura juega un papel crucial en el sistema petrolero de Aguada Pichana. La configuración actual del DCH se habría desarrollado principalmente en el Neógeno como producto de los últimos movimientos andícos (Maretto y Pángaro, 2005), manteniéndose activa hasta el Cuaternario (Messenger *et al.*, 2010).

El DCH ha tenido diversos pulsos de levantamiento, basados en relaciones estratigráficas y dataciones de trazas de fisión en diferentes unidades del DCH, se atribuye, el primer pulso de levantamiento a la discordancia angular existente entre la Fm. Rayoso y la Fm. Candeleros del Gr. Neuquén (Ramos 1981). Esta se correlaciona con los movimientos principales de la deformación de la faja plegada y corrida del agrio sobre el Cretácico Superior, que generó más de 1600m del Gr. Neuquén. El segundo levantamiento datado por trazas de fisión de apatita, corresponde al Cretácico Superior- Terciario (Zamora Valcarce *et al.*, 2009), y se asocia con la discordancia entre los Grupos Neuquén y Malargüe, reconocidas por Cobbold & Rossello (2003). Es el responsable de una erosión de unos 1000 m de espesor. El tercer pulso de levantamiento es Mioceno indicado por trazas de fisión, provocando una erosión de hasta 750m de cobertura sedimentaria (Zamora Valcarce., *Op. cit.*). El último pulso compresivo datado, corresponde a los 6 M.a y su relajamiento se asocia a los Basaltos Parva Negra de edad Pliocena en la región axial del DCH (Ramos & Barbieri 1989). Recientemente un estudio geomorfológico de las terrazas del Río Neuquén, muestra un levantamiento y basculamiento posiblemente de edad Cuaternaria (Messenger *et al.*, 2010).

En Aguada Pichana, la estructura profunda se puede sintetizar de la siguiente manera: al Este, se encuentra una zona representada por un sistema de fallas normales con disposición en *echelon*, de rumbo predominantemente NNW (Lazzari *et al.*, 2014). El origen de estas fallas estaría probablemente asociado al momento de alta oblicuidad de la convergencia de la losa oceánica que habría generado las condiciones de transtensión necesarias para el desarrollo de estas estructuras (Zonenshayn *et al.*, 1984; Jaillard *et al.*, 1990; Mosquera & Ramos, 2006).

En la zona occidental existe un sistema de fallas de carácter predominantemente compresivas de rumbo aproximado N-S a NNE-SSW con algunas variaciones menores (Scaricabarozzi *et al.*, 2014). Se cree que el origen, está vinculado con los pulsos de levantamiento del Dorso de los Chihuidos ocurridos en tiempos Terciarios. (Brinkworth *et al.*, 2011).

Una particularidad en casi toda la extensión del cubo son lineamientos de rumbo WSW-ENE, la expresión de este rasgo en sección sísmica es una depresión o valle asociado con cambios en la inclinación de los reflectores (Lazzari *et al.*, 2014). Algunos autores (Cristallini *et al.*, 2005; Brinkworth *et al.*, 2011) describen a esta estructura como una falla de rumbo de desplazamiento dextral relacionada con el levantamiento de la Dorsal de Huincul.

Finalmente el tope Mulichinco presenta una deformación caracterizada por pliegues de gran longitud de onda relacionados con movimientos que se desarrollaron desde el Cretácico superior hasta recientes, debido al progresivo crecimiento del cinturón Andino (Vergani *et al.*, 1995; Mosquera y Ramos 2006; Brinkworth *et al.*, 2011).

3.5 Sistema Petrolero

Un sistema petrolero, describe en forma integral y evolutiva los distintos elementos y procesos que intervienen para que una acumulación de hidrocarburos exista, desde el depocentro sedimentario de la roca generadora a la trampa que lo aloja. Los componentes son: roca madre, reservorio, vías de migración, sello y trampa. (Magoon & Dow 1994; en Vergani, *et al.*, 2011).

El Bloque de Aguada Pichana, forma parte del “distrito La Lata” (gasífero por excelencia), el cual cuenta con dos sistemas petroleros prolíficos, donde la generación provino de las lutitas negras de las Fms. Los Molles y Vaca Muerta, maduras por los importantes espesores que actuaron como sobrecarga. (Legarreta *et al.*, 2008).

La roca madre está representada por la formación Vaca Muerta, principal roca madre de la Cuenca Neuquina. Está compuesta por margas y arcilitas bituminosas con querogeneo tipo II de ambiente marino y en la zona de estudio alcanza una madurez mayor a 1.5% VRo, lo que la ubica en la ventana de generación de gas seco. (Vergani *et al.*, 2011). Si bien la fracción líquida ha sido vinculada a la Fm. Vaca Muerta (González *et al.*, 2005), un volumen considerable de gas pudo provenir de la Fm. Los Molles. Actualmente la Fm. Vaca Muerta se encuentra en ventana de gas/condensado y gas seco en la región (Chebli *et al.*, 2011), mientras que la Fm. Los Molles está en ventana de gas seco a sobremadura.

Los principales reservorios de la Cuenca Neuquina son de rocas clásticas, fundamentalmente continentales, caracterizados por su porosidad de origen primario, seguidos por aquellos donde su porosidad secundaria se obtuvo por fracturación de la roca. En segundo orden se encuentran los reservorios carbonáticos originados por procesos de dolomitización y en menor medida por fracturación. De menor distribución areal pero de gran importancia productiva se encuentran rocas de origen volcánico, relacionadas a intrusivos de edad Terciaria y, en otros casos, a depósitos volcanoclásticos de edad Triásico Superior o Jurásica (Vergani *et al.*, 2011).

El reservorio en el bloque Aguada Pichana (Figura 9), corresponde a la formación Mulichinco que es una cuña arenosa depositada durante una caída relativa de nivel del mar cuya máxima expresión es la discontinuidad Intra-Valanginiana (Gulisano *et al.*, 1984). Las facies arenosas de esta formación, que dentro del bloque, posee un espesor que va desde 150 a 200 mts de espesor, incrementándose hacia el Noroeste de la cuenca, conformada por depósitos de areniscas de grano finos a gruesos, generalmente bien seleccionadas (Godino *et al.*, 2008).

La formación Mulichinco posee un arreglo facial vertical transgresivo alcanzando la mayor influencia marina en el tope (Schwarz 2011; Godino *et al.*, 2008; Vottero & González 2002). Se divide en 3 miembros: inferior, medio y superior (Capítulo 3.3.2 Grupo Mendoza).

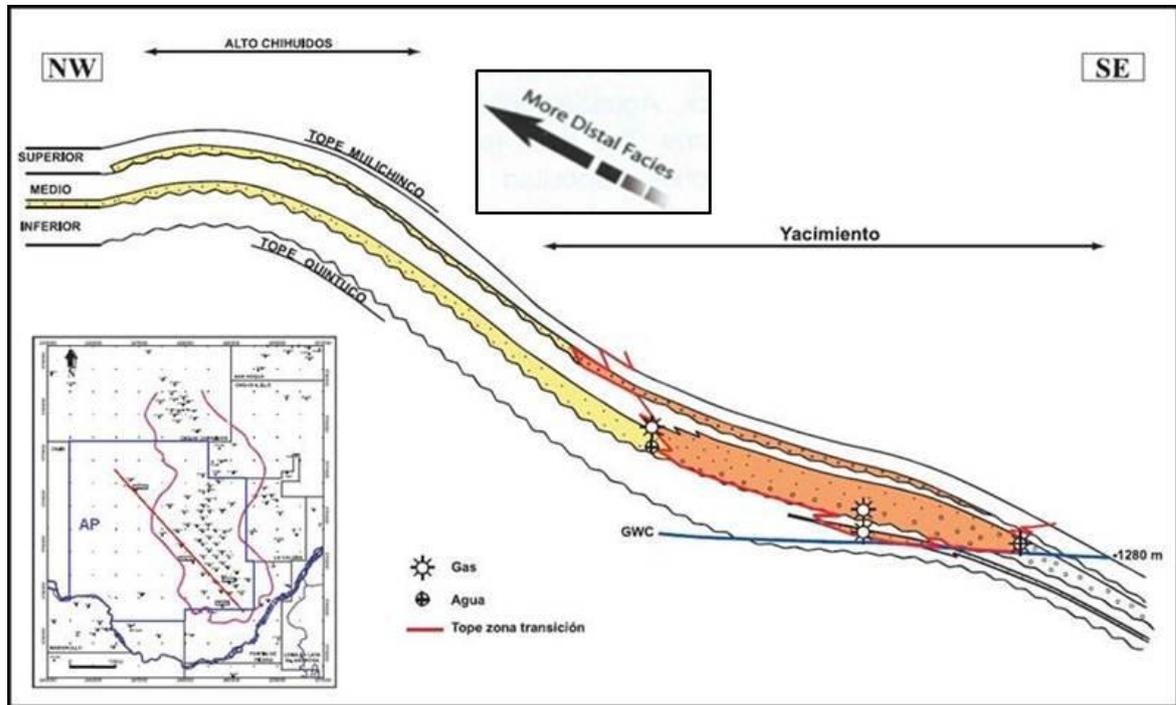


Figura 9: Corte esquemático sobre una sección NW-SE del yacimiento Aguada Pichana. En la parte inferior se muestra la posición de la línea esquematizada. (Reproducido de Godino *et al.*, 2008).

Las acumulaciones de hidrocarburos presentes en la Cuenca Neuquina se deben especialmente a la existencia de rocas impermeables de amplia distribución regional. Se destaca la presencia de lutitas o evaporitas, ya sean ligadas a las intrusiones marinas iniciales de los ciclos sedimentarios o en la finalización de los mismos en las etapas de desecación de la cuenca con depositación de rocas de origen evaporítico. En otros casos, la presencia de rocas impermeables es producto de la diagénesis acaecida en la historia de soterramiento de las rocas (Vergani *et al.*, 2011).

En el Bloque de Aguada Pichana el sello vertical de la formación Mulichinco lo conforma una arcilla al tope de entre 10 y 15 metros de espesor de amplia extensión lateral.

También podría participar como sello una arenisca con cemento calcáreo, muchas veces intercalada con niveles de calizas que se encuentra en la mayoría de los pozos. La arcilla al tope se hace más delgada y limolítica hacia el sur de AP Central. Las calizas de la formación Quintuco también operan como sello en la base del reservorio (Scaricabarozzi *et al.*, 2011).

El entrapamiento en Aguada Pichana es mixto estructural-estratigráfico, donde la componente estratigráfica es debido a las altas presiones capilares que no han permitido aun una remigración de los hidrocarburos dentro de la misma formación hacia el actual alto estructural en el Oeste dando lugar a la preservación de la acumulación de gas en AP Central. El entrapamiento lateral se debe a un cambio hacia facies más distales y con mayor diagénesis. Hacia el este del bloque el límite del yacimiento está dado por una zona de alta saturación de agua visto en la Figura 9 (Scaricabarozzi *et al.*, 2011).

En cuanto a las vías de migración se hace una reseña en base a Cevallos *et al.* (2014). El DCH se formó como tal con posterioridad al momento crítico de sus potenciales rocas madres, y luego fue parcialmente exhumado durante su formación. Un factor clave a tener en cuenta cuando analizamos la migración es que las acumulaciones descubiertas son predominantemente estratigráficas y se encuentran a más de 10 km al este de la cresta de la estructura. Además, se observa un fuerte predominio de gas sobre líquidos en la producción del tren. Si bien la fracción líquida ha sido vinculada a la Fm. Vaca Muerta (González *et al.*, 2005), un volumen considerable de gas pudo provenir de la Fm. Los Molles. La Fm. Vaca Muerta entró en ventana de generación aproximadamente a los 115 M.a. y alcanzó su máxima madurez luego de la depositación del Gr Neuquén (~80-70 M.a.), incluso a niveles de ventana de gas seco. Durante este período se produjo la migración de hidrocarburos hacia el Este, aún desde posiciones al Oeste del DCH, ya que este no estaba desarrollado como estructura notoria y continua para las unidades cretácicas (Figura 10). La principal vía fue la Fm. Mulichinco, en muy buena posición para una carga vertical y luego una migración secundaria lateral hasta las posiciones de acuífero al este, hacia el actual Bajo de Añelo. Se postula que al estructurarse el DCH en el Neógeno, los hidrocarburos remigraron hacia el Oeste dentro de la misma vía. La Fm. Mulichinco, actuó como “*carrier*” y como sello capilar en su transición de facies proximales-distales en el flanco oriental del DCH. Es decir, las acumulaciones del flanco oriental del DCH serían producto de hidrocarburos remigrados.

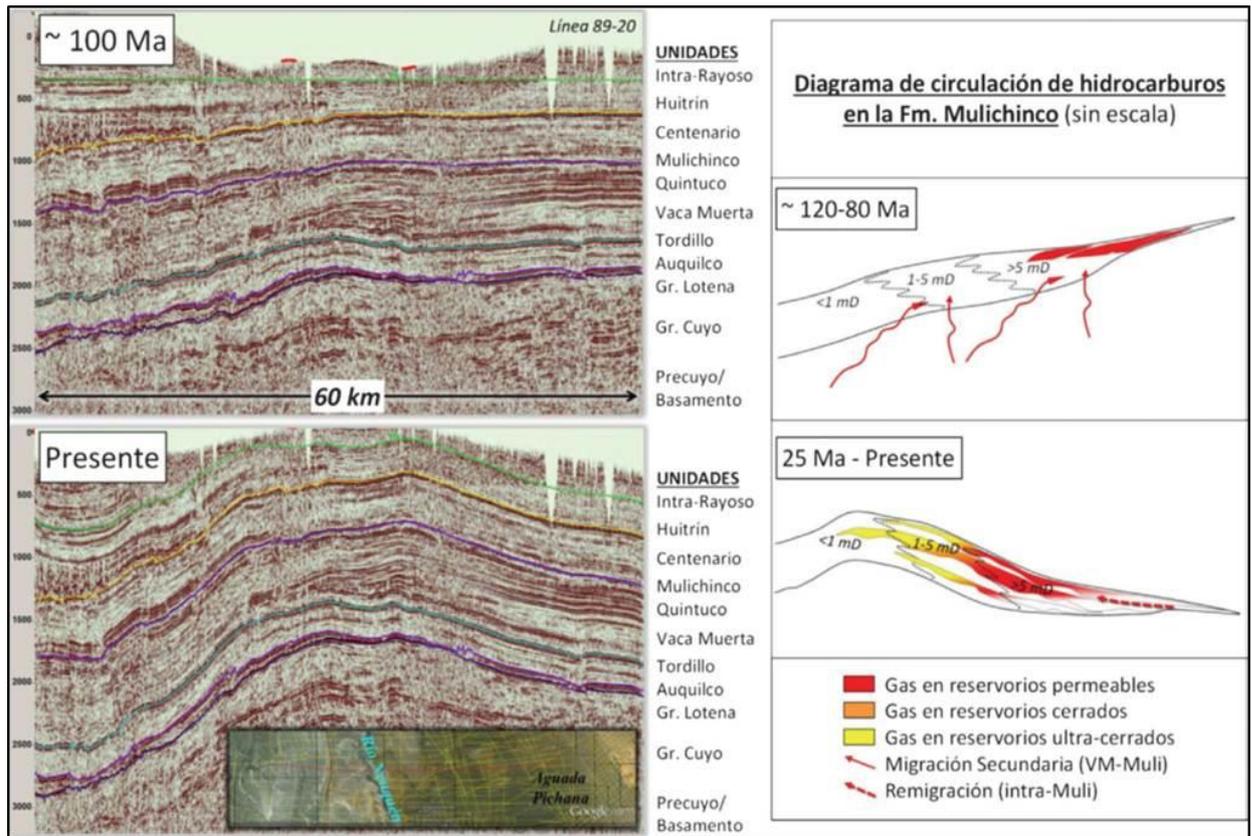


Figura 10: Sección sísmica Oeste-este. Se muestra en la parte superior, aplanada a un reflector somero Intra-Rayoso para mostrar las paleo-geometrías a un tiempo próximo al momento crítico. En la parte inferior se muestra la disposición estructural actual del DCH. A la derecha se muestra un diagrama de la migración lateral de Oeste a este en el momento crítico y la remigración hacia el Oeste que se produjo al formarse el DCH. (Reproducido de Cevallos et al., 2014).

4. METODOLOGIA DE TRABAJO

Se contó con un Cubo Sísmico 3D que cubre un área de 1360 km² dentro de la concesión Aguada Pichana, y perfiles eléctricos e informes de perforación de 2 pozos perforados por YPF y Total Austral. S.A (figura 11 y Tabla 1). Los datos de subsuelo fueron provistos por la Subsecretaria de Hidrocarburos, Energía y Minería de la Provincia de Neuquén a través de un convenio con el GGAEPH, dependiente de los Departamentos de Geología y de Geofísica y Astronomía de la FCEFyN de la UNSJ.

Well ID	Operador	X	Y	TD (m)	Datum Elev(m)
AP122	Total Austral S.A	2483994.5	5759960.9	1742	458
ADR.e-3	YPF	2488550.5	5754307.3	1802.5	367

Tabla 1: Nombre-Número de identificación (ID), empresa operadora, coordenadas de ubicación (Gauss-Kruger), profundidad total del pozo (TD) y nivel de referencia de elevación (*Datum* Elev.).

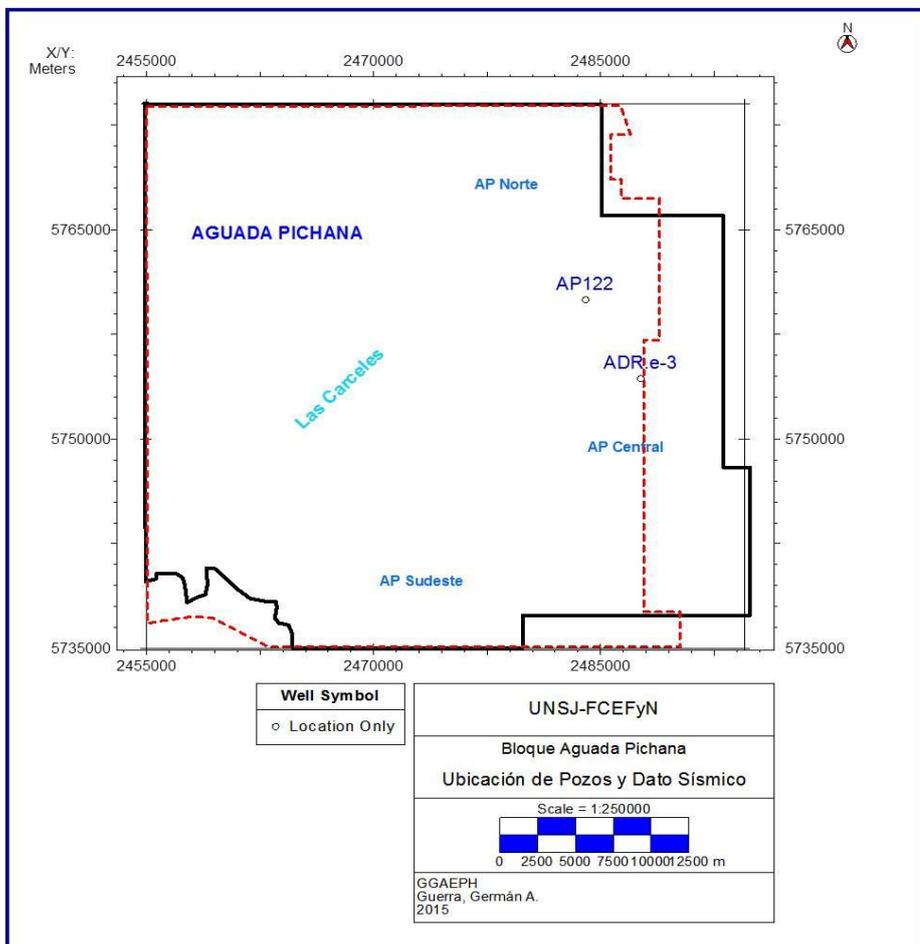


Figura 11: Bloque Aguada Pichana (marcado en Negro), Se puede visualizar la ubicación de los pozos con sus respectivos nombres, como así también la extensión areal del dato sísmico (líneas de puntos en rojo).

