



UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL
COMAHUE

LICENCIATURA EN CIENCIAS GEOLÓGICAS
TRABAJO FINAL

Caracterización y análisis tecto-sedimentario de las formaciones
Quintuco y Vaca Muerta en el área Parva Negra Oeste de la
Cuenca Neuquina a partir de datos sísmicos e información de
yacimientos lindantes o análogos

Alumno: Ing. Bodini, Santiago

Director: Lic. Arregui, Carlos

Co-directora: Geof. Bustos, Gabriela

Contenido

Resumen.....	3
Abstract	3
Agradecimientos	4
Introducción	5
Objetivos del trabajo.....	6
Marco Teórico	7
Sísmica de reflexión	7
Resolución sísmica	8
Atributos sísmicos	8
RMS (<i>root mean square</i>)	9
Chaos	9
Estratigrafía secuencial	10
Definiciones principales	10
Terminaciones estratales	12
Modelos de secuencias	13
Segmentos de una clinofoma	13
Importancia y estimación de los esfuerzos principales.....	14
Mecanismos de generación de sobrepresión	15
Marco Geológico	18
Cuenca Neuquina – Síntesis estratigráfica y tectónica	18
Formación Vaca Muerta como reservorio no convencional.....	21
Descripción general del área PNO.....	23
Geología estructural.....	23
Estratigrafía local.....	27
Información sísmica y de pozo disponible en el área	28
Inconvenientes en la perforación de pozos vecinos	31
Metodología.....	33
Desarrollo	34
Correlación sísmica pozo.....	34
Resolución vertical	37
Interpretación de horizontes sísmicos	38
Generación de superficies.....	39
Interpretación estructural.....	41

Mapeo e interpretación de fallas	41
Historia de deformación.....	43
Alzamiento estructural: ¿Generación de sobrepresión adicional?	49
Situación de esfuerzos actual	51
Zonas de tranquilidad estructural	53
Interpretación estratigráfica del intervalo Quintuco-Vaca Muerta	56
Caracterización de los intervalos estratigráficos definidos por los horizontes.....	60
Integración de facies sísmicas Base Vaca Muerta - Tope Fm Quintuco	67
Recomendaciones y próximos pasos	68
Discusión: Sobrepresión, tranquilidad estructural, problemas operativos y productividad	68
Conclusiones	70
Referencias.....	71

Resumen

En el siguiente trabajo se realizó la caracterización tecto-sedimentaria del sistema Quintuco-Vaca Muerta de un área en etapa exploratoria en reservorios no convencionales en la Cuenca Neuquina. El yacimiento Parva Negra Oeste (PNO), de pequeña extensión (143 km²), se encuentra ubicado sobre el flanco este del Dorso de los Chihuidos. El mismo cuenta con sísmica 3D en la mitad sudoriental del bloque y un pozo perforado que no atraviesa la zona de interés.

Se realizó un análisis estructural, partiendo de lo regional, con el estudio de la evolución del Dorso de los Chihuidos y la predicción de esfuerzos principales actuales. Luego se efectuó un mapeo y descripción de las principales fallas en la zona de interés y se determinaron zonas de mayor tranquilidad estructural mediante atributos sísmicos. Esto último cobra gran relevancia al momento de realizar la perforación y completación de pozos horizontales.

Por otra parte, se realizó una interpretación sísmo-estratigráfica del sistema Quintuco-Vaca Muerta. En primer lugar, se delinearón unidades en analogía con la Transecta Regional de la Fm. Vaca Muerta (Desjardins *et al.*, 2014) utilizando líneas 2D que atraviesan el yacimiento. Luego, para un mayor detalle se utilizó la sísmica 3D para realizar un modelo de secuencias transgresiva-regresiva, similar al de Embry y Johannesen (1992). Por último, se estimaron zonas de mayor contenido orgánico total (COT) dentro de las transgresiones haciendo uso de atributos sísmicos, como el *Root Mean Square (RMS)* de la amplitud.

Abstract

This work presents a structural and stratigraphic characterization of the Quintuco-Vaca Muerta system in an unconventional exploratory field in the Neuquén Basin, Argentina. The Parva Negra Oeste field has a small extension of 143 km², and it is located in the east flank of the Chihuidos high. A 3D seismic volume is available for the north eastern half of the block. There is only one well drilled, which was abandoned before reaching the Vaca Muerta formation.

A first structural description was made based on the deformation history of the Chihuidos High and the prediction of the actual principal stresses' axis orientation. The major faults, and the ones affecting the zone of interest were described. With the help of discontinuity attributes, zones of low structural activity were predicted, in order to achieve higher success chances in the drilling and completion of horizontal wells.

In addition, a stratigraphic interpretation of the Quintuco-Vaca Muerta System was made. First, a regional analysis was performed using analog fields (Desjardins *et al.*, 2014) and 2D seismic lines. Then, considering the 3D seismic covered area, a detailed transgressive-regressive sequence model was built, based on Embry-Johannesen (1992) model. Zones of high *Total Organic Content (TOC)* were estimated for the transgressive intervals with the help of seismic attributes, such as the amplitude *RMS*.

Agradecimientos

A mis directores Carlos y Gabriela que me acompañaron en este proceso, siempre dispuestos a debatir ideas y orientarme.

A los profesores y no docentes de la Universidad Nacional del Comahue, que hacen posible esta carrera.

A mis compañeros de Capex, en especial a Pablo que me acompañó en este desafío como jefe, y Nico que me cubrió en las operaciones todos estos años.

A mi familia, que siempre me apoyó a seguir hasta el final.

A Vero, mi compañera de vida, con quien emprendimos este desafío, destinando gran parte del tiempo libre y los fines de semana, y obtuvimos mucho más a cambio.

Introducción

La Formación Vaca Muerta es la roca generadora por excelencia de la Cuenca Neuquina. En la última década cobró gran importancia como formación productiva gracias al desarrollo de nuevas tecnologías de terminación de pozos y el creciente conocimiento adquirido sobre reservorios no convencionales debido a los desarrollos en campos de EE.UU.

Desde el 2010 a la fecha se han perforado más de 600 pozos en dicha formación no convencional con el objeto de definir el área de interés y tipos de *play*, delinear las diferentes ventanas de madurez térmica y adquirir información crítica para una mejor caracterización de su productividad y características geomecánicas (Vallejo y González, 2016).

Actualmente existen varios yacimientos no convencionales en etapa de desarrollo, aportando el 30% de la producción de líquido y el 41% de gas de la producción total de la cuenca. Según la ubicación de los pozos, la formación puede producir desde gas seco hasta petróleo negro.

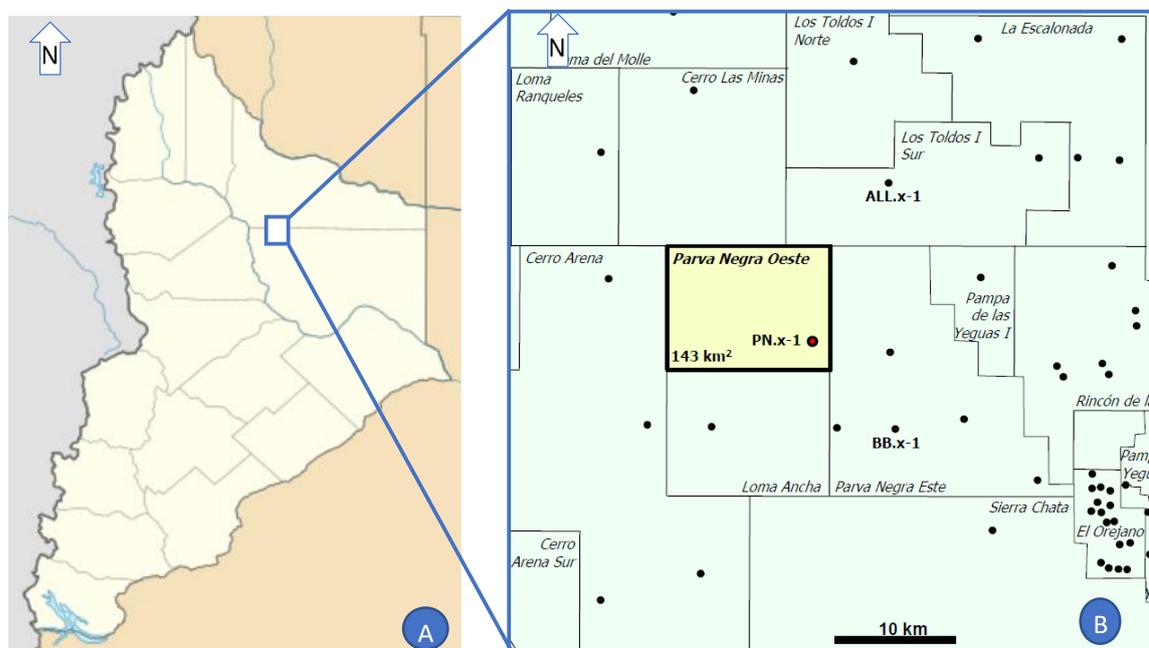


Figura 1 - A: Mapa de la Provincia de Neuquén, República Argentina, con recuadro en zona de interés. B: Ampliación del Mapa A, con ubicación del yacimiento Parva Negra Oeste, su extensión, pozo exploratorio y sus yacimientos vecinos. Se muestran con puntos, los pozos perforados.

El presente trabajo se localiza en el área Parva Negra Oeste (PNO), la cual se muestra en la Figura 1. El mismo es un bloque de pequeña extensión, de aproximadamente 143 km², que se encuentra ubicado sobre el flanco este del Dorso de los Chihuidos. La concesión fue adquirida por la empresa Capex. S.A. en el año 2019 y actualmente se encuentra en etapa de exploración con un solo pozo perforado, el cual no llegó hasta la Fm. Vaca Muerta.

El yacimiento está rodeado de áreas donde otras operadoras están actualmente desarrollando la Fm. Vaca Muerta como en el caso de El Orejano y Los Toldos Sur, mientras que en otras se encuentran en la etapa de exploración como Sierra Chata. Los puntos negros en la Figura 1 indican los pozos perforados a la fecha en la zona.

Si bien no existe ningún pozo en el área PNO que alcance la Fm. Vaca Muerta, se infiere a partir de la explotación de los bloques vecinos, que la misma se encontraría en ventana de gas seco y fuertemente sobrepresionada, con espesores mayores a 600 m (Marchal *et al.*, 2016).

Objetivos del trabajo

El objetivo de este trabajo es realizar una interpretación sismo-estratigráfica del intervalo Quintuco-Vaca Muerta sobre un volumen sísmico que fue reprocesado para lograr mejor imagen en la zona de interés. El análisis se hace identificando cada una de las secuencias que conforman dicho intervalo en base a las terminaciones de los reflectores sísmicos. A partir de esto y mediante el cálculo de diferentes atributos sísmicos, se estiman y delimitan zonas de mayor interés productivo.

Otra finalidad de este trabajo es realizar una descripción estructural del área, la cual formará parte de los desafíos de la perforación y completación (fractura hidráulica) de pozos horizontales. El objeto es entender la estructura para poder identificar zonas de menor deformación estructural y presencia de fallas, y mediante datos de pozos de áreas lindantes inferir la orientación del mínimo y máximo esfuerzo actual.

Finalmente, se busca realizar la integración de este bloque en los modelos sedimentarios de yacimientos aledaños. Esta correlación permite efectuar proyecciones acerca de la distribución de los diferentes tipos de rocas en Parva Negra Oeste.

Además se propusieron los siguientes objetivos específicos que complementan y son necesarios para alcanzar los antes expresados:

- Inserción regional de la unidad basada en pozos aledaños e información publicada.
- Correlacionar la información de pozo con la sísmica, aun cuando el único pozo perfilado no atraviesa por completo el intervalo Quintuco-Vaca Muerta.
- Generar mapas isócronos dentro del intervalo Quintuco-Vaca Muerta y de otras formaciones de interés para el análisis.
- Comprender la evolución tectosedimentaria de la zona en base a las relaciones estratigráficas y características estructurales de los horizontes interpretados.
- Identificar y mapear rasgos estructurales mediante la sísmica.
- Inferir relaciones entre propiedades petrofísicas (estudiando yacimientos análogos) y atributos sísmicos de amplitud, para identificar zonas de mayor potencial hidrocarburiífero.

Marco Teórico

Sísmica de reflexión

La sísmica de reflexión es un método de prospección ampliamente utilizado. Permite obtener información de la geología del subsuelo a partir de los tiempos de arribo de ondas elásticas, generadas de forma artificial mediante distintas fuentes de energía como explosiones o camiones vibradores sobre el terreno. La adquisición de estas ondas en la superficie, después de reflejarse en las distintas interfaces (contrastes de impedancia), se registra en geófonos. Además de la estructura de la geología en el subsuelo, la sísmica brinda información extra de las rocas, la cual en combinación con datos de pozos, puede ser de gran utilidad para la predicción de zonas con mejor productividad de hidrocarburos.

Este método está gobernado principalmente por tres leyes y/o principios ópticos: el principio de Fermat, el principio de Fresnel-Huygens y las leyes de Snell. El principio de Fermat expresa que el trayecto seguido por la luz al propagarse de un punto a otro, es tal que minimice el tiempo empleado en recorrerlo. El principio de Fresnel-Huygens determina que todo punto de un frente de onda inicial puede considerarse como una fuente de ondas esféricas secundarias que se extienden en todas las direcciones con la misma velocidad, frecuencia y longitud de onda que el frente de onda original.

La primera Ley de Snell establece que el ángulo de un rayo reflejado (θ_1') es igual al ángulo del rayo incidente (θ_1). La segunda Ley de Snell establece la relación entre el ángulo del rayo incidente en el medio 1 con el ángulo del rayo refractado/transmitido (θ_2) en el medio 2, donde el haz se propaga con una velocidad v_2 . La relación geométrica entre los rayos se puede observar en la Figura 2.

$$\text{reflexión:} \quad (\theta_1) = (\theta_1')$$

$$\text{refracción:} \quad \frac{v_1}{\text{sen}(\theta_1)} = \frac{v_2}{\text{sen}(\theta_2)}$$

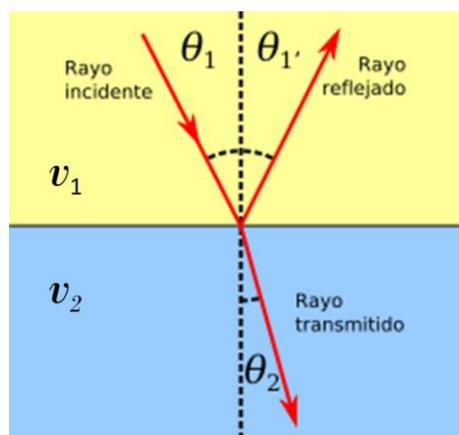


Figura 2- Leyes de Snell de reflexión y refracción.

La impedancia acústica (z) se define como el producto entre la velocidad de la onda en el medio (v) en un determinado estrato y su densidad litológica (ρ). La proporción de energía reflejada será mayor en la medida en que los medios o capas que definen la interfase tengan

mayor contraste de impedancia acústica, resultando en un mayor coeficiente de reflexión (R) (Figura 3).

$$z = \rho v$$

$$R = \frac{z_2 - z_1}{z_2 + z_1}$$

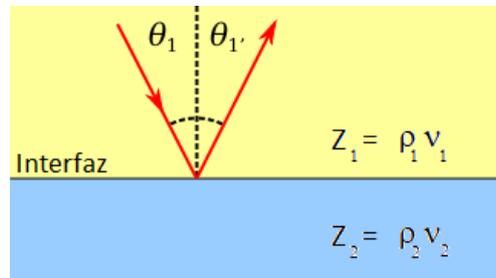


Figura 3 – Coeficiente de reflexión de la interfase entre dos capas.

La medición de los tiempos de arribo de las ondas reflejadas y su posterior procesamiento permite delinear la disposición estructural de los horizontes o interfases a lo largo de una sección vertical 2D o área de estudio sísmico. Luego, con la determinación de las velocidades se estima la profundidad de cada una de las interfases.

Resolución sísmica

La resolución sísmica vertical se define como el espesor geológico mínimo que se puede identificar en la sección sísmica y está dada por la siguiente fórmula:

$$\frac{\lambda}{4} = \frac{v/f}{4}$$

Donde v es la velocidad, λ la longitud de onda y f la frecuencia a una determinada profundidad.

Por otro lado, la resolución horizontal es el ancho mínimo a resolver y está dado por:

$$\frac{\lambda}{2} = \frac{v/f}{2}$$

La onda se propaga a través de las rocas ya que las mismas son elásticas. Sin embargo, como la tierra no es perfectamente elástica, parte de la energía sísmica (mayormente las altas frecuencias) se transforma en fricción entre las partículas del medio y se disipa. Esta pérdida de las altas frecuencias con la profundidad genera el consecuente deterioro de la resolución vertical y horizontal.

Atributos sísmicos

Los atributos sísmicos son cálculos, características o propiedades obtenidas a partir de los datos sísmicos adquiridos. Cuando se calcula un atributo no se adquiere nueva información, sino que se realizan cálculos a partir de procesamientos sobre la información original. Son una forma de resaltar o estudiar ciertos aspectos seleccionados de la información sísmica básica para poder

facilitar la interpretación de la geología del subsuelo. Su cálculo es útil porque ayudan a extraer patrones, relaciones o rasgos que de otro modo podrían no ser evidentes.

En general pueden clasificarse en atributos de tiempo, amplitud, frecuencia y atenuación. Dependiendo del tipo de atributo, se pueden calcular tanto en la sísmica *pre-stack* como en la *post-stack*. Los atributos pueden ser calculados en un instante del tiempo o en un intervalo de tiempo dado, y pueden medirse en una sola traza, en un conjunto de trazas, una superficie o un volumen extraído de los datos sísmicos.

A continuación, se describirán únicamente los atributos utilizados en el presente trabajo para caracterizar a la Fm. Vaca Muerta.

RMS (*root mean square*)

El atributo RMS (*root mean square*) se obtiene sobre el volumen sísmico y consiste en tomar los valores de amplitud dentro de una ventana en tiempo de observación (n), por ejemplo, $n=10$ muestras y realizar la raíz cuadrada de la suma de los valores de amplitud (a) al cuadrado.

$$RMS = \sqrt{\frac{\sum_i^n a_i^2}{n}}$$

Debido a que este atributo se calcula con los valores de amplitud al cuadrado, favorece o resalta los valores más altos, al mismo tiempo que ecualiza las amplitudes positivas y negativas. Tiene distintas aplicaciones entre las que se destaca la de revelar formas o diseños estratigráficos o estructurales.

Este atributo es utilizado en muchos estudios. Sharma *et al.* (2015), por ejemplo, lo utiliza con el objetivo de identificar zonas de alto contenido de materia orgánica. Dentro de la Fm. de Vaca Muerta, la materia orgánica (con baja impedancia) generaría un contraste de impedancias con respecto a las zonas menos ricas, resultando en una anomalía de amplitud que puede ser magnificada por el RMS.

Por otra parte, la continuidad del horizonte sísmico favorece los altos valores de RMS, ya que donde exista mayor ruido estructural, la señal es atenuada.

Cabe aclarar que para realizar este análisis es importante mantenerse dentro de un intervalo con conocimiento del tipo de rocas, debido a que la cantidad de COT no es la única propiedad que puede generar una anomalía de RMS positivo.

Chaos

El atributo de *Chaos* mide la falta de organización y de continuidad de los horizontes sísmicos. El mismo tiene valores entre 0 y 1, y utiliza el *dip* y el *azimut* en su cálculo. Matemáticamente un elemento planar de un reflector sísmico se puede definir con el *dip* y el *azimut*. El *dip* es la máxima inclinación del plano con respecto a la horizontal y el *azimut* es el ángulo que se forma entre la proyección del *dip* con una superficie horizontal y el norte.

El atributo de *chaos* es muy utilizado para la detección de intrusiones salinas, textura caótica o canales de migración de gas (Anstey, 2005). Para el cálculo del mismo se deben determinar los parámetros σ_x , σ_y y σ_z . Estos parámetros indican la ventana de investigación utilizada en cada dirección en cantidad de trazas para σ_x , σ_y y como ventana temporal para σ_z . A mayor σ , se considerarán más valores para calcular el atributo y se obtendrá un valor más suavizado. Si se consideran σ muy pequeños, el resultado del atributo podría tener una apariencia ruidosa.

Estratigrafía secuencial

“La estratigrafía secuencial es el avance más reciente y, tal vez, el más revolucionario en la geología sedimentaria. Ha renovado los métodos del análisis estratigráfico. A diferencia de los otros tipos más convencionales de análisis estratigráficos, tales como la bioestratigrafía, la litoestratigrafía o la magneto-estratigrafía, que consisten esencialmente en la colección de datos, la estratigrafía secuencial se construye tomando en cuenta:

- *la reconstrucción de la evolución estratigráfica siguiendo criterios genéticos y destacando las interrupciones en el registro de las rocas.*
- *la predicción de las arquitecturas de facies en las zonas no todavía estudiadas.”*

Catuneanu (2002).

A mediados del Siglo XX, Sloss *et al.* (1949) escribió sobre las relaciones existentes entre la sedimentación, discontinuidades y variación de nivel de base. Este autor fue quien introdujo el término “secuencia” para definir una unidad estratigráfica limitada por dos discordancias.

En 1970 aparece la estratigrafía sísmica (Vail, 1977), basada en el postulado que el eustatismo (cambio en el nivel del mar) es el motor principal de la formación de secuencias y de ciclicidad estratigráfica. En los años ochenta, se incorporan datos de campo y perforaciones, pasando a la estratigrafía secuencial (Posamentier y Vail, 1988), manteniendo el eustatismo como el principal o único motor de la génesis de secuencias y su ciclicidad. En 1990 se reemplazó el concepto de cambio en el nivel del mar por el cambio en nivel de base, incorporando como factores al eustatismo, la tectónica y el clima como controles de la sedimentación.

Definiciones principales

Una regresión es una migración de la línea de costa hacia el mar, y por consiguiente, la migración de las facies hacia el mar. La progradación es el patrón característico de la regresión.

Una transgresión, en cambio, es el desplazamiento de la línea de costa hacia el continente y se produce cuando la creación de espacio disponible es superior a la colmatación sedimentaria, resultando en una retrogradación de las facies.

Un cortejo sedimentario es una asociación de sistemas de depósitos contemporáneos, formando la subdivisión de una secuencia. El cortejo sedimentario se interpreta en base al patrón de apilamiento de las capas, su posición en la secuencia y al tipo de superficies que los limitan. La secuencia de cortejos sedimentarios se define sobre una curva que describe las fluctuaciones del nivel de base. (Catuneanu, 2002).

Catuneanu (2002) describe cuatro cortejos sedimentarios:

- Cortejo de bajo nivel - *lowstand systems tract (LST)*

Se trata de una regresión normal (con subida de nivel de base), constituida durante la etapa precoz de ascenso del nivel de base, cuando la tasa de subida está sobrepasada por la tasa de sedimentación.

- Cortejo transgresivo - *transgressive systems tract (TST)*

Comienza a depositarse cuando la velocidad de subida del nivel de base es mayor que la tasa de sedimentación. El patrón de acumulación es retrogradante (grano-decreciente) y la etapa culmina en la superficie máxima de inundación.

- Cortejo de alto nivel - *highstand systems tract (HST)*

Representa la etapa tardía de la subida de nivel de base, cuando esta tasa es menor a la de sedimentación, ocasionando una regresión normal.

- Cortejo de caída de nivel de base - *Falling stage systems tract (FSST)*

Está compuesto por los sedimentos que se acumulan en la parte marina de la cuenca durante la caída de nivel de base. En el mismo período, la parte emergida del sistema está sometida a la erosión subaérea.

Los cortejos en un ciclo completo ideal se suceden como se muestra en la Figura 4. Los mismos están limitados por superficies características como lo son la Concordancia Correlativa (CC), Superficie de Regresión Máxima (SRM), Superficie de Máxima Inundación (SIM) y Superficie Basal de Regresión Forzada (SBRF). En las interpretaciones rara vez se da o quedan registrados varios ciclos completos.

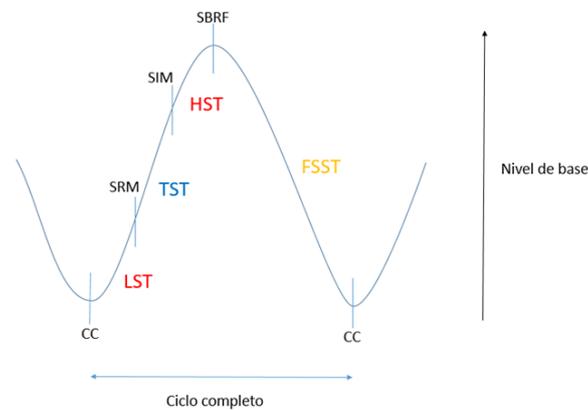


Figura 4 - Ciclo completo ideal de cambios en el nivel de base donde se muestran los cortejos y las superficies que los limitan.

Para poder identificar cortejos sedimentarios en una línea sísmica se puede usar:

- Diseño de los reflectores (quebrados de talud, horizontes paralelos o sub paralelos, oblicuos o escalonados) y terminaciones estratales (Figura 5).
- Relación y sucesiones entre cortejos: si por debajo se interpretó una transgresión probablemente por encima exista un cortejo de HST.
- Asociaciones de facies identificadas.

- Superficies limitantes: como por ejemplo valles incisos definiendo el comienzo de una regresión forzada.

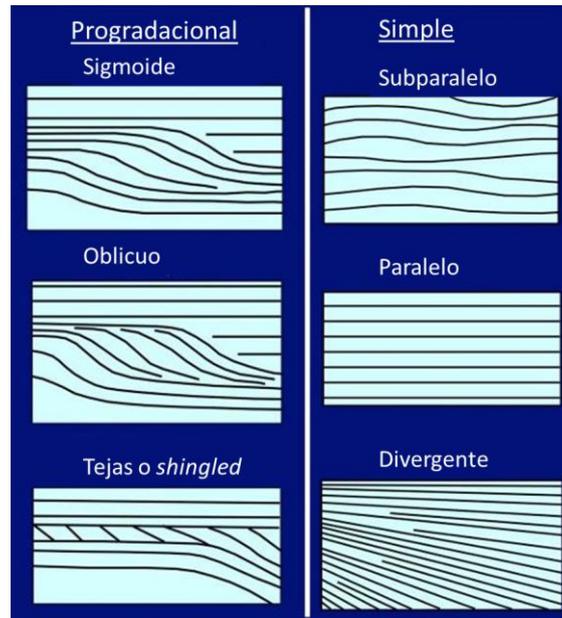


Figura 5 – Geometría de reflectores. Geometrías progradacionales: Sigmoide, con crecimiento hacia adelante y hacia arriba, característicos de grano fino y baja energía. Oblicuos, característicos de arena bien seleccionada y alta energía, con profundidades mayores a 500 metros. Tejas, similares a los oblicuos, pero en aguas someras. Geometrías simples: Subparalelas, paralelas y divergentes. Extraído de Snedden y Sarg (2008)

Terminaciones estratales

Embry (1995) describe los tipos de terminaciones estratales de los reflectores. Estas se definen como las relaciones geométricas entre los estratos y las superficies estratigráficas contra las cuales terminan. Las terminaciones se muestran en la Figura 6 y se describen a continuación.

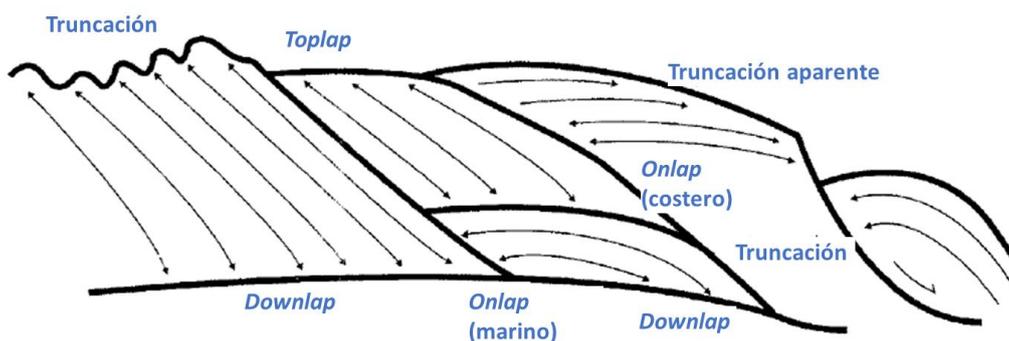


Figura 6 – Terminaciones estratales, extraído de Embry et al., 1995.

- **Downlap:** terminación de los estratos inclinados contra la superficie de menor pendiente. Los *downlaps* son comunes en las bases de las clinofomas de progradación.
- **Onlap:** terminación de estratos de bajo ángulo contra una superficie de mayor pendiente. En una cuenca abierta, el *onlap* caracteriza las zonas proximales. El *onlap* marino se desarrolla en los taludes continentales durante las transgresiones.

- **Toplap:** Terminación de capas inclinadas contra una superficie suprayacente de bajo ángulo. Dicha superficie es el resultado de la ausencia de depósito.
- **Truncación:** Terminación estratal contra una superficie de erosión suprayacente. Es más extremo que el *toplap*, ya que implica un relieve de erosión.

Modelos de secuencias

La secuencia es el elemento estratal fundamental de la Estratigrafía Secuencial. Corresponde al conjunto de sedimentos depositados en un ciclo completo de cambio de nivel de base, dependiendo del modelo a utilizar.

Existen distintos modelos de secuencias de depósito cuya principal diferencia es la ubicación de los límites secuenciales. Para el modelo de secuencia II (Posamentier *et al.*, 1988) el límite de secuencia se toma en la base de los depósitos de regresión forzada. En el caso del modelo de secuencias III y IV (Hunt y Tucker, 1992) el límite de secuencia se ubica al tope de la regresión forzada y comprende toda la discontinuidad subaérea, la concordancia correlativa y la porción distal de la superficie regresiva de erosión marina.

La secuencia estratigráfica genética, definida por Galloway (1989) tiene como límite la superficie de máxima inundación.

La secuencia T-R ha sido definida por Embry y Johannesen (1992), está limitada por superficies compuestas que pueden comprender discontinuidades subaéreas y/o superficies de ravinamiento con sus superficies correlativas de máximo de regresión. La superficie de máxima regresión separa un cortejo regresivo inferior de uno transgresivo superior. La transgresión se desarrolla hasta la superficie de máxima inundación.

Segmentos de una clinoforma

Una clinoforma es un conjunto de capas con una geometría singular. Por ejemplo, las que se disponen en un talud continental progradante.

Como se puede observar en la Figura 7, las clinoformas presentan tres zonas bien identificadas, una de *topset*, en la zona proximal y somera con superficies casi horizontales; luego una de *foreset* en la zona central y de mayor pendiente; y finalmente una de *bottomset* en la zona distal y de centro de cuenca. Estas unidades rellenan la cuenca en sentido de una progradación.

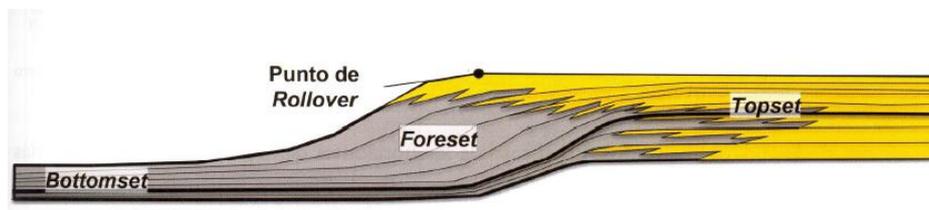


Figura 7- Segmentos de una clinoforma. Extraído de Desjardins *et al.*, 2016.

Importancia y estimación de los esfuerzos principales

En el desarrollo de un yacimiento no convencional con pozos horizontales con gran cantidad de etapas de estimulación hidráulica es muy importante conocer el dominio de esfuerzos actual en el subsuelo. Mediante la estimulación hidráulica se busca generar una red de fracturas artificiales en la roca que funcionen como canales por los que se va a mover el hidrocarburo con menor pérdida de carga. Estas fracturas permanecerán abiertas debido al agente de sostén, que puede ser arena natural o sintética que se bombea junto al agua durante la estimulación.

Debido a que la permeabilidad de la matriz es muy baja en formaciones como la Fm. Vaca Muerta, se busca generar grandes volúmenes de roca estimulada, *SRV* por sus siglas en inglés (*Stimulated Rock Volume*). La geometría de la fractura va a depender de muchos factores, entre ellos, el caudal, el fluido de bombeo, el agente de sostén, etc. Pero también, en gran medida, de la orientación de los esfuerzos horizontales. Para los casos en las estimulaciones hidráulicas en la Fm. Vaca Muerta, el mayor esfuerzo será siempre el vertical. Con esto presente, como se puede observar en Figura 8, según la orientación de la rama horizontal, con respecto al esfuerzo horizontal mínimo; la fractura crecerá perpendicular o paralela a la rama horizontal. Para obtener un mayor *SRV*, busca realizar la rama horizontal en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo (Figura 8 A). En la Cuenca Neuquina, el máximo esfuerzo horizontal actual en general es E-O y responde al levantamiento de la Cordillera de las Andes.

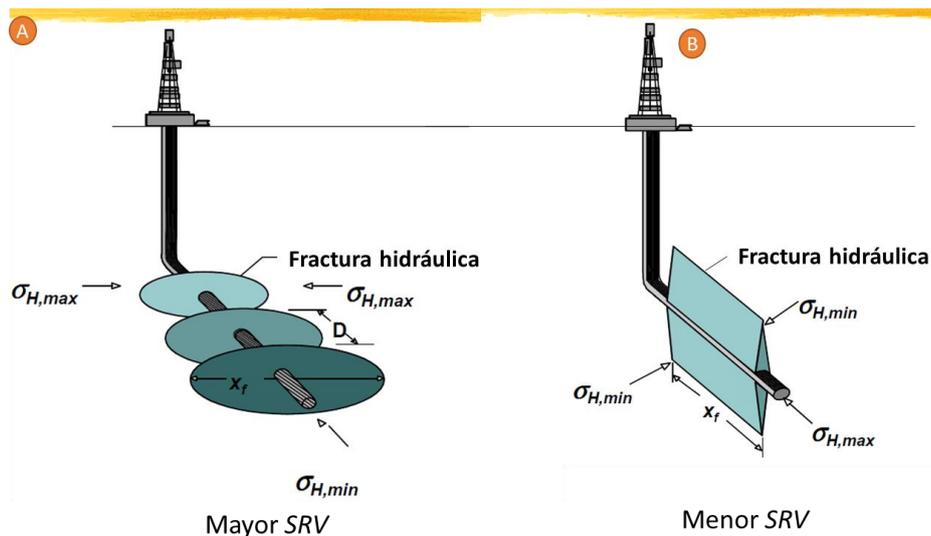


Figura 8 – Esquema con crecimiento de estimulaciones hidráulicas según orientación de rama horizontal. A: rama horizontal en dirección del esfuerzo horizontal actual mínimo. B: rama horizontal en dirección del esfuerzo horizontal actual máximo.

Existen distintas metodologías para obtener la orientación de los esfuerzos de las rocas. Una de ellas es mediante el estudio de la historia de deformación o de las estructuras generadas como consecuencia de la misma. Para la orientación de ramas horizontales el estudio debe centrarse en la situación actual de esfuerzos, ya que este último es el que dominará la orientación de las fracturas. La situación de esfuerzo actual es evidenciada en muchos casos por la ovalización o *break-out* de los pozos (Figura 9).

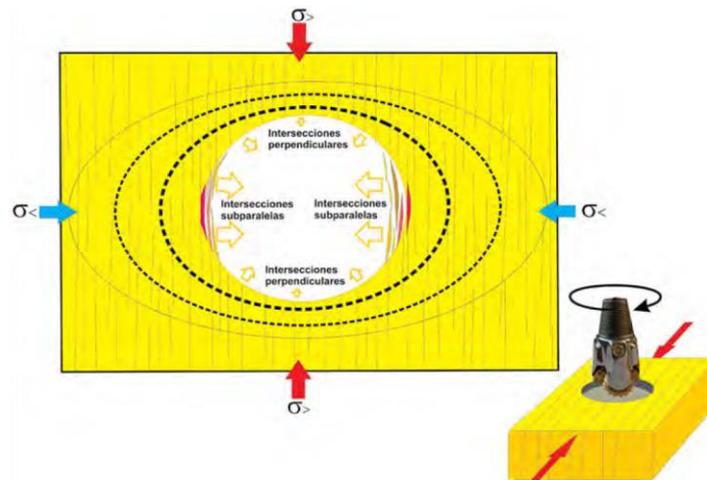


Figura 9 - Esquema del desarrollo de la sección ovalizada del pozo. Vista en planta de un pozo vertical. Se muestra el esfuerzo mayor en flecha color rojo y el menor en color azul (Extraído de Rosello, 2018).

El análisis de la ovalización del pozo por ruptura permite analizar la distribución de los esfuerzos actuales en la ubicación del pozo sobre una sección perpendicular al eje del mismo. En general el óvalo presentará su eje mayor perpendicular al esfuerzo máximo y paralelo al mínimo (Bell y Gough 1982). El perfil del óvalo se puede obtener en un pozo con un calibre orientado *multifinger*.

Por otra parte, si se cuenta con un perfil de imagen y se determina la orientación de las fracturas (las mismas van a ser perpendiculares al esfuerzo horizontal mínimo) en la zona elongada de la elipse, las mismas van a presentar intersecciones sub paralelas con el pozo. De forma contraria, en la zona angosta de la elipse las fracturas presentarán intersecciones perpendiculares; como se puede observar en la Figura 9.

Mecanismos de generación de sobrepresión

Un fluido en el poro se define como sobrepresionado si la presión a la que se encuentra excede al gradiente de presión normal a una profundidad específica. Un gradiente de presión normal es aquel que tendría una columna hidrostática, de 0.45 psi/pie.

Según Osborne y Swarbrick (1997) existen tres mecanismos para la generación de sobrepresión en cuencas sedimentarias.

1. Incremento de esfuerzo compresivo causado por el desequilibrio de compactación y compresión tectónica.
2. Cambios en el volumen del fluido del poro de la roca por incremento de la temperatura, diagénesis, generación de hidrocarburos, y craqueo a gas.
3. Movimientos de fluidos y procesos relacionados a las diferencias de densidades entre fluidos y gases causados por la columna hidrostática, ósmosis y flotabilidad.

Estos mecanismos pueden actuar de manera simultánea, contribuyendo a la sobrepresión, pero frecuentemente hay uno que es el dominante.

Varela *et al.* (2020) analiza estos tres mecanismos para identificar su aporte a la sobrepresión observada en la Fm. Vaca Muerta en la Cuenca Neuquina, arribando a las siguientes conclusiones:

- A. Debido a la velocidad de sedimentación de (2-3 cm/mil años), es incompatible pensar que el desequilibrio en compactación sea un mecanismo que genere sobrepresión.
- B. La compresión tectónica no genera sobrepresión en la Fm. Vaca Muerta; ya que si bien la Cuenca Neuquina se encuentra bajo un régimen tectónico activo (Guzmán, 2007) existen otras lutitas que sufren el mismo régimen y no presentan sobrepresión. Por ejemplo, la roca generadora de la Fm. Agrio.
- C. El craqueo de largas cadenas de hidrocarburo (bitumen) a cadenas más cortas, responsables de la generación de gas y petróleo, pueden incrementar la presión poral generando gradientes de hasta 1.5 psi/pie (equivalente a 200% de sobrepresión) si el sistema se encuentra aislado hidráulicamente. Este mecanismo sería el principal responsable de la generación de sobrepresión y, a su vez, aumentaría la porosidad (generando nuevos poros en la matriz orgánica).

La sobrepresión generará un incremento en la productividad del pozo debido a que la producción del mismo responde, en parte, al gradiente generado entre la presión estática (incrementada por la sobrepresión) y la presión dinámica del fondo del pozo. A su vez incrementaría las reservas de gas, ya que un volumen de gas con sobrepresión en condiciones de fondo será un volumen mayor condiciones estándar, que uno que no se encuentre sobrepresurizado. El craqueo también aumentaría la porosidad en la matriz orgánica de la roca, incrementando su permeabilidad (aunque manteniéndose dentro de valores bajos).

Por otra parte, una sobrepresión podría traer consigo problemas durante la perforación, principalmente si la misma no estaba considerada previamente en el programa ya que una densidad de lodo incorrecta podría generar un descontrol en el pozo.

Dificultades en Completación de pozos horizontales cercanos a fallas.

La completación de un pozo no convencional tiene como principal componente la estimulación hidráulica de la roca madre a ser producida. Para esto se realizan, en su mayoría, pozos horizontales con ramas mayores a los 1500 metros estimulados con decenas de etapas de fracturas.

Como se mencionó en la sección anterior, las fracturas se desarrollarán perpendiculares al esfuerzo mínimo. Sin embargo, si las mismas se encuentran con una discontinuidad previa, por ejemplo, una falla, esta premisa puede cambiar. Es probable que la resistencia que ofrezca la reapertura de una falla o fisura sea menor que la de rotura de la roca virgen, entonces el fluido va a tomar ese camino, y esto puede traer varias consecuencias. Por un lado, es probable que se produzca un arenamiento prematuro por pérdida de fluido. También, como escenario más grave para la productividad del pozo, las fracturas hidráulicas podrían reactivar una falla que colapse el *casing*, generando el abandono parcial o total del pozo. Esta situación se describe en la Figura 10.

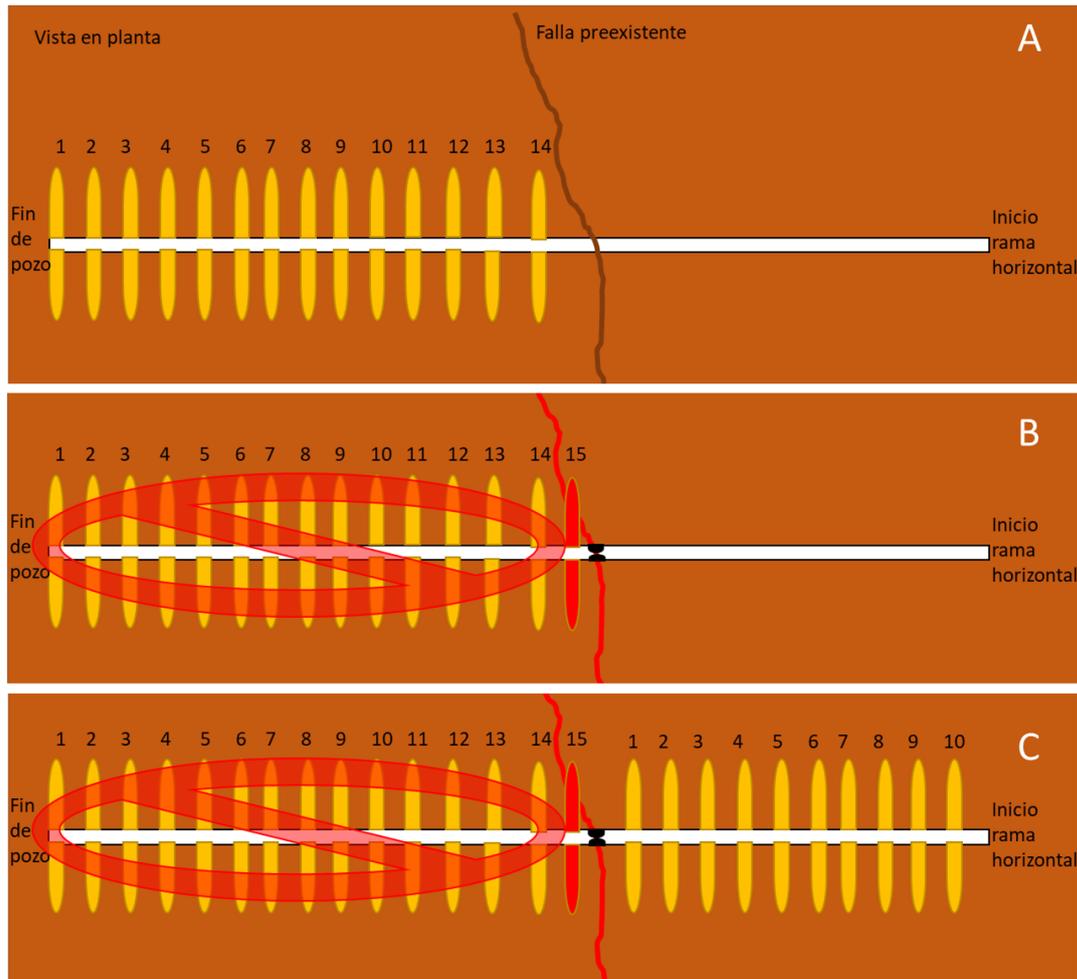


Figura 10- Secuencia de abandono parcial de pozo horizontal por reactivación de falla.

En la Figura 10 se observa la secuencia de terminación del pozo ejemplo, estimulando primero las zonas más alejadas de la boca del mismo (fractura 1). Luego se van realizando las etapas de fractura (1 a 14), las mismas se pueden ir aislando con tapones mecánicos. Cuando se realiza la fractura número 15 (Figura 10B), la misma reactiva una falla preexistente. Cuando se reactiva esta falla, se genera un desplazamiento que, aunque sea de unos pocos centímetros, es suficiente para generar un colapso en la cañería de aislación del pozo, dejando desconectadas todas las etapas de fractura ya realizadas. Luego la completación continúa en la Figura 10C, pero la productividad únicamente va a ser generada debido a la cantidad de fracturas restantes luego del colapso. Para este ejemplo, 10 de 25 fracturas estarán conectadas al pozo (40%).

Marco Geológico

Cuenca Neuquina – Síntesis estratigráfica y tectónica

La Cuenca Neuquina ocupa una superficie de aproximadamente 120.000 km² y está ubicada en el centro oeste de Argentina. Abarca la totalidad del área de la provincia de Neuquén y ocupa parcialmente las provincias de Mendoza, Rio Negro y La Pampa. Su historia deposicional es una sucesión cíclica de eventos marinos alternantes con etapas de continentalización en los que acumuló más de 7000 metros de sedimentos jurásicos y cretácicos. Durante el Cretácico Superior comenzó el alzamiento de la Cordillera de los Andes y se produjo la desvinculación definitiva del proto-oceano Pacífico. (Arregui *et al.*, 2011a).

El relleno de la cuenca desde el Mesozoico en adelante puede simplificarse en tres etapas según la configuración geodinámica regional. Inicialmente presentó un comportamiento extensional descrito por Uliana *et al.* (1999) para fines del Triásico y el Jurásico Temprano. Luego, uno de hundimiento térmico con alternancias de sedimentación continental y marina. Finalmente, una etapa de antepaís en la que el basculamiento de la cuenca genera ingresión marina desde el este y acumulación de sedimentos provenientes del oeste con el alzamiento de la Cordillera de los Andes. Las unidades depositadas en cada una de estas etapas se muestran en la Figura 11 y sus principales características se describirán a continuación.

La etapa de *rift* se inició a fines del Triásico ligada a un régimen extensional general asociado a la separación de Pangea y a zonas de debilidad preexistentes. Como resultado se generó un conjunto de hemigrábenes que fueron rellenados con depósitos fluviales y lacustres, alternando con piroclastitas y vulcanitas del **ciclo precuyano**. Estos depósitos de naturaleza casi totalmente continental con importantes participaciones volcánicas, ocurrieron en depocentros limitados de carácter extensional (Carbone *et al.*, 2011).

El **Grupo Cuyo** constituye la primera ingresión marina que cubre la cubeta neuquina y que a través de sucesivas oscilaciones de la línea de costa depositó un espeso intervalo de pelitas, areniscas, conglomerados y evaporitas de ambientes marinos profundos hasta continentales (Arregui *et al.*, 2011b). Las tres unidades de mayor distribución paleogeográficas son la Fm. Los Molles, Fm. Lajas y Fm. Punta Rosada.

La Fm. Los Molles está integrada mayormente por pelitas grises y verde oscuro con variable contenido orgánico que alternan con areniscas finas hasta gruesas y conglomerados. Posee espesores variables, con máximos en la región central de la cuenca que superan los 2000 metros, documentados en el área de la Dorsal de Huincul (Gómez Omil *et al.*, 2002). Es explotada como productora de hidrocarburos y su parte basal es conocida como una de las rocas generadoras de la cuenca.

La Fm. Lajas está integrada por areniscas y en menor medida pelitas oscuras y verdosas con abundantes restos carbonosos y conglomerados depositados en ambientes marino someros, deltaicos y estuarinos (Arregui *et al.*, 2011b). En la localidad de Cerro Lotena aflora con 900 metros de potencia. En el subsuelo de la Cuenca Neuquina constituye uno de los tradicionales reservorios de hidrocarburos.

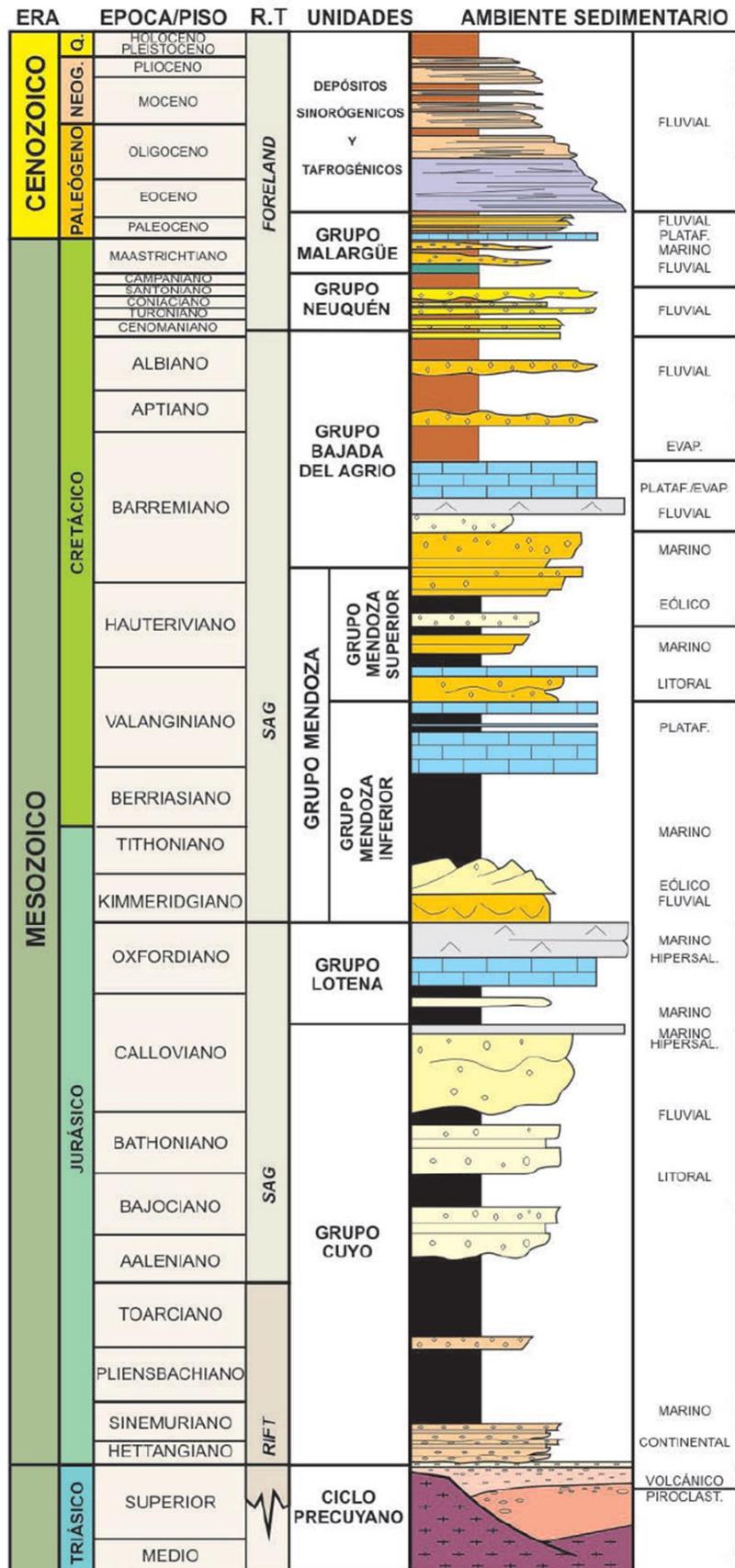


Figura 11- Columna estratigráfica de la Cuenca Neuquina, con indicación de régimen tectónico (R.T) y ambiente sedimentario. Extraído de Arregui et al., 2011a

La Fm. Punta Rosada está formada por areniscas, conglomerados y pelitas rojas y verdosas de ambiente fluvio-aluvial. Los espesores en el subsuelo poseen datos de 900 metros en el yacimiento Río Neuquén y unos 350 metros en Entre Lomas (Arregui *et al.*, 2011b). Con esta unidad culmina el Grupo Cuyo abarcando la transición de la etapa de *synrift* a la de *post-rift* de la cuenca, donde comenzó con el hundimiento térmico o SAG.

El **Grupo Lotena** constituye el segundo ciclo sedimentario del relleno de la Cuenca Neuquina. El mismo presenta facies arenosas continentales y de plataforma (Fm. Lotena), continúa con los calcáreos de la Fm. La Manga y desarrolla hacia el tope una espesa secuencia evaporítica correspondiente a Fm. Auquilco (Arregui *et al.*, 2011c).

La Fm. Tordillo (y sus equivalentes, Fms. Sierras Blancas, Catriel y Quebrada del Sapo) compone la base del **Grupo Mendoza** y está formada por sedimentitas clásticas continentales y constituyen un caso muy particular debido a su gran extensión areal y los importantes espesores involucrados. Los mismos llegan hasta los 800 metros y están asociadas a ambientes sedimentarios que abarcan abanicos aluviales, fluviales, eólicos lacustres y de *playa-lake* (Spalletti *et al.*, 2011a).

Sobre la anterior se depositó La Fm. Vaca Muerta, la cual constituye la principal roca generadora de la Cuenca Neuquina y es el objeto de estudio de esta tesis. Está compuesta por pelitas y calizas finas con alto contenido de material orgánico (COT 3-8%) según Uliana *et al.* (1999), de donde tomó su antiguo nombre de “Margas Bituminosas”. Importantes niveles de concreciones calcáreas son comunes hacia su base (Leanza, 1981). Con el desarrollo de nuevas tecnologías de perforación y terminación de pozos y el creciente conocimiento sobre reservorios no convencionales debido a su explotación masiva en Estados Unidos, la Fm. Vaca Muerta ha incrementado a ritmo continuo su porcentaje de producción en la cuenca con respecto a otros reservorios convencionales. Su gran potencial productivo radica en su gran extensión, espesor, altos valores de contenido orgánico total y sobrepresión (Vallejo y Gonzalez, 2016).

La Fm. Quintuco suprayace de forma transicional a la Fm. Vaca Muerta y está compuesta por un conjunto de sedimentitas silicoclásticas marinas y calizas acumuladas en segmentos de *nearshore* (Leanza *et al.*, 2011).

La Fm. Mulichinco se compone de sedimentitas continentales, transicionales y marinas. Presenta alta variabilidad de facies tanto en sentido lateral como vertical (Schwarz *et al.*, 2011). Se desarrolló durante un abrupto descenso relativo del nivel del mar (Gulisano *et al.*, 1984) y estuvo influenciada por un alzamiento tectónico en la zona de la dorsal (Vergani *et al.*, 1995).

La Fm. Agrio está compuesta en gran parte por sedimentitas marinas, con espesores superiores a los 1500 metros. El registro de la Fm. Agrio suele dividirse en tres miembros. Tanto el inferior como el superior están constituidos por espesas sucesiones de lutitas de ambiente marino, con alguna intercalación menor de calizas y areniscas. En el medio, aparece un conjunto de areniscas continentales correspondientes al Mb. Avilé, generando un gran contraste de impedancia (Spalletti *et al.*, 2011b).

El **Grupo Bajada del Agrio** está compuesto por la Fm. Huitrín y la Fm. Rayoso.

La transición entre la etapa de trasarco y la de antepaís está definida por el inicio del ascenso del arco andino, generando una restricción a las ingresiones marinas de la cuenca. Esta continentalización resulta en grandes depósitos eólicos y fluviales de la Fm. Huitrín (Mb. Troncoso Inferior) en primera instancia y luego más de 200 m de evaporitas (Mb. Troncoso Superior) y calizas del Mb. La Tosca, siendo los últimos representantes de transgresiones desde el oeste.

La Fm. Rayoso constituye una espesa unidad estratigráfica acumulada en amplios sectores del centro-oeste de la cuenca. Presenta hasta 1200 metros de espesor de areniscas finas, pelitas rojas, carbonatos y evaporitas, acumuladas en un medio predominantemente continental, el cual marca la desconexión definitiva de la Cuenca Neuquina con el paleo-océano Pacífico.

La etapa de antepaís se inició a fines del Cretácico. En esta fase comenzó la deformación y progresiva elevación de la región andina mediante la creación de estructuras compresivas que formaron, en la provincia del Neuquén, las fajas plegadas y corridas del Agrio y Chos Malal. En esta etapa se depositó el **Grupo Neuquén**, conformando una sucesión de depósitos continentales de origen fluvial, eólico y lacustre somero, que alcanza un espesor máximo de 1200 metros (Garrido, 2011).

Luego se depositó el **Grupo Malargüe**, el cual incluye sedimentitas marinas, ingresando desde el este, y continentales que alcanzan un espesor total de más de 400 metros (Rodríguez, 2011). Siguen luego durante el Cenozoico alternancias de etapas con efusiones volcánicas y piroclásticas y depósitos continentales completando el relleno sedimentario del engolfamiento.

Formación Vaca Muerta como reservorio no convencional

El trabajo de la Transecta Regional de la Fm. Vaca Muerta (Desjardins *et al.*, 2016) se realizó con el objetivo de unificar el criterio de correlación y la nomenclatura asignada a la formación no convencional, independientemente de la compañía petrolera; y atravesando diferentes bloques de concesión. Para poder interpretar y describir el sistema compuesto por las Formaciones Vaca Muerta y Quintuco de manera regional, se dividió el intervalo Tithoniano-Valanginiano Inferior en 6 unidades sísmicas (Figura 12).

La Unidad 1 está compuesta en la zona inferior por intercalaciones de fangolitas de composición silíceo-arcillosa y arcillosa orgánica con alto contenido de materia orgánica (COT entre 2 y 12% en peso). Este intervalo incluye la sección condensada, informalmente conocida como “La Cocina”, el cual es considerado como el objetivo principal del *play* no convencional de la Fm. Vaca Muerta, presentando un patrón similar a los *plays* no convencionales de América del Norte (Slatt y Rodríguez, 2012). En la zona superior de la unidad el COT disminuye a valores del 3-4%.

La Unidad 2 presenta fangolitas de composición mixta y silíceo-arcillosa en la base. Se observa una transición a facies de fangolitas calcáreas en la región sur del sector central. El COT varía entre 2% y 8%. Presenta mayores valores hacia la base de la unidad y en la zona central y hacia el noroeste, donde se desarrollan *bottomsets* de una manera continua y con un arreglo agradable.

Hacia el sureste predominan las geometrías de *topset*, baja el COT y aumenta el porcentaje de carbonato.

La Unidad 3 exhibe geometrías de clinofomas de tipo oblicuo con una mayor pendiente en zonas de *foresets* con respecto a las unidades anteriores, y un ordenamiento marcadamente progradacional a levemente agradante. Los depósitos inferiores de esta unidad se caracterizan por bajos valores de COT y de porosidad, con alternancia de fangolitas calcáreas y niveles carbonáticos en zonas de *foresets*. Hacia el tope se desarrollan *build-up* carbonáticos en el sector central. En el sector sureste de la cuenca contiene litologías dominadas por *grainstones* y *packstones* oolíticos, que localmente funcionan como reservorios fracturados sobrepresionados (Olmos *et al.*, 2002).

La Unidad 4 presenta en los sectores sureste y central valores bajos COT, por lo cual no tiene interés hidrocarburífero desde la perspectiva de un desarrollo no convencional. En el sector noroeste, en cambio, posee altos valores de riqueza orgánica y porosidad total, acompañados por un tamaño de poros relativamente grande y abundante sílice en forma de cemento microcristalino (Desjardins *et al.*, 2014).

La Unidad 5 abarca una importante transgresión en su base (Dominguez *et al.*, 2014) que en zonas centrales a proximales de la cuenca pone en contacto fangolitas ricas en materia orgánica sobre packstones oolíticos del intervalo anterior. Informalmente en la industria es conocido como “la segunda Cocina”. Es objetivo como reservorio no convencional en el sector noroeste, donde presenta características atractivas para alojar hidrocarburos y propiedades mecánicas que favorecen la estimulación hidráulica (Cuervo *et al.*, 2014). Hacia el tope de la unidad las rocas con alto contenido carbonático hacen que pierda interés como intervalo productivo.

La Unidad 6 presenta fangolitas mixtas y calcáreas, con porcentajes de COT menores al 2%. Desarrolla hacia su tope intercalación de fangolitas arcillosas, bancos arenosos con laminación ondulítica y potentes concreciones dolomitizadas tipo septarios.

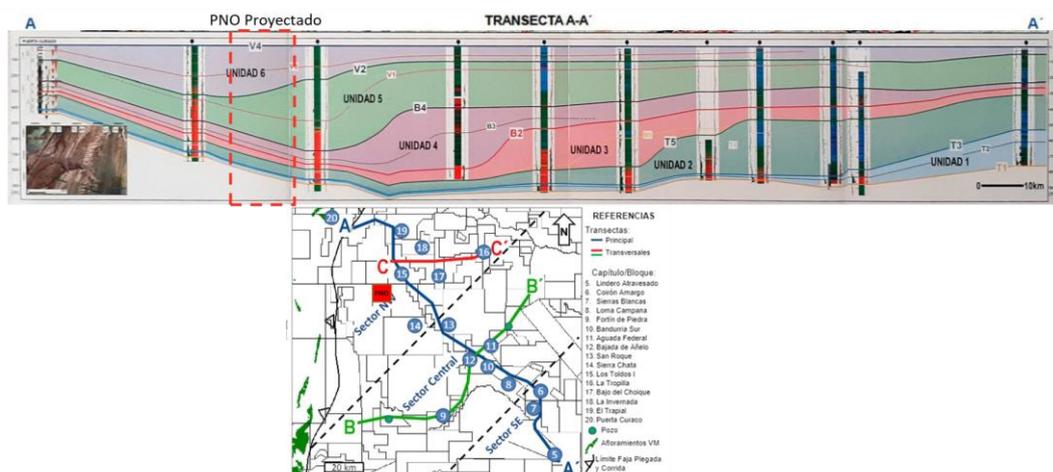


Figura 12 – Transecta A-A' con unidades 1 a 6, se encuentra la proyección del yacimiento Parva Negra Oeste. Mapa de referencias de yacimientos y transecta A-A'. Extraído de Desjardins *et al.*, 2016.

En cuanto a la composición mineralógica de las Formaciones Vaca Muerta y Quintuco a nivel cuenca, los datos de difracción de rayos X (DRX) muestran una distribución elongada y paralela

al eje sílice-carbonato, cubriendo principalmente los dominios de fangolita sílicea mixta, fangolita mixta y fangolita carbonática mixta, como se puede observar en la Figura 13. Es de destacar la baja presencia de fangolitas arcillosas para todas las unidades (Marchal *et al.*, 2016).