Para el desarrollo de este trabajo se utilizó el software “KINGDOM SUITE” (KS) con licencias para uso académico donadas al GGAEPH. Esta plataforma permite una interpretación integrada geocientífica del subsuelo incluyendo geología, geofísica e ingeniería.

La carga de los datos sísmicos se realizó a través de un archivo SEG-Y (formato especial codificado por la SEG, *Society of Exploration Geophysicists*).

Los pozos se generaron en la base de datos del software a partir de una identificación (nombre, compañía, profundidad final, etc.) y datos de ubicación (coordenadas, elevación del terreno, provincia, etc.), algunos de estos son mostrados en la tabla 1. La mayoría de los datos de pozo vienen en un archivo de extensión .LAS (*Log ASCII Standard*) el cual posee lo antes mencionado, como así también la información los registros o perfilaje de pozo que se realizaron en el pozo.

Una vez armada la base de datos de subsuelo dentro de “KS” se procedió en primera instancia a la interpretación de perfiles, correlación fases formacionales entre pozos, generación de leyes de velocidades y sismogramas sintéticos. Una vez logrado un buen “atado” o “colgado” entre pozos y sísmica, se procedió a la identificación e interpretación de horizontes.

En base a los horizontes interpretados se generaron mapas isócronos, es decir mapas estructurales en tiempo de las ondas sísmicas en sentido vertical (referidos en mili segundos de tiempo doble, “TWT= *Two-way travel time*”). Los mapas estructurales en tiempo son muy similares a los mapas estructurales en profundidad, pero están sujetos a una distorsión asociada con cambios laterales o verticales de velocidad de la onda sísmica en el intervalo de subsuelo que sobreyace al reflector, por ello las relaciones geométricas en un mapa estructural en profundidad serán un tanto diferente a aquellas observadas en un mapa estructural en tiempo (Kearey *et al.*, 2002). Para mejorar la interpretación de fallas y/o estructuras se recurrió al uso de Time-slices o *Seiscrop* que son secciones sísmicas trazadas a través del cubo para visualizar los patrones de reflexión intersectados a un determinado tiempo, es decir una tajada horizontal de un cubo sísmico. Otros mapas que se generaron en el presente trabajo son los mapas de espesor en tiempo, dichos mapas permiten identificar y caracterizar las variaciones de espesor, las cuales a su vez permiten inferir aspectos tales como distribución y orientación de depocentros, direcciones de progradación, orientaciones de líneas de costa, entre otros rasgos. También ayudarán a reforzar la interpretación mapas de atributos sísmicos, ya que nos dan una característica descriptiva y cuantificable de los datos sísmicos y suelen

ser útiles para detectar distintas anomalías a las cuáles se las vinculará con posibles rasgos geológicos.

A partir de la confección y análisis de: secciones de correlación entre pozos, secciones sísmicas, mapas estructurales en tiempo, mapas de espesores y mapas de atributos, se fueron generando interpretaciones estructurales y estratigráficas del subsuelo que conforman las principales conclusiones del presente Trabajo Final de Licenciatura.

5. INTERPRETACIÓN DE SUBSUELO

El presente Trabajo Final se focalizó en los grupos Lotena y Mendoza en el Bloque Aguada Pichana. Se describirán las etapas de interpretación de datos de pozo, su correlación con la sísmica y la interpretación sísmica propiamente dicha.

5.1 Interpretación de datos de Pozo

Para la visualización y análisis de los datos de pozo (principalmente perfiles eléctricos) se diseñaron formatos de presentación gráfica, los cuáles se despliegan verticalmente en paneles o “*tracks*” (Tabla 2). Los registros de este trabajo se ordenaron de acuerdo a la siguiente tabla.

Nombre de la Casilla	Registros	Unidades	Escala	Color del registro.
Track 1	SP	mV (Mili Volt)	-110-30	Rojo
	GR	gAPI (grados API)	0-250	Verde
Track 2	SFLU	Ω .m (Ohm Metro)	1-100	Negro
	ILM	Ω .m	(logarítmica)	Azul
	ILD	Ω .m		Rojo
Track 3	DT (Sónico)	(Feet/s)	4-140	Negro
	RHOB	(gr/cm ³)	1.9-2.9	Verde
	(Densidad)			

Tabla 2: Descripción de los registros eléctricos utilizados y sus formatos de presentación.

En primera instancia, a partir del análisis de los registros eléctricos de los pozos, se identificaron los principales ciclos sedimentarios interpretados a partir de marcadores eléctricos (“*Topes*” o “*markers*”). Esto permitió la correlación entre los pozos del proyecto y así visualizar variaciones de espesores, pendientes, posición estructural, entre otros factores (Figura 12). Muchas veces los pases formacionales vienen detallados con los archivos de pozos, en este trabajo no contamos con esa información, por lo que se marcaron realizando una interpretación en detalle de los registros de pozos (con ayuda de un intérprete experimentado) y apoyo bibliográfico. En la figura 12, podemos observar los *topes* o que se colocaron en base a las características presentadas en las tablas 3 y 4.

AP122			
Tope	Tiempo (ms)	Profundidad Subsea (m)	Color
Cent. Superior (CS)	0.805	366	Amarillo.
Cent. Inferior (CI)	0.978	734	Marrón
Mulichinco (Muli)	1180	1115	Celeste

Tabla 3: Características principales de los pases formacionales ubicados en el pozo AP122. Profundidad Subsea (por debajo del nivel del mar).

ADR e-3			
Tope	Tiempo (ms)	Profundidad Subsea (m)	Color
Cent. Superior (CS)	0.867	485	Amarillo.
Cent. Inferior (CI)	1031	814	Marrón
Mulichinco (Muli)	1223	1192	Celeste

Tabla 4: Características principales de los pases formacionales ubicados en el pozo ADR e-3. Profundidad Subsea (por debajo del nivel del mar).

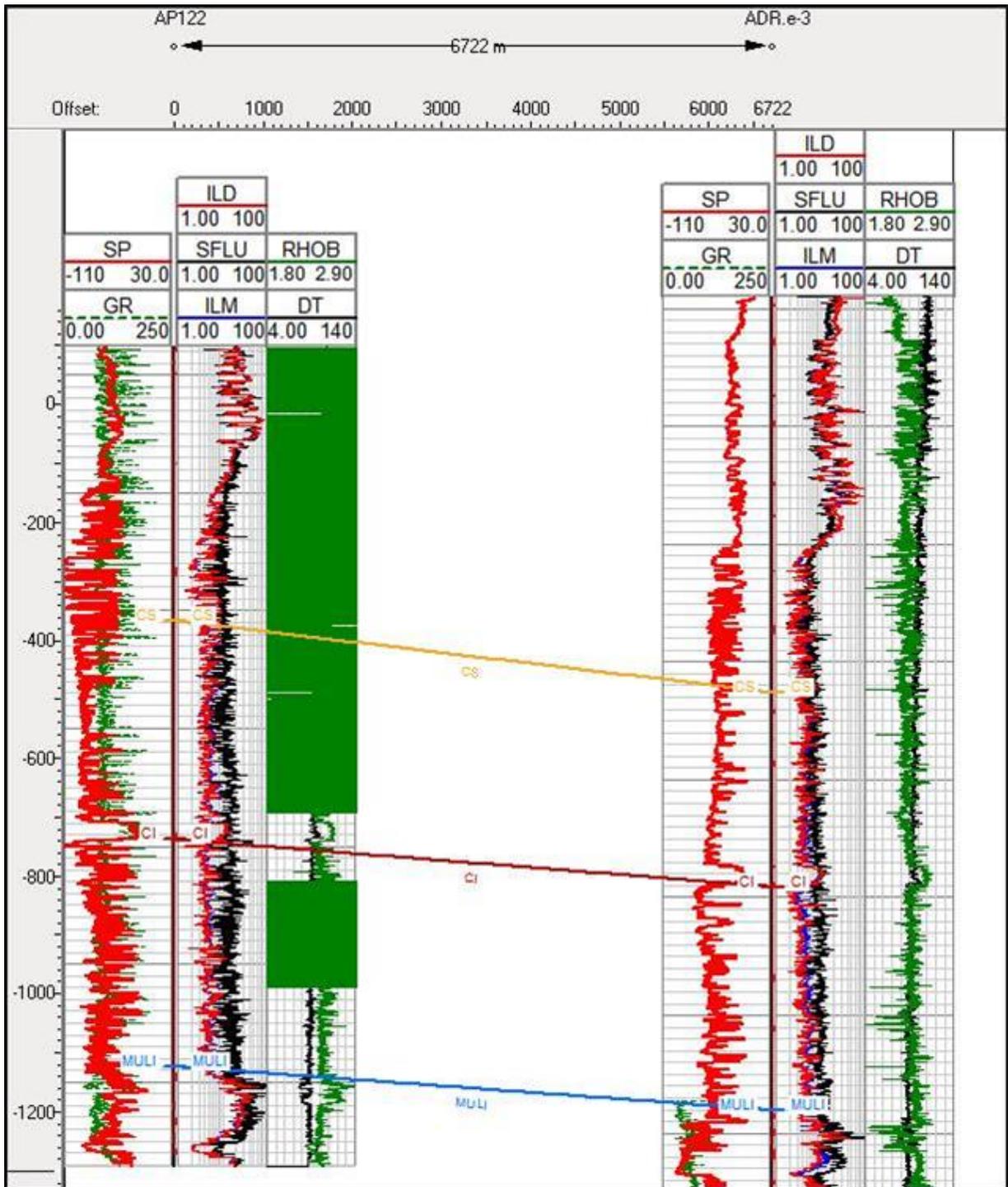


Figura 12: Correlación de los dos pozos en profundidad. En el margen izquierdo se muestra la escala en metros (Notesé que la escala es negativa a partir del nivel del mar, esto se debe a una simple convención). Se puede apreciar también, la correlación entre los distintos “topes”: Cs: Centenario superior (amarillo), CI: Centenario Inferior (Marrón), Muli: Mulichinco (Celeste).

El segundo paso consiste en “atar o calibrar” la información de pozo (dato preciso y puntual) con la información sísmica (gran continuidad areal). Esta calibración o atado se llevará a cabo gracias a la creación de sismogramas sintéticos, los cuales son la representación unidimensional de la respuesta sísmica de la Tierra al paso de la energía acústica a través de las capas de la misma (Figura 13). Los sismogramas se construyeron mediante los registros eléctricos acústico y de densidad, con los cuales se obtuvo la impedancia acústica y los coeficientes de reflexión. Mediante la convolución de una ondícula con los coeficientes de reflexión obtenidos y a una frecuencia equivalente al dato sísmico se obtuvo una traza sísmica sintética que pudo ser correlacionada con las trazas sísmicas del cubo 3D en la cercanía del pozo analizado.

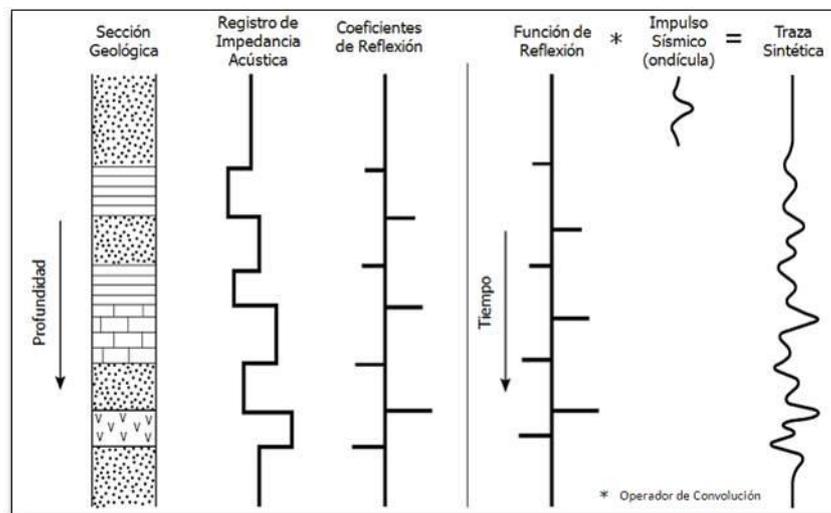


Figura 13: Modelo simplificado de un sismograma sintético (Modificado de Kearey et al., 2002). La traza sintética se obtiene como respuesta de la convolución (*) entre los coeficientes de reflexión y el paso de la ondícula de entrada.

La precisión del sismograma sintético obtenido depende de diversos parámetros como la calidad de los perfiles, la complejidad del subsuelo, la calidad del procesamiento de la sísmica y la experiencia del intérprete para obtener una ondícula representativa, entre otros.

El tipo de ondícula utilizada depende del intérprete, se puede generar una ondícula representativa a partir del dato sísmico pero las ondículas predefinidas son relativamente más rápidas y fáciles de generar que las ondículas extraídas. En muchos casos la utilización de estas ondículas puede ser la única manera de generar una traza sintética confiable debido a la presencia de fallas o ruido presente que imposibilite la extracción a partir de la sísmica. Aquí se utilizó una ondícula teórica “Ricker”, con los parámetros físicos que detalla la (Figura 14). Esta ondícula fue la que mejor resultados arrojó, entregando sismogramas sintéticos satisfactorios para el “atado” de pozo.

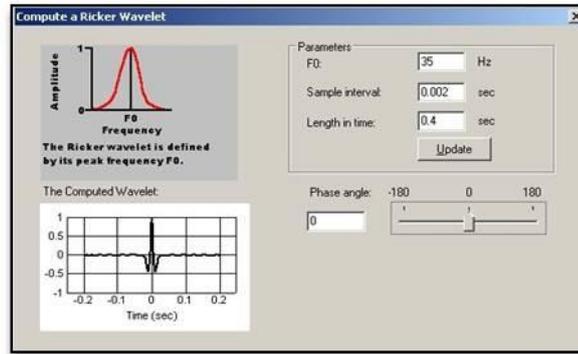


Figura 14: Parámetros físicos de la ondícula utilizada para la generación de los sismogramas sintéticos.

Realizar el sismograma sintético implica generar una ley de velocidad (segunda columna de las figuras 15 y 16) llamada T-D Chart “Tabla Tiempo-Profundidad”. Esta ley debe presentar valores acorde a las velocidades de las rocas sedimentarias. Sí se detecta algún valor anómalo se debe realizar una corrección sobre dicha tabla. Los valores obtenidos en los sismogramas sintéticos creados fluctúan, en el caso del “*Sintético AP122*” entre 3200-5600 m/s, mientras que en el “*Sintético ADR3*” el rango es de 3100-5000 m/s, lo que representa valores apropiados para las rocas mencionadas.

El software también permite añadir distintos registros eléctricos, se incorporaron las curvas de Rayos Gamma (GR) y Potencial Espontaneo (SP) al costado del sismograma sintético AP122 y ADR3 respectivamente (quinta columna de las figuras 15 y 16). Esto muchas veces es de gran ayuda ya que permite corroborar distintos *marker* y además se lograr un atado de mayor robustez. En este caso la base de Centenario Superior la cual es netamente arcillosa pudo ser identificada en ambos registros (Circulo marrón), lo que permitió establecer un horizonte guía.

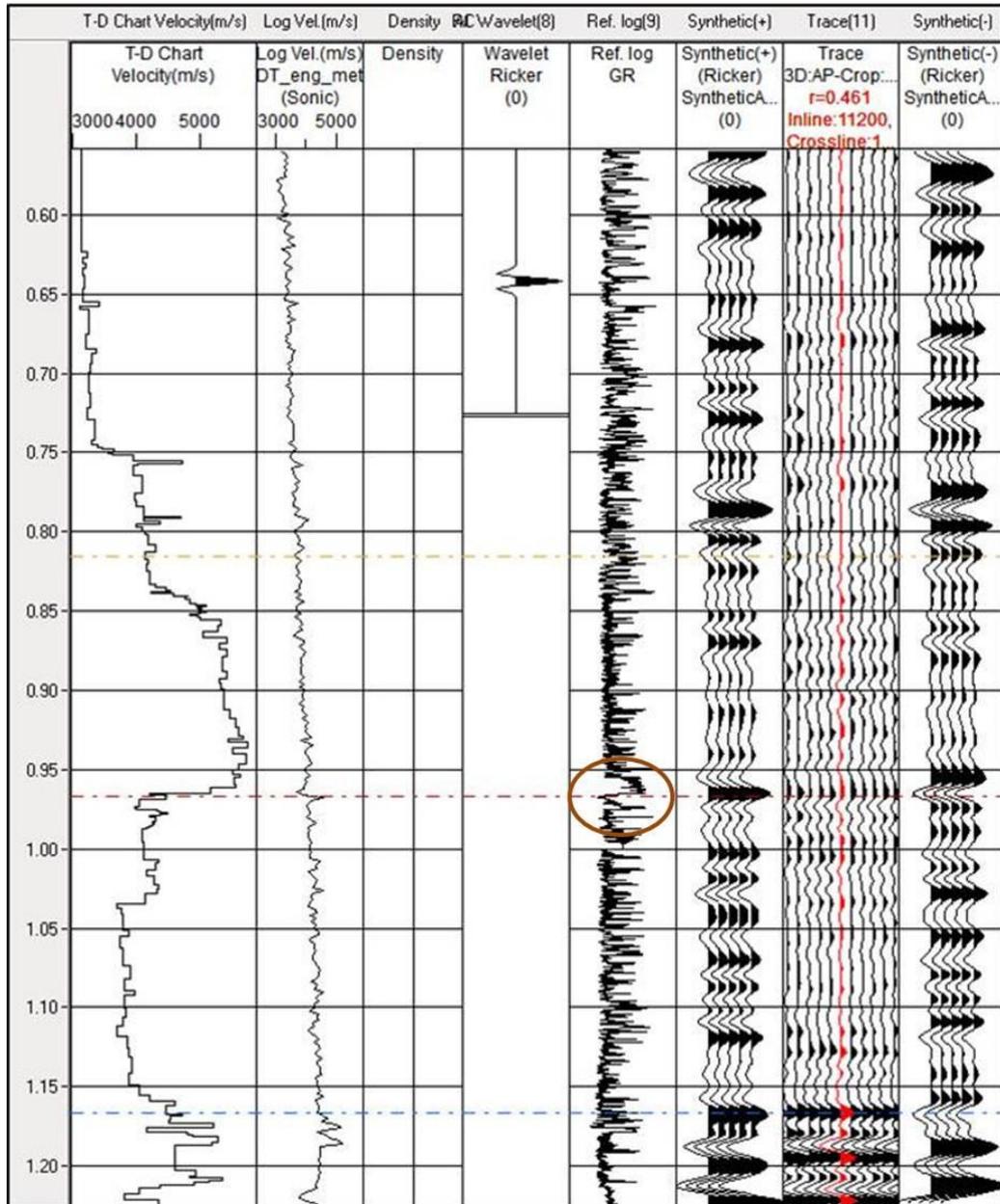


Figura 15: Sintético AP 122, se observa de izquierda a derecha T-D Chart (Curva de velocidad), DT (m/s), Densidad Unitaria, ondícula Ricker, Registro de referencia Gamma Ray (GR), Sismograma Sintético, Trazas de la sísmica en superficie, Sismograma Sintético con fase +180°.