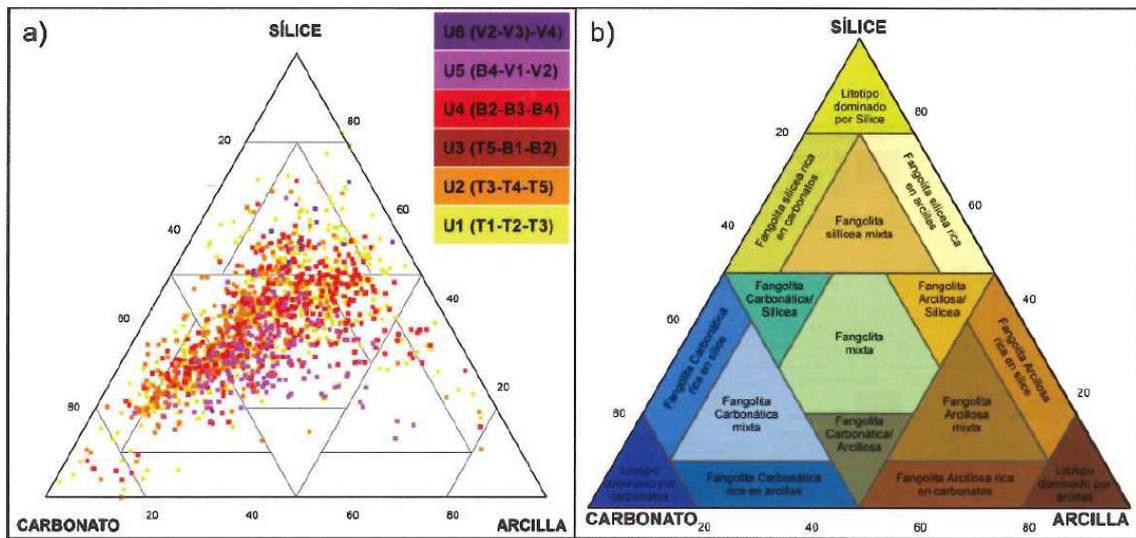


Figura 13-Composición mineralógica por unidad sísmica. A) Diagrama ternario SCA de los datos DRX discriminados por unidades sísmicas. B) Clasificación del tipo de roca (extraído de Marchal *et al.*, 2016).

Si se estudia la variación mineralógica vertical de las unidades sísmicas se puede observar que las Unidades 1, 2 y 3 presentan un mayor contenido de sílice mientras que en las 4, 5 y 6 se observa un aumento en la presencia de carbonatos, a costa del de sílice. Esta evolución evidencia una somerización general del sistema Quintuco-Vaca Muerta. (Marchal *et al.*, 2016).

Descripción general del área PNO

Geología estructural

El Área Parva Negra Oeste se encuentra ubicada sobre el flanco noreste del Dorso de los Chihuidos (DCH), ocupando la parte central de la Cuenca Neuquina. En la Figura 14 se muestra la ubicación relativa del área con respecto al Dorso en una imagen satelital exagerando la altura vertical para mostrar la topografía.

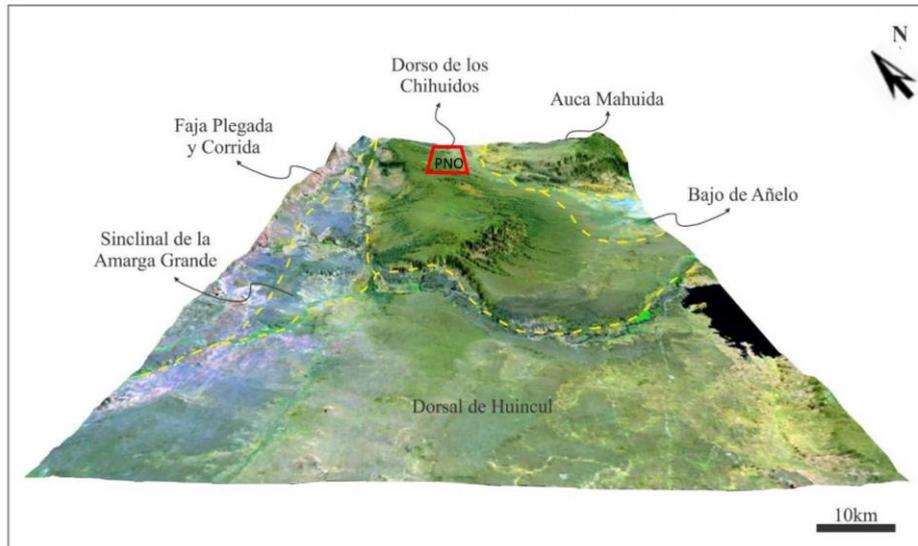


Figura 14 - Imagen satelital del Alto de los Chihuidos y otras unidades geomorfológicas de la cuenca Neuquina extraído de Rainoldi, 2015. Se muestra ubicación de yacimiento Parva Negra Oeste en recuadro rojo.

Según Mosquera y Ramos (2006) la estructura de Los Chihuidos está caracterizada por una serie de anticlinales con vergencia hacia el oeste, inferida por la asimetría de sus flancos que inclinan unos 20° al oeste y sólo 4 a 5 ° hacia el este. Ha sido interpretado como una estructura de basamento que ha tenido diversos pulsos de levantamiento, establecidos por las relaciones estratigráficas y las dataciones de trazas de fisión en diferentes unidades del DCH. Por otra parte, el DCH es descrito por Leanza *et al.* (2001) como un gran anticlinorio en superficie con su flanco occidental más empinado que el oriental, proponiendo su origen como un proceso de inversión tectónica controlado por anisotropías previas del basamento. Sigismondi (2012), mediante un trabajo enfocado en datos térmicos y anomalías gravitatorias, propone un alzamiento positivo diferencial del sector norte con respecto al sur del Dorso.

El DCH se habría formado por al menos tres pulsos de levantamiento y deformación, los cuales fueron datados o interpretados temporalmente por diferentes autores, desde los 140 Ma hasta la actualidad (Figura 15).

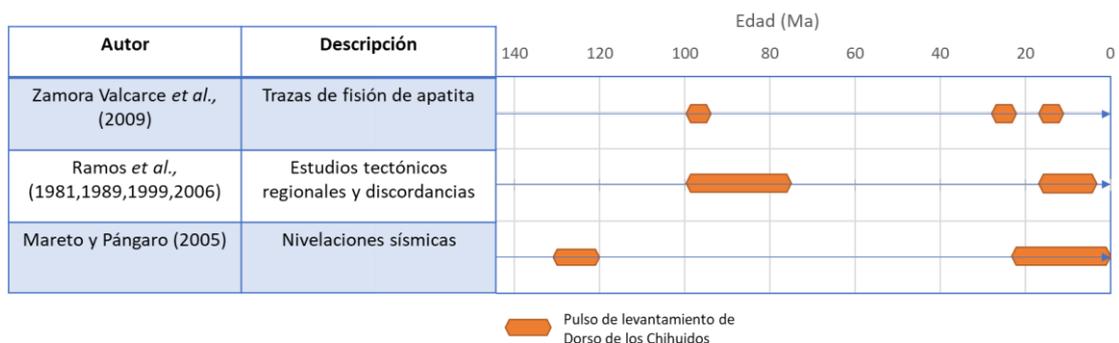


Figura 15 – Síntesis de la historia de levantamiento del Dorso de los Chihuidos, según diferentes autores.

Ramos (1981) propone que el primer pulso de levantamiento se observa por la discordancia que existe todo a lo largo del flanco oriental del anticlinal Cerro Rayoso, entre la Fm. Rayoso y la Fm. Candeleros, base del Grupo Neuquén en la comarca. Este pulso se correlaciona con los movimientos principales de deformación de la faja plegada y corrida del Agrio, que genera la depositación de más de 1.600 metros del Grupo Neuquén. Corresponde al primer período de somerización a fines del Cretácico (Ramos y Kay, 2006).

El segundo levantamiento, según Zamora Valcarce *et al.* (2009), datado por trazas de fisión en apatita, corresponde al intervalo 20 a 25 Ma. Es responsable de la erosión de unos 700 metros de espesor sedimentario. El espacio de acomodación generado en este tiempo, habría sido rellenado por los depósitos sinorogénicos de la Fm. Puesto Burgos.

El tercer pulso de levantamiento es Mioceno y está indicado por trazas de fisión en la base y parte media del Mioceno, con una erosión de unos 750 m de la cobertura (Zamora Valcarce *et al.*, 2009). Este último pulso compresivo correlaciona con el segundo período de somerización en el Mioceno tardío que propone (Ramos y Kay, 2006). Según estos autores, se extiende hasta los 6 Ma y su relajamiento se asocia a los Basaltos Parva Negra de edad pliocena en la región axial de Los Chihuidos (Ramos y Barbieri, 1989).

Por otra parte, Maretto y Pángaro (2005), mediante un trabajo de secciones sísmicas niveladas del Cretácico en adelante, identifican un primer levantamiento en el Berriasiano-Valanginiano inferior durante la depositación de las formaciones Quintuco y Vaca Muerta. Y un segundo período en el Neógeno.

Micucci *et al.* (2018) sugieren la presencia de una estructura positiva ya existente en el Jurásico Inferior; un "Proto Dorso", en el cual en la parte externa de al menos uno de sus flancos (el este) se desarrolló una acumulación sedimentaria. Esta configuración positiva permanece en tiempos del Grupo Cuyo afectando parcialmente los espesores depositados de esta unidad.

Los pulsos de levantamiento adquieren mayor relevancia cuando se los estudia junto a los períodos de depositación, generación y expulsión de la Fm. Vaca Muerta (Figura 16).

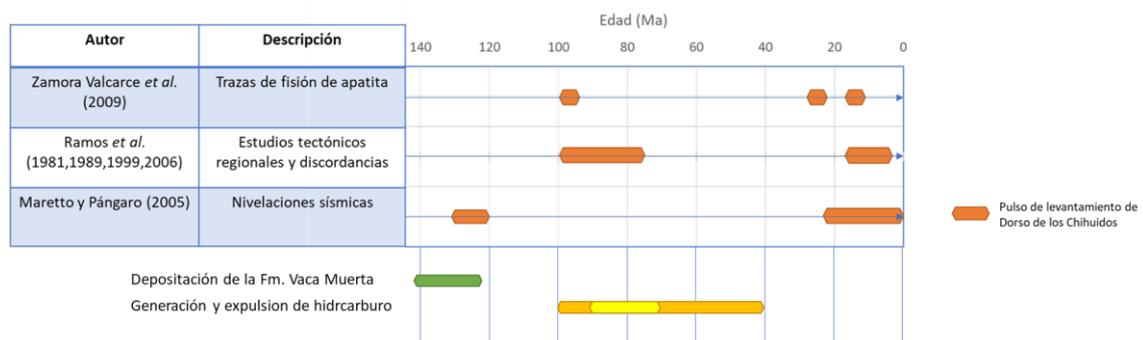


Figura 16 - Síntesis de la historia de levantamiento del Dorso de los Chihuidos, según diferentes autores. Con períodos de depositación y generación de la Fm. Vaca Muerta.

De aquí se desprenden dos conclusiones importantes. En primer lugar, los pulsos de levantamiento podrían ser coetáneos con la depositación del Sistema Quintuco-Vaca Muerta (Maretto y Pángaro, 2005). Y, en segundo lugar, todos los autores concuerdan en que ocurrieron

uno o más pulsos de levantamiento posteriores a la generación de hidrocarburo de la Fm. Vaca Muerta.

En la Figura 17, se resumen los tres eventos compresivos según Zamora Valcarce *et al.* (2009) para los últimos 150 Ma. El primer evento compresivo produjo la inversión de los hemigrábenes triásicos. El segundo y tercer evento estarían presentes en el Cretácico Medio-Superior y en el Mioceno Medio-Superior respectivamente.

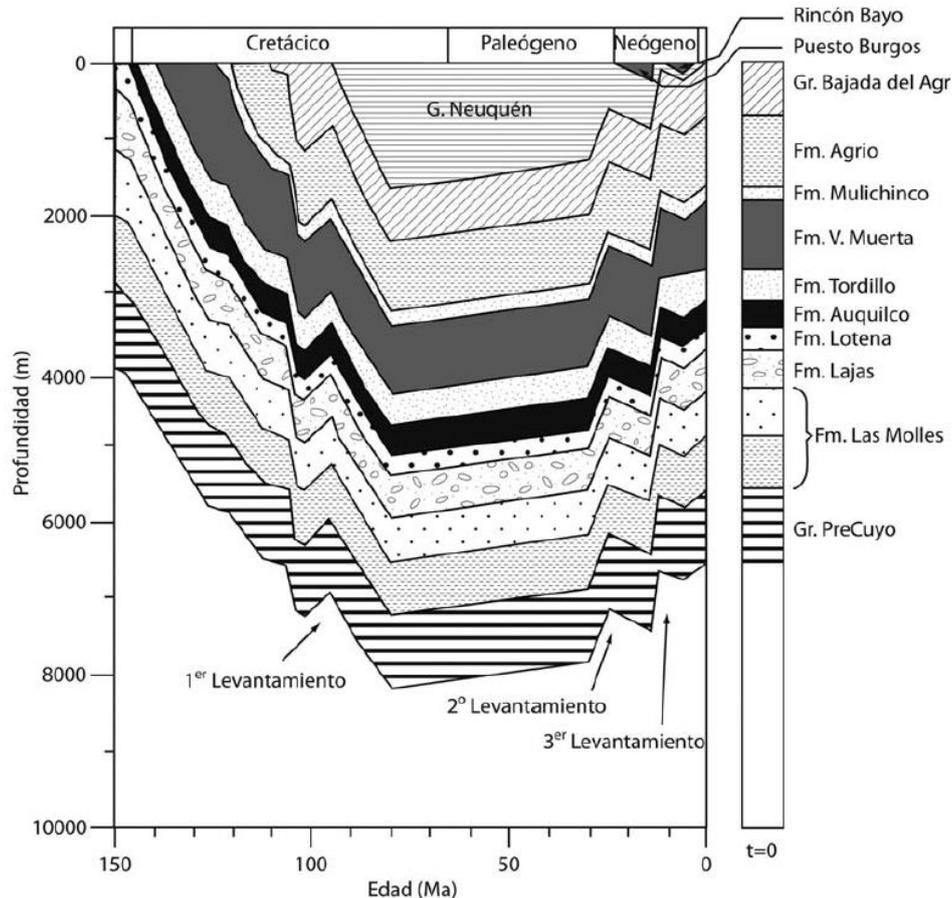


Figura 17 - Gráfico de soterramiento obtenido a partir de la calibración de los datos de trazas de fisión de apatitas, madurez de roca madre e historia tectónica. Se puede observar un primer levantamiento en el Cretácico y dos eventos en el Mioceno, con sus depósitos sinorogénicos asociados (extraído de Zamora Valcarce *et al.*, 2009).

En la Figura 18, se puede observar la interpretación de Micucci *et al.*, 2018 para el tope de la Fm. Tordillo en la zona del Dorso de los Chihuidos. En la misma, se ve un cierre estructural en las cuatro direcciones, que tuvo gran interés de exploración en reservorios convencionales, con pozos ubicados en el sector occidental, buscando facies de mejores características petrofísicas. Se recuadra el área Parva Negra Oeste, donde se puede observar su ubicación sobre el flanco este del Dorso. Se pueden contrastar las pendientes de ambos flancos comparando la distancia entre las curvas de contorno estructural.

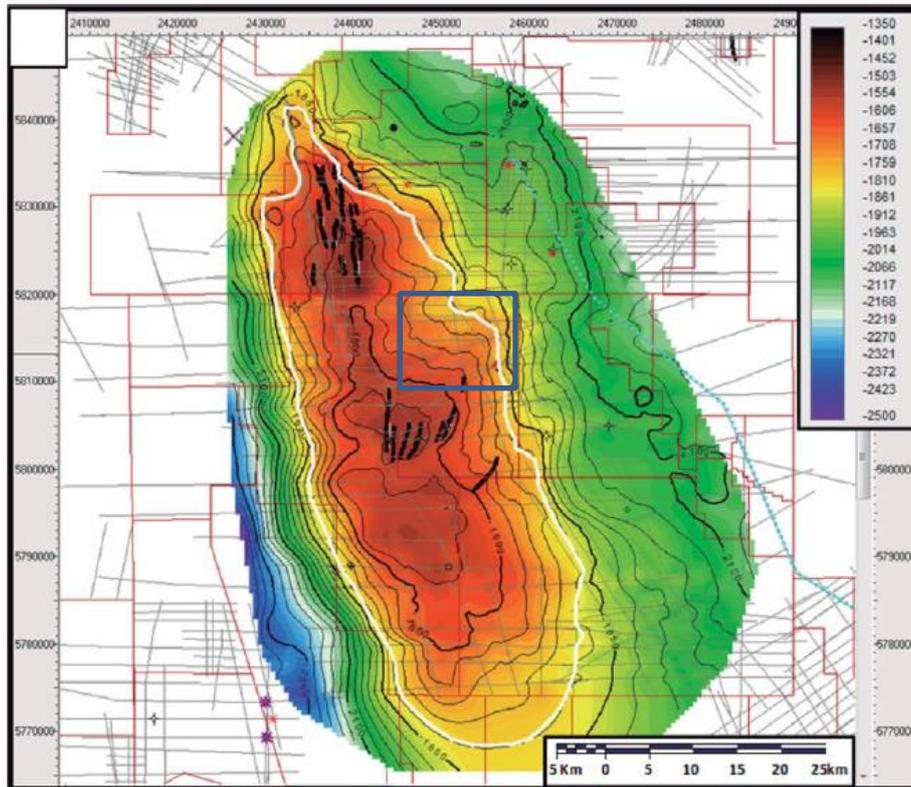


Figura 18 – Mapa estructural (profundidad vertical por debajo del mar) de la Fm. Tordillo, indicando en azul el área Parva Negra Oeste. Extraído de Micucci et al., 2018)

Estratigrafía local

Dominguez *et al.*, realizaron en el 2014 una síntesis estratigráfica de un área que abarca el yacimiento PNO, como se puede observar en la Figura 19A. Debe subrayarse que, para poder obtener conclusiones regionales, el área seleccionada es unas 50 veces mayor a la del yacimiento PNO. Por este motivo las conclusiones del trabajo de Dominguez *et al.* (2014) se tomaron como marco regional para el área PNO.

Los ciclos pertenecientes a las Formaciones Quintuco y Vaca Muerta, identificados por Dominguez *et al.* (2014) se muestran en la Figura 19A. En cada uno de los dos ciclos se reconocen además dos grupos, totalizando cuatro, denominados GS1 a GS4. En las secciones sísmicas (Figura 19B y Figura 19C) se realiza la jerarquización de las secuencias identificadas en grupos y ciclos, con controles tecto-sedimentarios diferentes. El Ciclo Inferior (GS1+GS2) presenta un desarrollo de espesores y geometrías sigmoidales. En la zona de estudio, el Ciclo Superior (GS3+GS4) registra la influencia de la reactivación de un alto en la zona septentrional del Dorso de los Chihuidos.

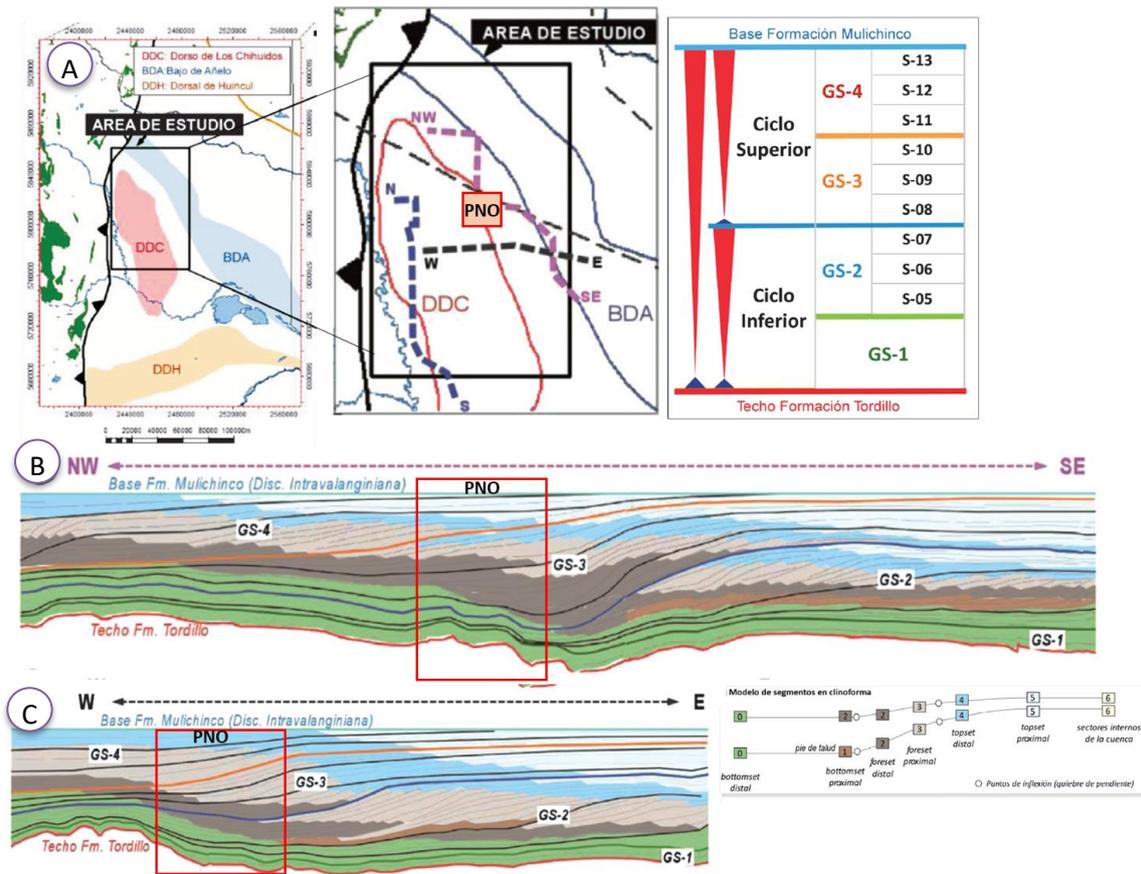


Figura 19 – A) Delimitación del área de estudio de Dominguez et al., 2014 y ubicación de PNO dentro de la misma, B) Sección sísmica NO-SE interpretada por el mismo autor indicando la ubicación de PNO y C) Sección sísmica O-E interpretada por el mismo autor indicando la ubicación de PNO (modificado de Dominguez et al., 2014).

La integración de la interpretación de segmentos de clinoforma con datos petrográficos y bioestratigráficos permitió inferir cuatro ambientes depositacionales: cuenca (verde), plataforma externa (grises), plataforma media (celeste) y plataforma interna (blanco). A la plataforma externa y media se los pudo diferenciar además en proximal y distal en función del segmento de clinoforma. Si bien la textura de las litofacies descritas se mantiene en el rango de las limolitas, se observa una distribución consistente con los ambientes descriptos, con predominancia de texturas laminadas (procesos de decantación sin bioturbación) en posiciones distales y predominancia de limolitas hacia posiciones proximales (Dominguez et al., 2014).

Información sísmica y de pozo disponible en el área

El área PNO cuenta con un único pozo (PN.x-1) perforado en el año 1991 por la compañía Trend Argentina S.A. Esta perforación consistió en un pozo exploratorio con múltiples objetivos geológicos. Los principales eran las areniscas del Mb. Avilé y los carbonatos de la Fm. Mulichinco. Como objetivo secundario se propusieron las areniscas de Mb. Troncoso y los carbonatos de la Fm. Quintuco.

Como resultados documentados se destaca que en el tope de la Fm Mulichinco se descubrió gas carbónico con alta presión, el cual generó un *kick* en la profundidad de 1763 metros. El control del pozo con fluido de alta densidad derivó en un aprisionamiento por presión diferencial

de la herramienta de perforación que llevó al abandono del pozo sin poder ponerlo en producción ni terminar de explorar los objetivos propuestos inicialmente.

El PN.x-1 cuenta con registros eléctricos de Rayos Gamma (GR), Sónico (DT) y Resistividad (ILD) desde los 200 metros (profundidad de la cañería guía) hasta los 1500 metros (profundidad de la cañería intermedia). Además, cuenta con un tramo de perfil de Densidad (RHO), como se puede observar en la Figura 20. También se observan los topes de formación interpretados desde Fm. Rayoso hasta Fm. Agrio.

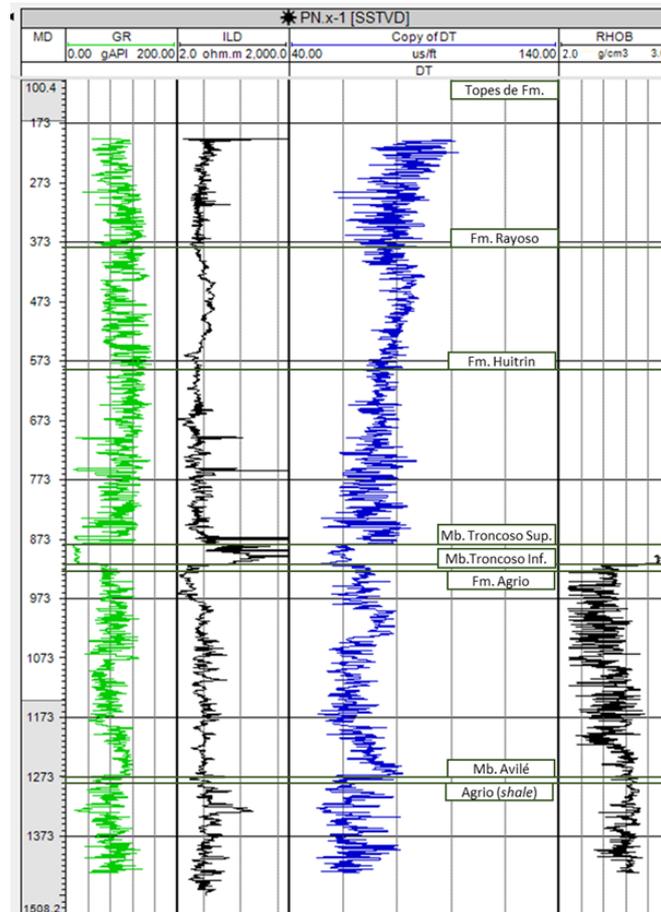


Figura 20 – Perfil de Pozo PN.x-1 tramo intermedio. Pista 1: curva de Gamma Ray (GR) en verde. Pista 2: curva de Resistividad Profunda (ILD) en negro. Pista 3: Sónico (DT) en azul y pista 4: Densidad (RHO) en negro.

En cuanto a la información sísmica disponible, en el año 1989 se realizó una campaña de adquisición sísmica de líneas 2D las cuales se marcan como líneas de color negro en Figura 21. En el año 2007, Petrobras Energía S.A. adquirió la sísmica 3D la zona nororiental del área Parva Negra, abarcando 422 km² y utilizando como fuente de energía camiones vibradores. En la Figura 21 se puede observar en líneas color verde punteado el área de Parva Negra, y en rojo sombreado la zona de adquisición sísmica 3D. La calidad del dato sísmico en general es buena, no obstante, hay zonas donde se desmejora el registro principalmente debido a la gran pendiente topográfica, la complejidad de las capas someras y la presencia de importantes zonas falladas. La cota topográfica abarca desde los 400 m a los 1100 m sobre el nivel del mar, con importantes cañadones y basaltos en superficie.

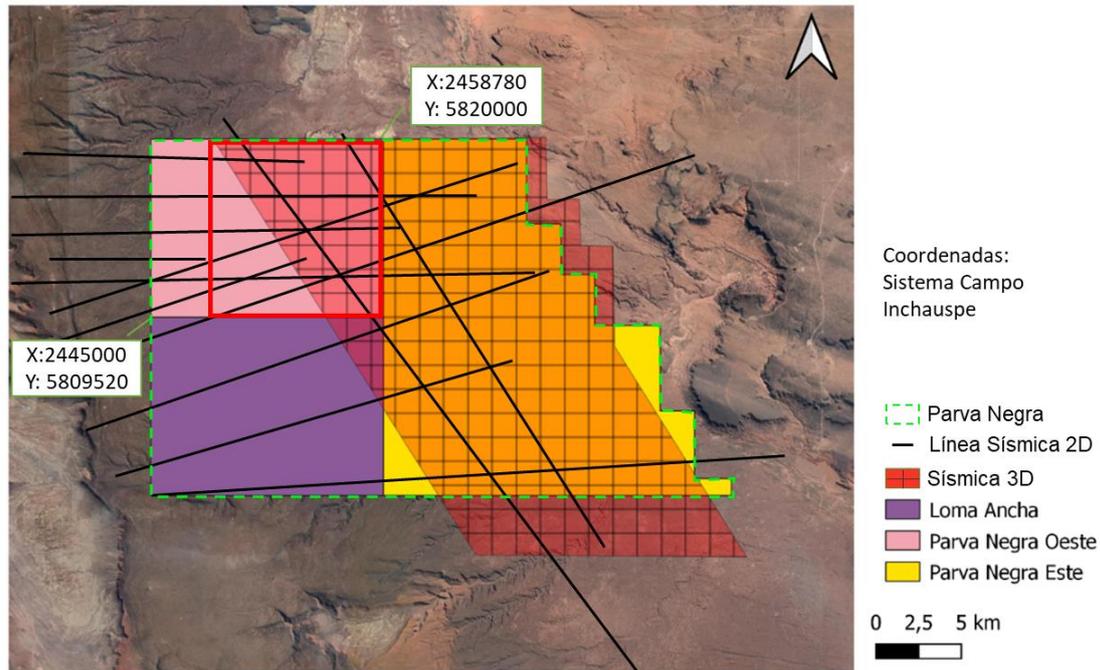


Figura 21 – División del Área Parva Negra en Parva Negra Este, Parva Negra Oeste y Loma Ancha, indicando el área de cobertura sísmica 3D, las líneas sísmicas 2D disponibles y el recuadro rojo que será utilizado para la generación de mapas.

En el año 2015 el área Parva Negra se dividió en Parva Negra Este, Parva Negra Oeste y Loma Ancha (Figura 21) y en el año 2019, la compañía Capex S.A. adquirió Parva Negra Oeste. Parva Negra Oeste cuenta con una cobertura del 50% del área con sísmica 3D, para la zona nororiental, a esto se le suman trece líneas de adquisición sísmica 2D.

En el desarrollo del presente trabajo final, se utilizará como zona de estudio para la generación de mapas, el área indicada en el cuadrado rojo de la Figura 21. Se optó por trabajar con esta zona recortada optimizando el área en donde se cuenta con dato sísmico 3D, y utilizando las líneas 2D para el estudio regional. El recuadro rojo abarca 110 km² de los 144 km² totales de Parva Negra Oeste, incluyendo los 70 km² con sísmica 3D.

En el año 2019 Capex S.A. realizó un reprocesamiento del dato sísmico. El principal objetivo de esta acción fue obtener una mejor imagen en la Fm. Vaca Muerta para su correcta caracterización, así como preparar el dato para el cálculo de atributos que pudieran mostrar la presencia de fracturas. Una de las principales dificultades para mejorar la imagen fue el ruido que contamina la zona de interés, por lo cual el realce de frecuencia tuvo que ser tratado en forma más conservadora que en el procesamiento anterior, mejorando así la continuidad a nivel del principal objetivo.

Por otra parte, aunque la distribución de *offset-azimut* es balanceada, los *offsets* lejanos resultan insuficientes y provocan una baja discriminación de velocidades en los eventos al nivel de la Fm. Vaca Muerta.

En la Figura 22 se puede observar el *fold* del cubo sísmico obtenido para el área Parva Negra. El *full-fold* de la misma es de 50.

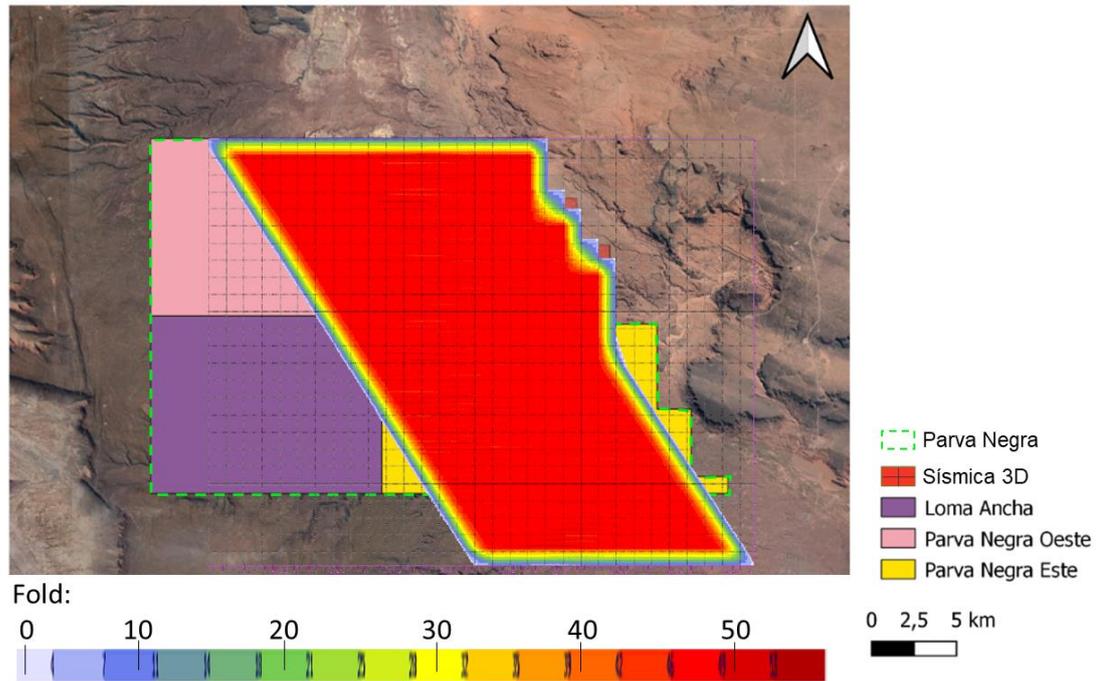


Figura 22 – Fold del cubo sísmico 3D para el área Parva Negra

Inconvenientes en la perforación de pozos vecinos

Vieira *et al.* (2019) explican las complicaciones de la perforación de los pozos PNx-1004 y del PNx-1001. Ambos fueron perforados con la misma tecnología en el bloque que actualmente se denomina Parva Negra Este y se encuentra hacia el este de PNO (Figura 23). En el caso del PN.X-1001 se pudo completar el pozo y obtener más de 35 metros de corona de Vaca Muerta con un porcentaje de recuperación mayor al 95%.

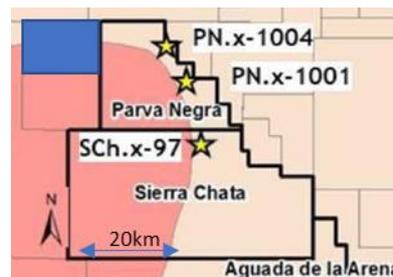


Figura 23-Extraído de Vieira *et al.* (2019) Con ubicación de pozos perforados por Petrobras. En azul se marca la ubicación actual de Parva Negra Oeste

En el pozo PNO-1004 se encontró una sobrepresión muy alta en el tope de la Fm. Quintuco, evidenciando ingreso de fluido desde la formación hacia el pozo. Este ingreso de fluido se compensó con el aumento de la densidad del lodo de perforación equivalente a 2.5 gr/cm^3 , un 25% mayor a la densidad utilizada en el PN.X-1001 para esa misma profundidad. Finalmente se decidió abandonar el pozo debido a que el rango de presiones entre la presión poral y la de fractura era muy acotado y su perforación no era viable. De aumentarse la densidad del lodo, el pozo se fracturaba y de disminuirse, la formación aportaba al pozo desequilibrando la columna.

El trabajo menciona también que el fluido de perforación se contaminó con una salmuera de hasta 190.000 ppm de cloruros y presencia importante de cuentas de gas.

Si bien no se cuenta con toda la información para determinar a qué se debió esa sobrepresión, hay posturas que se lo conceden a chimeneas de gas. Las chimeneas de gas se forman por una migración vertical del gas, que hace que las rocas suprayacentes exhiban una velocidad baja. Otras posturas, se lo adjudican a fallas que conectarán a la Fm. Tordillo con la Fm. Quintuco. Debido a que se trata de una zona sobrepresionada, si se conectarán mediante fallas capas más profundas con otras más someras, la presión de la capa superior se vería incrementada. Estas fallas deberían cruzar todo el intervalo dúctil de la Fm. Vaca Muerta por lo que deberían ser de gran magnitud. Podría deberse también a una zona que retuvo de manera más eficiente la sobrepresión generada por el levantamiento estructural (descrito en Figura 43).

Aunque el objetivo de este trabajo no es determinar lo que ocurrió en los pozos vecinos, y además no se cuenta con la información suficiente para descartar o afirmar ambas hipótesis, sí se puede concluir que una zona de mayor tranquilidad estructural tiene menos probabilidades de que la intensidad de las manifestaciones resulte en el abandono del pozo durante la perforación. Esta definición es crítica para la primera etapa de evaluación del área.

Metodología

El área PNO se encuentra en una etapa inicial de exploración. Esto conlleva algunos desafíos para realizar un análisis de la Fm. Vaca Muerta, como lo es la baja disponibilidad de información de pozos para realizar la correlación con el dato sísmico. No obstante, se cuenta con un volumen sísmico de buena calidad y los horizontes a interpretar presentan altos contrastes de impedancia. Además se cuenta con gran cantidad de información bibliográfica de áreas vecinas que es la que se analizó en primera instancia.

Para realizar el análisis del volumen sísmico y el estudio de los perfiles de pozo se utilizó el software de interpretación sísmica Petrel®.

En primera instancia se realizó el mapeo de los horizontes de interés y correlación del único pozo. Luego se analizó la sísmica 2D y 3D para poder realizar un análisis estructural del área y estratigráfico del sistema Quintuco-Vaca Muerta utilizando toda la información disponible; con la estructura del Dorso de los Chihuidos jugando un papel principal.

Se buscó luego como objetivo secundario obtener una correlación entre atributos sísmicos y rasgos geológicos que permitan inferir propiedades petrofísicas de la Fm. Vaca Muerta. La principal dificultad de esta etapa fue que, al no contar con datos de corona o perfiles eléctricos de pozos en la formación de interés, resultó imposible realizar la correlación entre ambas. Pero sí se pudieron estudiar trabajos realizados en áreas vecinas para luego establecer comparaciones con datos propios y establecer conclusiones de interés prospectivo.

Desarrollo

Correlación sísmica pozo

Para realizar la correlación sísmica-pozo en primera instancia y como no se contaba con el registro del calibre del pozo, se procedió a realizar un filtrado del perfil sísmico para descartar los picos que fueran producto de irregularidades en el diámetro del pozo. Para esto se utilizó la herramienta *despike* de Petrel que suaviza los puntos que se encuentren fuera de dos desvíos estándar en un intervalo de 10 m de registro.

Con el objetivo de obtener un registro de impedancia de pozo se procedió a generar una densidad de forma sintética mediante la ecuación que propone Gardner *et al.* (1974):

$$\rho = \alpha v_p^\beta$$

ρ : densidad aparente $\left[\frac{g}{cm^3}\right]$ v_p : velocidad de onda P $\left[\frac{ft}{s}\right]$ α, β : constantes empíricas

La misma tiene como finalidad ajustar una correlación potencial entre la velocidad de tránsito de la herramienta sísmica v_p y la densidad ρ . Gardner propone los coeficientes de $\alpha= 0.23$ y $\beta= 0.25$ para obtener un buen ajuste, no obstante, los mismos se pueden modificar para calibrar datos puntuales en un yacimiento o formación dada. Como se puede observar en la Figura 24A se pudieron adecuar los coeficientes para el intervalo en el que se tenían los dos registros con un $\alpha=0.24$ y $\beta=0.25$.

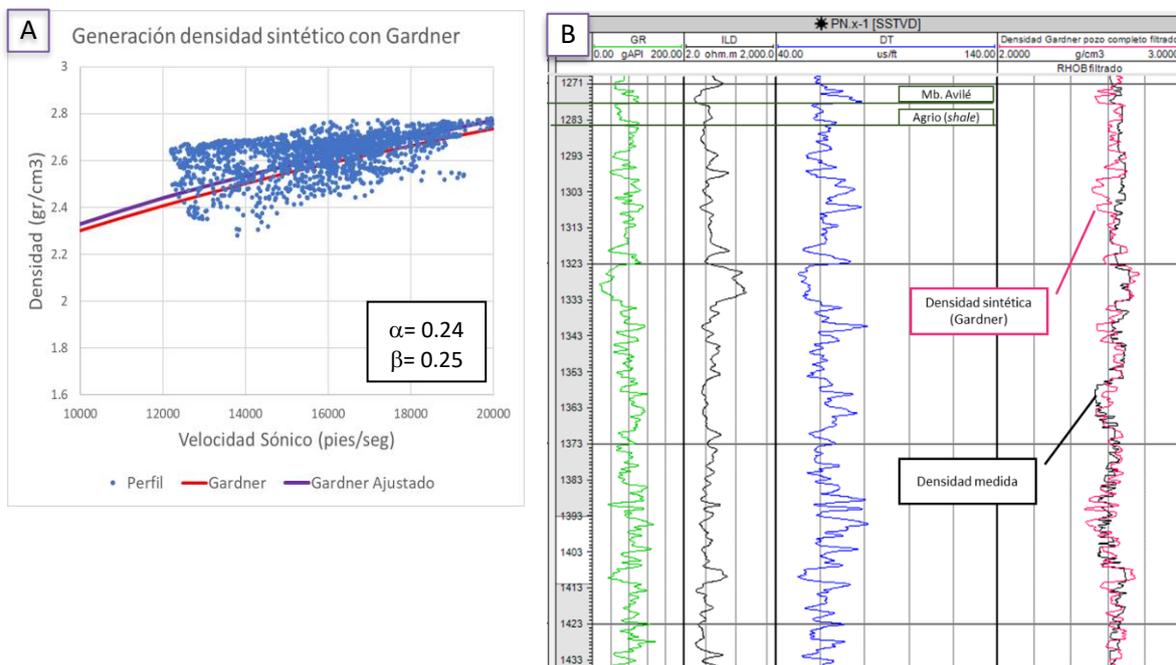


Figura 24 – A) Gráfico mostrando crossplot entre la velocidad del sísmico y la densidad en zona de ajuste. B) registros eléctricos del pozo, mostrando el ajuste entre la densidad calculada (rosa) y la densidad medida (negro) en el quinto track.

Haciendo uso de esta correlación, se pudo generar un registro de densidad para la zona perforada sin este registro, que luego fue utilizado para calcular la impedancia en el proceso de la correlación sísmica-pozo. El set de perfiles completo se puede observar en la Figura 25.

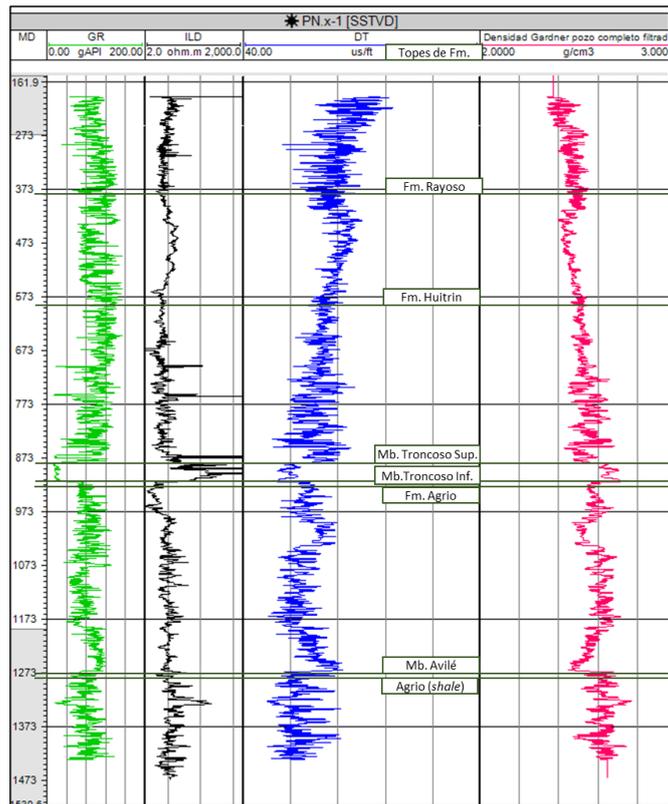


Figura 25- Set de perfiles completos incorporando la densidad sintética (Gardner).

Para realizar la calibración del pozo con el dato sísmico, en primera instancia se extrajo una ondícula estadística, para la ventana de 200 a 800 ms. No se logró una buena correlación, siendo esta menor al 50%. En base a esto, se optó por utilizar una ondícula sintética de Ricker centrada en una frecuencia natural de 35 Hz. En esta oportunidad, se logró una mejor correlación del 56%, aplicando un *drift* de 24 ms.

Para realizar la correlación del pozo con la sísmica (Figura 26) se utilizó como nivel de referencia principalmente las anhidritas del Mb. Troncoso Superior, ya que las mismas tienen una muy alta velocidad de casi 5000 m/s en contraste con las capas adyacentes por lo que generan reflectores de gran amplitud en la sísmica, tanto en el tope como en la base. Como segundo punto de anclaje se utilizó el tope del Mb. Avilé, cuyas areniscas contrastan contra las lutitas orgánicas pertenecientes al Agrio *shale*.

Como la correlación sísmica pozo no es óptima, surge la importancia de registrar *check-shot* o *VSP* en los próximos pozos a perforar en la zona para obtener una ley de velocidad más precisa.

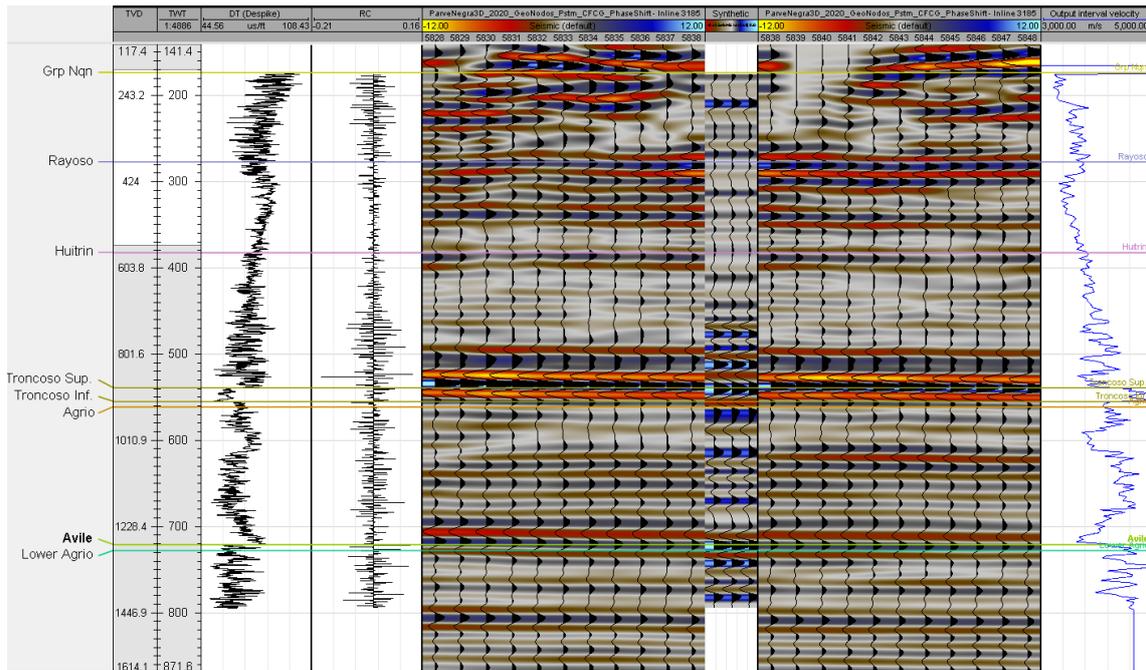


Figura 26- Resultados de la correlación pozo sísmica. + ley de velocidad para pozo PN.x-1.

En la Figura 27 se puede observar el perfil del pozo llevado a los tiempos del cubo sísmico con la ley velocidad obtenida. Se puede observar una aceptable correlación entre la deflexión del perfil sónico en el Mb. Troncoso Superior con los reflectores del tope y de la base, de gran amplitud en la línea sísmica, que pasa por el pozo.

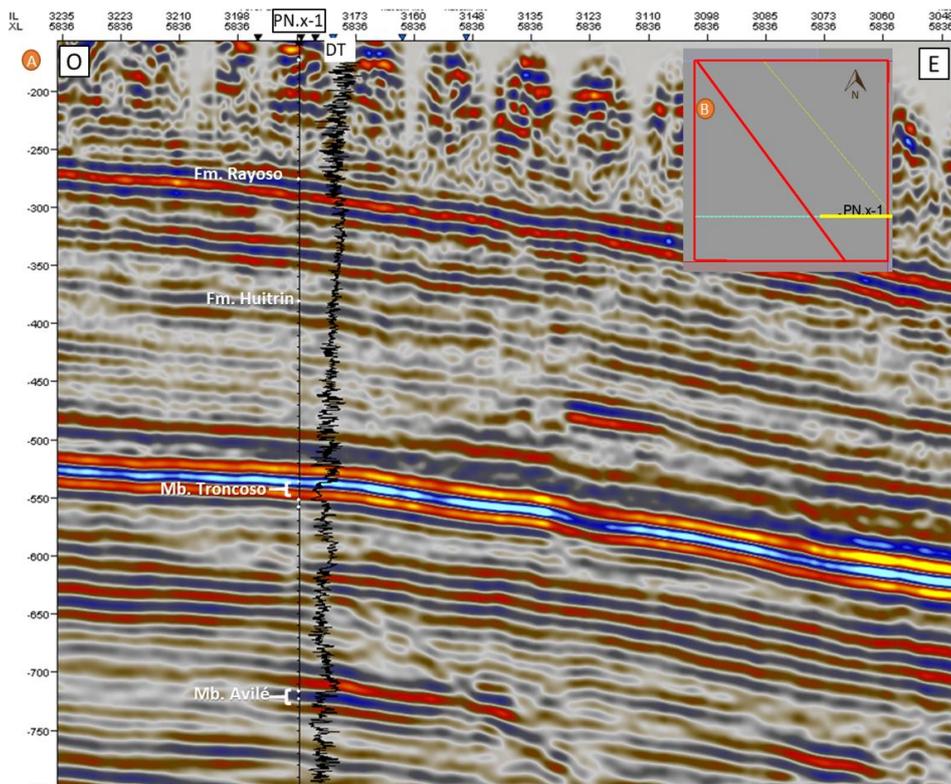


Figura 27 – A) Línea sísmica XL5836 mostrando el registro sónico del pozo PN-1 convertido al tiempo del cubo sísmico. Se muestra el Mb. Troncoso, y Mb. Avilé, capas de altas velocidades que se utilizaron para la puesta en profundidad del pozo. B) Mapa de referencia, su ubicación se puede observar en la Figura 21.

Resolución vertical

Como se expresó, la resolución sísmica vertical se define como el espesor geológico mínimo que se puede identificar en la sección sísmica. Para calcularla se consideró un intervalo de tiempo entre los 600 y 700 ms. Si bien no es el intervalo de tiempo donde se encuentra la zona de interés, es el más profundo en el que se tienen datos de registro de pozo.

A continuación, se presenta el resultado y procedimiento de cálculo de la resolución para las capas productivas del área:

- 1- Se contaron 5 ciclos en un intervalo de 100 ms. Esto se corresponde con una frecuencia de 50 Hz.
- 2- De la correlación sísmica-pozo se obtiene para dicha profundidad en tiempo, una velocidad (inversa del Δt sísmico de 65 us/ft) de 4900 m/s.
- 3- El valor de λ resultante es de 98 m.

Con este valor de λ se calcula una resolución vertical de **24.5 m** y una horizontal de **49 m**.

La Fm. Vaca Muerta se encuentra entre los 1300 – 1500 ms, y es de esperar que para estas profundidades la resolución vertical sea peor, ya que cuanto más profundo es el registro sísmico, se pierden las altas frecuencias ya que la tierra actúa como un filtro pasa bajos.

En la Figura 28 se grafican los espectros de frecuencias en la ubicación del pozo PN.x-1001 para distintos tiempos. Se puede observar cómo se pierden las frecuencias entre 70 y 55 Hz cuando se pasa de los 600 ms a los 1450 ms. El máximo de amplitud para los 600 ms se encuentra entre los 45 y los 50 Hz, consistente con la frecuencia calculada mediante el conteo de ciclos; mientras que, para los 1450 ms, la frecuencia para el máximo de amplitud baja a los 35 Hz. A los valores de amplitud menores a -35 dB se lo puede tomar como ruido.

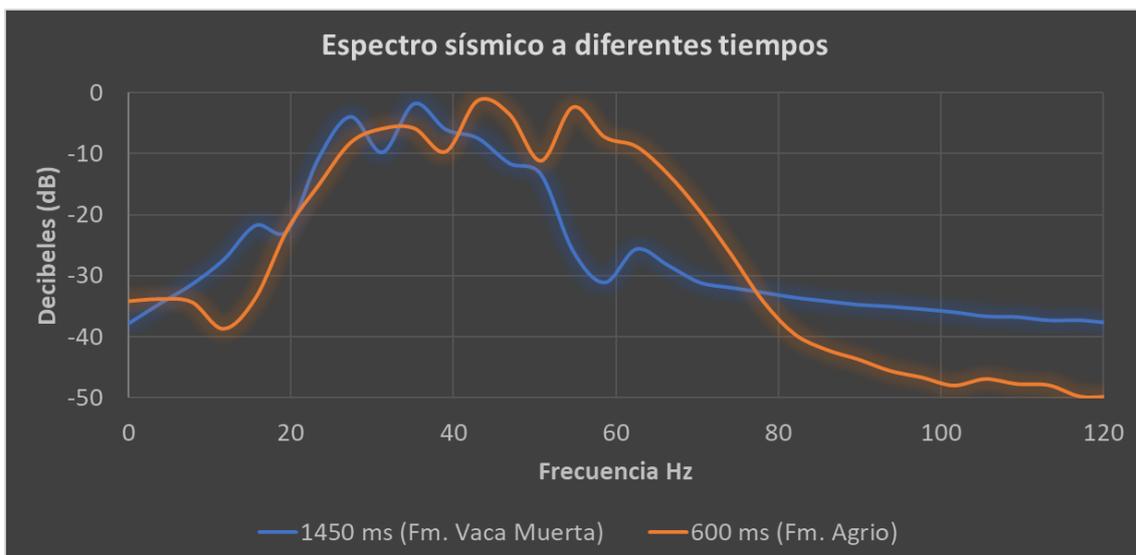


Figura 28- Espectro de la sísmica en zona de cálculo de resolución vertical.

Este valor de resolución vertical obtenido debe ser tenido en cuenta ya que un intervalo de navegación objetivo en un pozo horizontal no convencional a la Fm Vaca Muerta puede tener una tolerancia que sea menor a la resolución sísmica para esa profundidad. No obstante, en este trabajo se busca realizar una primera aproximación y descripción del sistema Quintuco-Vaca Muerta donde las variaciones estudiadas son mayores a la resolución sísmica.

Interpretación de horizontes sísmicos

Para poder realizar el análisis estructural y estratigráfico del área, en primera instancia se realizó la interpretación de los horizontes sísmicos más relevantes que habían sido previamente definidos como topes de formación en el pozo PN.X-1. Debido a que el mismo fue abandonado sin llegar a objetivo; a los perfiles eléctricos que llegan a la profundidad de 1460 metros, se le sumó el control geológico para posicionar el tope de la Fm. Mulichinco en 1760 metros (donde se abandona el pozo) y se consideró la prognosis a modo de referencia para los topes de las formaciones más profundas. También se utilizó la literatura para, por ejemplo, determinar que, debido a los contrastes de impedancia existentes en toda la cuenca, cuando se cuente con sísmica en fase cero, el pase entre la Fm. Tordillo y la Fm. Vaca Muerta debe ser un positivo. Lo mismo sucede con el tope de la Fm. Mulichinco y tope de la Fm. Quintuco (siempre y cuando la fase de la sísmica sea de 0°).

Los niveles sísmicos identificados fueron los siguientes (Figura 29):

- Tope de la Fm Rayoso / Base de Grupo Neuquén
- Tope de Fm Agrio
- Tope de Fm Mulichinco
- Tope de Fm Quintuco
- Tope de Fm Tordillo

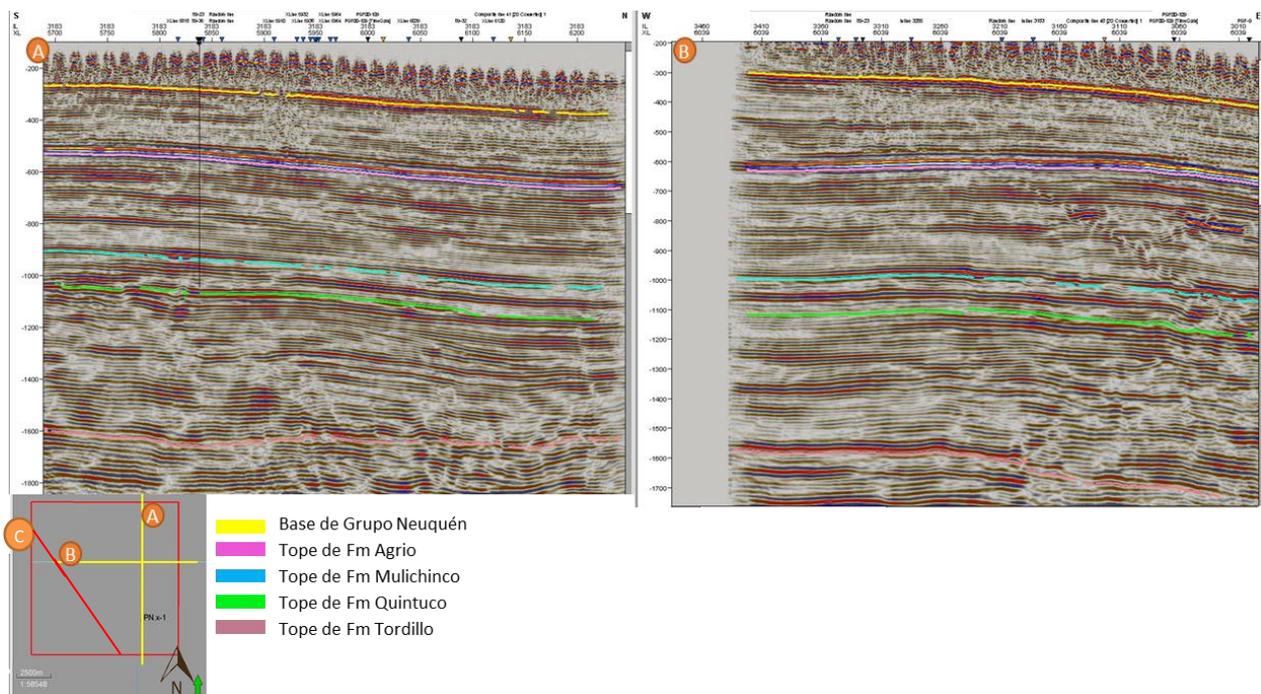


Figura 29- A) Inline 3183 mostrando los horizontes sísmicos interpretados. B) Crossline 6039 mostrando los horizontes sísmicos interpretados. C) Mapa de referencia, su ubicación se puede observar en la Figura 21.

Para cada uno de los niveles interpretados, se realizó el picado de las líneas sísmicas con un distanciamiento entre 5 y 10 líneas según su complejidad, como se puede observar en la Figura 30A.

Generación de superficies

Luego de realizar la interpretación de los horizontes descritos, se realizó una superficie a partir cada uno de ellos. Las superficies se realizaron interpolando los horizontes. En algunos casos se detectaron inconsistencias en las mismas y se corrigió la interpretación de los horizontes. Se intentó utilizar las líneas 2D para completar la superficie en la zona sin dato sísmico 3D, pero las mismas no se encontraban corregidas al datum, y la calidad no era óptima. En los intentos realizados se generaron superficies con grandes inconsistencias, de modo que se plantea la incorporación de las líneas 2D para una etapa posterior.

En la Figura 30B se puede observar la superficie generada para el tope de la Fm. Tordillo, y en la Figura 31 para el resto de los horizontes. Estas superficies serán luego de gran utilidad ya que se utilizan para extraer distintos atributos sobre las mismas. Además, se pueden restar entre sí en tiempo para calcular mapas isocronopáquicos y obtener conclusiones sobre la variación de espesor en tiempo de las formaciones identificadas.

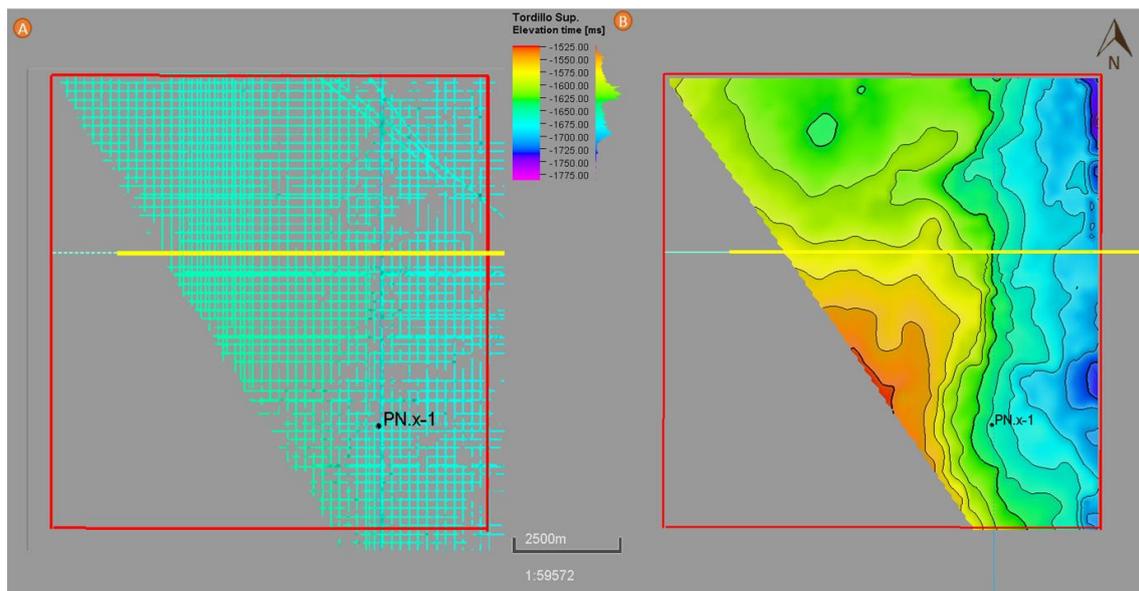


Figura 30-A) Vista en planta de líneas interpretadas del horizonte "Tope Fm. Tordillo". B) Superficie generada a partir de las líneas interpretadas.