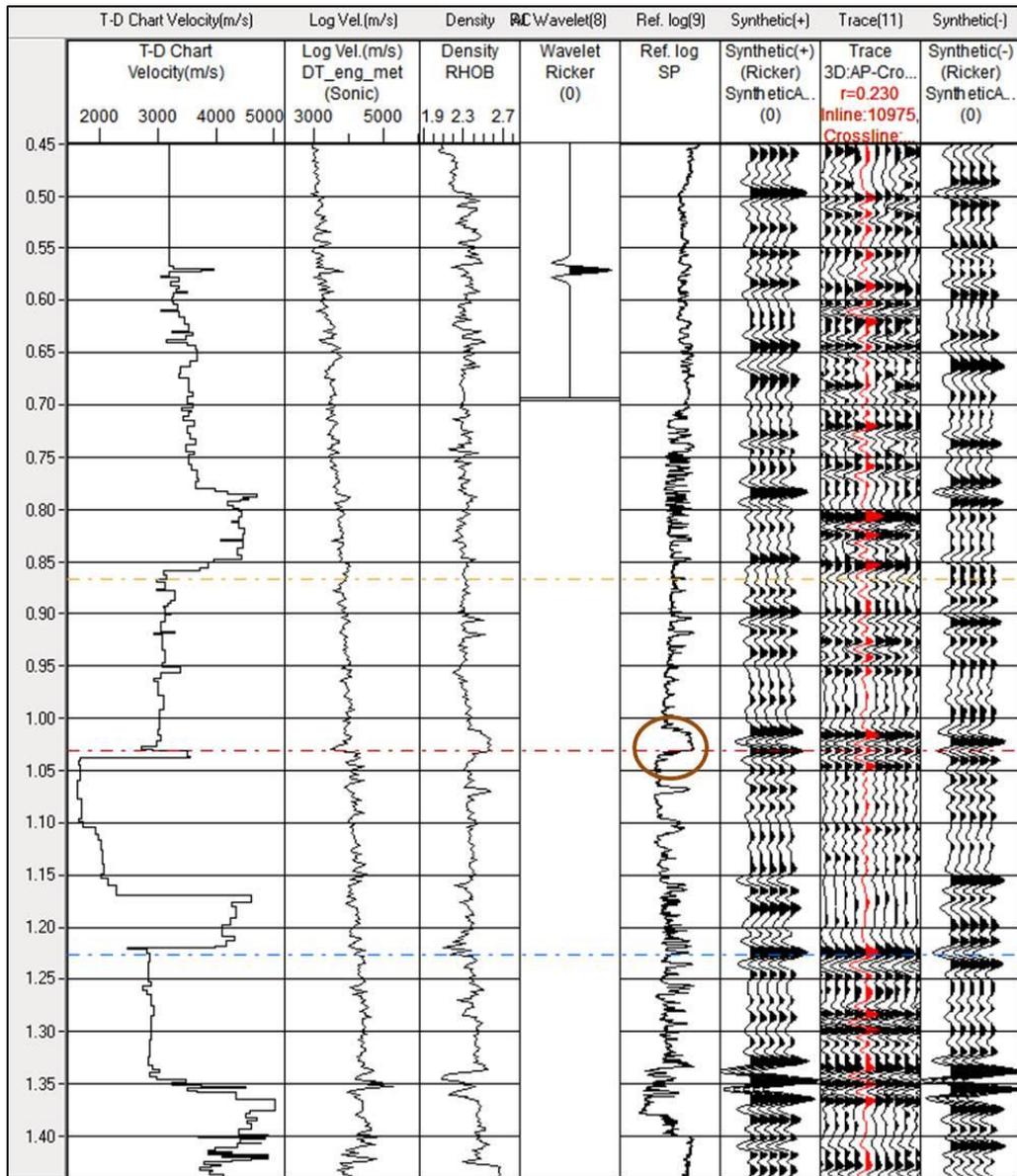


Figura 16: Sintético ADR.e-3, Se observa de izquierda a derecha T-D Chart (Curva de velocidad), DT (m/s), RHOB (g/cm³), ondícula Ricker (teórica), Registro de referencia Potencial Espontaneo (SP). Sismograma Sintético Trazas de la sísmica en superficie, Sismograma Sintético con fase +180°.

En la figura 17, se puede ver la traza sintética (color rojo) y su relación con la sísmica, vale destacar que muchas veces esta traza no coincide de manera perfecta con la sísmica de superficie, esto se puede deber a que los métodos de adquisición son distintos (donde la frecuencia de registración en sísmica de superficie posee un rango de entre 5-90 Hz, mientras que el rango correspondiente a la herramienta del sónico es 1-20Kh) y también a diversos artefactos ocasionados por las condiciones de suelo o de pozo.

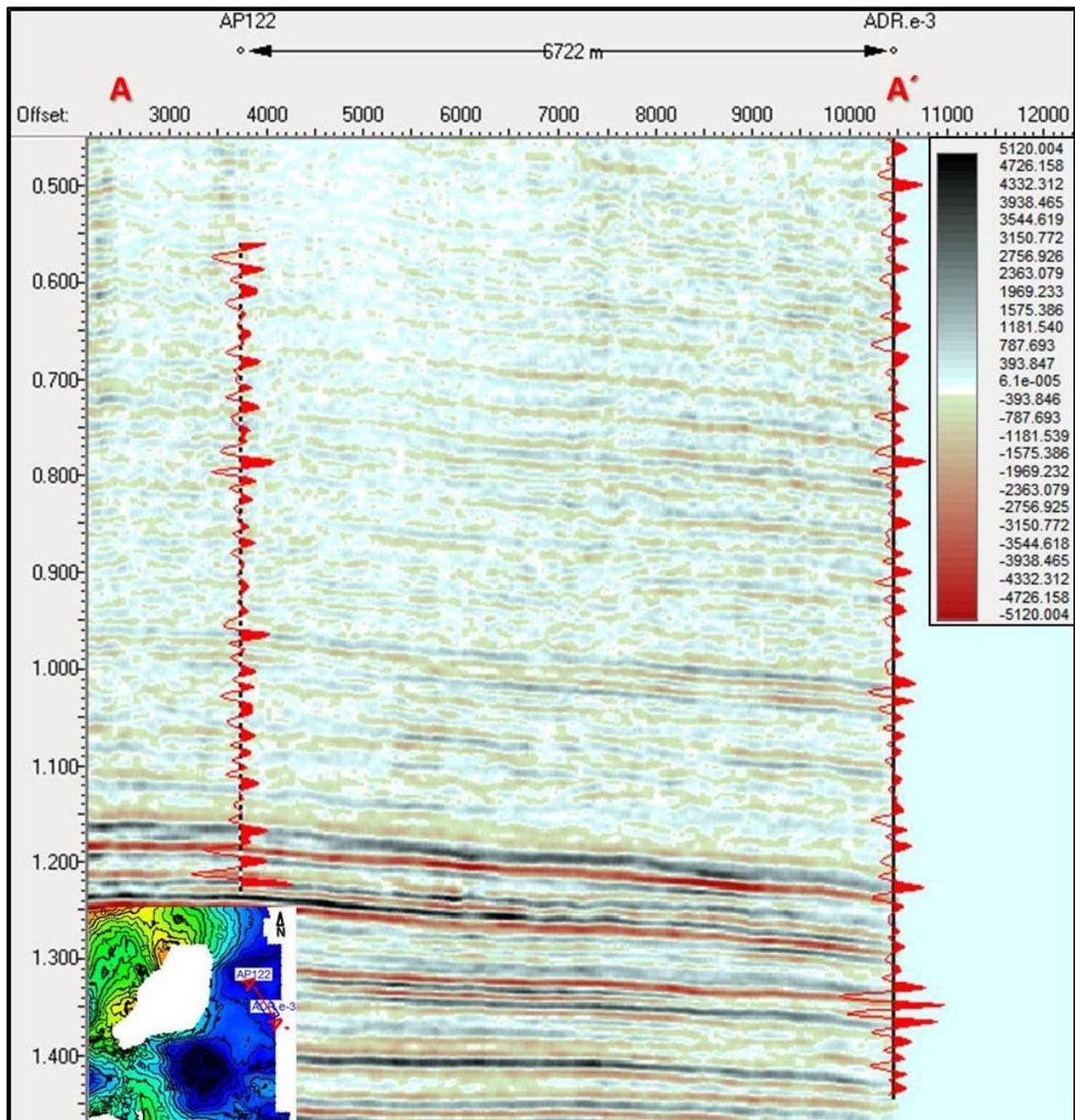


Figura 17: Sismogramas sintéticos y su relación con el dato sísmico. En la parte inferior izquierda se encuentra la posición de la línea sísmica arbitraria (A-A') que pasa por los pozos que forman parte de este trabajo.

Luego en la figura 18 se puede observar el “atado” con los distintos “topes” del proyecto, esto es el puntapié inicial para la identificación de los reflectores sísmicos y de esta manera se escogerán aquellos que sean de interés para este estudio. Estos pozos atraviesan parcialmente las formaciones del área de estudio, para la identificación de las secuencias más profunda se debió recurrir a distintos informes geológicos disponibles en el GGAEPH.

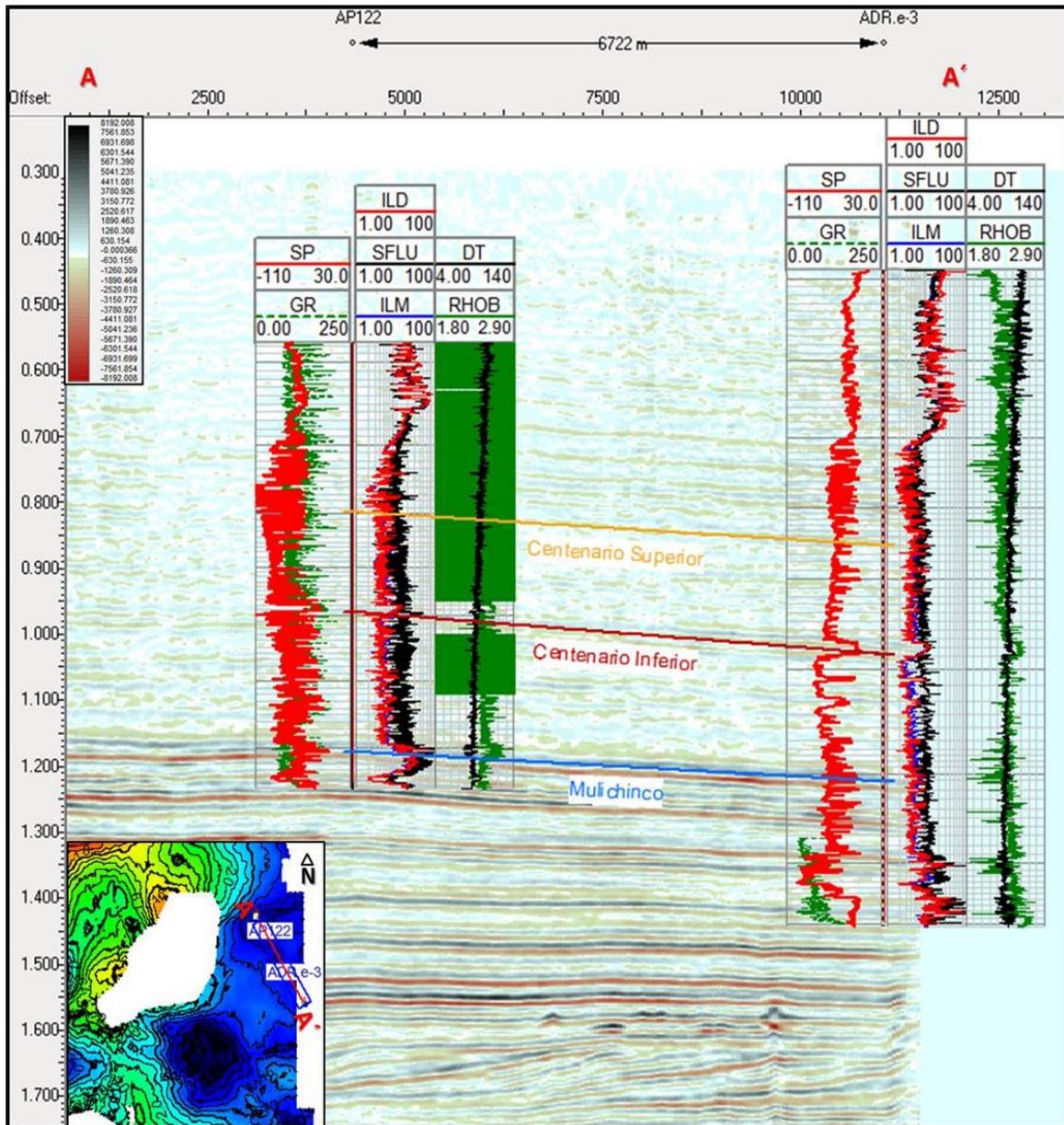


Figura 18: Correlación o atado de los datos de pozos con el dato sísmico. En la parte inferior se puede observar la posición de la línea sísmica arbitraria que pasa por ambos pozos.

5.2 Interpretación de Horizontes

Un “reflector sísmico” se define como un contraste en las propiedades físicas de las rocas (elasticidad y/o densidad), el cual da lugar a una reflexión de la energía emitida (Sheriff, 2002).

Los horizontes que se interpretaron en este trabajo (Figura 19) se escogieron de acuerdo a su continuidad lateral y gran amplitud. La forma de interpretar un horizontes sísmicos consiste en extrapolar el reflector a través de la correlación visual de las trazas sísmicas a lo largo del registro 3D.

- * Tope Lotena: Amplitud Negativa
- * Tope Auquilco: Amplitud Positiva
- * Tope Tordillo: Amplitud Negativa
- * Q-VM 1: Amplitud Positiva
- * Q-VM 2: Amplitud Negativa
- * Q-VM 3: Amplitud Positiva
- * Q-VM 4: Amplitud Positiva
- * Q-VM 5: Amplitud Positiva
- * Q-VM 6: Amplitud Positiva
- * Q-VM 7: Amplitud Positiva
- * Tope Mulichinco: Amplitud Positiva
- * Tope Centenario Inferior: Amplitud Positiva
- * Tope Centenario Superior: Amplitud Negativa

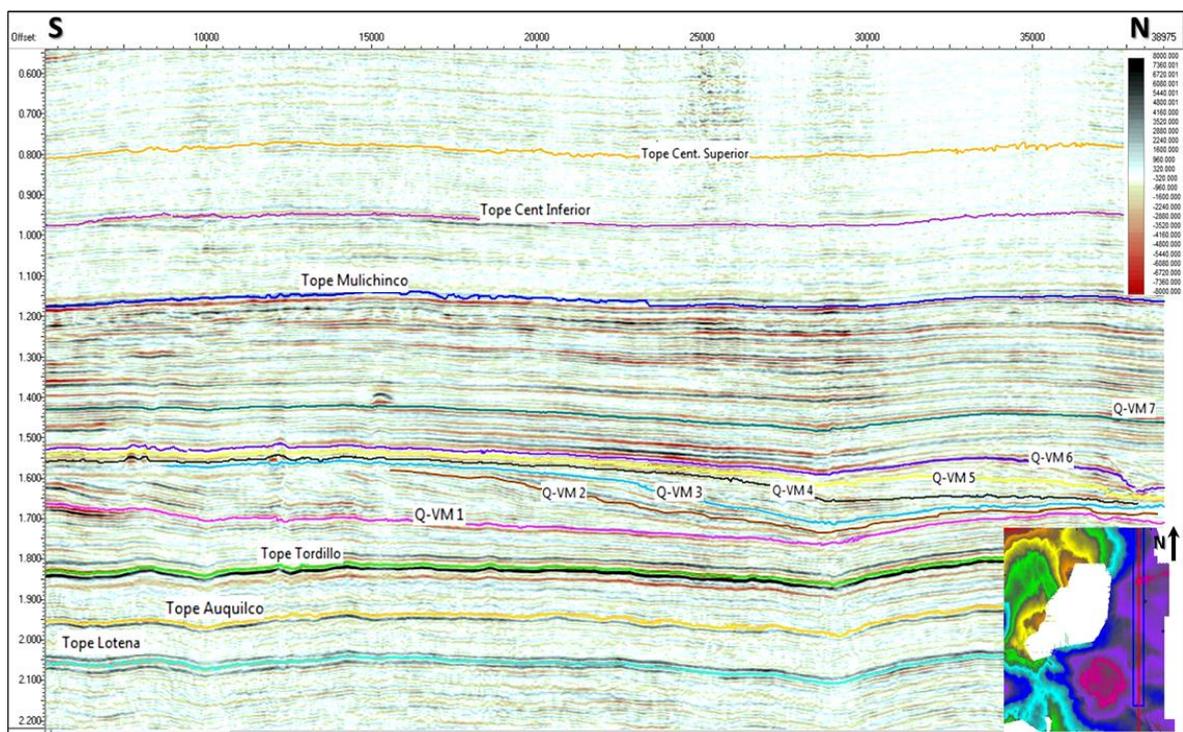


Figura 19: Picado de todos los horizontes del proyecto, con sus respectivos nombres. En la parte inferior izquierda se visualiza el área de AP, y la sección (crossline) aleatoria.

5.3 Interpretación Estructural

Se describirán las estructuras observadas a tres niveles estratigráficos: Formación Lotena, Fm. Tordillo y Fm. Mulichinco. La interpretación de las estructuras se realizó mediante el análisis de mapas estructurales en tiempo, secciones sísmicas, y mapas de amplitud sísmica de los respectivos horizontes.

5.3.1 Tope Formación Lotena

El mapa isócrono del techo de la Fm. Lotena (Figura 20) representa el horizonte más profundo interpretado, a una profundidad promedio de 2.000 ms. El espacio en blanco en el centro-Oeste del mapa y de los que siguen, carecen de información sísmica debido a la presencia del Dorso de los Chihuidos (Figura 4).

Se observan dos depresiones, una en forma circular al sureste y la otra más elongada en sentido E-O que se ubica al noreste del bloque. Estas depresiones coinciden con los lineamientos que estarían asociados a fallas transcurrentes de rumbo NE de alto ángulo y con componente extensional oblicua descritas por Brinkworth *et al.* (2011), las cuales generaron una deformación de tipo extensional oblicua con el desarrollo de sinclinales que se evidencian en los la Figuras 20 y 22.

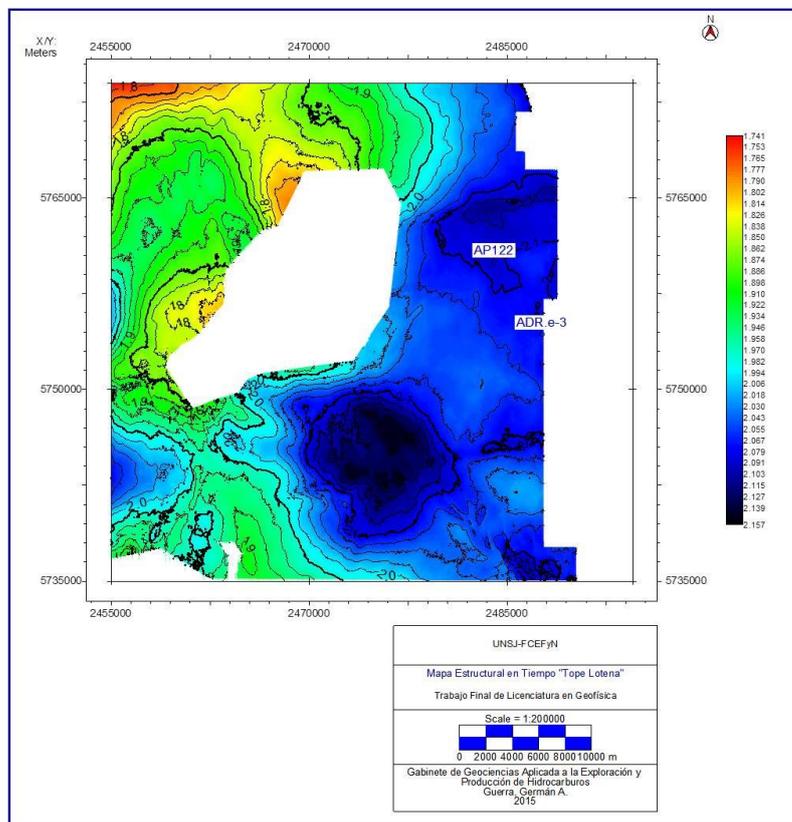


Figura 20: Mapa Estructural en Tiempo del Tope de la Fm. Lotena. Las zonas con colores claros corresponden a altos estructurales, mientras que las zonas con colores oscuros a bajos estructurales. También se puede apreciar la ubicación de los pozos AP122 y ADR.e-3.