Todas las superficies interpretadas presentan un alto hacia el suroeste. Sin embargo, en los horizontes superiores, la estructura se suaviza (Figura 31). Por ejemplo, para el horizonte que representa el tope de la Fm. Rayoso la variación de tiempo entre el punto más alto y más bajo es de 120 ms, mientras que para el horizonte coincidente con el tope de la Fm. Quintuco, la variación de cotas es de 160 ms. Si comparamos las superficies isócronas con las de la topografía del área (Figura 32) podemos observar cierta similitud. Esto puede deberse a una deficiente corrección estática o a que el último pulso de deformación, incidió tanto la estructura de los estratos en el subsuelo, como en la topografía actual. Esta segunda hipótesis sería la más probable.

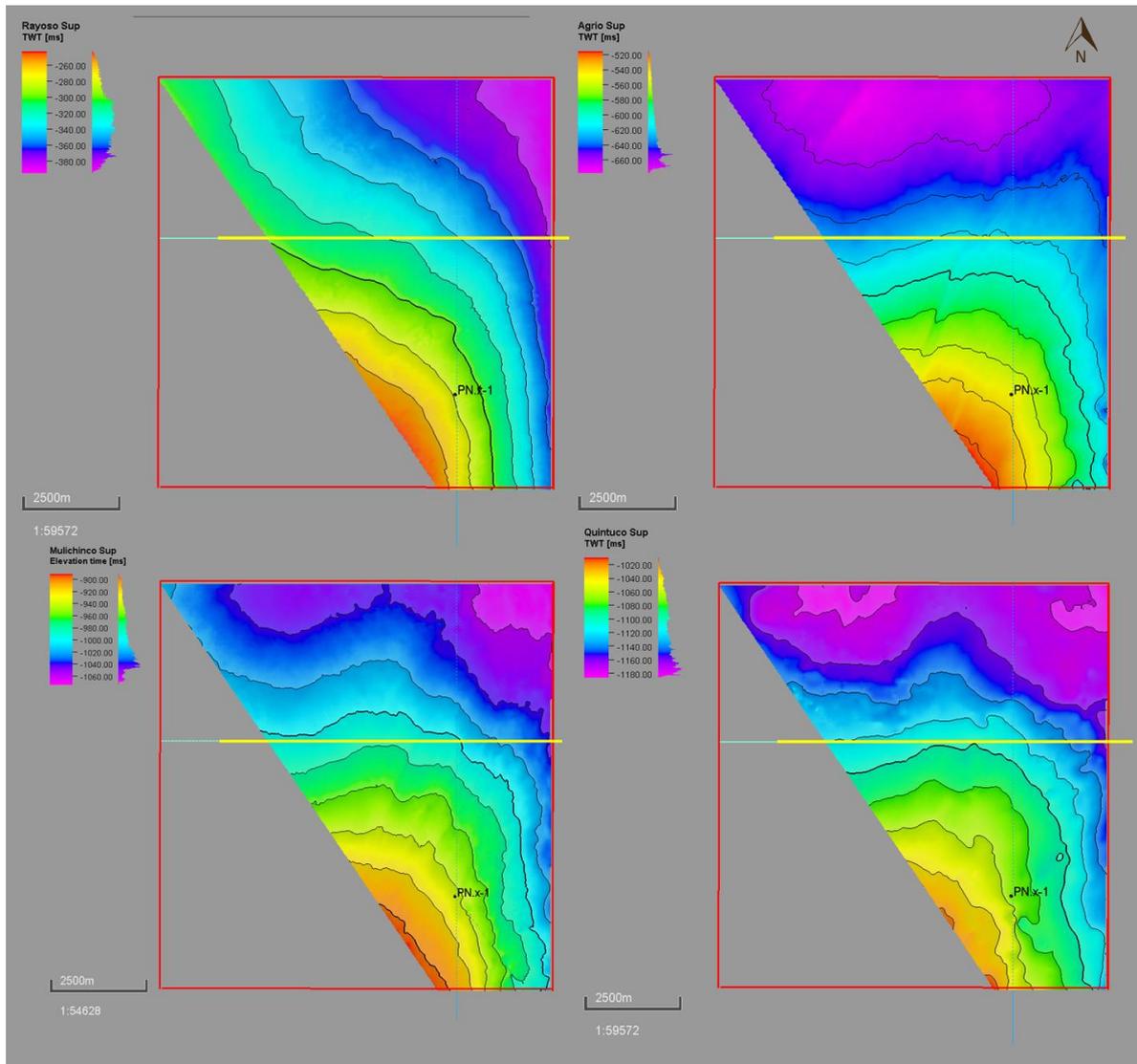


Figura 31- Superficies en tiempo generadas para los distintos horizontes sísmicos identificados: Tope de la Fm. Rayoso; Tope de la Fm. Agrto; Tope de la Fm. Mulichinco y Tope de Fm. Quintuco.

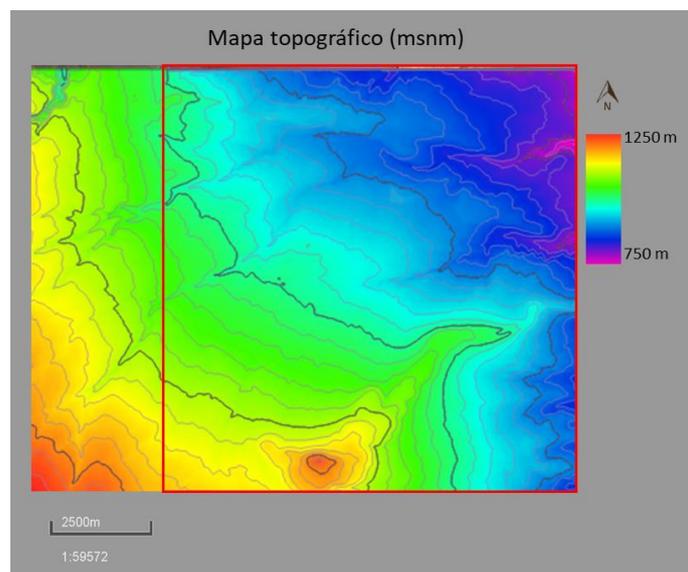


Figura 32 – Mapa topográfico Yacimiento Parva Negra Oeste.

Interpretación estructural

Mapeo e interpretación de fallas

En una primera instancia se utilizaron las líneas sísmicas 2D para poder determinar el contexto estructural. La línea sísmica 89-32 (Figura 33), de dirección E-O, cruza el flanco este de la estructura del Dorso de los Chihuidos abarcando el yacimiento PNO. En los tiempos de 600-1000 ms se puede observar una estructura compresiva (que se describirá más adelante en la Figura 45) correspondiente a la Fm. Agrio. Para los tiempos de las formaciones Quintuco y Vaca Muerta, se observa la inclinación de los horizontes hacia el este, con cierta discontinuidad, mayormente hacia el este de PNO (donde se cuenta con la sísmica 3D y se centra este trabajo).

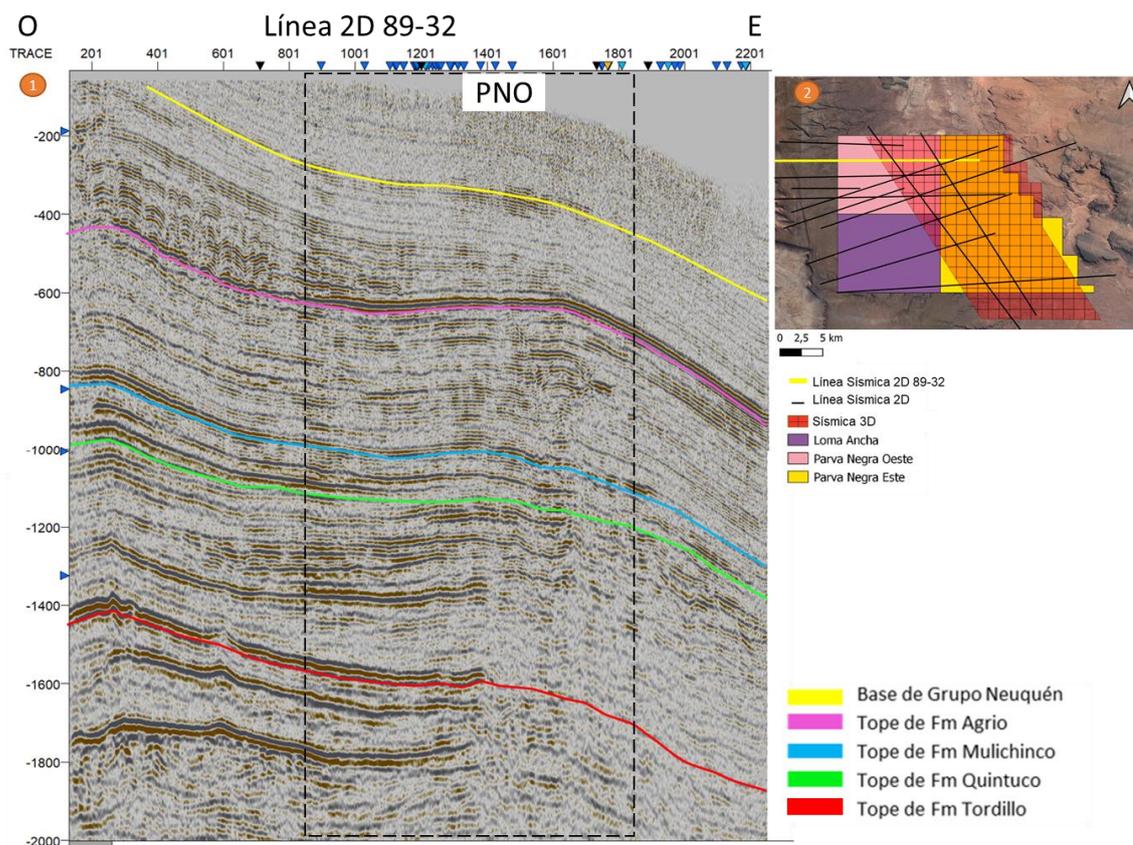


Figura 33- 1) Línea sísmica 89-32, con recuadro en PNO y horizontes sísmicos interpretados. 2) Mapa de ubicación.

Luego se realizó el mapeo de fallas en el volumen sísmico, haciendo foco en aquellas que afectasen el intervalo de estudio (Sistema Quintuco-Vaca Muerta). Estas fallas, generalmente tienen orientación NNE-SSO, son sub verticales y presentan extensiones que oscilan entre 1 y 3 km (Figura 35). La mayoría de las fallas fueron interpretadas como fallas normales e indicadas con color verde en la Figura 34. Estas se habrían generado como respuesta al plegamiento de las capas inferiores y consecuente cambio en el espacio de acomodamiento que generó el levantamiento del Dorso de los Chihuidos. Los bloques caen acompañando la inclinación del horizonte. Por otra parte, también se interpretaron fallas inversas en respuesta a la compresión. Las mismas se marcaron en color negro en la Figura 34.

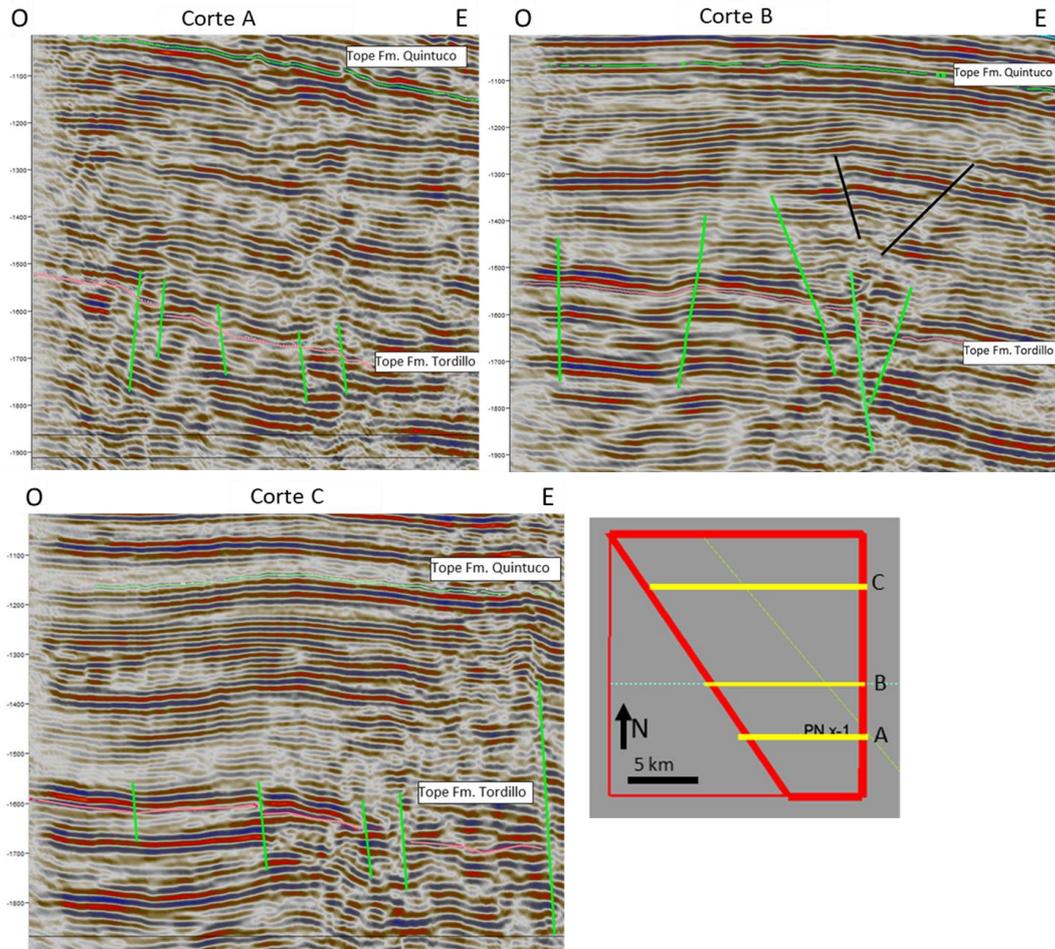


Figura 34 - Cortes mostrando algunas fallas interpretadas en tres XL afectando a la Fm. Vaca Muerta.

Para poder analizar el patrón areal se realizó la proyección de las fallas en el horizonte sísmico del Tope de Tordillo, como se puede observar en la Figura 35. En general las estructuras tienen orientación NNE-SSO. Dentro de la zona con información sísmica 3D, las fallas se encuentran en mayor densidad hacia el este.

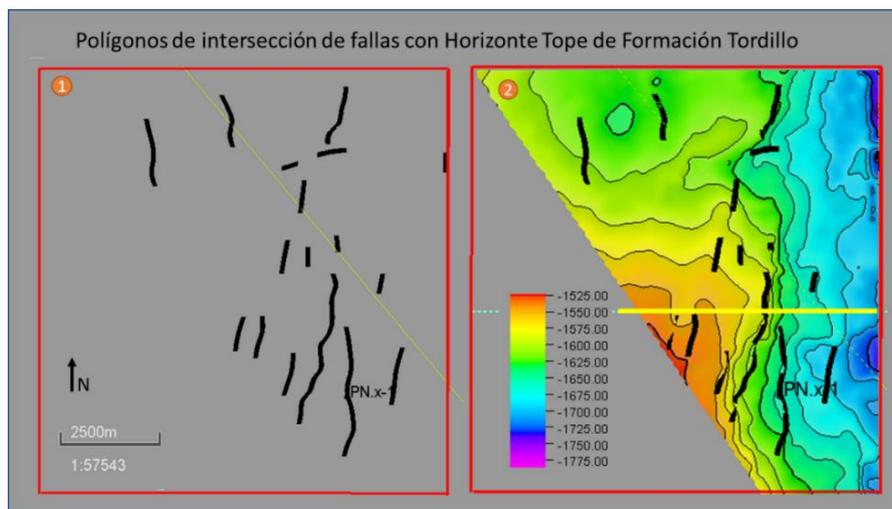


Figura 35 – Fallas proyectadas sobre el Tope de Tordillo. Dentro de la zona con información sísmica, las fallas se encuentran en mayor densidad hacia el este.

La orientación de estas fallas NNE-SSO coinciden con las descritas por Micucci *et al.* (2018) para el área Loma Ancha, lindante al sur de Parva Negra Oeste (Figura 36). En la Figura 36 se puede observar el mapa isócrono de PNO superpuesto con el presentado por Micucci *et al.* (2018). El datum es distinto para ambos isócronos, pero se respeta la escala de colores.

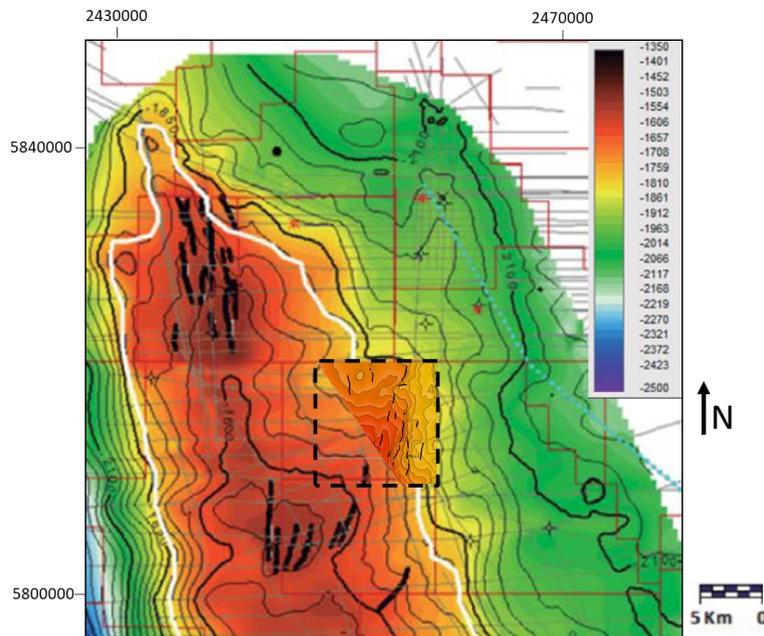


Figura 36 - Isócrono de PNO al Tope de la Fm. Tordillo superpuesto en la misma escala de colores al presentado por Micucci *et al.* (2018), incluyendo la orientación de las fallas.

La orientación NNE-SSO de las fallas descritas podría explicarse según la dirección del vector de subducción de las placas que generaron los esfuerzos compresivos durante el período en el que las mismas fueron generadas. Mosquera y Ramos (2006) proponen la presencia de un sistema transpresivo en la zona del DCH que habría actuado durante el Jurásico hasta el Valanginiano. Los esfuerzos principales habrían actuado con una dirección NO-SE y estarían vinculados con el sistema de subducción de la placa de Aluk bajo la placa Sudamericana. Posteriormente, del Cretácico tardío en adelante, la orientación del vector de subducción fue tornando para E-O y luego N75°E para el Cenozoico (Marchal *et al.*, 2020). De esta forma, geometría actual del DCH con un eje principal en NNO-SSE responde a la orientación del vector de subducción del Cenozoico, mientras que las fallas, en el intervalo de las Formaciones Quintuco y Vaca Muerta, a la del Jurásico.

Historia de deformación

En esta sección se busca describir la historia de deformación en el área de estudio durante la acumulación de la Fm. Vaca Muerta, con el objetivo de determinar qué dificultades y particularidades puede traer para el desarrollo de la misma. Para esto, se realizaron nivelaciones sísmicas en diferentes horizontes con el objetivo de estimar la paleotopografía en distintos períodos temporales seleccionados. El estudio se enfocó desde el Jurásico Superior en adelante, en consonancia con lo propuesto en el trabajo de Maretto y Pangaro del 2005.

Según el método de las nivelaciones, si se realiza una horizontalización hacia el tope de la Fm. Quintuco, por ejemplo, se podría estudiar la paleotopografía durante la depositación del sistema Quintuco-Vaca Muerta. Una desventaja de este método es que el movimiento de

deformación es considerado exclusivamente en la vertical, cuando por lo general la componente horizontal podría tener una gran importancia también para este tipo de deformaciones. Además, el método no considera la compactación diferencial de las distintas litologías. Por ejemplo, si hacia el este tenemos una arcilla (que se va a compactar más que una arenisca) y hacia el oeste tenemos una arenisca, al realizar la nivelación en una interfase superior, la compactación diferencial podría confundirse con un levantamiento hacia el este.

En la Figura 37 se puede observar la estructura del Dorso de Los Chihuidos en color verde, también se muestra el yacimiento PNO, y la línea sísmica A-A' perpendicular al eje del dorso, en la que se realizaron las nivelaciones. También se pone como referencia en rojo la línea sísmica utilizada en el trabajo de Maretto y Pangaro (2005). Esta última es de mayor extensión y corta completamente al Dorso.

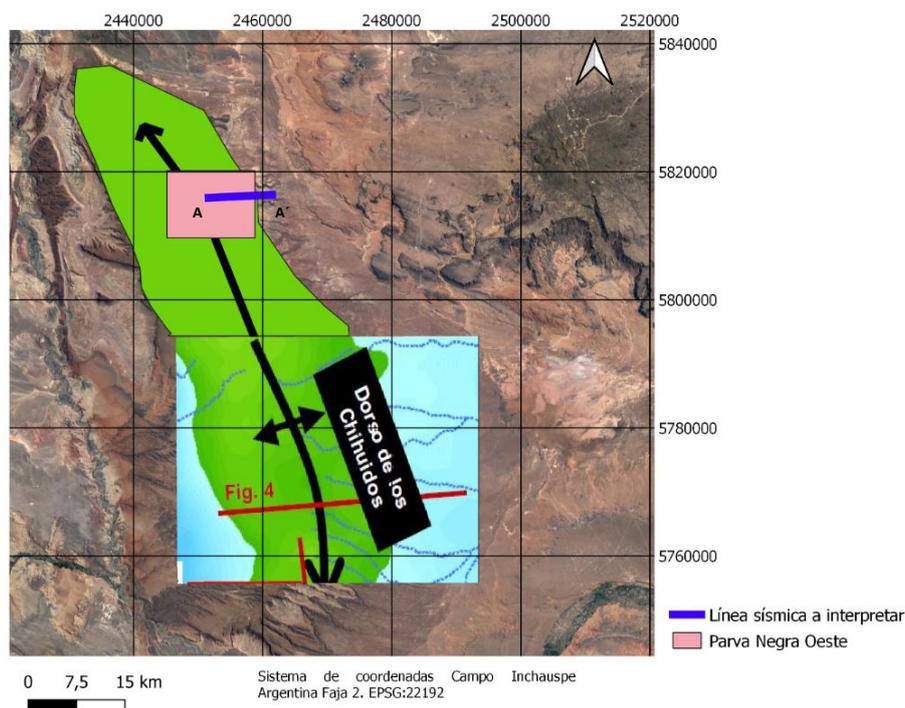


Figura 37 - Ubicación del área PNO en relación al DCH. Se muestra además la línea sísmica estudiada en Pangaro et al. (2005) con el nombre Fig.4 y la línea sísmica a interpretar en el trabajo actual A-A'.

La interpretación de la línea sísmica A-A' se puede observar en la Figura 38. En la misma se identificaron los horizontes antes interpretados (Tope de Fm. Rayoso, Tope de Fm. Agrio, Tope de Fm. Mulichinco, Tope de Fm. Quintuco y Tope de Fm. Tordillo) y además se interpretó el probable Tope del Grupo Lotena y el Tope del Grupo Precuyo. La determinación del reflector de estos últimos podría estar equivocada debido a la poca información con la que se cuenta. No obstante, fueron identificados exclusivamente para buscar cambios en la topografía previos a la deposición del sistema Quintuco-Vaca Muerta por lo que no es necesario que el horizonte sísmico sea exactamente el seleccionado.

Se puede observar que todos los horizontes buzcan hacia el este, respetando la estructura actual del Dorso según la ubicación de la línea.

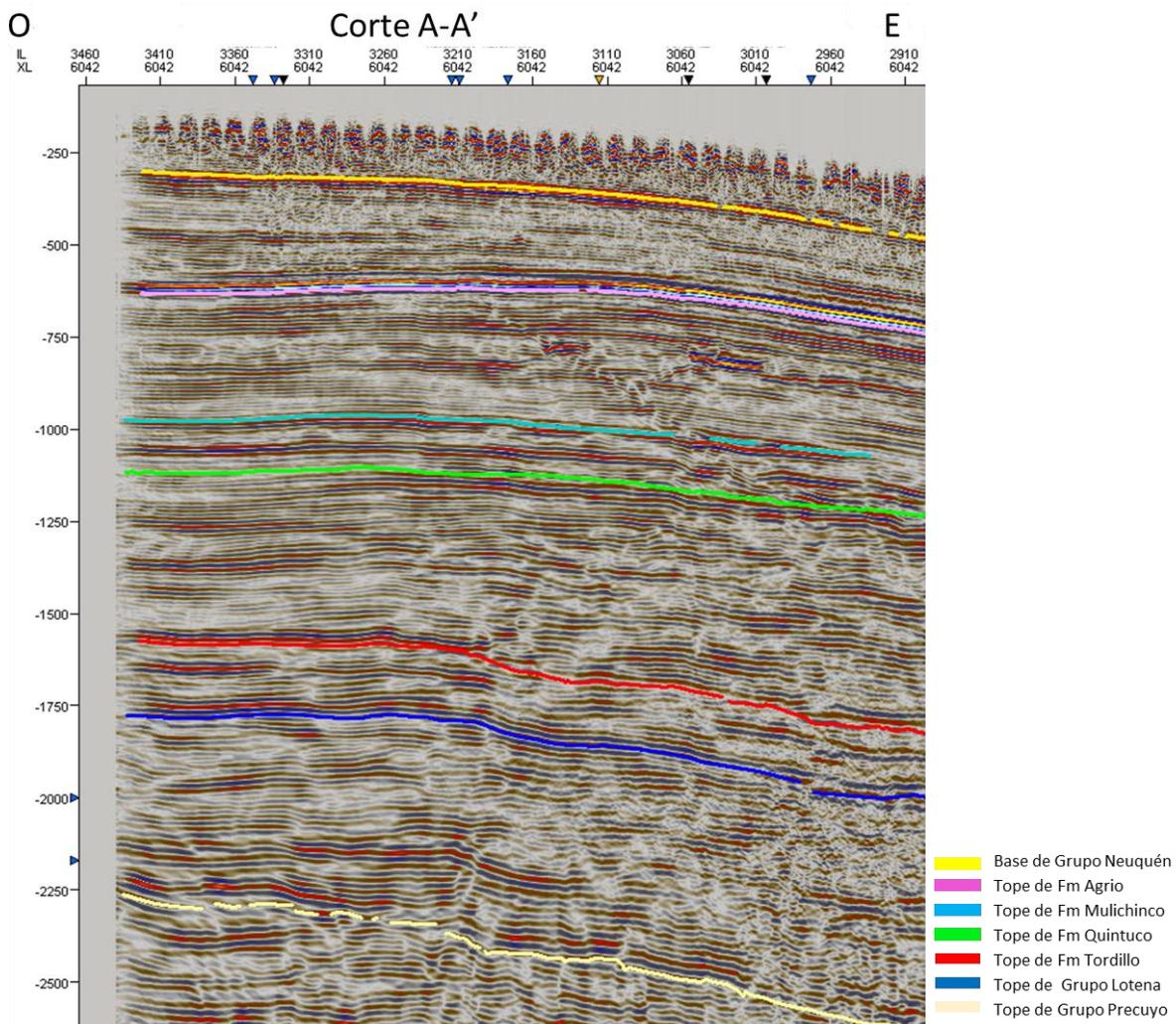


Figura 38- Sección sísmica A-A' sin nivelar con interpretación de horizontes.

Como paso siguiente se realizó la nivelación de los diferentes horizontes. Luego se seleccionaron las nivelaciones que muestran cambios relevantes en el patrón de levantamiento o deformación. Por ejemplo, en la nivelación del Tope de la Fm Tordillo (Figura 39) se puede observar que tanto el Tope de Grupo Lotena, como el del Grupo Precuyo, no presentan la inclinación actual, indicando que el levantamiento que le da la geometría actual fue posterior. Si se observa la acomodación (en la línea punteada negra) de la Formación Tordillo (entre Tope de la Fm. Lotena y Tope de la Fm. Tordillo), se observa un leve incremento de espesor hacia el oeste, que es consistente con la paleotopografía regional de la Cuenca Neuquina.

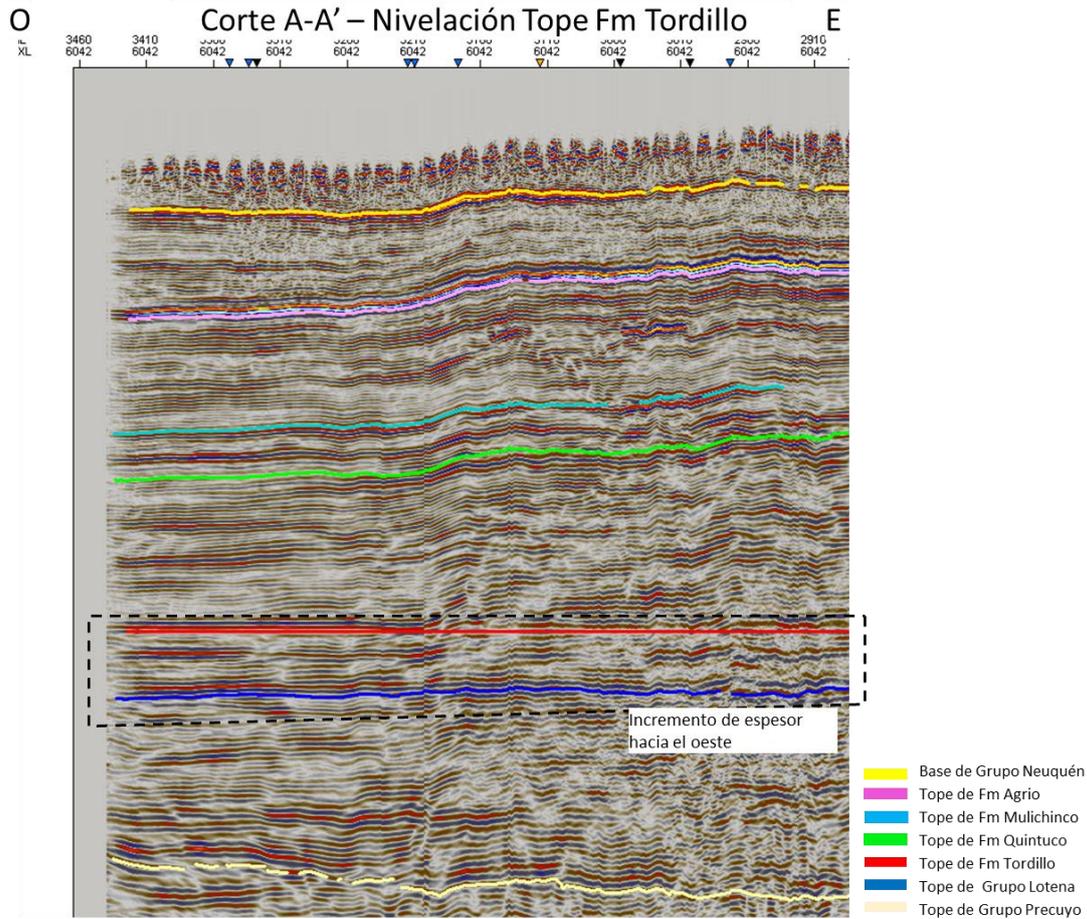


Figura 39 - Sección A-A' nivelada al tope de la Fm Tordillo.

En la Figura 40 se puede observar una sección nivelada al tope de la Fm Quintuco, coincidiendo con la discordancia Intravalanginiana. Se ve la diferencia de espesor depositado del sistema Quintuco-Vaca Muerta entre el este y el oeste (el oeste sufrió levantamiento frente al este). Debido a que se trata de una sección pequeña de estudio, no se descarta que ambas zonas se hayan levantado. Por otra parte, considerando este dato como aislado, podría tratarse de una subsidencia del este frente al oeste, o una combinación de ambos; pero colocando la sección sísmica en el contexto regional con la influencia del Dorso de los Chihuidos y sus pulsos de levantamiento estudiados es por los distintos autores, se considera más probable un levantamiento diferencial del oeste. Esta diferencia se resalta con la flecha de color verde y es coincidente con Dominguez *et al.* (2014), quien afirma que en el Ciclo Superior (correspondiente al Berriasiano) para la zona de estudio del Dorso de los Chihuidos se registra la reactivación de un alto en la zona septentrional del DCH.

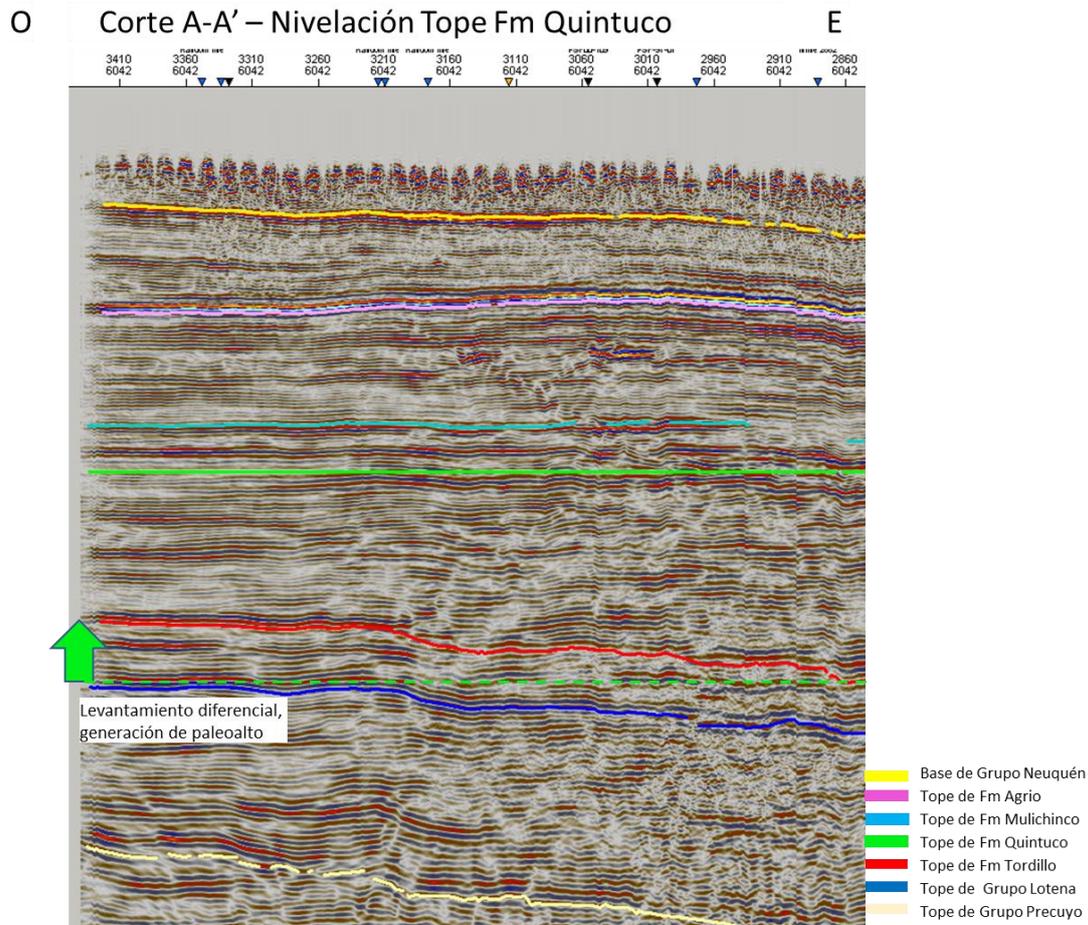


Figura 40- Sección A-A' nivelada al tope de la Fm Quintuco.

La siguiente nivelación se realizó a la Base del Grupo Neuquén. La misma evidencia el período de inactividad del Dorso de los Chihuidos. Se puede observar en la Figura 41 como los horizontes por debajo del nivelado pierden la pendiente actual del Dorso (el oeste más levantado).

Según Maretto y Pángaro (2005), el sistema relacionado al DCH presenta una relativa inactividad hasta el Cretácico Superior, con el desarrollo del depocentro para la Fm. Rayoso netamente hacia el oeste. Esto se puede observar también en la zona de Parva Negra Oeste en la sección nivelada que se muestra en la Figura 41, con un aumento de espesor hacia el oeste durante la depositación de la Fm. Rayoso.

Por último, el DCH habría alcanzado su configuración actual durante el Terciario con un levantamiento cercano a 1500 metros, erosionándose en algunos sectores más de 1000 metros de sedimentos (Zamora Valcarce *et al.*, 2009). Esto último puede observarse en la figura inicial (Figura 38) ya que la misma no se encuentra nivelada.

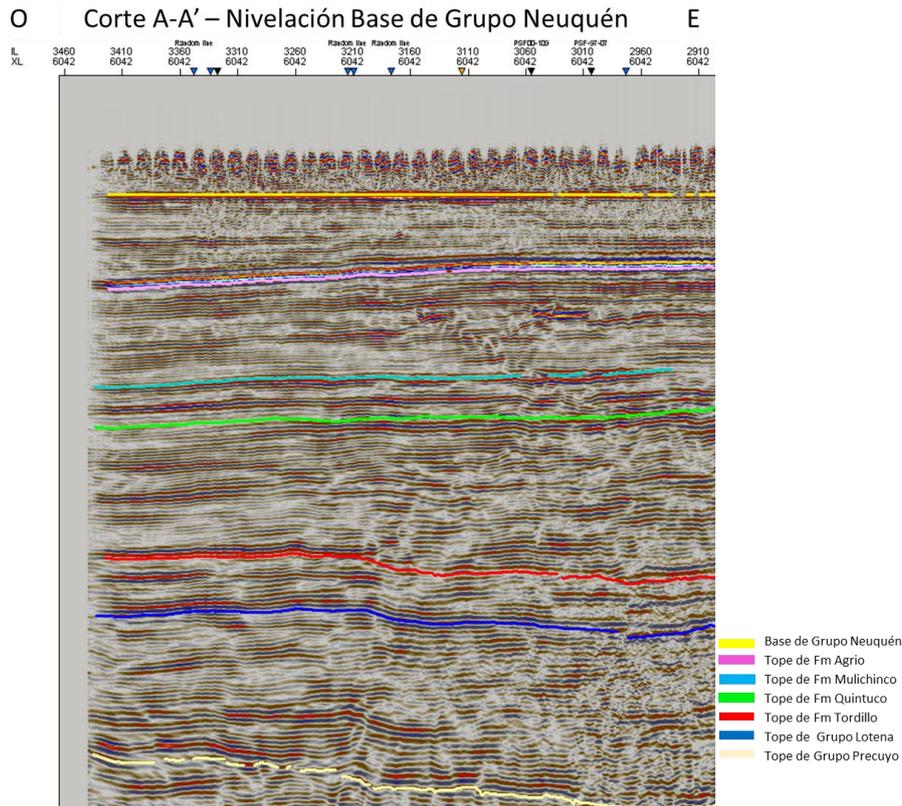


Figura 41- A) Sección A-A' nivelada a la Base del Grupo Neuquén.

Como conclusión de este análisis se puede afirmar que la sección sísmica es consistente con el hecho de que el DCH tiene una historia de formación y levantamiento en varias etapas.

Por un lado, en la Figura 39, se observa que la secuencia formada por el Grupo Cuyo y la Fm. Lotena, aumenta de espesor hacia el este, consistente con la descripción del paleoalto de Micucci *et al.* (2018).

Por otra parte, con las nivelaciones sísmicas se detectaron dos pulsos de levantamiento; el primero ocurrió contemporáneo a la deposición de las formaciones Quintuco y Vaca Muerta (probablemente durante el Berriasiano) y el segundo fue posterior al Cretácico, ya que no está evidenciado por la nivelación de la sísmica al tope del Grupo Rayoso. Este levantamiento es probable que se haya generado con más de un pulso, tal como se describió en el marco estructural.

A modo de relativizar la importancia de estos dos pulsos se propuso intentar cuantificar, para el área de estudio y el intervalo de interés (sistema Quintuco-Vaca Muerta), el primer levantamiento como porcentaje del levantamiento total del DCH, como se puede observar en la Figura 42 .

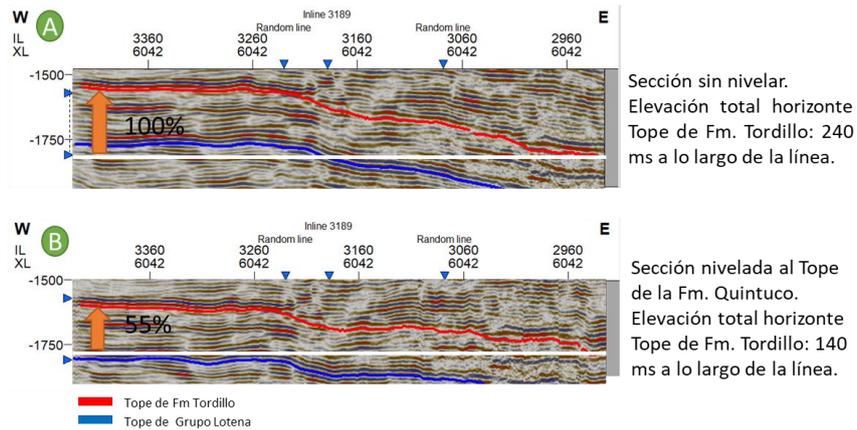


Figura 42- Comparación de elevaciones (en tiempo) para el horizonte sísmico Topo Fm. Tordillo. A) sección sísmica sin nivelar. B) Sección sísmica nivelada al horizonte Topo Fm. Quintuco.

Considerando por simplicidad una linealidad entre el tiempo de elevación y los metros elevados, se puede calcular para el Tope de la Fm Tordillo en el área de estudio que el 55% de la elevación ocurrió en el primer pulso. Es importante destacar que este porcentaje es exclusivo para la dirección este-oeste en la ubicación de la línea sísmica siendo la misma representativa para el área de estudio. Se puede afirmar entonces que este primer pulso de elevación cobra especial relevancia al momento de estudiar la deposición del sistema Quintuco-Vaca Muerta.

Para el análisis estratigráfico secuencial, es importante tener presente la paleotopografía y sus variaciones resultantes de la deformación estructural, ya que competirá o se combinará con la geometría de las clinofomas características de depósitos de fondo de cuenca. Por ejemplo, una reducción de espesor en un estrato puede generarse por un alto topográfico o por una progradación hacia el centro de cuenca.

Alzamiento estructural: ¿Generación de sobrepresión adicional?

En el marco teórico (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) se describieron los mecanismos principales de sobrepresión, cuáles son sus ventajas en producción y sus potenciales inconvenientes en perforación.

En este apartado se busca describir un mecanismo de sobrepresión, que se sumaría al resto, generado por el levantamiento de rocas impermeables y desconectadas hidráulicamente de su entorno.

Como se puede observar en la Tabla 1, una misma presión poral en una menor profundidad presenta siempre una mayor sobrepresión. Es decir, si exhumo una roca con una presión de fluido de 200 kg/cm² desde los 2000 metros hasta los 500 metros de profundidad, y la misma mantiene su presión, va a adquirir una sobrepresión del 400%

Tabla 1- Aumento de sobrepresión para una misma presión poral que se encuentra en distintas profundidades.

Profundidad (m)	Presión Poral (kg/cm ²)	Presión normal, col. de agua (kg/cm ²)	Sobrepresión (%)
2000	200	200	0%
1500	200	150	33%
1000	200	100	100%
500	200	50	400%

En la Figura 43 se puede observar una hipótesis planteada en este trabajo del origen combinado de sobrepresión. Se utiliza como referencia el gráfico de soterramiento de Zamora Valcarce *et al.*, 2009.

En el primer esquema, Figura 43A, previo a este último levantamiento, se observa a la Fm. Vaca Muerta en una profundidad de 4000 m. La roca presenta una presión normal hidrostática de 400 kg/cm^2 . A esta se le suma una sobrepresión del 50% debido al craqueo que ocurrió en la generación del hidrocarburo, previo a los 10 Ma. Es decir que presenta una presión poral total de 600 kg/cm^2 (Figura 43B).

La sobrepresión por craqueo de la Fm. Vaca Muerta está presente en toda la cuenca (Varela *et al.*, 2020). Se asumió un 50% para este ejemplo en particular, sería un caso de mínima.

En el siguiente esquema, Figura 43C, se muestra el estado de la roca posterior a un levantamiento y erosión (de las formaciones superiores, principalmente Grupo Neuquén) de 1000 metros. Debido a que la roca es impermeable, mantiene la presión de 600 kg/cm^2 que tenía previamente. Sin embargo, la profundidad final de este estrato es de 3000 metros, es decir que la sobrepresión para la profundidad dada resulta en un 100% (proveniente del craqueo térmico y del levantamiento). Si el levantamiento fuese mayor, el incremento en la sobrepresión también lo sería, similar a lo observado en la Tabla 1.

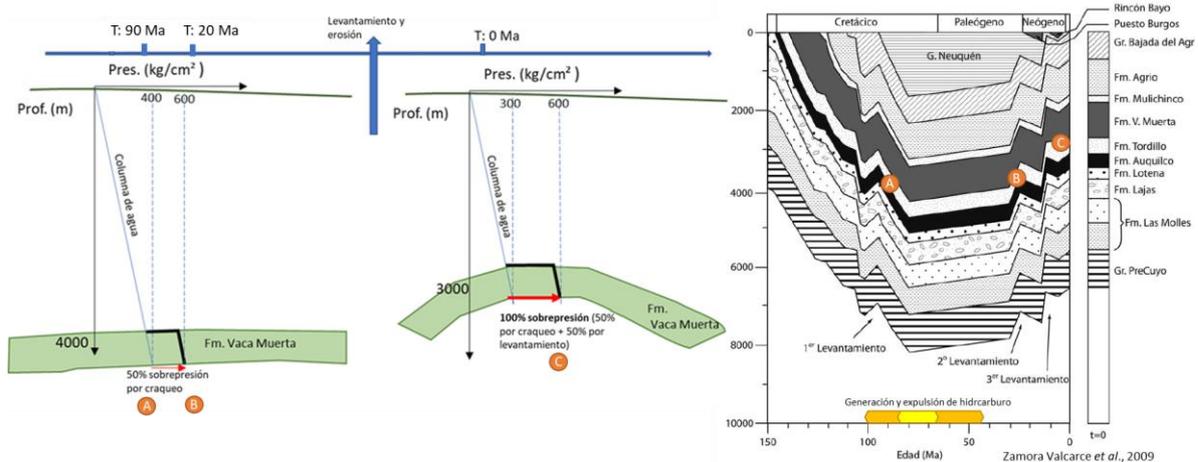


Figura 43- Esquema indicando la contribución a la sobrepresión del levantamiento de la Fm. Vaca Muerta. A: previo al levantamiento y al craqueo, Fm. Vaca Muerta en una profundidad de 4000 m. B: previo al levantamiento y posterior al craqueo, Fm. Vaca Muerta en una profundidad de 4000 m. C: posterior al levantamiento, Fm. Vaca Muerta en una profundidad de 3000 m.

Por otra parte, debe considerarse también que el levantamiento tuvo efectos reductores de la sobrepresión. La exhumación y erosión probablemente generó una descompresión vertical en la roca, aumentando así su porosidad y la disponibilidad de espacio para albergar el fluido, generando una disminución de la presión del hidrocarburo y contrarrestando el efecto antes mencionado. La disminución de temperatura, proveniente del levantamiento, también genera una contracción del fluido, disminuyendo su presión. No obstante, debido a la gran compresibilidad del hidrocarburo, estos efectos tendrían un impacto menor en la disminución de la presión poral que el efecto inicial de sobrepresión resultando en un aumento neto de la sobrepresión de la capa para la profundidad actual.

Si producto del levantamiento se generan fallas que afecten la calidad de sello de la roca, esta sobrepresión disminuiría considerablemente, debido a una posible migración vertical del hidrocarburo. Incluso podría alcanzar valores menores que el inicial, perdiendo parcialmente la sobrepresión adquirida por craqueo. Debido a este efecto, es recomendable perforar pozos en zonas de mayor tranquilidad estructural, para tener una mayor expectativa de encontrar la sobrepresión mejor conservada.

En Santiago (2016), se menciona que en el área de Sierra Chata, cercana a PNO, durante la perforación de los pozos ALL.x-1 y CLN.x-2, se encontró a la Fm. Vaca Muerta fuertemente sobrepresionada. Esto fue evidenciado por aportes casi permanentes de gas al circuito de lodo que motivaron sucesivos aumentos de la densidad del lodo de perforación y derivando en la cancelación de algunas carreras de perfilaje programadas.

Además, se conoce que en los pozos de PNE (Vieira *et al.*, 2019) se tuvo que utilizar una densidad de lodo para perforar la Fm. Vaca Muerta, que indicarían una sobrepresión de hasta el 150% (este hecho se estudiará en detalle en la sección: Tranquilidad estructural en perforación).

Situación de esfuerzos actual

En 2007, Guzman realizó un trabajo estudiando la geometría de 115 pozos en la zona centroeste de la Cuenca Neuquina con el objetivo de determinar los esfuerzos actuales y regionales para la misma.

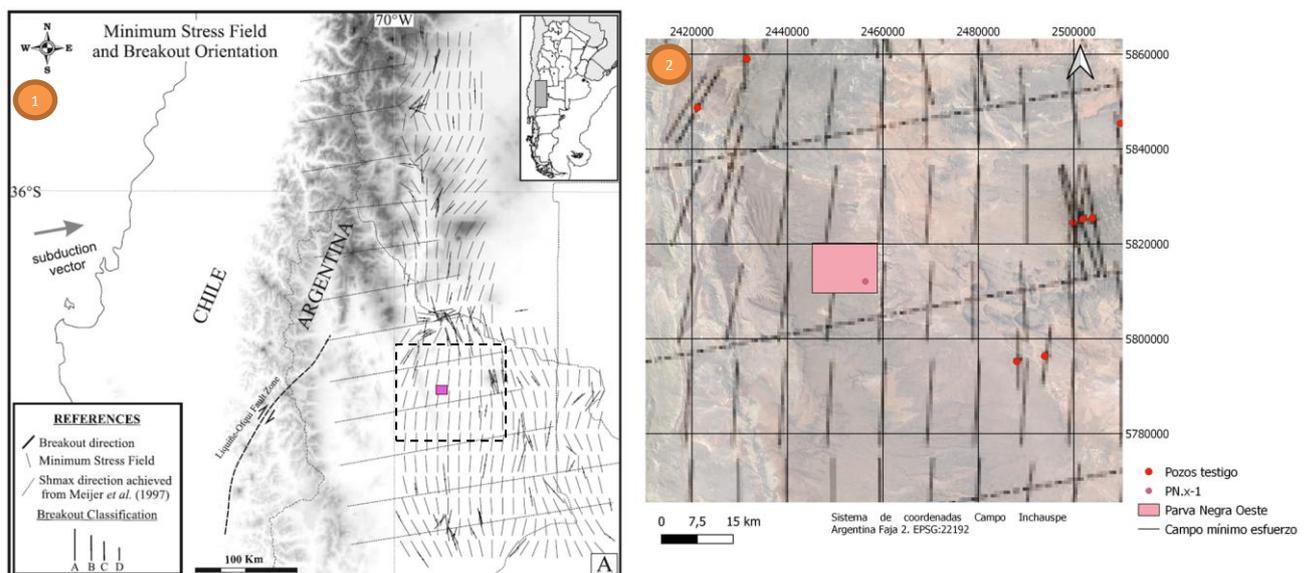


Figura 44- 1) Mapa de campo de mínimos esfuerzos en la zona centroeste de la Cuenca Neuquina, extraído de Guzman (2007). 2) Ampliación en zona de interés mostrando la ubicación de PNO.

Como se puede observar en la Figura 44-1 en el mapa generado por Guzman (2007), el mínimo esfuerzo tiene orientación N10°E. De esta forma y debido a lo expresado anteriormente la rama horizontal de los pozos propuestos debería tener esta dirección. Si bien existen 8 pozos testigo utilizados en este trabajo en las cercanías del área Parva Negra Oeste, los mismos se encuentran entre 40 y 50 km de distancia del área. El pozo PN.x-1 no fue utilizado en este análisis y no cuenta con datos disponibles para medir la ovalización; por eso, se propone realizar este análisis para los próximos pozos a perforar en el área.

Por otra parte, mediante el estudio de la deformación o generación de rasgos estructurales, se intentó obtener la distribución de paleo-esfuerzos, para compararlos con los esfuerzos actuales propuestos por Guzman (2007).

Analizando la información disponible se detectó una estructura de deformación. La misma está compuesta por dos fallas, marcadas de color celeste y verde en la Figura 45. Las fallas tienen una orientación norte-sur, son sub paralelas, presentan una separación máxima de 3 km y tienen una extensión de 5 km. Esta estructura deforma principalmente a la Fm. Agrio. El despegue de la falla inversa parecería darse sobre la base de dicha formación, favorecido por la ductilidad de las lutitas del Agrio *shale*. Se trata de fallas inversas que se desarrollan en respuesta a los esfuerzos compresivo máximo (σ_1) en dirección este-oeste, generando el levantamiento del bloque acotado entre ambas fallas, señalado con las flechas en la Figura 45. Esta deformación compresional sería del tipo pop-up.

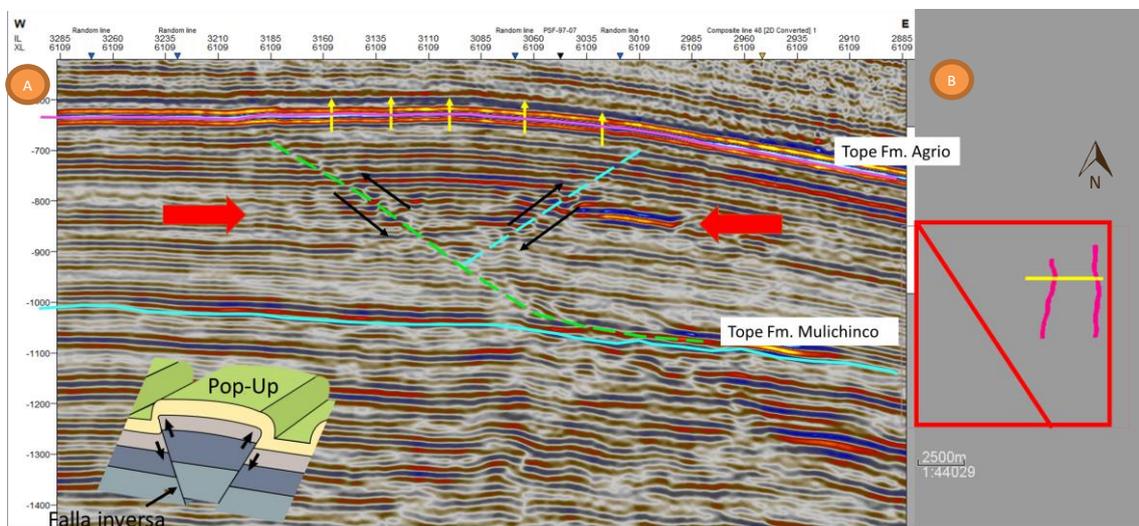


Figura 45 - Corte sísmico O-E con estructura Pop-UP y vista en planta de la ubicación del corte.

Para determinar arealmente los esfuerzos con mayor precisión es necesario realizar varios cortes paralelos para ir estudiando cómo se desarrolla la falla a lo largo del rumbo en el área de estudio. En la Figura 45B se puede observar en línea amarilla la ubicación del corte en estudio. La línea magenta representa la intersección entre ambas fallas con un *time slice* a 750 ms.

En la Figura 46 se muestra la continuidad del rasgo estructural descrito, con ayuda del atributo de *chaos*. El mismo presenta un color gris claro en sectores donde existe una continuidad entre trazas y colores rojos y amarillos en sectores donde esta se pierde. En la Figura 46 se pueden seguir las fallas perfectamente con colores rojos y amarillos del atributo para el *time slice* de 750 ms.

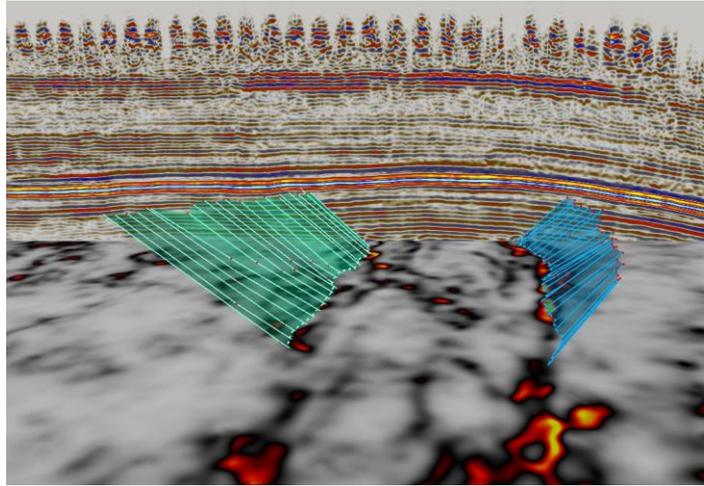


Figura 46- Vista tridimensional de fallas interceptando un time-slice del cubo de chaos para ver la continuidad de la falla.

Luego de estudiar este sistema de deformación se llega a la conclusión que el paleo-esfuerzo se encuentra en dirección N – NNE como se observa en líneas magentas en la Figura 45. A priori, como la deformación no afecta al Grupo Neuquén ni a la Fm. Rayoso, se podría pensar que la estructura es previa al Cretácico Tardío, pero también podría ocurrir que la deformación se haya disipado hacia las unidades suprayacentes.

Zonas de tranquilidad estructural

Como se mencionó en el marco teórico y en la descripción general del área, la ubicación de pozos horizontales en zonas con una alta densidad de fallas puede traer aparejados problemas de abandono de pozo en la perforación, y de abandono parcial de rama en la terminación.

Debido a esto es que se busca, mediante la utilización de atributos sísmicos, determinar zonas con menor deformación estructural. Se estudiaron distintos atributos, optando por utilizar el de *Chaos*, descripto previamente. Para generar el atributo a partir de la sísmica de Parva Negra Oeste se probaron distintos σ , y el valor de $\sigma=3$ para todas las direcciones fue el que obtuvo mejor relación entre información y ruido.

En la Figura 47 se puede observar el resultado del atributo sísmico para una XL (*crossline*) y una IL (*inline*). Para los tiempos menores, por encima de la base del Grupo Neuquén, al no tener datos sísmicos completos, los valores de *Chaos* se incrementan. Estos valores deben ser descartados del análisis. Se puede observar en un principio que las zonas con valores más altos para la Fm. Vaca Muerta se encuentran hacia el este y el sur.

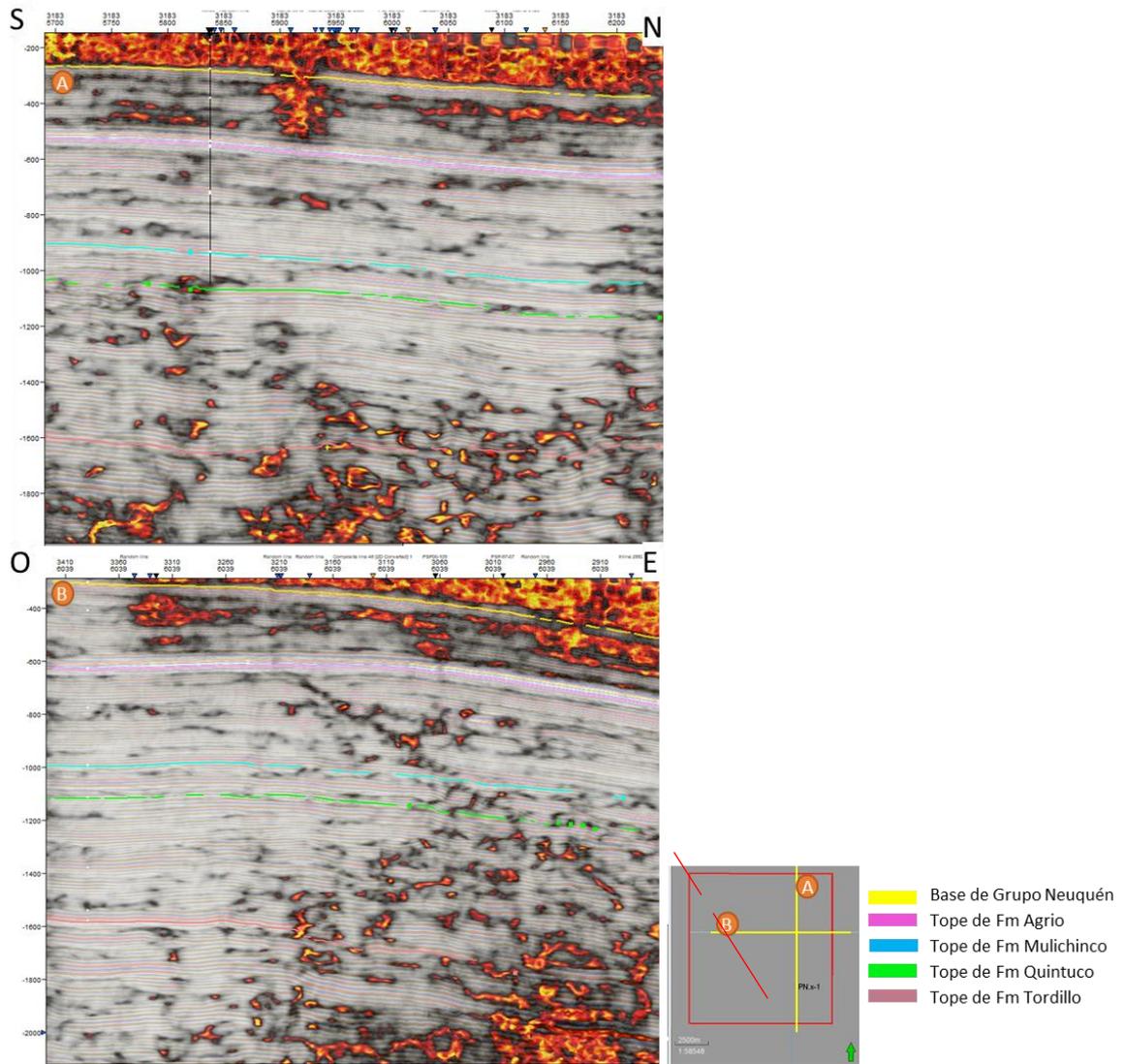


Figura 47- Secciones sísmicas mostrando el atributo Chaos. Se muestran los niveles interpretados.

Para determinar la distribución areal de este atributo en los distintos horizontes identificados, se realizaron extracciones del atributo de *Chaos* en cada uno de los mismos. De esta forma, se puede obtener una noción de la ubicación de las zonas de mayor tranquilidad estructural.

Los horizontes a estudiar son los topes de la Fm. Quintuco y la Fm. Tordillo ya que entre ellos se encuentra la Fm. Vaca Muerta objetivo. También se analizó el Tope de la Fm. Mulichinco debido a que, si bien no resulta de interés productivo, pozos cercanos han tenido problemas en la perforación al atravesar esta Fm. Este fue el caso del mencionado PN.x-1.