Para completar el análisis del Tope de la Fm. Lotena se elaboró un mapa de amplitud instantánea del horizonte (Figura 21). Estos mapas de amplitudes muestran la variación de amplitud sobre la superficie interpretada. Este mapa fue de gran utilidad, ya que nos permitió identificar las fallas principales.

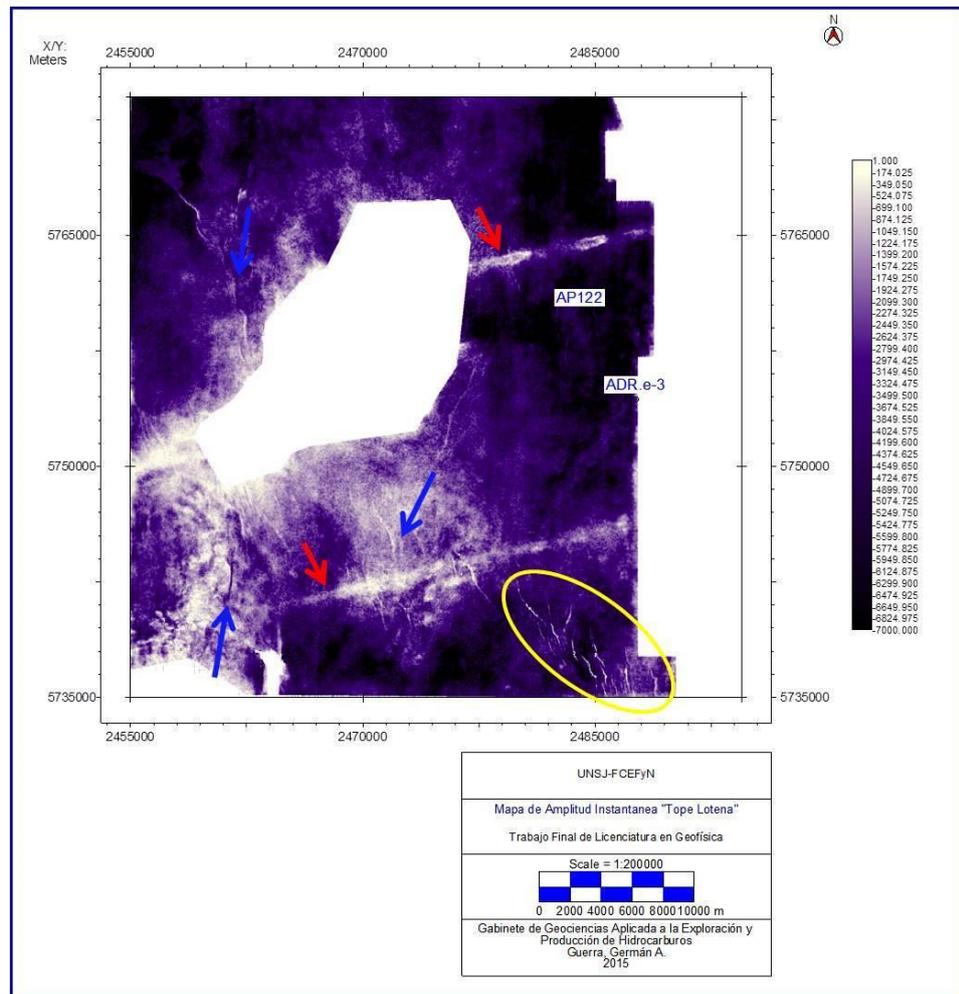


Figura 21: Mapa de Amplitud Instantánea del Tope Lotena. La elipse amarilla, envuelve un grupo de fallas normales con disposición en echelon. Las Flechas azules y rojas muestran fallas inversas y fallas transcurrentes (lineamientos) respectivamente.

En Aguada Pichana la estructura del subsuelo puede claramente separarse en dos niveles; uno somero y otro profundo separados por las evaporitas de la Formación Auquilco (Brinkworth *et al.*, 2011). A su vez por debajo de la Fm. Auquilco la estructuración profunda se resuelve principalmente en dos niveles: una serie de estructuras de hemigrábenes con relleno precuyanos y orientación NW-SE que afectan al basamento de la cuenca, algunos de los cuales muestran evidencias de inversión (Brinkworth *et al.*, 2011), las cuales no se interpretaron en este trabajo debido a la falta de resolución en la imagen sísmica y otro

sistema más somero de fallas normales con disposición en “*echelon*” con rumbo NNW-SSE (elipse amarilla, Figura 21).

En la Figura 22, se presenta esta última estructuración del Grupo Lotena, a través de dos líneas sísmicas arbitrarias. Se puede ver que fallamiento alcanza a afectar el Tope Tordillo o Base de Vaca Muerta, evidenciándose la mayor actividad durante la depositación de las evaporitas de la Formación Auquilco. Además se visualiza un fallas transcurrentes (flechas rojas) de rumbo ENE, de alto ángulo y con componente extensional (Brinkwoth *et al.*, 2011)

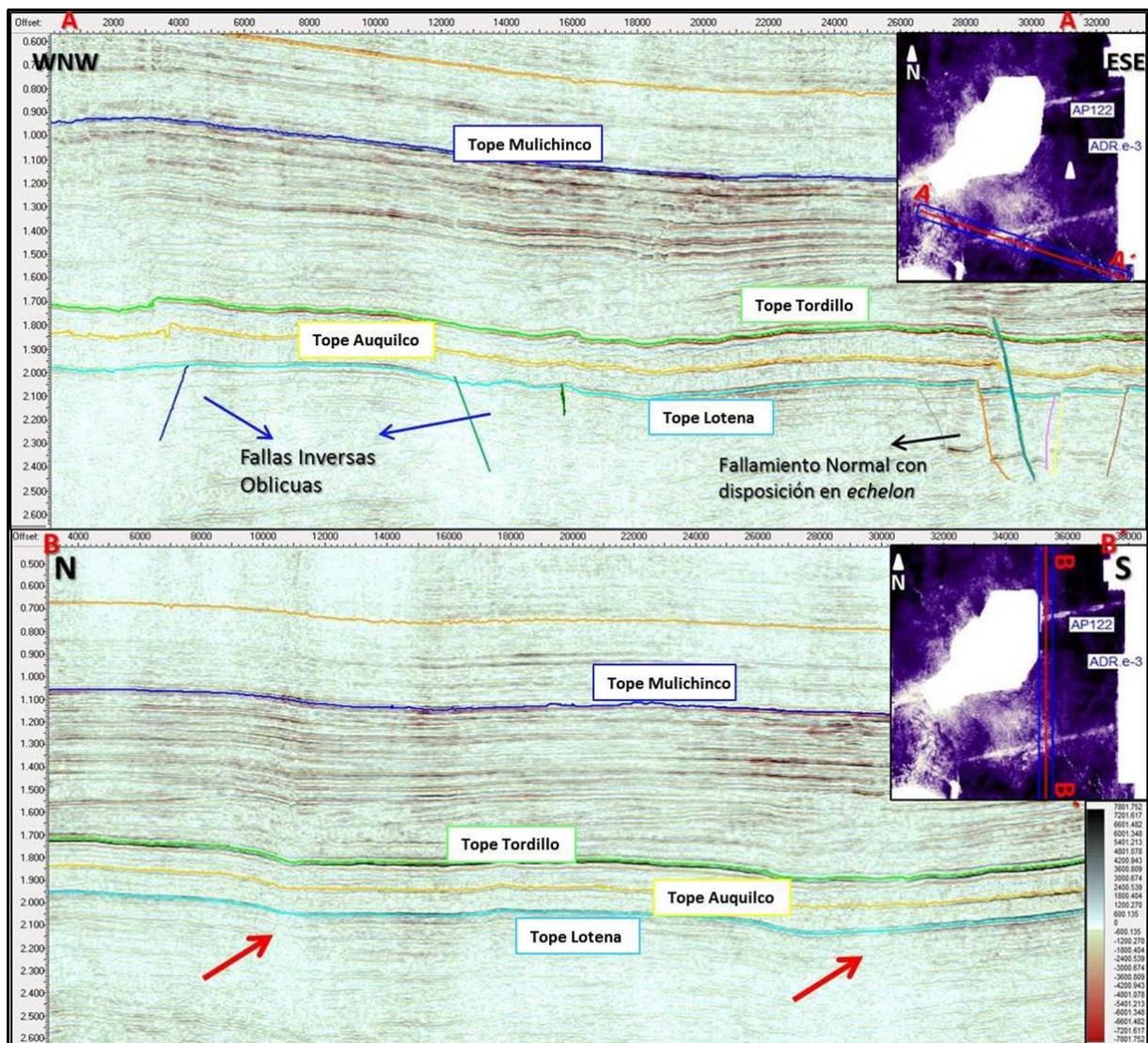


Figura 22: Secciones Sísmicas WNW-ESE (parte superior) y N-S (parte inferior). Se pueden ver los distintos tipos de fallas que afectan al Grupo Lotena. En la parte superior derecha de cada sección se puede notar la disposición de la línea sísmica arbitraria

El fallamiento somero dentro del Bloque AP está caracterizado por una serie de fallas inversas de rumbo N-S y bajo ángulo, que se encuentran despegando de las evaporitas de la Formación Auquilco (Figura 23). Las mismas se ubican en la parte occidental de Aguada Pichana siguiendo el eje del Dorso de los Chihuidos (Flechas azules, Figura 21). Sísmicamente (Figura 23) las fallas presentan una geometría inicial de bajo ángulo que se verticalizan progresivamente, además puede observarse que en ciertos casos estas estructuras alcanzan los niveles superiores de la Formación Mulichinco, mientras que en otros se propagan hasta niveles casi superficiales. Hacia el norte, el rechazo de las mismas disminuye hasta que el tren de fallas desaparece, mientras que hacia el sur se extienden más allá del Río Neuquén (Brinkwoth *et al.*, 2011)

Una de las características más particulares de este sistema de fallas son los cambios de vergencia que se evidencian a lo largo del rumbo desarrollando geometrías de “*pop-ups*” (Figura 23).

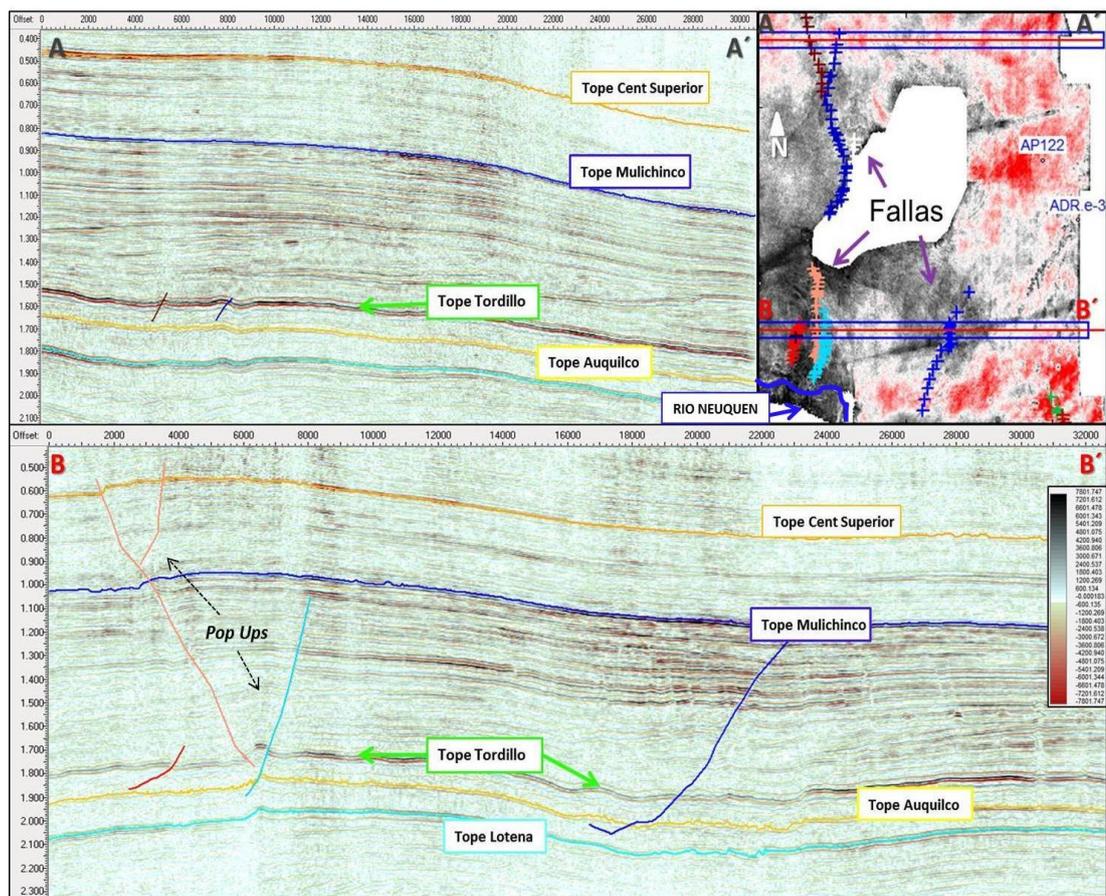


Figura 23: Secciones Sísmicas W-E, donde se muestra el fallamiento somero. Ver ubicación de líneas sísmicas en el mapa de la parte superior derecha. Las cruces de colores representan la extensión areal de las fallas interpretadas.

5.3.2 Tope Formación Tordillo

En el mapa estructural en tiempo para el Tope Tordillo (TT) o Base de Vaca Muerta (BVM en adelante) (figura 24), presenta características estructurales similares al Tope de la Fm. Lotena debido al espesor uniforme de este intervalo (figura 20).

La región NO es la más elevada estructuralmente (colores rojo-amarillo, Figura 24), por estar más próximo al eje del Dorso de los Chihuidos, decreciendo hacia el Este hacia el flanco oriental del DCH. Se puede ver en la parte SE del mapa una serie de lineamientos en dirección NE-SO que pueden atribuirse a mega dunas eólicas del techo de Fm. Tordillo (Capítulo 5.6.3 Sistema de Dunas en el techo de la Fm. Tordillo).

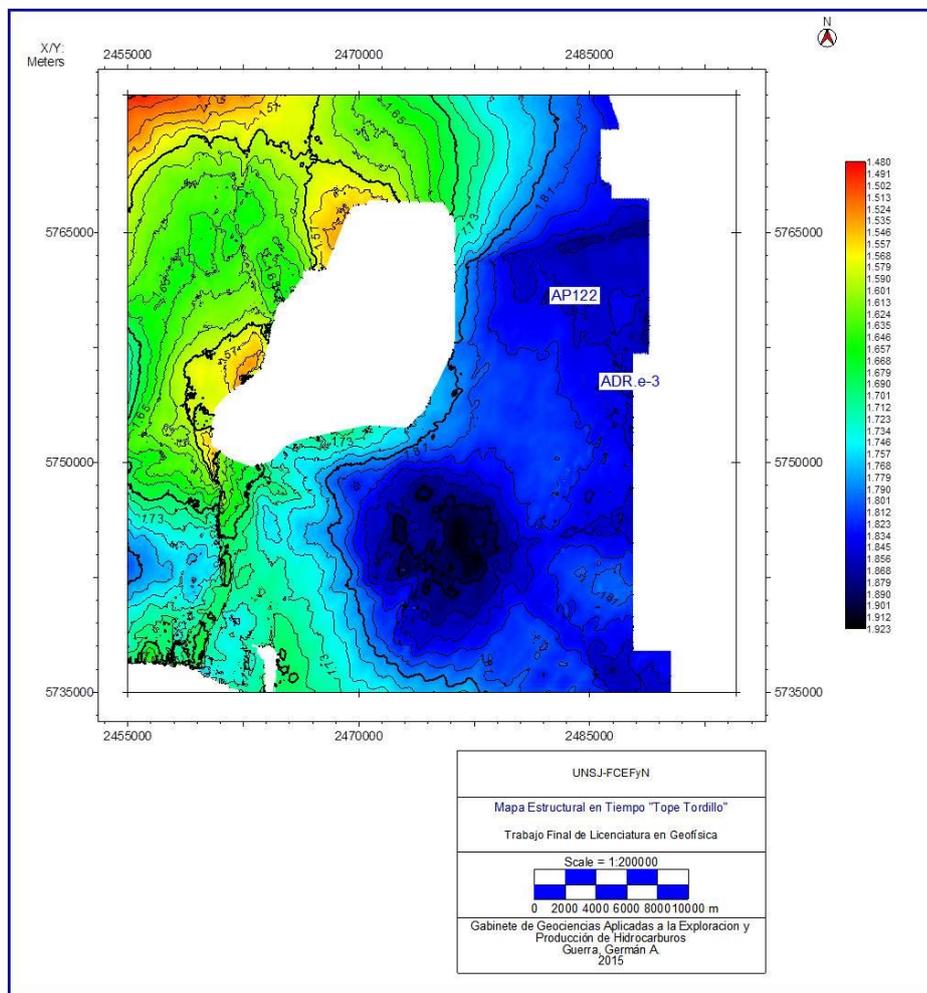


Figura 24: Mapa Estructural en Tiempo del Tope de la Fm. Tordillo. Las zonas claras representan altos estructurales, mientras que las zonas oscuras representan bajos estructurales. También se puede ver la ubicación de los pozos del trabajo.

El mapa de amplitud instantánea para el Tope de Todillo muestra los valores más bajos de amplitud en el sector centro sur y hacia el Oeste (Figura 25). Esta zona se corresponde con una porción del Dorso de los Chihuidos. Además la presencia del curso del río Neuquén resulta en bajas amplitudes por debajo del mismo ya que afecta el proceso de adquisición sísmica. Los lineamientos con rumbo NE (flechas rojas, Figura 25) observados a nivel del Fm. Lotena se observan a este nivel, como así también algunas fallas en su mayoría inversas oblicuas (flechas azules, Figura 25).