Para la generación de estos mapas, se realizó la extracción y promedio del atributo *Chaos* para una ventana de 10 ms centrada cada uno de los horizontes sísmicos a estudiar, como se puede observar en la Figura 48.

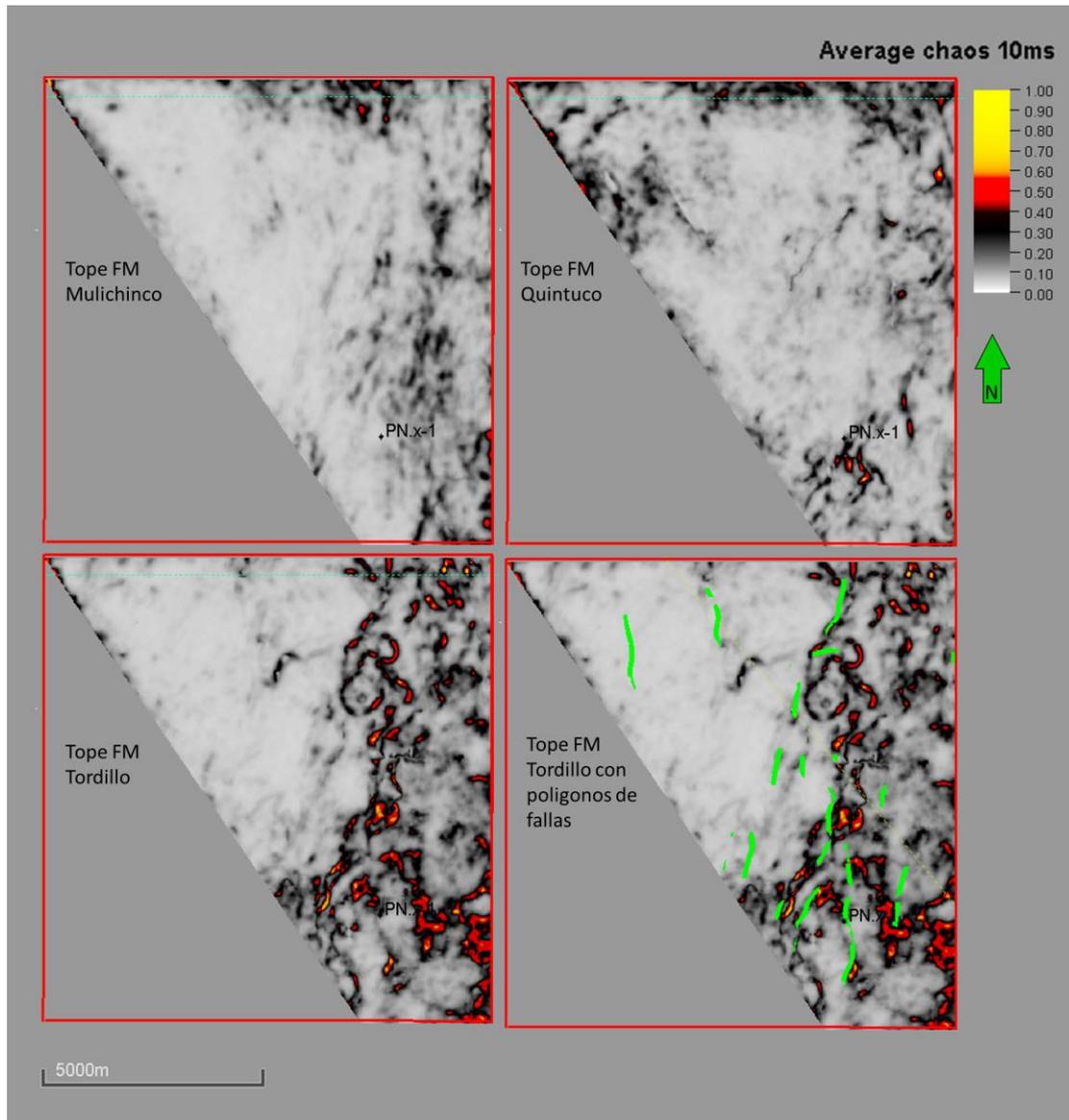


Figura 48- Mapas de promedio (en un intervalo de 10 ms) del atributo caos para los horizontes Tope Fm. Mulichinco, Tope Fm. Quintuco y Tope Fm. Tordillo, con ventana de 10 ms centrada en el horizonte.

Como conclusión de estos mapas se puede acotar la zona a realizar los primeros pozos en la mitad oeste del área. Esta condición es importante para reducir el riesgo en los primeros pozos del yacimiento, pero en la medida de que se tengan casos de éxito productivo, se podría ir incrementando el área a explorar.

Interpretación estratigráfica del intervalo Quintuco-Vaca Muerta

Como se mencionó en la introducción, el área Parva Negra Oeste constituye un área pequeña y no posee pozos que atraviesen la Fm. Vaca Muerta. Es por este motivo que la interpretación estratigráfica resulta desafiante y no se puede acotar sólo al área de estudio, sino que se debe realizar una interpretación regional incorporando datos sísmicos y de pozo de áreas cercanas y trabajos publicados.

En primera instancia se procedió a realizar un análisis regional del intervalo de interés. Para esto, se utilizaron las líneas sísmicas 2D con las que se contaba. Si bien las mismas presentan peor calidad de imagen del subsuelo que el volumen 3D, abarcan una mayor extensión y permiten realizar el análisis regional. Como se puede observar en la Figura 49 la línea sísmica 89-23 posee aproximadamente cuatro veces la extensión del yacimiento Parva Negra Oeste.

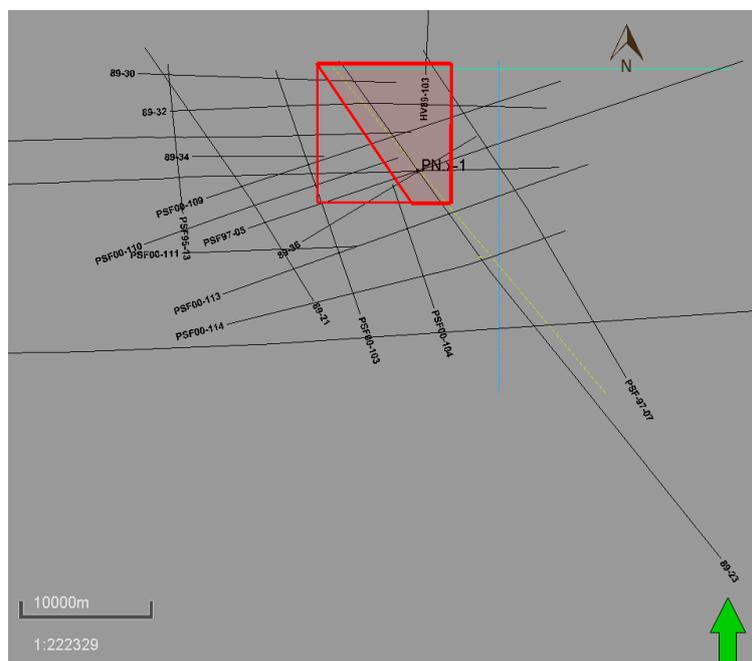


Figura 49 – Líneas sísmicas 2D para el yacimiento Parva Negra Oeste (cuadrado rojo), vs. superficie con sísmica 3D (sombreado en rojo).

Como información regional de áreas linderas, se cuenta, entre otros, con la Transecta regional de la Fm. Vaca Muerta particularmente con la información presentada en el capítulo 2; Estratigrafía Sísmica Regional (Desjardins *et al.*, 2016). En ese trabajo se generaron tres transectas sísmicas regionales que abarcan el área de interés petrolero de la Fm. Vaca Muerta. La transecta principal A-A' (Figura 50-1 y Figura 50-2) tiene aproximadamente 250 km de extensión, de orientación NO-SE, y muestra una evolución de facies proximales a facies de cuenca distales en el sentido de las progradaciones a lo largo de toda la cuenca. Este estudio en el que se identificaron seis unidades, se llevó a cabo utilizando los modelos tradicionales de sísmo-estratigrafía (Desjardins *et al.*, 2014) analizando las geometrías y terminaciones de los reflectores sísmicos. Estas unidades fueron las descritas en marco geológico, en la sección: Formación Vaca Muerta como reservorio no convencional.

En la Figura 50-1 se puede observar la línea sísmica perteneciente a la transecta A-A'. La misma presenta las seis unidades interpretadas a lo largo de diez yacimientos. Se distinguen las

clinoformas y en línea punteada se muestra una proyección de donde se encontraría el área Parva Negra Oeste sobre esta transecta. En la Figura 50-2 se puede observar la vista en planta del corte A-A' en línea azul, y también el yacimiento Parva Negra Oeste en un cuadrado rojo. En esta figura, se marcó la línea 2D 89-23 en color amarillo. Esta última es paralela a la transecta y cruza el yacimiento de estudio. Precisamente en la Figura 50-3 se puede observar una ampliación de la figura 2 en la zona de interés. La dirección de la línea 89-23 va en sentido del Dip de la deposición del sistema Quintuco-Vaca Muerta, de forma tal que la ubicación resulta muy útil para realizar una primera aproximación a la interpretación estratigráfica.

En la Figura 50-4 se puede observar la línea 89-23 nivelada al tope de la Fm. Quintuco (en verde); esta nivelación se realizó para independizarse de la deformación estructural posterior a la depositación del Sistema Quintuco-Vaca Muerta, y para poder realizar una mejor analogía con la transecta regional. En rojo se observa el Tope de la Fm. Tordillo. En esta línea sísmica, de 47 km de extensión se puede identificar que el yacimiento Parva Negra Oeste se encuentra en la sección noroeste de la misma.

En una primera instancia se delinearón unidades en analogía con la transecta. Por ejemplo, en la unidad C de la Figura 50-4 se puede observar claramente una zona de *foreset* hacia el sureste y de *bottomset* hacia el noroeste. En la unidad A, hacia la base de la FM Vaca Muerta, se observan de tres a cuatro reflectores con gran amplitud que corresponderían a la gran transgresión del Tithoniano. La unidad B pareciera condensarse, dificultando su resolución, hacia la zona de Parva Negra Oeste. La unidad D se encuentra en zona de *topset*, con superficies casi horizontales hacia el sureste y una zona de *foreset*, aunque con gran deformación estructural hacia el noroeste. No es posible con la información disponible, realizar una correlación temporal y afirmar que la unidad A se desarrolla hasta el Tithoniano superior bajo como la unidad 1 de la transecta. De todas formas, resulta de gran utilidad para entender que el sistema se estaba desarrollando hacia el noroeste, desplazando la línea de costa y rellenando la cuenca. Y que los sedimentos venían principalmente del sureste.

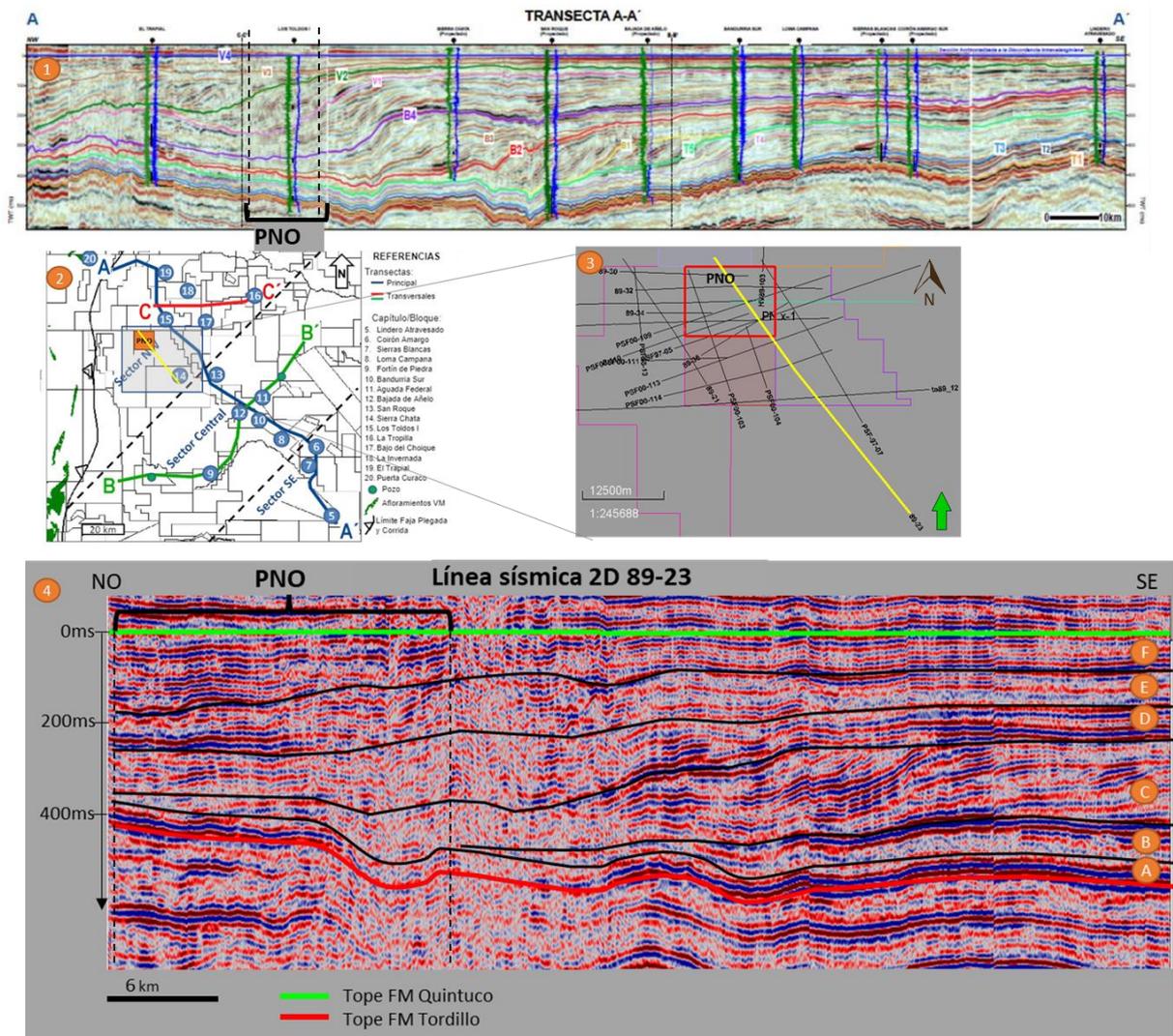


Figura 50- 1) Línea sísmica perteneciente a la transecta AA', extraído de Desjardins et al., 2014. 2) Mapa de yacimientos en Cuenca Neuquina, mostrando la ubicación de la transecta AA' en color azul, la ubicación del yacimiento PNO, la línea sísmica 2D 89-23 y el recuadro de (3), modificado de Desjardins et al., 2014. 3) Zoom de imagen (2) con la ubicación del yacimiento PNO en recuadro rojo y la línea sísmica 2D en amarillo. 4) Línea sísmica 2D 89-23 entre el Tope de la Fm. Tordillo y el Tope de la Formación Quintuco, nivelada a este último, con interpretación de intervalos de interés (A a F) según modelo de clinoformas. También presenta la ubicación del yacimiento PNO dentro de la línea sísmica.

Teniendo en cuenta esta interpretación regional realizada sobre la línea 2D 89-23, se realizó un estudio más detallado utilizando la sísmica 3D registrada en el área de estudio. El principal objetivo de este análisis fue el de poder comprender el desarrollo crono-estratigráfico con el fin de identificar zonas de probable potencial de producción de hidrocarburo no convencional.

En primera instancia se generó un mapa isocronopáquico del intervalo completo, de modo de tener una primera aproximación de cómo es la distribución del espesor del sistema Quintuco-Vaca Muerta (Figura 51) donde se presentan los mayores espesores en tiempo con colores cálidos.

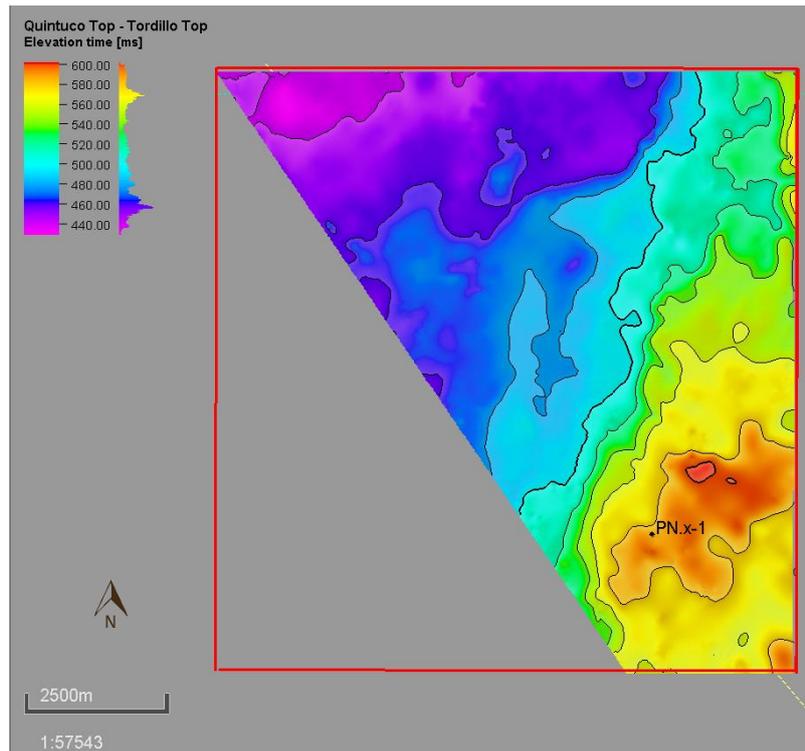


Figura 51- Mapa isocronopáquico del intervalo Quintuco-Vaca Muerta

Como se describió previamente, el comportamiento de este espesor está influenciado por el proto dorso, los pulsos de levantamiento y su posición regional en la cuenca. Debido a esto, se puede observar en la Figura 51 como hacia el este acercándose al bajo de Añelo, el espesor a rellenar es mayor. Cabe destacar que la geometría y ubicación del proto dorso no es exactamente igual a la actual. Según Dominguez *et al.* (2017), el mismo tendría menor extensión y una orientación N-S. Esta orientación, distinta a la actual sería consistente con la orientación de las fallas NNE-SSO descritas para el intervalo Quintuco – Vaca Muerta. Dominguez *et al.* (2014), también plantea la condensación del sistema (Quintuco-Vaca Muerta) hacia el paleoalto ubicado en el DCH.

Se tomaron como base las seis unidades descritas (cinco presentes en Parva Negra Oeste) en la Figura 50-4 (A-F). Al utilizar el volumen sísmico 3D, se pudo profundizar el análisis de las terminaciones de los horizontes sísmicos y las clinofomas dentro de las unidades. Se utilizó un modelo de secuencia transgresiva-regresiva, similar al definido por Embry y Johannesen (1992). Se marcaron las superficies de máxima inundación y las de regresión máxima. Se optó por este modelo por dos motivos. Por un lado, no era posible determinar si se trataba de una regresión normal de nivel de base alto HST o bajo LST con la información sísmica disponible; y por otro lado el objetivo productivo de este tipo de yacimientos no convencionales se encuentra en las zonas de *bottomsets* de las clinofomas que representan zonas distales de cuenca.

Se definieron cinco niveles intra Quintuco-Vaca Muerta denominados como T (transgresivos) y R (regresivos) según la interpretación estratigráfica. Las características de los reflectores sísmicos que se utilizaron para poder definirlos serán descritas en la sección correspondiente a cada intervalo. Además de las formas, se hizo uso del atributo RMS y se tuvo especial cuidado con la interferencia de los rasgos estructurales y estratigráficos.

En la Figura 52 se pueden observar los cinco niveles dentro del intervalo Quintuco-Vaca Muerta denominados T1 – R1 – R2 – T2 – R3. Se realizó el mapeo de los mismos como horizontes sísmicos, buscando determinar su distribución y continuidad areal. Se identificaron dos regresiones consecutivas R1 y R2, que si bien no son consistentes con el modelo de Embry Johannesen (1992), ya que deberían tener una transgresión que las separe, estas regresiones provienen de clinofomas distintas identificadas en la Figura 50-4. A diferencia del modelo regional de la línea 2D, se incorporó una segunda transgresión T2 que abarca los horizontes sub paralelos de gran amplitud que se encuentran entre los 200 y 250 ms por debajo de la Fm. Quintuco.

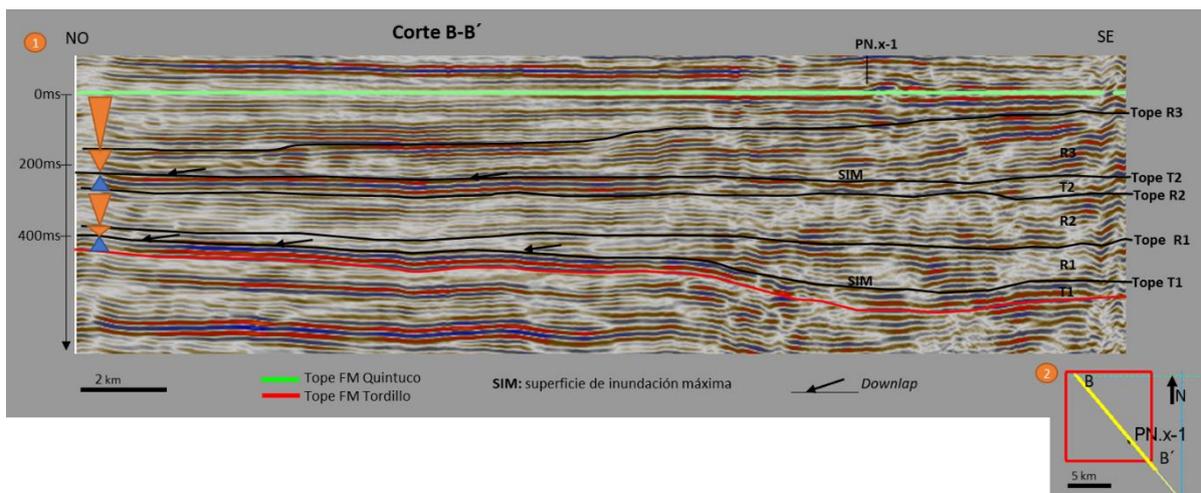


Figura 52 -Corte sísmico B-B' nivelado al tope de la Fm. Quintuco, en el que se pueden observar los niveles interpretados (T1,R1,R2,T2,R3), las superficies de inundación máxima (SIM) y las terminaciones estratales. (2) Vista en planta del yacimiento PNO con ubicación del corte BB'.

Caracterización de los intervalos estratigráficos definidos por los horizontes

En esta sección se describen los intervalos T1 – R1 – R2 – T2 – R3 acotados entre las superficies definidas según la estratigrafía. En la Figura 53 se muestra la analogía de los intervalos definidos con la interpretación realizada en el trabajo de Reijenstein *et al.* (2017) de interpretación de facies sísmicas basadas en la impedancia acústica y litofacies dominantes.

En el presente trabajo se realiza la ingeniería inversa ya que, según las terminaciones de los horizontes y la posición en la columna estratigráfica, se busca obtener las facies sísmicas análogos. De esta forma, se incorpora mayor información predictiva, que será corroborada luego mediante la perforación de los primeros pozos en PNO.

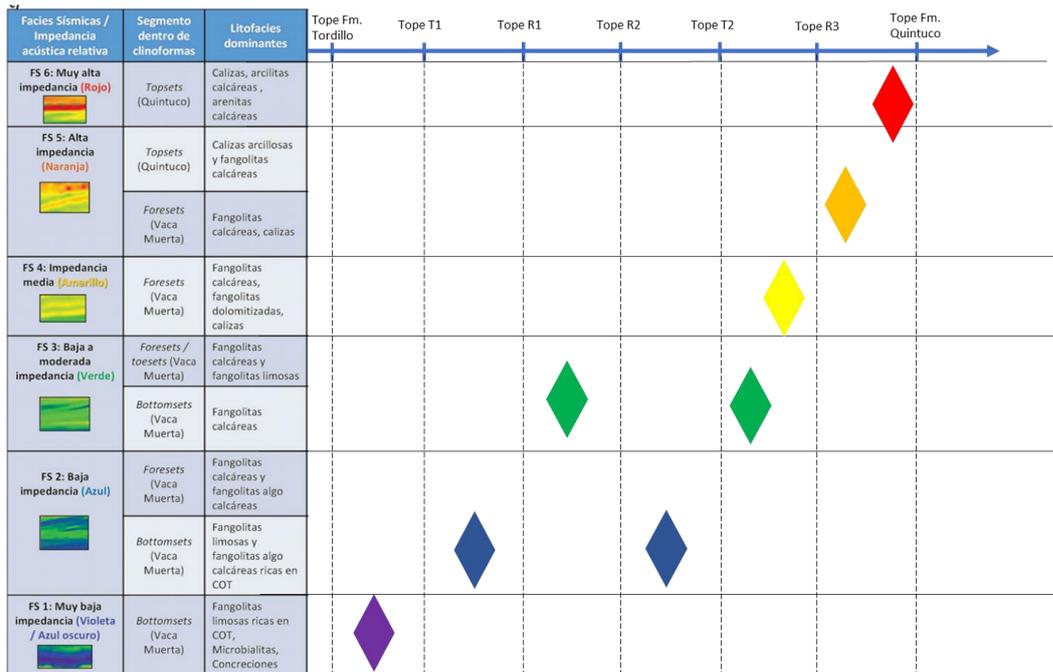


Figura 53- Se presentan las seis facies sísmicas (y su escala de color), con su impedancia, segmento dentro de la cliniforma y litofacie dominante. Además se agrega la interpretación para cada uno de los intervalos descriptos en la sección sísmica para PNO (modificado de Reijenstein et al., en 2017).

Intervalo T1 (Tope de T1 – Tope de Fm. Tordillo)

Este intervalo está compuesto por horizontes sub paralelos que traslapan al tope de la Fm. Tordillo. Los mismos fueron depositados con baja energía y corresponderían a pelitas de fondo marino. Dentro de esta zona se incluye a la primer y mayor transgresión regional y a su máxima expansión (Superficie de máxima inundación-SIM). Es objetivo no convencional en áreas vecinas debido a su alto contenido de materia orgánica TOC a nivel regional.

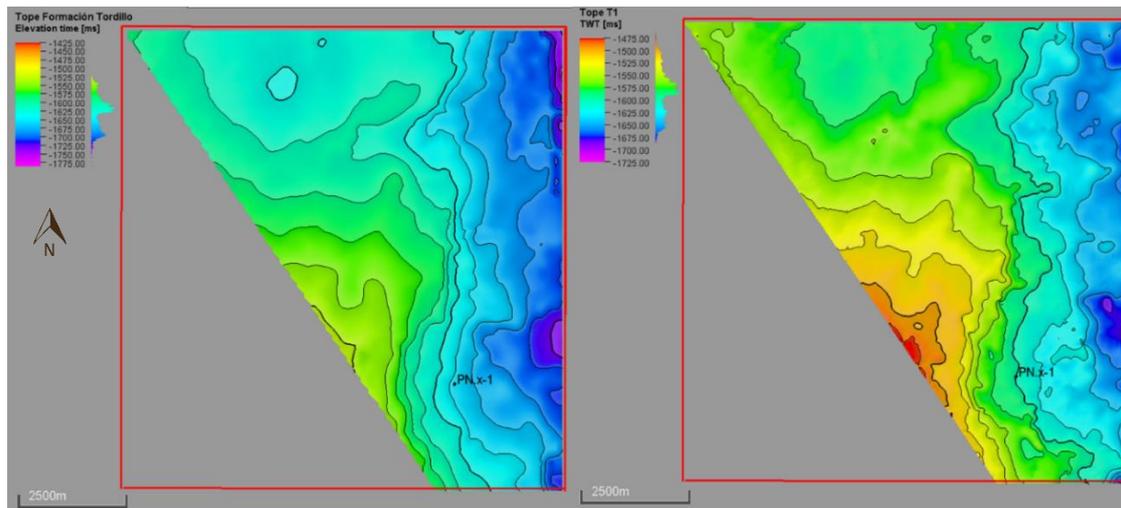


Figura 54- Isocronos de los horizontes Topo de Fm. Tordillo (A) y Topo de T1 (B).

En la Figura 54 se puede observar cómo ambos horizontes (Tope de Tordillo y Tope de T1) respetan la misma estructura en el subsuelo. El alto que se observa hacia el centro del mapa estaría fuertemente influenciado por la deformación posterior a su deposición en los últimos pulsos de levantamiento del DCH.

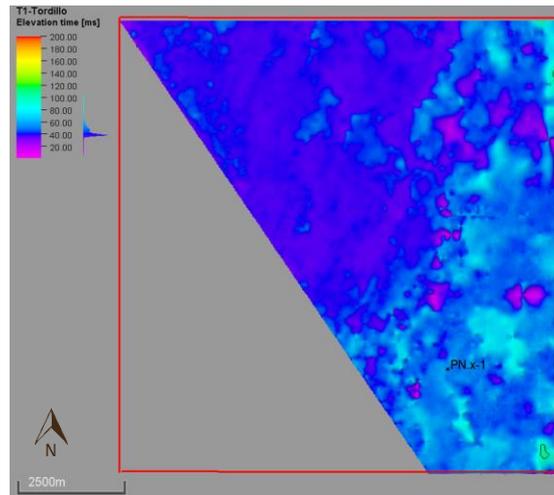


Figura 55- Isocronopáquico del intervalo T1.

Se puede observar en la Figura 55 que hacia el oeste el espesor en tiempo de este intervalo se mantiene prácticamente constante entre 40 y 50 ms. Esta característica es consistente con que el intervalo se haya interpretado como transgresivo. Se puede percibir además que hacia el este el espesor en tiempo presenta mayores variaciones. Esto podría estar relacionado con una mayor deformación y ruido estructural.

En la Figura 56 A se pueden observar los valores promedio del atributo RMS del intervalo. Aquí se pueden distinguir altos valores hacia el oeste, por lo que se podría inferir un alto contenido de materia orgánica (según estudiado en marco teórico). Además, se puede observar como la deformación estructural hacia el este modera los valores altos del RMS, debido a que los horizontes pierden continuidad, disminuyendo las amplitudes. Para obtener una descripción más detallada, se separó el intervalo en dos bloques de 20 ms (Figura 56B y Figura 56C) abarcando dos reflectores sísmicos y se obtuvo el valor de RMS para cada bloque. Se puede notar que para los 20 ms inferiores (Figura 56B) las anomalías son mayores, y esto podría estar relacionado a que este intervalo abarca “La Cocina”.