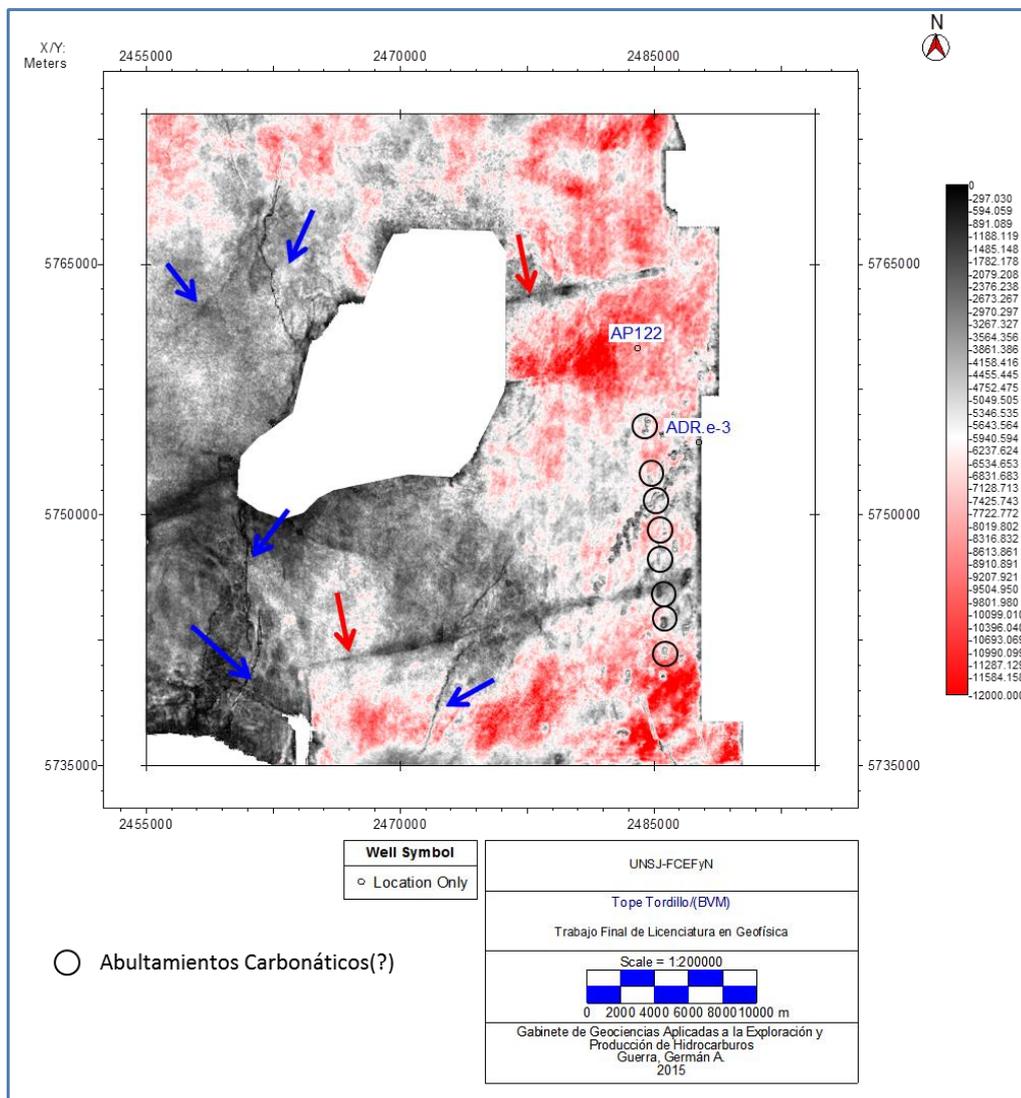


Figura 25: Mapa de Amplitud Instantánea. En círculos negros, se pueden visualizar las anomalías que podrían ser causadas por Abultamientos Carbonáticos. Las Flechas azules y rojas muestran fallas inversas y fallas transcurrentes (lineamientos) respectivamente.

Un rasgo distinguido en la parte de “AP Central” (Sector Sureste) son anomalías de baja amplitud con ciertas alineaciones que al parecer provienen de abultamientos carbonáticos (Capítulo 5.6.1 Abultamientos Carbonáticos) encerrados en círculos negros en la figura 25. Si bien en la parte inferior de la Formación Vaca Muerta es común la presencia de concreciones calcáreas botroidales (Leanza y Hugo 1997), aquí se interpreta que estas anomalías son producto de un efecto físico conocido como *velocity pull-up*, provocados por los abultamientos carbonáticos de las formaciones suprayacente. Generalmente estas construcciones poseen altas velocidades, lo que provoca una disminución del tiempo de viaje del rayo sísmico, dando como resultado un “estiramiento” de la imagen sísmica hacia arriba. En la figura 26, se muestra una sección sísmica arbitraria que atraviesa las anomalías visualizadas mencionadas. Se puede observar que los círculos amarillos corresponden a los verdaderos abultamientos y se puede ver con flechas de puntos como se provoca un estiramiento hacia las secuencias inferiores. El reflector en cuestión (TT) es alcanzado por este efecto, dando como resultado una serie de anomalías que no son propias de este horizonte.

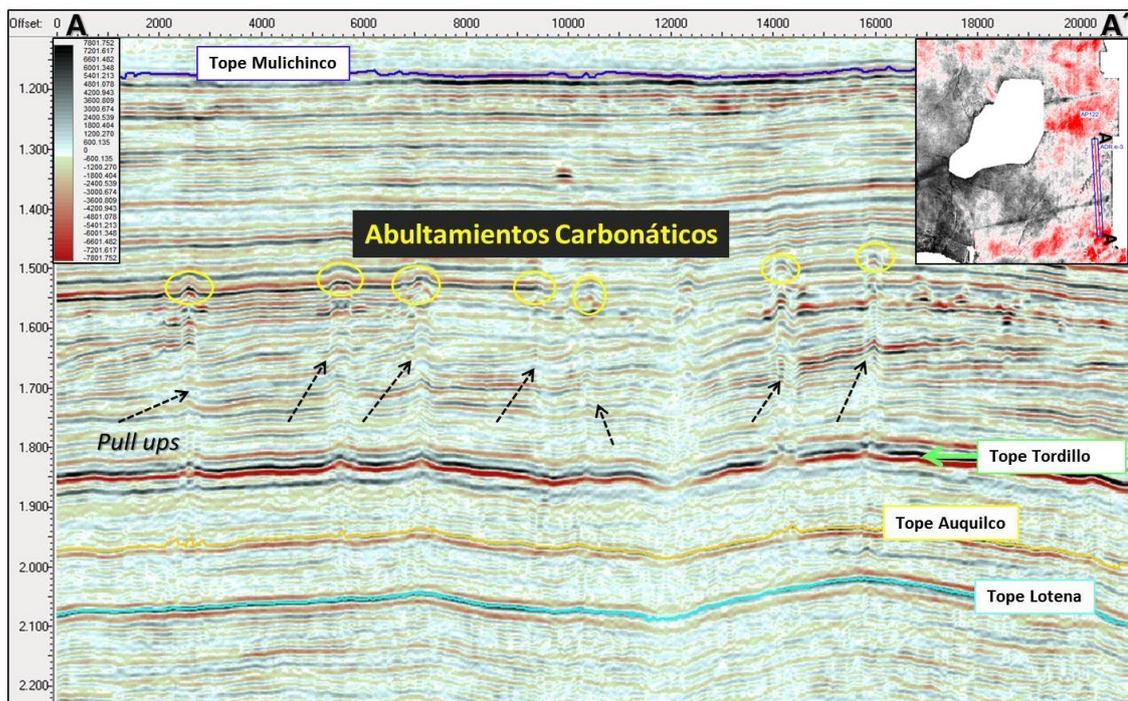


Figura 26: En círculos amarillos se muestran los abultamientos carbonáticos de las secuencias superiores del intervalo Quintuco-Vaca Muerta. Las líneas de puntos indican el efecto de estiramiento (*pull ups*) que alcanzan hasta el horizonte interpretado “Tope Tordillo”. En el margen superior derecho, la ubicación de la línea sísmica arbitraria que intercepta estas anomalías.

5.3.3 Tope Formación Mulichinco

El mapa estructural en tiempo (Figura 27) muestra una estructuración similar a la descrita para las unidades subyacentes. A diferencia de las anteriores (figuras 20 y 24), las estructuras se presentan más suaves, debido a que gran parte de las fallas no alcanzan a este nivel, pero se desarrollan suaves pliegues de arrastre a consecuencia de éstas. Según Brinkwoth *et al.* (2011) los sistemas de fallas anteriormente descritos actuaron hasta el Berriasiano inferior a medio y no afectaron a las secuencias posteriores a la discordancia Intra-Valanginiana.

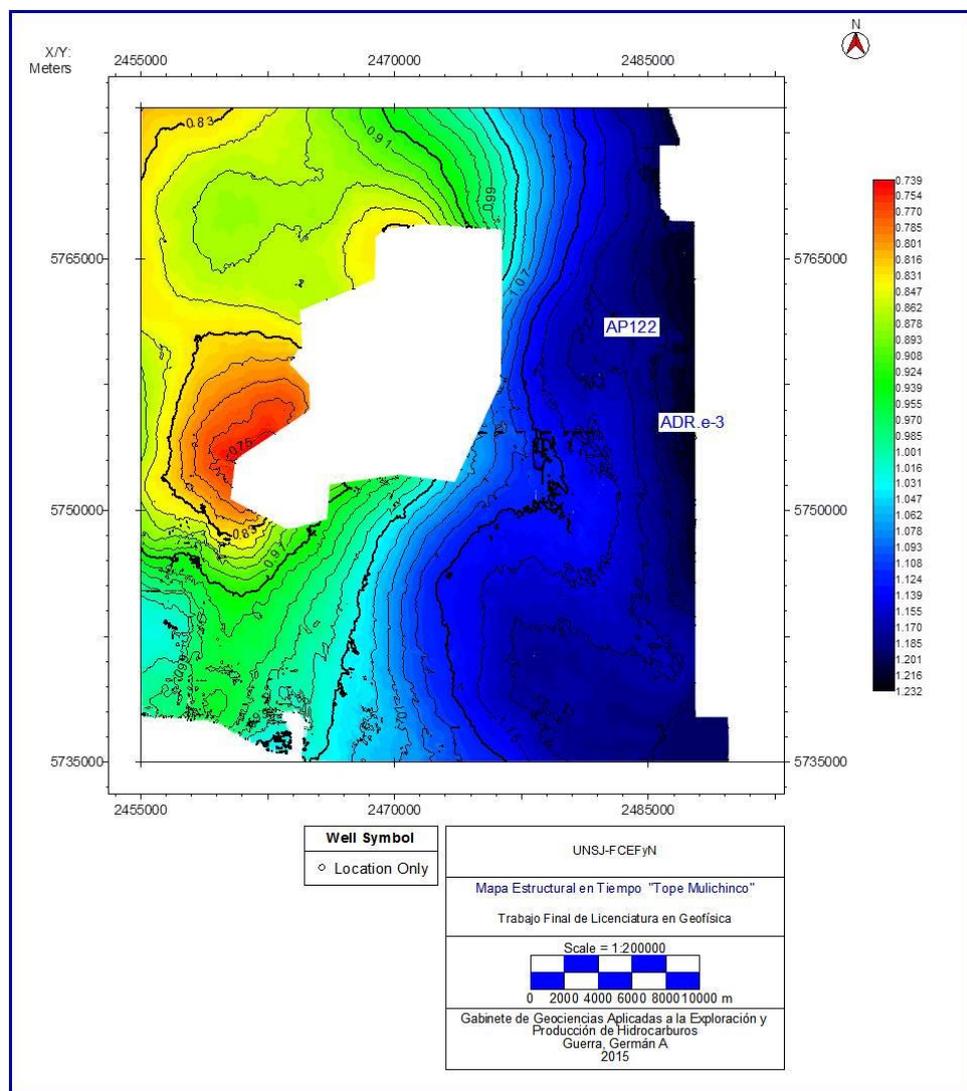


Figura 27: Mapa Estructural en Tiempo del Tope de la Fm. Mulichinco. Las zonas claras representan altos estructurales, mientras que las zonas oscuras representan bajos estructurales. También se puede ver la ubicación de los pozos del trabajo.

La Formación Mulichinco es la roca reservorio del sistema petrolero de Aguada Pichana. Para analizar potenciales variaciones de facies de esta unidad se procedió a la generación de un mapa de amplitud promedio (Figura 28) para una ventana de tiempo de 0.03ms aproximadamente, esta ventana se extiende desde la parte media-superior hasta el tope de la formación.

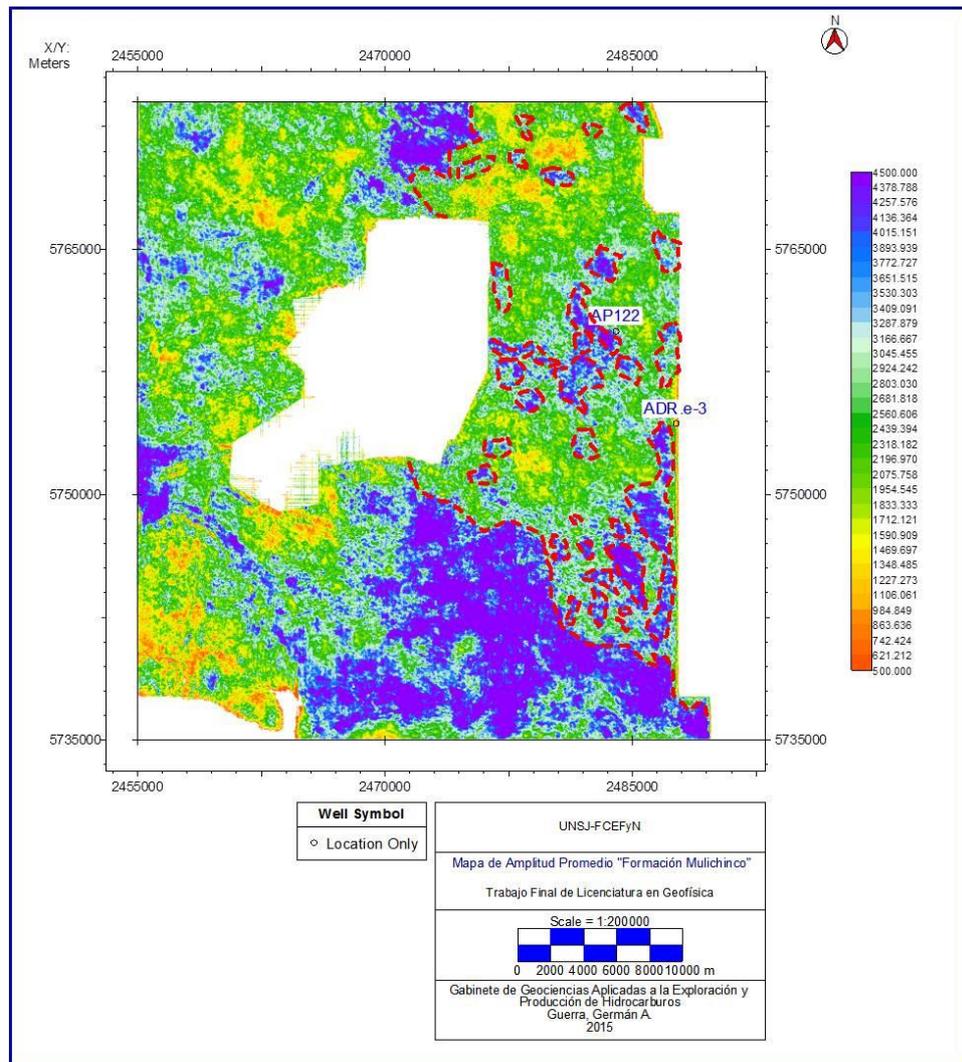


Figura 28: Mapa de amplitud Promedio Fm. Mulichinco.

Como se mencionó en la sección 3.3.2 Grupo Mendoza, la parte superior está caracterizada por depósitos con una mayor intercalación de arcillas entre capas arenosas. En base al mapa obtenido (Figura 28), se puede ver un patrón de bajas amplitudes promedio en el sector SE y NE intercalados con lóbulos de mayor amplitud (encerrados con líneas a trazo de color rojo), lo que se interpreta es que estos valores altos de amplitud promedio podrían corresponder a estos lentes arcillosos, o bien, la calidad de las arenas fue controlada por la evolución diagenética que en la mayoría de los casos causa un empobrecimiento de las

características petrofísicas, aumentando de esta manera la impedancia acústica de estos materiales. Por otro lado los valores bajos de amplitud promedio podrían corresponder a distintas geoformas y/o paleocanales arenosos. Este tipo de distribución de sismofacies corresponde con lo observado por Piovesanel *et al.* (2008), lo cual ha sido verificado por los datos y productividades de los pozos del área.

5.5 Análisis Sismoestratigráfico de la Secuencia VM-QCO

Las formaciones Quintuco y Vaca Muerta, usualmente tomadas en conjunto por pertenecer al mismo ciclo sedimentario (Capítulo 3.3.2 Grupo Mendoza), constituyen un conjunto de sedimentos clástico carbonáticos de origen marino depositadas entre el Tithoniano (Jurásico Superior) y el Valanginiano Temprano a Medio (Cretácico Inferior, Arregui, 2014).

La evolución de esta unidad se inicia con una transgresión marina de amplia distribución, a partir de la inundación continúan una serie de ciclos donde predominan las condiciones regresivas sobre las transgresivas (Mitchum y Uliana, 1985). En el mapa regional de la Figura 29 pueden observarse 8 márgenes o quiebres de plataformas mapeados por Mitchum y Uliana (*Op. cit.*).

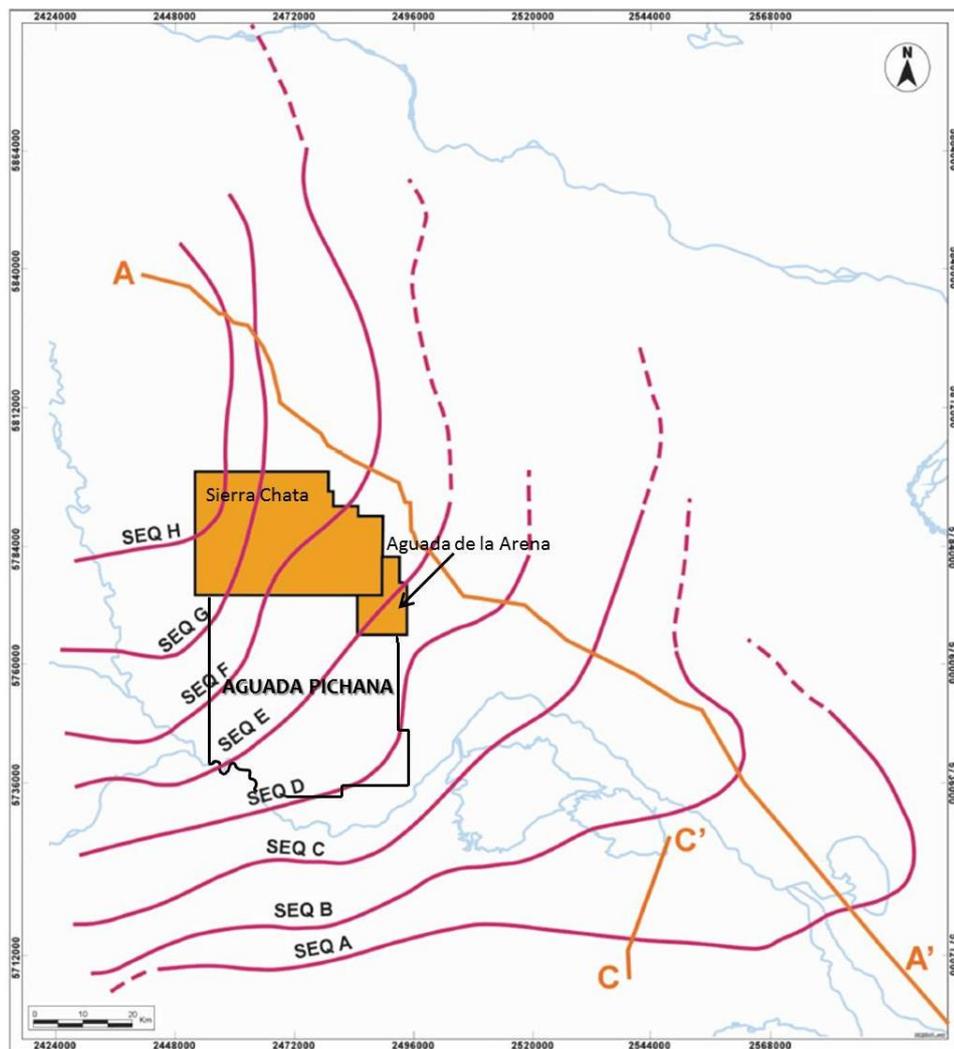


Figura 29: Ejes depositacionales de las secuencias Titoniano-Valanginiano a nivel regional dentro de la Cuenca Neuquina. Se puede apreciar la ubicación del área de Aguada Pichana en una posición intermedia a distal dentro del sistema (Modificado por Arregui, 2014 de Mitchum y Uliana 1985).

Los bordes de plataforma más jóvenes se representan sucesivamente desplazados hacia el NO (Figura 29) y las respectivas zonas de máximo espesor tienden a rellenar el extremo oriental de manera tal que los bordes de plataforma más jóvenes sólo presentan un diseño ligeramente cóncavo en el mapa. Los bordes de plataforma muestran un espaciamiento mayor a lo largo del borde nororiental (Mitchum y Uliana 1985).

Con el fin de realizar un análisis sismoestratigráfico se diferenciaron informalmente 8 sismosecuencias limitadas por 9 horizontes sísmicos que pudieron ser interpretados con cierta precisión en el intervalo en cuestión (Figura 30). No se hizo una jerarquización formal en términos de estratigrafía secuencial ya que no se cuenta con datos de pozos ni edades geológicas en detalle de estas superficies. El análisis de las secciones y mapas resultantes permitió estimar la posición de los respectivos quiebres de plataforma y talud de los reflectores para cada sismosecuencia como así también la evolución de las mismas. La discriminación dentro de cada sismosecuencia de las zonas de plataforma interna, externa, talud y cuenca abierta son útiles a la hora de inferir ambientes depositacionales y litofacies asociadas.

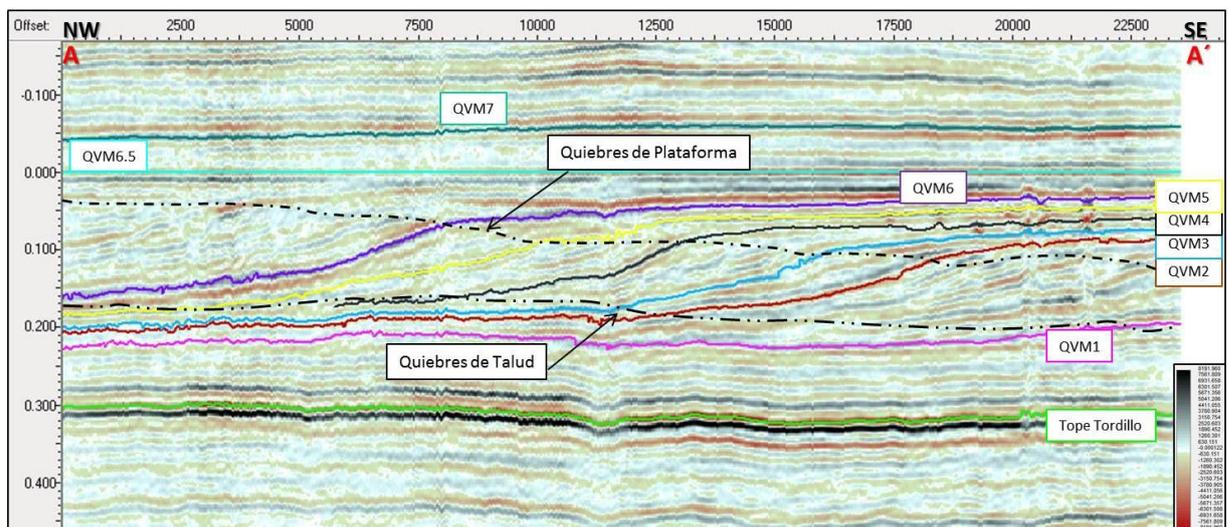


Figura 30: Sección sísmica típica en dirección NO-SE, se puede observar la evolución de los quiebres de plataforma y talud.

Para el análisis sismoestratigráfico se recurrió a la técnica de aplanado (*flattening*) de un horizonte, esto sirve para visualizar paleorelieves al momento de la sedimentación de las secuencias. La selección del horizonte que usaremos como “Datum” es fundamental, preferentemente se eligen superficies lo más “paleohorizontales” posible (es decir de bajo relieve y casi nula inclinación al momento de la sedimentación) y que estén próximas a la

secuencia a analizar. Dependiendo del caso podemos recurrir a “*Datums*” que estén por debajo o por arriba de la secuencia.

El horizonte “QVM 6.5” en el área de estudio se presenta como la superficie más próxima a las secuencias sigmoidales que presenta una disposición “*paleohorizontal*”, por lo cual se utilizó para el análisis general del intervalo estudiado. Luego de ser aplanado se pudo visualizar en la sección sísmica una geometría de “lente sedimentario”, desde los reflectores Q-VM2 a Q-VM6 se puede ver un arreglo “sigmoidal” esto es, reflectores con cambios abruptos de pendiente se conocen también como “*clinoformas*” (Figura 30). Estas secuencias sigmoidales se acumulan en el sentido de la progradación del sistema de plataforma y por ello nos permiten definir la dirección de progradación.

En una sección sísmica típica (Figura 30) orientada perpendicular a la línea de costa, es decir en dirección NW-SE, se identificaron los quiebres de plataforma y talud de los reflectores Q-VM2 a Q-VM6 observando por lo tanto la evolución de los mismos. En la parte superior derecha e inferior izquierda de la imagen se encuentran las secciones más delgadas correspondientes a la plataforma y cuenca abierta respectivamente, mientras que en la parte media se desarrolla la sección que representa el sector donde se combinan aporte sedimentario y espacio de acomodación para producir un depósito más espeso.

Para cada horizonte interpretado se obtuvieron mapas de amplitud sísmica que mostraron notables variaciones de amplitud. Estas variaciones se interpretan principalmente como cambios de facies asociados con el ambiente depositacional. En las figuras 31 y 32 se presentan dos de estos mapas de amplitud para mostrar las variaciones, en las mismas se representa también curvas de contorno con las variaciones de espesor de la secuencia en cuestión. Este mapeo permitió una mejor visualización e interpretación de clinoformas, y la ubicación más precisa de los distintos ámbitos de sedimentación, donde se pudo apreciar como los quiebres de plataformas coinciden con el eje de mayor espesor del “sigmoide”. Esta metodología se utilizó en todas las sismosecuencias analizadas en este trabajo para definir los mencionados quiebres.

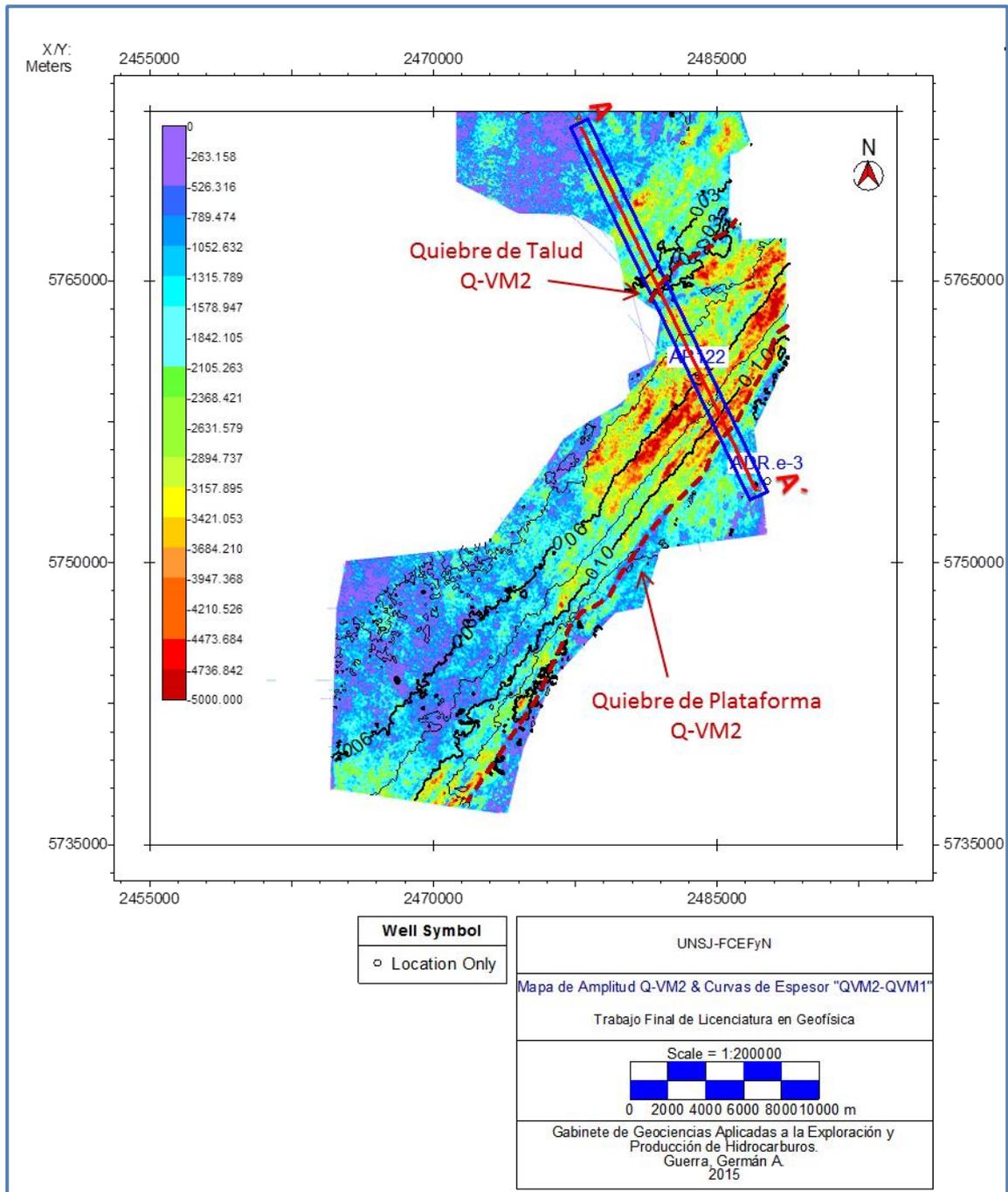


Figura 31: Mapa de amplitud Q-VM2. Se puede ver las curvas de espesor en tiempo entre Q-VM1- Q-VM2. Los contornos marrones representan los quiebres de plataforma y talud. La sección sísmica A-A´ se muestra en la Figura 30.

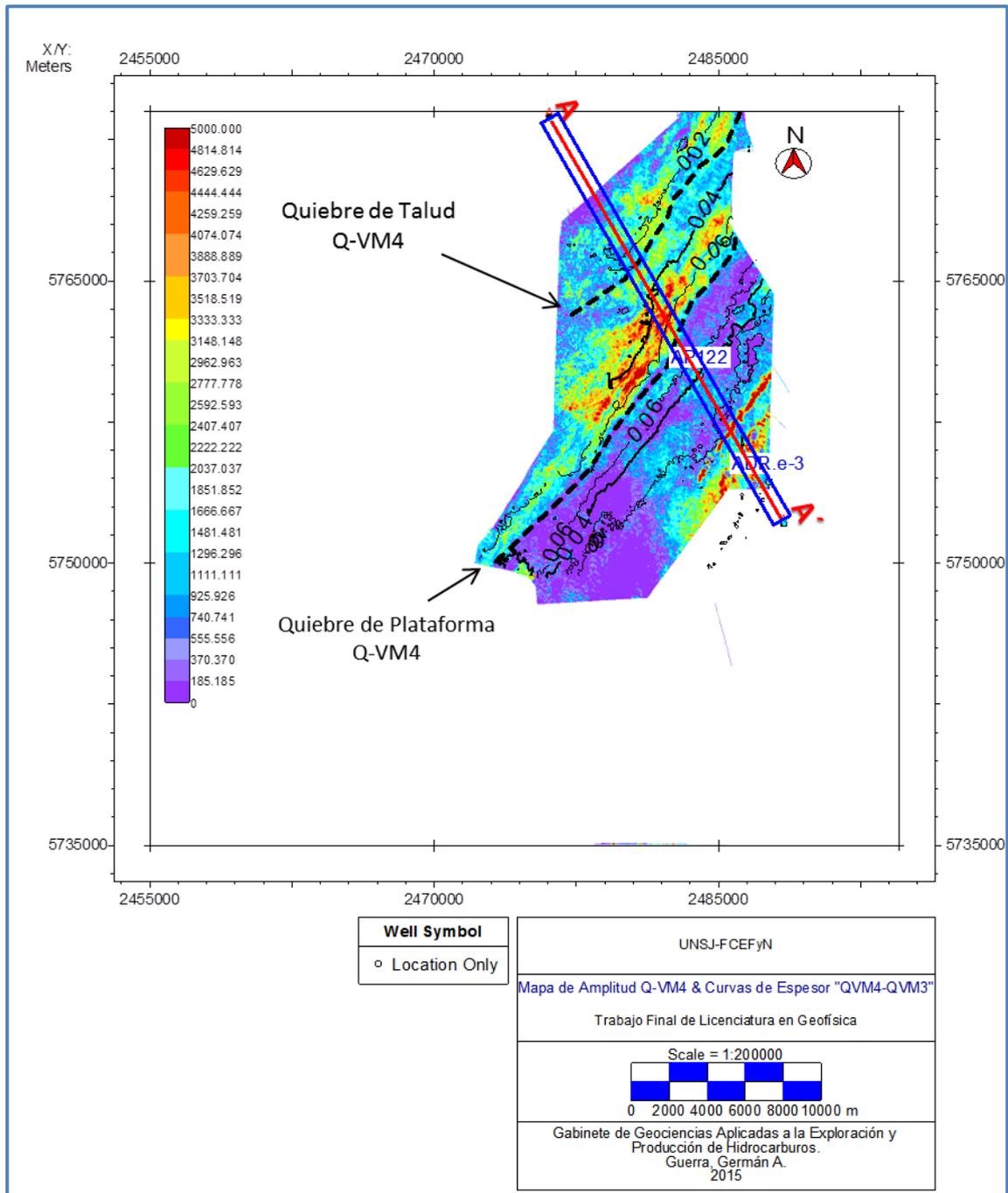


Figura 32: Mapa de amplitud Q-VM4. Se puede ver las curvas de espesor en tiempo entre Q-VM3-QVM4. Los contornos negros representan los quiebres de plataforma y talud. La sección sísmica A-A´ se muestra en la Figura 30.

Al analizar en conjunto la evolución de los quiebres de plataforma y talud interpretados se observa que son subparalelos y están orientados en dirección SO-NE (Figura 33). A su vez se observa que las unidades más antiguas (QVM2) se ubican al SE y las más jóvenes (QVM4) al NO. Esto último indica la dirección de progradación del sistema sedimentario, el cual sería en sentido SE a NO, en coincidencia con lo propuesto por Mitchum y Uliana (1985). De esta manera, la línea de costa se ubicaría al Sur, Sur-Este y Este fuera del área de estudio (Aguada Pichana), posiblemente varias decenas de kilómetros.

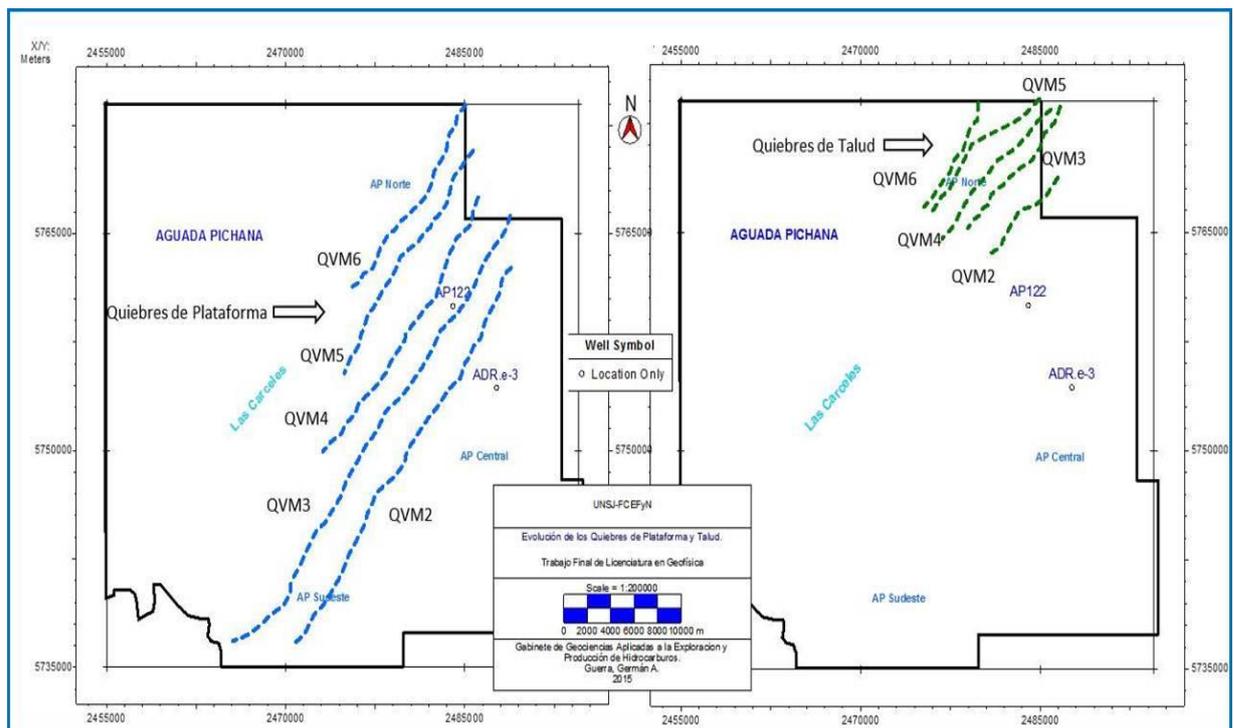


Figura 33: Evolución de los quiebres de plataforma (derecha) y quiebres de talud (Izquierda), alineados en dirección SW-NE.

A un nivel mayor de detalle, se analizaron las relaciones entre los reflectores limitantes e internos de cada una de estas sismosecuencias. Se analizaron las relaciones angulares entre ellos y los tipos de “terminaciones” cuando los reflectores se extienden por espacios limitados. Los tipos de terminaciones se definen por las relaciones geométricas entre el reflector en sí y los reflectores contra las cuales terminan (Catuneanu *et al.*, 2009). La figura 34 muestra una esquematización de la sección sísmica de la Figura 30, a modo de representar tales terminaciones y se esquematiza además la discretización de ambientes depositacionales inferidos a través de la interpretación sismoestratigráfica.

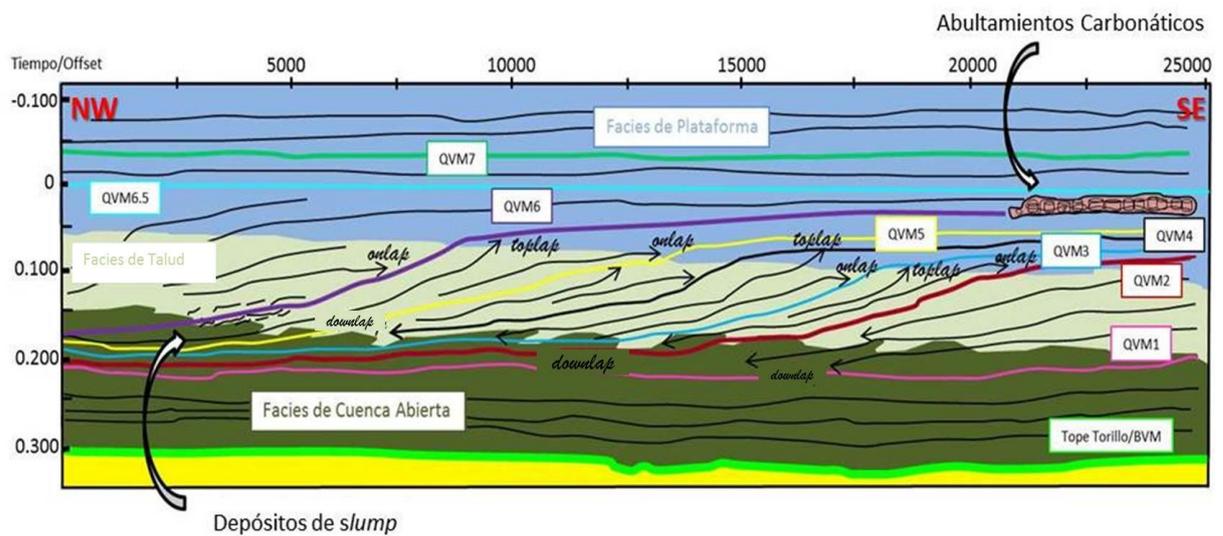


Figura 34: Esquema típico de la configuración de los reflectores y algunas terminaciones. Se puede distinguir la separación de las facies correspondientes a los ambientes de plataforma, talud y cuenca abierta, adicionalmente se pueden apreciar Abultamientos carbonáticos y depósitos de “slump”.

De la interpretación sismoestratigráfica y en coincidencia con lo observado por Mitchum y Uliana (1985) y se resume lo siguiente:

En los depósitos en la parte basal se observan reflectores subparalelos que corresponden a depósitos de centro de cuenca y pie de talud. Los extremos de las clinoformas están dispuestos según un arreglo en *downlap* apilados hacia el NW.

Los depósitos de talud presentan un arreglo “sigmoidal” (QVM2 hasta QVM6) con terminaciones en *downlap* de bajo ángulo y *onlap* sobre las superficies más antiguas además de terminaciones *toplap* en la superficie de los reflectores más jóvenes, estos depósitos muestran una clara geometría de progradación.

Ya hacia el tope del intervalo, los depósitos de plataforma consisten en un paquete de reflectores paralelos y arealmente extendidos (QVM7) indicando una fuerte agradación y una progradación más moderada.

5.6 Geoformas Sísmicas Identificadas

Al analizar el mapa de amplitud correspondiente al horizonte “Q-VM 6” (Figura 35) se visualizaron dos zonas anómalas en el área de estudio: una al Sureste y otra al Norte del cubo sísmico, las cuales se describirán a continuación.

5.6.1 Abultamientos Carbonáticos

En el sector Sureste se observaron una serie de anomalías de alta amplitud, con forma subcirculares a circulares y con diámetros de entre 250 y 550 m. Las anomalías se componen de una mayor amplitud sísmica en el reflector en cuestión y de una deformación en su continuidad lateral, esto último visualizado como un “montículo” (Figura 36). En planta se observan tanto a partir de los mapas estructurales en tiempo, que resaltan los “montículos”, como en los mapas de amplitud, los cuales muestran el abrupto y local aumento de amplitud (Figura 35). Estas estructuras se encuentran alineadas en dirección SW-NE, paralelas a las orientaciones relevadas para los quiebres de plataforma y talud en el área estudiada (Figura 30). Las anomalías descritas se encuentran a unos 11 km al SE del quiebre de plataforma de la secuencia en cuestión Q-VM6 (Figura 35). Se trazó una línea sísmica arbitraria (A-A') para visualizar en detalle las geoformas (Figura 36).

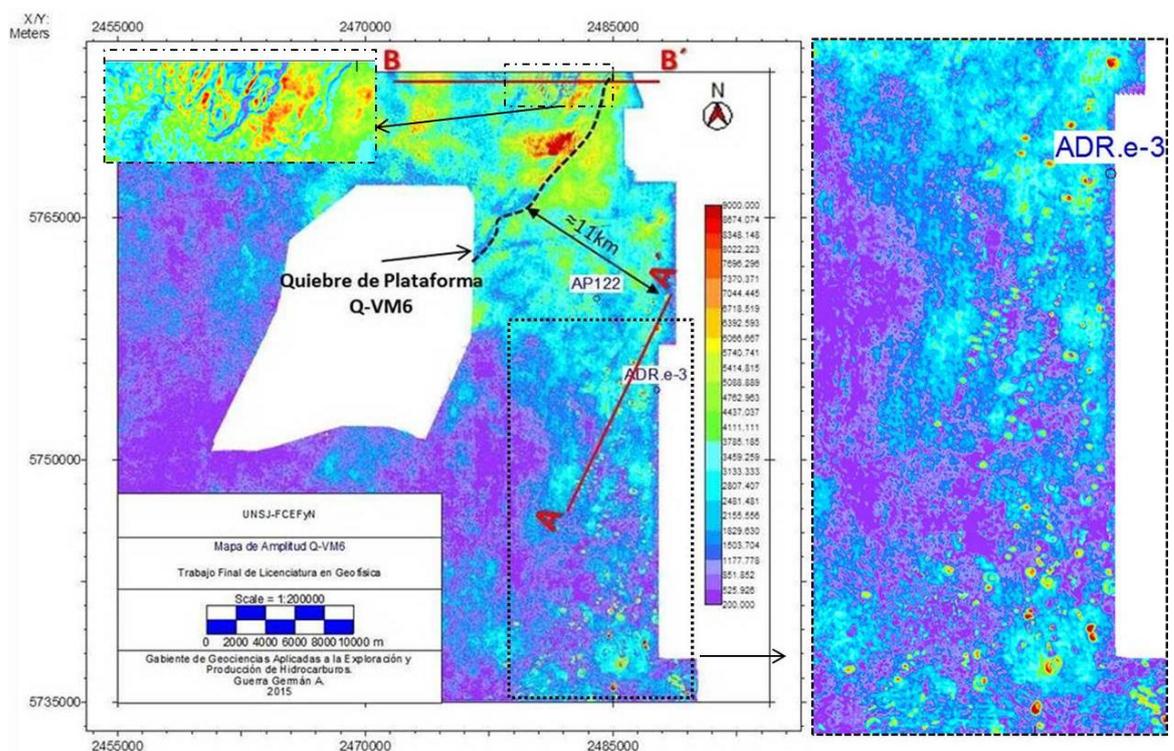


Figura 35: Mapa de Amplitud Q-MV6. En la parte Sudeste se destacan una serie de anomalías subcirculares de alta amplitud alineados en dirección SW-NE. En la parte N se distingue una zona anómala causada por una deformación intensa en el reflector. Estas anomalías han sido ampliadas para una mejor visualización en la parte derecha y superior izquierda respectivamente.

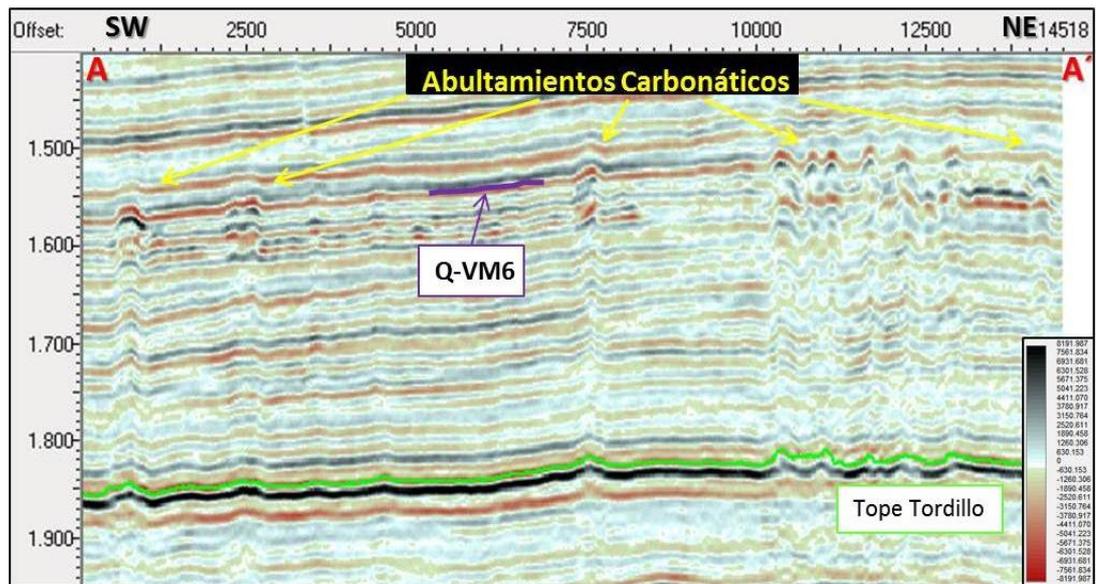


Figura 36: Abultamientos carbonáticos sobre el reflector Q-VM6. Se puede apreciar las duplicaciones en los reflectores subyacentes (*velocity pull-up*).

Pángaro *et al.* (2002) describen geformas sísmicas similares el área de Rincón de Mangrullo adyacente en dirección SW de Aguada Pichana. Por su parte Orchueta y Musmarra (1982) describe también este tipo de anomalías en el área La Calera vecina en dirección E del área de estudio. Los citados autores interpretan a estas estructuras como bio-construcciones carbonáticas a los que llaman “abultamientos carbonáticos”. Por analogía y proximidad geográfica y geológica se deduce que la causa de estas anomalías son también abultamientos carbonáticos. Estas bio-construcciones generalmente están representadas por anomalías de alta amplitud y según los autores antes mencionados, estas estructuras no presentarían interés petrolero. Estos abultamientos carbonáticos presentan altas velocidades, pudiendo tener casi el doble de la velocidad comparados a las facies arcillosas y margosas circundantes. Esto produce anomalías de velocidad características denominadas “tirones de velocidad” (*velocity pull-up*). Puede apreciarse en la Figura 36 que estas anomalías de velocidad afectan considerablemente la estructura de los reflectores subyacentes, generando pequeños altos estructurales ficticios por debajo de los abultamientos.

5.6.2 Deslizamientos Gravitacionales

En el horizonte “Q-VM6” se observa una pérdida de continuidad lateral del reflector a pocos kilómetros al NW del quiebre de plataforma (Figura 37). El horizonte se dispone deformado, discontinuo y con cambios bruscos de amplitud. Los reflectores infrayacentes y suprayacentes no presentan deformación, y la misma no parece estar asociada a una deformación tectónica, ya sea falla o pliegue. Analizando en un corte en tiempo (*time slice*) al nivel de la anomalía (Figura 38) se observa claramente la deformación del horizonte en lo que parecería ser una serie de pequeños pliegues apretados que en ocasiones están limitados por pequeñas fallas en apariencia compresivas (Figura 37).

Estos rasgos son compatibles con los procesos asociados con la acción de fuerzas gravitatorias que cuando se dan condiciones favorables ocasionan la pérdida de estabilidad de grandes masas de sedimentos semi-consolidados o no consolidados, que se desplazan pendiente abajo generando depósitos caóticos, conocidos también como depósitos de “*slump*”. En el área Sierra Chata y Aguada de la Arena, las cuales son continuas hacia el norte de Aguada Pichana, Arregui (2014) describe geoformas sísmicas análogas y en un nivel sismoestratigráfico correlacionable al Q-VM6. Por ello se interpreta que forman parte del mismo proceso a una escala que trasciende los límites de los bloques y cubos sísmicos, de decenas de kilómetros. El citado autor menciona que el desequilibrio en este caso pudo haberse producido por diversas razones entre las que menciona la acción de movimientos telúricos, el exceso de aporte sedimentario sobre el talud y favorecidos por la existencia de una pendiente con gradiente elevado, deslinde mecánico entre litologías contrastantes y la posible presencia de sobrepresiones (Rowan *et al.*, 2004; Webb y Cooper 1988; Mourgues *et al.*, 2009; en Arregui, 2014). Otros autores como Gangui y Graussem (2014), proponen que el disparador de estos deslizamientos podría estar asociado a eventos sísmicos originados por reactivaciones de fallas de basamento.

Estas estructuras podrían ser de interés para el desarrollo de yacimientos “No convencionales”, debido a que se generalmente en el dominio de estas hay un aumento en las propiedades petrofísicas por fracturación y/o procesos diagénéticos posteriores.

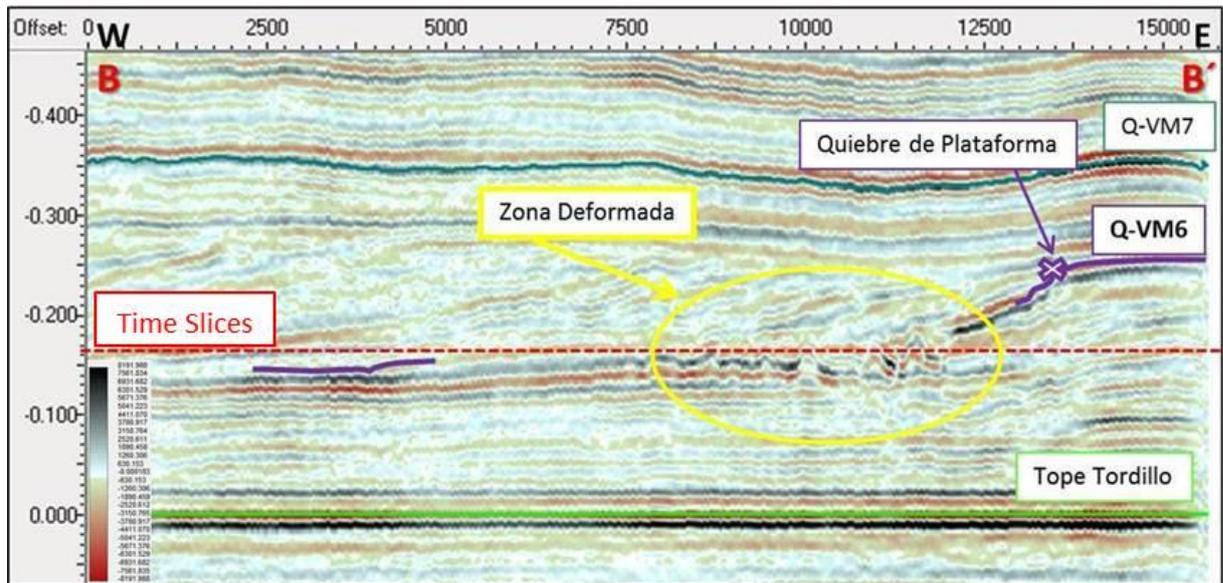


Figura 37: Sección Sísmica W-E en la zona norte del área de estudio (Figura 41), se puede ver reflectores deformados y discontinuos en la parte de distal del talud (Elipse amarilla). La línea a trazos color roja representa el Time Slices en la zona anómala.

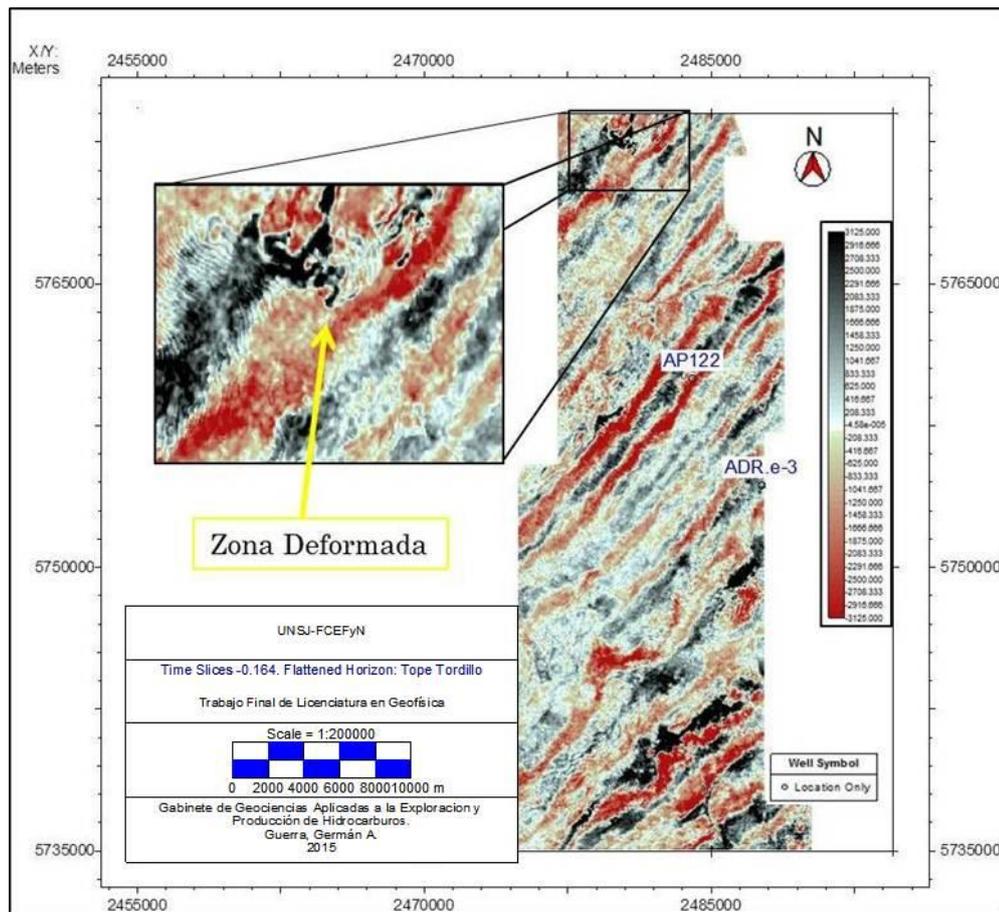


Figura 38: Time Slices para un tiempo de -0.164. El valor negativo es producto del nuevo sistema de referencia al aplanar un horizonte Tope Tordillo.

5.6.3 Sistema de Dunas en el techo de la Fm. Tordillo

El mapa de espesor de Fm. Tordillo (Figura 39) muestra unas alineaciones con rumbo SO-NE en el sector suroriental del área de estudio. Se interpreta que estos lineamientos podrían atribuirse a un sistema de mega dunas eólicas. Según Cevallos (2005), la transgresión que depositó la Fm. Vaca Muerta habría sido “instantánea” en tiempo geológico, lo que ocasionó un retrabajo mínimo y la preservación en parte del sistema eólico previo a la inundación marina.

Sobre este mapa se midió la distancia entre las crestas (representadas por los lineamientos de color celeste blanquesino, Figura 39) de estas formas de lecho en el bloque Aguada Pichana, arrojando valores de separación de entre 1.4 y 1.8 Kilómetros.

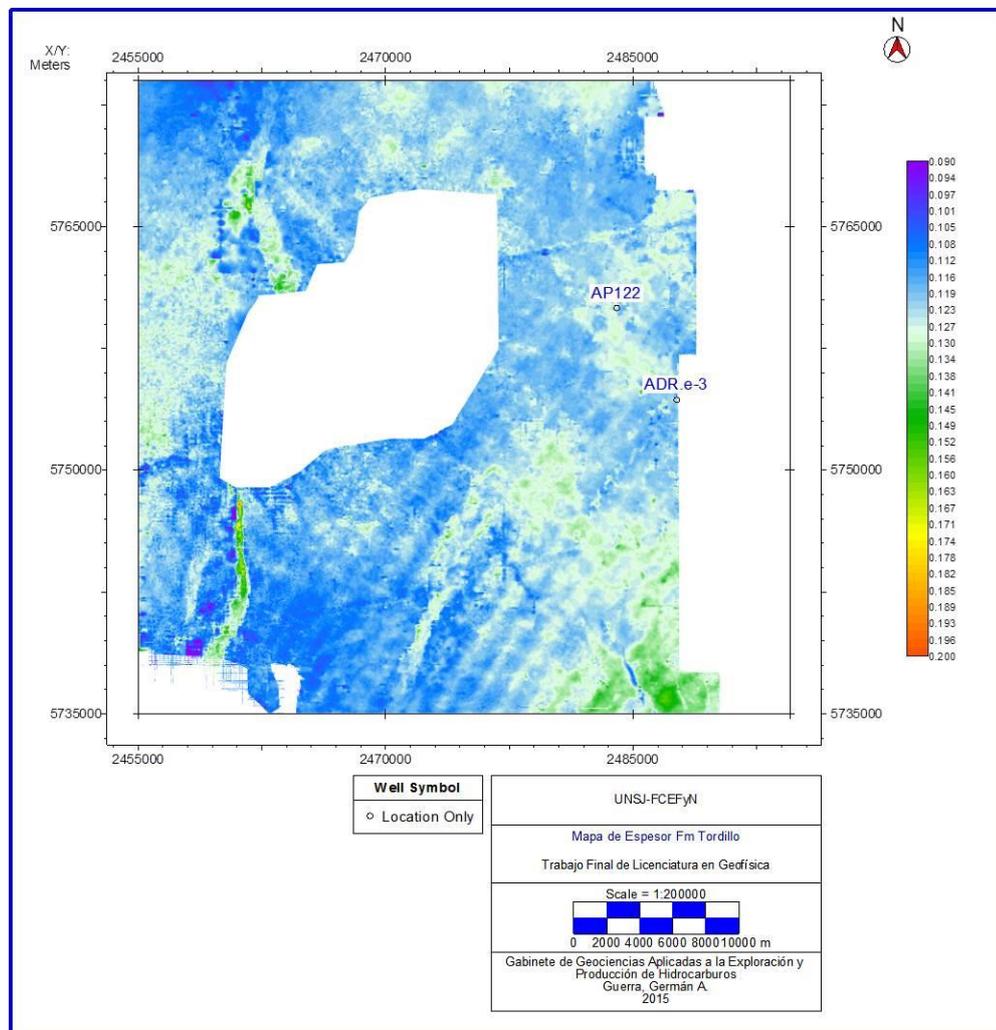


Figura 39: Mapa de Espesor de la Formación Tordillo. Se puede observar lineamientos en dirección SO-NE que podrían atribuirse a un depósito de megadunas.

6. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha presentado la metodología utilizada y los resultados de la interpretación sísmica estructural y estratigráfica en el bloque Aguada Pichana. Esto se realizó en base a un cubo sísmico 3D de 1360 km² y datos de 2 pozos. Los objetivos propuestos se cumplieron satisfactoriamente adquiriendo conocimientos avanzados en el manejo e interpretación de datos de subsuelo mediante la utilización de softwares utilizados en la industria petrolera.

En base a esto se concluye lo siguiente.

- A partir del análisis sísmico de niveles equivalentes a las formaciones Lotena, Tordillo y Mulichinco, se describieron las estructuras principales de subsuelo en el área de estudio, la cual está controlada principalmente por el desarrollo en el Terciario de la estructura compresiva regional denominada Dorso de los Chihuidos. Se identificó para la parte Este una estructura general de flanco buzante al Este, el cual representa la transición entre el Dorso de los Chihuidos y el Bajo de Añelo (eje axial de la Cuenca Neuquina). La región se encuentra a su vez afectada por una serie de estructuras de Transcurrencia de rumbo NE y una serie de depresiones y altos relacionados con estas deformaciones. Estas estructuras en general no deforman a la Fm. Mulichinco ni a las unidades suprayacentes, por lo cual este tectonismo se asociaría temporalmente a la Discordancia Intra-Valanginiana.
- Se identificó un set de fallas profundas y someras separadas desde un nivel medio (Fm. Auquilco), dentro del fallamiento profundo se destacan fallas normales en “*echelon*” con rumbo NNW-SSE. El fallamiento somero está caracterizado por una serie de fallas inversas, de rumbo preferentemente N-S, una característica particular son cambios en la dirección de la vergencia que se evidencian a lo largo del rumbo desarrollando geometrías de “*pop-ups*”. Verificando los propuesto por Brinkwoth *et al.* (2011)

- Se mapeó el espesor de la Fm. Tordillo, donde se visualizó una serie de anomalías alineadas en dirección SW-NE en la parte SE del área de estudio, las cuales estarían asociadas a un sistema de mega dunas eólicas con una distancia promedio de 1.6 km. entre las crestas de estas estructuras.
- Se interpretaron una serie de sismosecuencias dentro de la secuencia Quintuco-Vaca Muerta que al ser analizadas en conjunto permitieron definir orientaciones SW-NE para los quiebres de plataforma y talud (y por ende para la línea de costa asociada) y sentidos de progradación general hacia el NW. Esto coincide con lo propuesto por Mitchum y Uliana (1985) a un nivel más regional para la Cuenca Neuquina. Esto resulta clave a la hora de inferir ambientes depositacionales y potenciales facies sedimentarias, los cuales son herramientas fundamentales de la prospección sísmica de subsuelo.
- Se identificaron anomalías sísmicas dentro de la sección superior de la secuencia Quintuco-Vaca Muerta. Estas se presentan como estructuras subcirculares con un diámetro promedio de 400 m y alineadas en dirección SW-NE sub-paralelas al quiebre de plataforma, a una distancia de hasta 11 km del mismo al SE. La presencia de estas anomalías permiten inferir fuertes cambios litológicos dentro de la Fm. Quintuco. Estos niveles son altamente productivos en el Yacimiento Loma de la Lata, unos 30 km al SE del área de estudio. Si bien el potencial petrolero de estas geoformas no ha sido probado aún, con seguridad, su caracterización sísmica pueden aportar claves para el entendimiento de esta importante sección de reservorios dentro de la Cuenca Neuquina.
- Se determinó la presencia de deslizamientos gravitacionales dentro de la Fm. Quintuco en el Norte del área de estudio. La interpretación sísmica de detalle, abordada en secciones verticales y cortes en tiempo, permitió identificar deformaciones intensas asociadas a un nivel estratigráfico y no relacionadas con una estructura en particular. Por esto fueron interpretados como procesos de remoción en masa que afectaron a una sección de sedimentos aún no consolidados (*slump*). La identificación de estructuras de este tipo tendrán gran impacto a la hora de analizar posibles desarrollos de reservorios “No Convencionales”.

- Actualmente la región es una importante productora de gas, aportando cerca del 10% del gas que se produce en el país. El desarrollo histórico de hidrocarburos ha estado enfocado a reservorios convencionales y cerrados (*tight*) de la Fm. Mulichinco. En la actualidad, la empresa Total Austral está llevando a cabo perforaciones para probar la factibilidad de desarrollo de reservorios No Convencionales tipo “*Shale Gas*”, los cuales se pueden proyectar como la gran fuente energética del país. La posibilidad de trabajar con datos de subsuelo tan valiosos y de realizar un abordaje similar al que se requiere en la industria petrolera para estudiar estos recursos, ha permitido adquirir al autor de la presente tesis una especialización fundamental para una futura carrera en esta rama de la geofísica.

7. BIBLIOGRAFÍA

- Arregui, C., Carbone, O. y Sattler, F., 2011. “El Grupo Lotena (Jurásico Medio-Tardío) en la Cuenca Neuquina”. Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino: Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén, p.: 91-98. Neuquén.
- Arregui C. 2014. “Ciclos deposicionales de las Fms. Quintuco y Vaca Muerta: Génesis y evolución. Área Central. Cuenca Neuquina”. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: p.:189-207. Mendoza.
- Aguirre Urreta, B. y Cristallini, E.O. 2009. “La Cuenca Neuquina: Una Perspectiva Integrada. Revista de la Asociación Geológica Argentina”. V 65 (2). p.: 239-240.
- Bolognani, M., Dolso, A., Uberti, L., Baletka, L. 2011. “Operaciones de logging a cable, especialmente con herramientas de resonancia magnética, en pozos altamente desviados en el bloque de Aguada Pichana, Neuquén. Planeamiento, construcción y evaluación”. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: p.: 149-162. Mar del Plata.
- Brinkworth, W., Pose, F., Gangui, A. 2011. “Rasgos estructurales del subsuelo en el área Aguada Pichana, Provincia de Neuquén, Argentina”. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: p.: 619-628. Mar del Plata.
- Catuneanu O. 2006. “Principles of Sequence Stratigraphy”. Ed. Elsevier. Amsterdam.
- Cevallos, M. 2005. Análisis estratigráfico de alta frecuencia del límite kimmeridgiano-Tithoniano en el subsuelo de la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina. Petrotecnia, Diciembre 2005, p.:34-55.
- Cevallos, M., Giusiano, A., Franchini, M., Rainoldi, A., Martínez, R., Carbone O., Alaimo, A. 2014. “Evidencia de Migración Terciaria de Hidrocarburos, en el Dorso de los Chihuidos, Cuenca Neuquina, Argentina”. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: p.: 133-153. Mendoza.

- Charrier, R., L. Pinto, M.P. Rodríguez, 2007. "Tectonostratigraphic evolution of the Andean Orogen in Chile, en The Geology of Chile" (Moreno,T; Gibbons, W.; editors). The Geological Society of London: p.: 21-114. London.
- Chebli, G., H. Mendiberri, A. Giusiano, G. Ibáñez y J. Alonso, 2011, El shale gas en la Provincia del Neuquén, VIII Congreso de exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p.: 669-692, Mar del Plata, Argentina.
- Cobbold, P. & Rossello, E.2003. "Aptian to recent compressional deformatin of Neuquén Basin, Argetina". Marine and Petroleum 20 (5): p.: 429-443.
- Cristallini, E.O., J. M. Martínez, E. Sánchez, S. Periale Gómez y A. Loncarich, 2005. "Evaluación estructural del bloque Bandurria (Provincia del Neuquén, Argentina)" YPF, (unpublished), p.: 1-73.
- Cristallini, E. Tomezzoli, R., Pando, G. Gazzera, C.,Martinez, J., Quiroga, J., Buhler, M. Bechis, F.,Barredo, S. y O. Zambrano, 2009. "Controles Precuyanos en la estructura de la Cuenca Neuquina". Revista de la Asociación Geológica Argentina 65 (2): p.: 248-264.
- Cruz, C.E., Robles, F., Sylwan, C.A y Villar, H.J., 1999. "Los sistemas petroleros jurásicos de la Dorsal de Huincul. Cuenca Neuquina. Argentina". IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Tomo I: p.: 175-195. Buenos Aires, Argentina.
- Cruz, C.E., A., Boll, R.G., Omil, E.A., Martínez, C.,Arregui, C., Gulisano, G. A., Laffitte, y H.J.,Villar, 2002, "Hábitat de Hidrocarburos y Sistemas de Carga Los Molles y Vaca Muerta en el Sector Central de la Cuenca Neuquina, Argentina". V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Buenos Aires.
- Gangui, A. y Graussem, M. 2014. "Estilos estructurales y tectonismo del intervalo Tithoniano-Valanginiano en el Engolfamiento Neuquino: implicancias sobre la propagación de la estimulación hidráulica de la Fm. Vaca Muerta". IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. p.: 341-364. Mendoza, Argentina.

- González, R., F. Achilli y A. Chiappero, 2005. “Entrampamiento en rocas ígneas en el centro de la Cuenca Neuquina”, Simposio Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina.
- Gulisano, C.A., 1981, “El ciclo Cuyano en el norte de Neuquén y sur de Mendoza”. VIII° Congreso Geológico Argentino, Actas 3: p.: 579-592, Buenos Aires.
- Gulisano, C. y Gutiérrez Pleimling, A., 1994. “Field trip guidebook, Neuquina Basin, Neuquén Province”. IV International Congress on Jurassic Stratigraphy and Geology, p.:67-90.
- Godino, G., Torre E. y Astesiano, D. 2008. “Relación entre facies depositacionales, tipos de roca y producción en la Formación Mulichinco, Yacimiento de Aguada Pichana, Cuenca Neuquina, VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Trabajos Técnicos, p.: 45-58, Mar del Plata, Argentina.
- Jaillard, E., Solor, P., Carlier, C. y Mourier, T. 1990. “Geodynamic evolution of the northern and central Andes during the middle Mesozoic times; a Tethyan model”. Journal of the Geological Society 147: p.: 1009-1022. London.
- Kearey, P., Brooks, M., Hill, I. 2002. “An Introduction to Geophysical Exploration”. 3rd Ed. Blackwell Science. Chapter 4, p.: 48-50
- Lazzari, V., Hrybl, D., Manceda, R. y Forster, M. 2014. “Predicción de fracturas naturales en la Formación Vaca Muerta”. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. p.: 547-564. Mendoza, Argentina.
- Leanza, H., Marchese, H., Riggi, J. 1978. “Estratigrafía del Grupo Mendoza con especial referencia a la Formación Vaca Muerta entre los paralelos 35° y 40° latitud sur, Cuenca Neuquina – Mendocina”. Revista de la Asociación Geológica Argentina 32(3): p.: 190-208. Buenos Aires.

- Leanza, H. y Hugo, C., 2001. Hoja Geológica 3969-I; Zapala. Programa Nacional de Cartas Geológicas de la República Argentina, Provincia de Neuquén. Boletín N° 275 Buenos Aires – 2001.
- Leanza, H., Sattler, F., Martinez, R. y Carbone O., 2011. “La Formación Vaca Muerta y equivalentes (Jurásico Tardío-Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina”. Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino: Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén, p.: 113-129. Neuquén.
- Lagarreta, L. & Guilisano, C.A. 1989. “Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico Superior–Terciario Inferior)”. En: Chebli, G & Spalleti, L. (Eds.): Cuencas Sedimentarias Argentinas. X Congreso Geológico Argentino. Serie Correlación Geológica 6: p.: 221-243. San Miguel de Tucumán.
- Legarreta, L., Laffitte, G.A. y Minniti, S.A. 1999. “Cuenca Neuquina: Múltiples posibilidades en las series jurásico-cretácicas del depocentro periandino”, IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Tomo I, p.: 145-175, Buenos Aires.
- Legarreta, L., Villar, H., Cruz, C., Laffitte, G. y Varadé, 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.” Simposio de Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Buenos Aires, p.: 79-108, IAPG.
- Maretto, H., Carbone, O., Gazzera, C., Schiuma, M. 2002. “Los reservorios de la Formación Tordillo”. En: Schiuma, M., Hinterwimmer, G. & Vergani, G. (Eds.): Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas Argentina. 5° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: p.: 335-358. Mar del Plata
- Maretto, H. y F. Pángaro, 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”, VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, Mar del Plata, Argentina.

- Maretto, H. 2005. "Trampas asociadas a las Formaciones Quintuco y Lotena, yacimiento Loma La Lata, Cuenca Neuquina". Las trampas de hidrocarburos en las cuenas productivas argentinas, p.: 289-297. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata, Buenos Aires, Argentina.
- Mendiberri, H., Carbone, O., 2002. "Cuenca Neuquina: Marco geológico y reseña histórica de la actividad petrolera". V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina.
- Messenger, G., B. Nievère, J. Martinod, P. Lacan y J.P. Xavier, 2010. "Geomorphic evidence for Plio-Quaternary compression in the Andean foothills of the southern Neuquén Basin, Argentina", *Tectonics*, v. 29, TC4003, doi:10.1029/2009TC002609.
- Mitchum, R.M. y Uliana, M.A. 1985. "Seismic stratigraphy of carbonate depositional sequences. Upper Jurassic / Lower Cretaceous. Neuquén Basin, Argentina", en: Berg B.R. & Woolverton, D.G. (eds.): *Seismic stratigraphy II. An integrated approach to hydrocarbon analysis*. AAPG Mem. 39, p.: 255-274. Tulsa.
- Mosquera, A., y V. A. Ramos, 2006. "Intraplate deformation in the Neuquén Embayment", en S. M. Kay y V. A. Ramos (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, p.: 97-123.
- Olmos, M., Maretto, H., Lasalle, D., Carbone, O. y Naidés, C. 2002. "Los Reservorios de la Formación Quintuco". V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: p.: 365-382. Mar del Plata.
- Orchuela, I. y Musumarra, J. 1982. "Los abultamientos carbonáticos en la Formación Quintuco en el yacimiento La Calera: análisis sismoestratigráfico". Repsol – YPF, informe inédito.

- Pangaro, F., Maretto, H. y Pianelli, L. 2002. "Abultamientos carbonáticos de plataforma en la Formación Quintuco en el área de Rincón del Mangrullo, Cuenca Neuquina, Argentina ¿Un nuevo objetivo exploratorio?". V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, p.: 229-274, Mar del Plata, Argentina.
- Piovesanel, E., Godino, G., Coulon, D. y Sainz-Trápaga, M. 2008. "Use of Acoustic Impedance in the Exploration and development of a gas field: Aguada Pichana Norte case study". V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: p.: 76-87. Buenos Aires, Argentina.
- Ramos, V. & Barbieri, M. 1989. El volcanismo Cenozoico de Huantraico: edad y relaciones isotópicas iniciales, Provincia de Neuquén. Revista de la Asociación Geológica Argentina. 43(2): p.: 210-223. Buenos Aires.
- Ramos, V.A., Mosquera, A, Folguera, F y García E., 2011. "Evolución Tectónica de los Andes". En: Leanza, H.A., *et al.*: Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino. Neuquén, Argentina.
- Robles, D., 1972. "El desarrollo de la Formación Loma Montosa en el sector oriental de la Cuenca Neuquina". Inédito, Buenos Aires.
- Scaribarozzi, N., Borginia, M., Estrada, S. 2014. "Distribución Anómala de fluidos en la formación Mulichinco y su relación con el Dorso de los Chihuidos, bloque de Aguada Pichana- Cuenca Neuquina". IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: p.: 459-479. Mendoza.
- Schwarz, E., Spalletti, L. y Veiga, G. 2011. "La Formación Mulichinco (Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina". Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino: Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén, p.: 131-144. Neuquén, Argentina.
- Sheriff, R. 2002. "Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics". 4th Ed. Society of Exploration Geophysicists. Geophysical References Series, Number 13.

- Spalletti, L., Arregui, C. y Veiga, G., 2011. “La Formación Tordillo y equivalentes (Jurásico Tardío) en la Cuenca Neuquina”. Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino: Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén, p.: 99-111. Argentina.
- Sylwan, C. 2014. “Source rock properties of Vaca Muerta Formation, neuquina basin, Argentina”. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, p.: 365-386. Mendoza.
- Tejada, S. 2009. “Introducción a la Interpretación Sísmica” Apuntes de cátedra. UNSJ.
- Veiga, G., Spalletti, A., Schwarz, E. 2011. “El miembro Avilé de la Formación Agrio (Cretácico Temprano)”. Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino: Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén.p.: 161-174. Neuquén, Argentina.
- Vergani, G., Tankard, A., Belotti, H., Welsink, H. 1995. “Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén basin, Argentina”. En Tankard, A., Suárez, R., Welsink, H., Petroleum basins of South America: AAPG Memoir 62, p.: 383 – 402.
- Vergani, G., Jáuregui, L., Cortiñas, J., Rodríguez H., Meissinger, V. y Cinquemani D. 2001. “Sistema petrolero Jurásico Superior- Cretácico en el área central y de plataforma neuquinam Argentina. Repsol YPF, ETM.A. Nuevas áreas y otras cuencas, informe inédito, Buenos Aires.
- Vergani, G., Mendiberri, H. y Carbone, O. 2011. “Sistemas Petroleros y Tipos de Entrampamiento en la Cuenca Neuquina”. Relatorio del 18º Congreso Geológico Argentino: Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén, p.: 645-656. Neuquén, Argentina.
- Vottero, A. y Gonzalez, J., 2002. “Los reservorios de la Formación Mulichinco”. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: Simposio “Rocas Reservorio de las cuencas productivas argentinas”, p.: 383-400, 2002. Mar del Plata.

Yilmaz, O. 2001. "Seismic data analysis: Processing, inversion and interpretation of seismic data". Society of Exploration Geophysicists. Investigations in Geophysics, Number 10.

Zamora Valcarce, G., Zapata, T., Ramos, A., Rodríguez, F. y Bernardo, L., 2009. "Evolución tectónica del frente andino en Neuquén". Revista de la Asociación Geológica Argentina 65 (1): 192-203 (2009)

Zonenshayn, L.P., Savostin, L.A. y Sedov, A.P. 1984. "Global paleogeodynamic reconstructions for the last 160 Million Years". Geotectonics 18(3):48-59.