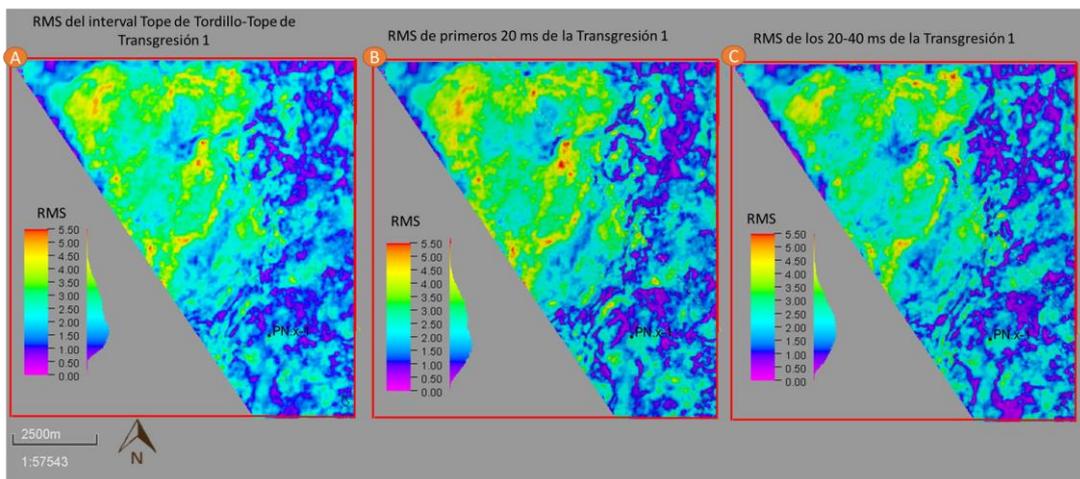


Figura 56 - Cálculo de atributo RMS para: A) Intervalo T1. B) Intervalo (Tope de Fm. Tordillo)- (Tope de Fm. Tordillo + 20 ms), corresponden a los 20 ms inferiores de la transgresion T1. C) Intervalo (Tope de Fm. Tordillo+20ms)- (Tope de Fm. Tordillo + 40 ms) corresponden 20 ms superiores de la transgresión T1.

El intervalo que comprende desde el Tope de la Fm. Tordillo hasta el Tope T1 se encuadró dentro de la FS 1 (de Reijenstein *et al.*, 2017) debido a que se identificaron exclusivamente *bottomsets* y abarca el intervalo conocido como “La Cocina” o “*hot shale*”. De esta forma se puede predecir que este intervalo, al ser análogo a FS 1, poseerá muy baja impedancia acústica (hecho que sería consistente con el alto RMS obtenido) y dominarán las fangolitas limosas ricas en materia orgánica ($COT \geq 5\%$), poco calcáreas, con niveles volcanoclásticos y microbiales, concreciones y *beefs*. Esta FS se identifica con color violeta.

Intervalo R1 (Tope R1 –Tope T1)

La base de este intervalo fue definida por el cambio en las terminaciones estratales; los reflectores pasan de ser sub-paralelos en la transgresión a tener terminaciones de bajo ángulo del tipo *downlap*. Estas terminaciones indican la progradación o avance de la línea de costa hacia el centro de cuenca y están presentes en zonas distales de la cuenca. Las mismas son posteriores a una superficie de máxima inundación de una transgresión de gran extensión regional como la mencionada en T1. La amplitud sísmica de los reflectores es considerablemente menor al intervalo que lo subyace.

Se observa en el mapa isocronopáquico de la Figura 57 como la geometría del intervalo es consistente con la geometría de una porción de la cliniforma de referencia. Se trataría de una zona de pie de talud con *bottomset* distales hacia el noroeste (con menor espesor) y *foreset* distal hacia el sureste (con mayor espesor). Este intervalo condensa los horizontes hacia el centro de cuenca.

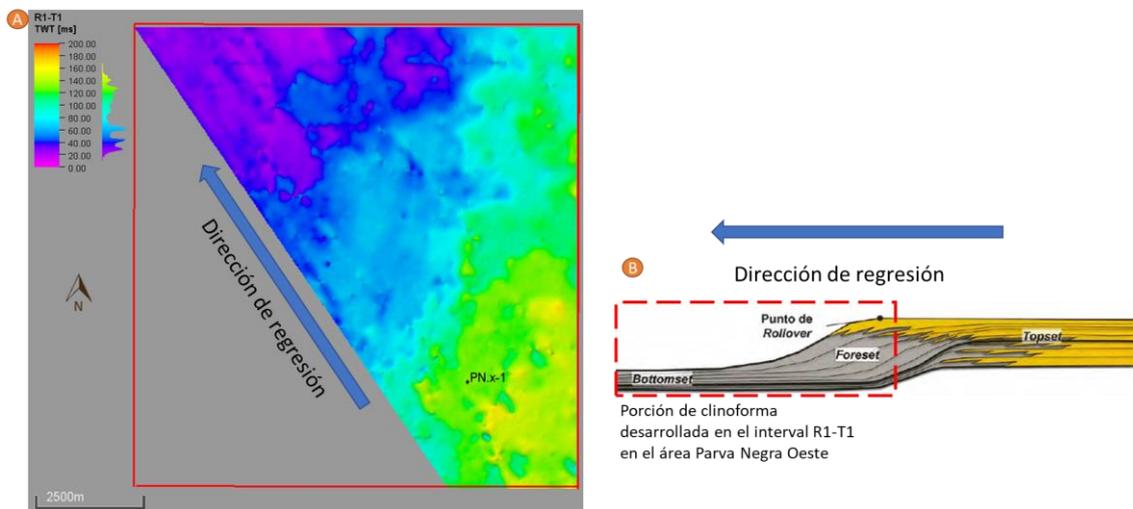


Figura 57 - A) Mapa isocronopáquico del intervalo R1-T1, con flecha indicando dirección de avance de regresión.

B) Clinoforma utilizada como modelo, con recuadro en zona desarrollada en el intervalo R1-T1 (Extraído de Desjardins *et al.*, 2016).

Realizando la analogía con el trabajo de Reijenstein *et al.* (2017), este intervalo correspondería a FS 2, de baja impedancia y representada en color azul. La misma presenta mayormente *bottomsets*, aunque hay sectores donde trepan también a los *foresets* de algunas cliniformas. Para la zona de *bottomsets* se esperan fangolitas limosas y ricas en COT (3-5 %). En cambio, para la zona de *foresets* se esperan fangolitas calcáreas y con un COT menor, del 2-3%.

Intervalo R2 (Tope de R2 – Tope de R1)

Como se puede ver en la Figura 58, el intervalo R2 presenta un espesor casi constante de 120 ms. Este intervalo presenta cierta continuidad en cuanto al desarrollo regresivo con el intervalo previo R1 (Figura 52). En Parva Negra Oeste la clinoforma se encuentra en la transición de *foreset* a *bottomset*, sin presentar una buena definición, pero si uno se desplaza hacia el sureste por la línea 2D aparecen claramente los *foresets*.

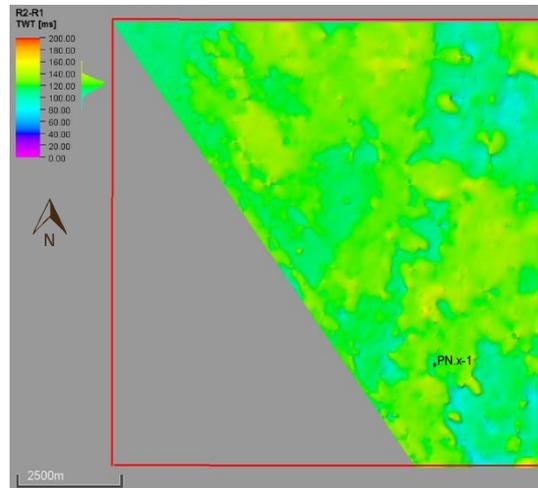


Figura 58- Mapa Isocronopáquico del intervalo R2.

Realizando analogía con el trabajo de Reijenstein *et al.* (2017), este intervalo correspondería a FS 3, el cual presenta baja a moderada impedancia, representada en color verde. La misma presenta mayormente *toesets* y *foresets*, y está compuesta principalmente por fangolitas calcáreas y limosas con *packstones* y *grainstones* peloidales. El contenido orgánico esperado sería menor al 3%.

Intervalo T2 (Tope de T2 – Tope de R2)

Este intervalo está compuesto por horizontes sísmicos sub horizontales que presentan una mayor amplitud y continuidad con respecto a los anteriores y fue interpretado como una transgresión. El horizonte inferior del intervalo es un positivo continuo y marcar una disminución en la impedancia con respecto a la zona subyacente.

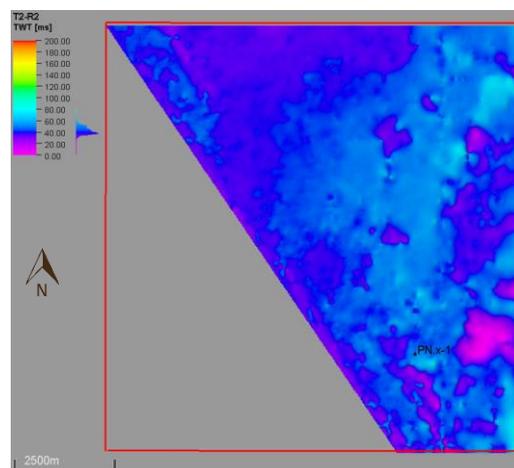


Figura 59- Mapa Isocronopáquico del intervalo T2.

Como se puede observar en la Figura 59, el intervalo presenta un espesor en tiempo aproximadamente constante de 40 ms, con una leve disminución hacia el noroeste. Se puede observar en la Figura 52 que, sobre el techo de este intervalo, se depositan horizontes formando *downlap*. Esto está en armonía con la interpretación de que el intervalo es una transgresión con corrimiento de la línea de costa hacia el continente o hacia el sureste.

En cuanto al atributo RMS, como se puede observar en la Figura 60, presenta una anomalía positiva marcada en el sector del centro del área. Si se lo compara con la primera transgresión T1, presenta un menor espesor y una menor anomalía RMS (ambas figuras se encuentran en la misma escala). Comparando la anomalía de amplitud dentro del intervalo (Figura 60B y Figura 60C) se puede observar que para los inferiores 20 ms, la anomalía se concentra hacia el centro y para los siguientes 20 ms hacia el norte.

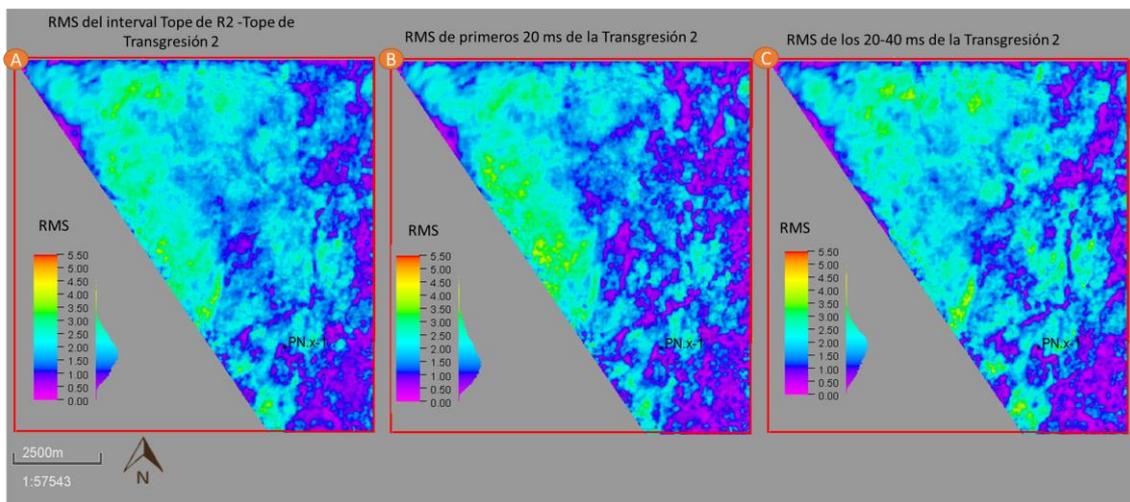


Figura 60- Cálculo de atributo RMS para: A) Intervalo T2. B) Intervalo (Tope de R2) – (Tope de R2+20ms), corresponden a los 20 ms inferiores de la transgresión T2. C) Intervalo (Tope de R2+20ms) – (Tope de R2+40ms) corresponden a los 20 ms superiores de la transgresión T2.

Realizando analogía con el trabajo de Reijenstein *et al.* (2017), este intervalo correspondería a FS 2, la cual presenta baja impedancia y está representada en color azul. Está compuesta de fangolitas limosas y fangolitas algo calcáreas ricas en materia orgánica. Puede presentar estructuras laminadas, concreciones y *beefs*. El COT de este intervalo puede llegar al 5%.

Este segmento cobra mucha importancia ya que podría constituir un segundo intervalo de interés para desarrollar con pozos horizontales. Si bien tiene características de espesor y amplitud RMS inferiores al primer intervalo descrito, podría agregarle mucho valor al yacimiento. Es imperativo atravesar este intervalo con uno o más pozos para obtener datos duros, y corroborarlo o descartarlo como objetivo secundario ya que la estimación realizada con este análisis es solamente una primera aproximación.

La primera transgresión de la Formación Vaca Muerta T1 es explotada por todos los yacimientos no convencionales de la cuenca; en cambio este segundo evento transgresivo T2 podría tener una menor extensión o menor riqueza orgánica. No obstante, en el área Sierra Chata, a unos 30 km de distancia (Figura 50 – 2) se describe una zona superior enriquecida hacia el tope de la Fm Vaca Muerta por Marchal *et al.* (2016)

Intervalo R3 (Tope de T2 – Tope de R3)

Este intervalo presenta terminaciones estratales tipo *downlaps* sobre la superficie Tope de T2 mayormente hacia el sector noroeste, indicando el fin de la etapa transgresiva y el inicio de la regresión (Figura 61). Esta superficie se la conoce como la SIM (superficie de máxima inundación). Hacia el centro del corte presenta cliniformas del tipo *foresets*. En las mismas se puede distinguir el desplazamiento de la línea de costa hacia el centro de cuenca, suponiendo una regresión normal.

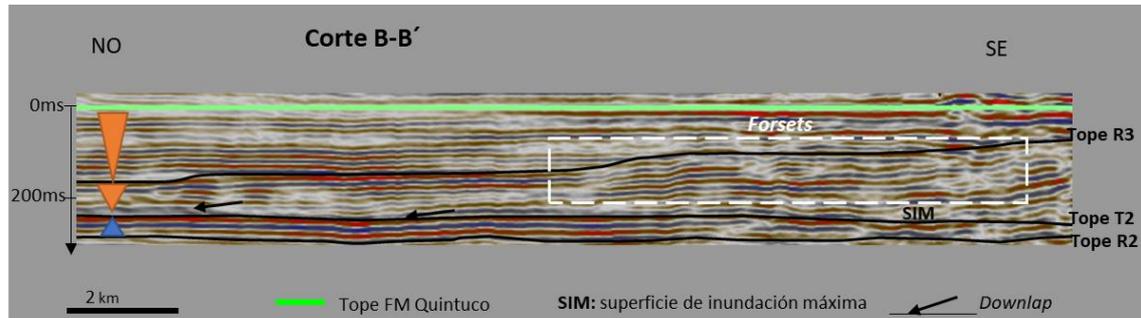


Figura 61 -Recorte de Figura 52 mostrando los foresets en línea punteada correspondientes al intervalo R3.

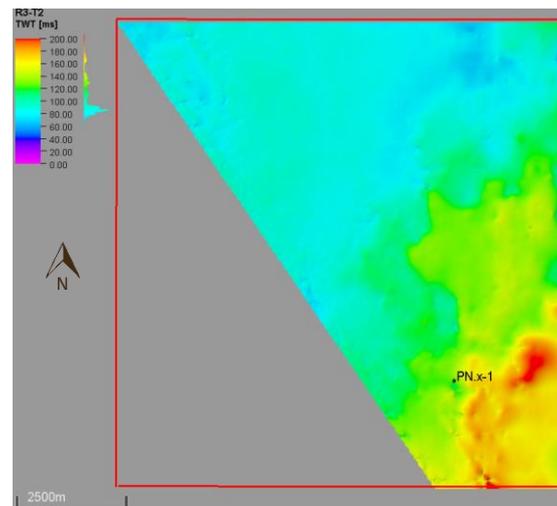


Figura 62- Mapa isocronopáquico del intervalo R3.

En la Figura 62 se puede observar un mapa isocronopáquico donde el espesor decrece hacia el centro de cuenca y presenta un máximo en la zona cercana al pozo PN.x-1.

Realizando analogía con el trabajo de Reijenstein *et al.*, 2017, este intervalo contiene dos facies. En la parte inferior y hacia noroeste del intervalo, donde presenta terminaciones tipo down-lap sobre la superficie T2, pertenece a la facies sísmica FS 3 (de color verde). La litología corresponde a fangolitas calcáreas y corresponde a *bottomset*. La zona media y superior del intervalo, corresponde a FS 4 (color amarillo). Esta presenta cliniformas de *foresets* y tiene impedancia media. Litológicamente se esperarían fangolitas calcáreas, fangolitas dolomitizadas o calizas, y un bajo COT (menor a 2%).

Intervalo Tope de R3- Tope Fm Quintuco

Este intervalo presenta los horizontes levemente inclinados hacia el noroeste, generando estructuras de *toplap* de la Fm. Quintuco por debajo de la Base de la Fm. Mulichinco. Realizando analogía con el trabajo de Reijenstein *et al.* (2017), este intervalo correspondería a FS 5-6 de alta a muy alta impedancia, representadas en colores naranja y rojo. Para este intervalo se esperan calizas, arcillitas calcáreas e incluso arenitas calcáreas. El contenido de carbonato alto y el COT menor al 1%.

Integración de facies sísmicas Base Vaca Muerta - Tope Fm Quintuco

Luego de analizar todos los intervalos por separado, se integran los mismos en la Figura 63, generando un código de colores según las facies definidas por Reijenstein *et al.* (2017), con el objetivo de ubicar el yacimiento regionalmente y poder realizar una comparación cualitativa con las áreas lindantes (Figura 64).

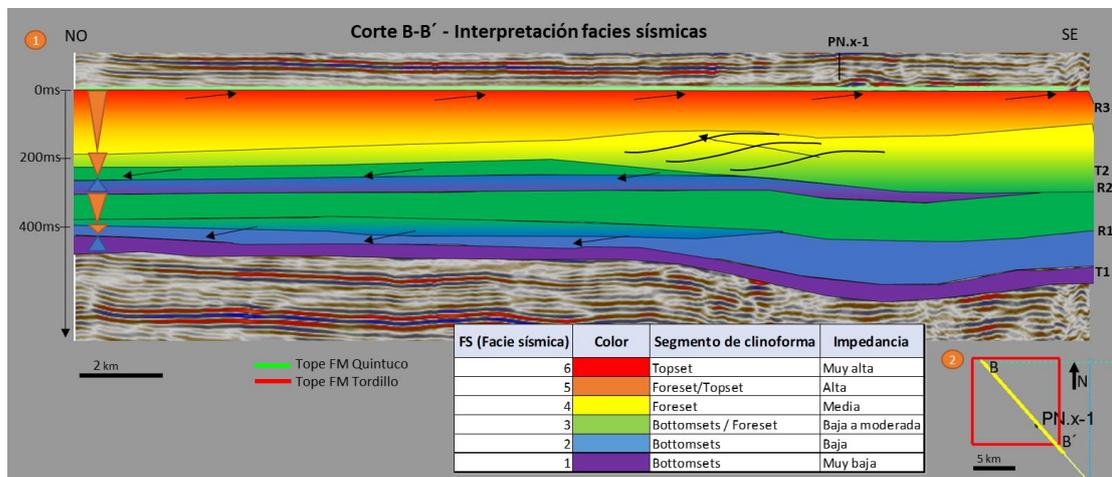


Figura 63-1) Recolección de interpretaciones de facies sísmicas según Reijenstein *et al.*, (2017) para los intervalos de interés del sistema Quintuco-Vaca Muerta, sobre Corte B-B'. 2) Mapa mostrando ubicación de corte B-B'.

Es importante para tener presente que la transecta regional no abarca el yacimiento por lo que la Figura 64 es una proyección sobre la misma, por lo que no tiene continuidad hacia ambos lados. Además, siendo que la transecta de impedancias fue realizada con la recopilación de volúmenes de impedancia de los distintos yacimientos que atraviesa, para PNO se estimó la impedancia según la analogía con la caracterización estratigráfica. De todas formas, se observa una aceptable correspondencia para el intervalo en estudio, con una zona inferior de impedancia muy baja, que va aumentando hacia arriba.

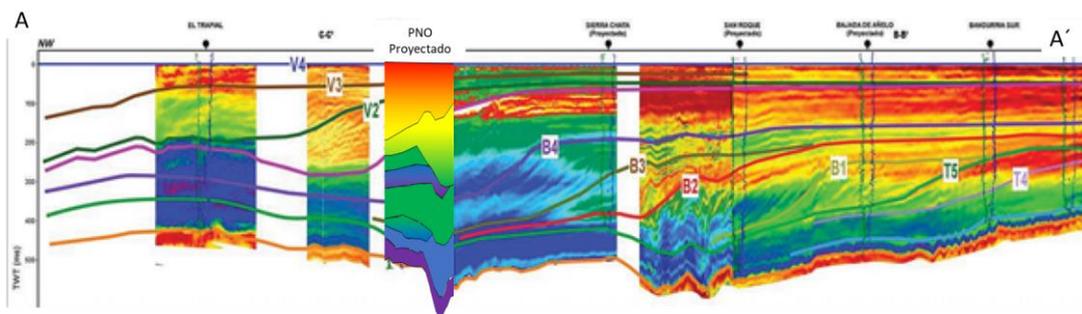


Figura 64- Proyección sobre línea A-A', perteneciente a transecta regional (ver Fig. 43) con resultados obtenidos para la interpretación de PNO proyectados sobre la misma.

Recomendaciones y próximos pasos

- Realizar los mapas de las superficies referentes a los topes formacionales de la sección “Interpretación de horizontes sísmicos” utilizando las líneas 2D disponibles.
- Realizar el registro de los perfiles *caliper* orientado e imagen en los próximos pozos a perforar para completar el análisis de la sección: “Situación de esfuerzos actual”.
- Luego de obtener los perfiles de los próximos pozos, determinar la resolución sísmica para profundidades mayores ya que resultará un dato importante para establecer los márgenes de la navegación de la rama horizontal. Por la pérdida parcial de las altas frecuencias, sería esperable una resolución vertical menor a los 24 metros.
- Generar una mejor ley de velocidad con los próximos pozos, mediante el registro de un *Check-shot* o *VSP*. Como escenario de mínima, obtener el registro de densidad para todo el pozo.

Discusión: Sobrepresión, tranquilidad estructural, problemas operativos y productividad

La interconexión entre la sobrepresión, la tranquilidad estructural, la productividad y los problemas operativos asociados a la perforación y la terminación de pozos tiene cierta complejidad y amerita una discusión apartada. Al momento de elegir la ubicación de un pozo productor, se puede optar por una zona con tranquilidad estructural o una zona con mayor densidad de fallas y/o fisuras.

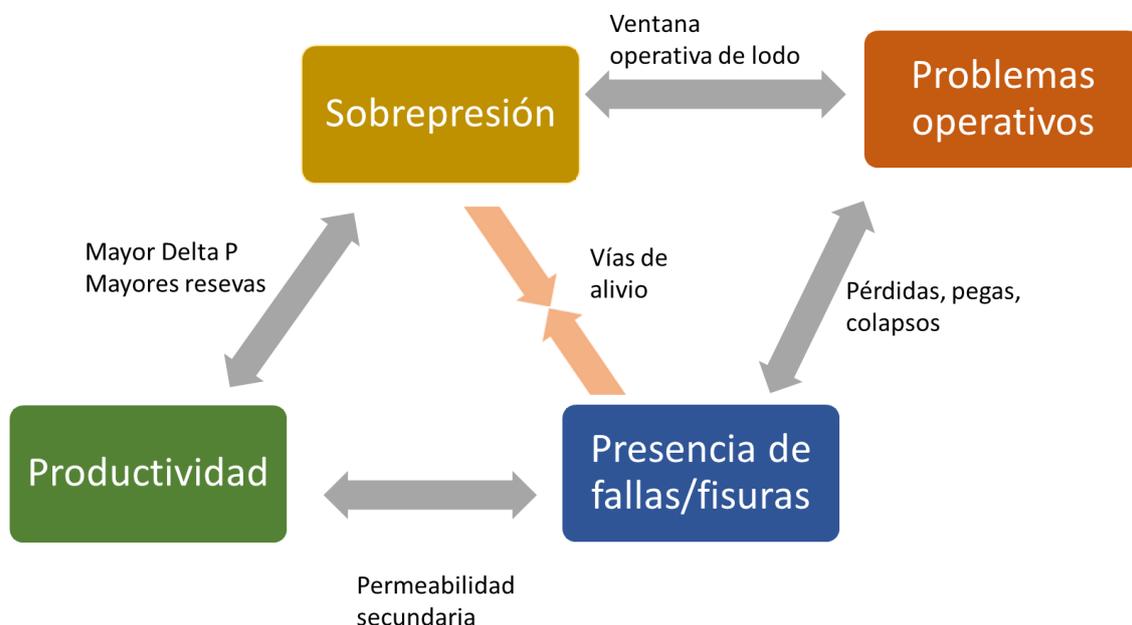


Figura 65 – Esquema de relación entre la sobrepresión, la tranquilidad estructural, la productividad y los problemas operativos.

Por un lado, como se puede observar en la Figura 65, la sobrepresión en la Fm. Vaca Muerta trae aparejado un aumento en productividad y reservas. Independientemente de la causa de la sobrepresión, la misma se va a conservar mejor cuanto menor sea la cantidad de fallas y fisuras que la roca presente, ya que estas serán potenciales vías de alivio de la sobrepresión. En cuanto

a la completación mediante fracturas hidráulicas, una mayor tranquilidad estructural tendrá más probabilidad de éxito en estimular todo el volumen de roca programado.

En contrapartida, una alta densidad de fallas y fisuras, podrían traer aparejado un incremento en la permeabilidad de la lutita, aumentando así la productividad del pozo.

En la perforación se presenta una dualidad: una mayor sobrepresión (mayor presión poral), resulta en una ventana operativa de densidad de lodo angosta. Por otra parte, una mayor presencia de fallas, podría derivar en pérdida de fluido, pegas por diferencial y otra serie de problemas operativos.

La recomendación es priorizar la sobrepresión, evitando los problemas en la terminación ya que la permeabilidad será generada con la estimulación hidráulica. Además, la alta densidad de fallas y fisuras suele traer aparejados mayores problemas en la perforación que la sobrepresión.

Conclusiones

- Se realizó una interpretación sísmo estratigráfica del sistema Quintuco-Vaca Muerta. Se definieron cinco niveles dentro del intervalo y se los pudo encuadrar en un modelo de secuencias transgresiva-regresiva, siguiendo el modelo propuesto por Embry y Johannesen (1992).
- Se delinearon unidades en analogía con la transecta (Desjardins *et al.*, 2014) utilizando líneas 2D que atraviesan el área Parva Negra Oeste, pero con una extensión hasta cuatro veces mayor, como primera aproximación regional.
- Mediante una analogía, según las terminaciones de los horizontes, los atributos sísmicos y la posición en la columna estratigráfica, se predijeron las facies sísmicas. Estimando también zonas de mayor COT y de mayor interés en el desarrollo de reservorios no convencionales.
- Se identificaron las principales fallas, para el sistema Quintuco – Vaca Muerta. En general son fallas de orientación NNE-SSO con extensiones de 1 a 5 km. Se detectó mayor presencia de fallas normales, pero se identificaron también fallas inversas. Se las ubicó en el contexto regional con mapas de yacimientos vecinos con el trabajo de Micucci *et al.*, 2018. Se estableció la orientación de la dirección del vector de subducción para cada período.
- Se definió la situación actual de esfuerzos utilizando un trabajo regional (Guzman, 2007) ubicando el yacimiento y los pozos cercanos.
- Se realizó un estudio de paleo esfuerzos, mediante la orientación de un sistema compresional de tipo pop-up, arrojando un σ_1 con orientación O-E, para el Cretácico, coincidentes con los esfuerzos actuales.
- Se identificaron zonas de mayor tranquilidad estructural mediante la utilización del atributo sísmico *chaos*. Estas zonas podrían conservar la sobrepresión con mayor eficiencia.
- Se realizó un análisis de la historia de deformación desde el Jurásico Superior en adelante, mediante la utilización de secciones niveladas, descripción y orientación de fallas y variación de espesores. En esta misma se concluyó la presencia de un proto dorso en el momento que se depositó el sistema Quintuco-Vaca Muerta. Este mismo tendría una orientación diferente a la actual del dorso, con un eje principal NNE-SSO. Esta orientación podría estar relacionada a la dirección NO-SE del vector de subducción de la placa de Aluk durante el Jurásico hasta el Valanginiense (Mosquera y Ramos, 2006).
- Se predijo una sobrepresión adicional a partir de la historia de deformación, fundada en el levantamiento repentino de una roca impermeable y previamente sobrepresurizada por craqueo. La misma es compatible con densidad de lodo utilizados en pozos cercanos.

Referencias

- Anstey, N. 2005 Attributes in color: the early years. *Revista CSEG Recorder*, 30. Pp 12-15. Calgary.
- Arregui, C., Carbone, O., Martinez, R. 2011a. El Grupo Cuyo (Jurásico Temprano-Medio) en la Cuenca Neuquina. En: Leanza, H., Arregui, C., Carbone, O., Danieli, J., Vallés, J. (eds). *Geología y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén. Relatorio del 18º Congreso Geológico Argentino*. Pp 77-90., Neuquén.
- Arregui, C., Carbone, O., Sattler, F. 2011b. El Grupo Lotena (Jurásico Medio - Tardío) en la Cuenca Neuquina. En: Leanza, H., Arregui, C., Carbone, O., Danieli, J., Vallés, J. (eds). *Geología y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén. Relatorio del 18º Congreso Geológico Argentino*. Pp 91-98., Neuquén.
- Arregui, C., Carbone, O., Leanza, H. 2011c. Contexto tectosedimentario. En: Leanza, H., Arregui, C., Carbone, O., Danieli, J., Vallés, J. (eds). *Geología y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén. Relatorio del 18º Congreso Geológico Argentino*. Pp 29-36., Neuquén.
- Bell, J., Gough, D. 1982. The use of borehole breakouts in the study of crustal stress. *U.S. Geological Survey*, 82-1075. Pp 539-557. Texas.
- Carbone, O., Franzese, J., Limeres, M., Delpino, D., Martinez, R. 2011. El Ciclo Precuyano (Triásico Tardío-Jurásico Temprano) en la Cuenca Neuquina. En: Leanza, H., Arregui, C., Carbone, O., Danieli, J., Vallés, J. (eds). *Geología y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén. Relatorio del 18º Congreso Geológico Argentino*. Pp 63-76., Neuquén.
- Catuneanu, O. 2002. Sequence stratigraphy of clastic systems: concepts, merits and pitfalls. *Geologic Society of Africa. Presidential Review n°1. Journal of African Earth Sciences*. Pp 1-43. Alberta.
- Cuervo, S., Vallejo, D., Crousse, L. 2014. Caracterización integrada petrofísica y geomecánica de la Formación Vaca Muerta en el área de El Trapial. En: Galeazzi, S., González, G., Santiago, M., García, D., Maschio, L., González, R., Ramírez Martínez, J. (eds). *Simposio de Recursos No Convencionales. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos*. Pp: 613-629. Mendoza.
- Desjardins, P., Achong, C., Zhou, L. 2014. Mudstone reservoir characterization workflows: core calibrated electrofacies and geomechanical cluster analyses. En: Galeazzi, S., González, G., Santiago, M., García, D., Maschio, L., González, R., Ramírez Martínez, J. (eds). *Simposio de Recursos No Convencionales. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos*. Pp: 197-202. Mendoza.
- Desjardins, P., Fantín, M., Gonzalez Tomassini, F., Reijenstein, H., Sattler, F., Dominguez, F., Kietzmann, D., Leanza, H., Bande, A., Benoit, S., Borgnia, M., Vittore, F., Simo, T., Minisini, D. 2016. *Estratigrafía Sísmica Regional*. En: González, G., Desjardins, P., González Tomassini, F., Vallejo, D., Kietzmann, D., Gómez Rivarola, L., Marchal, D., Domínguez, R.F., Fantín, M. (eds). *Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta: Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos*. Instituto Argentino del Petróleo y el Gas. Asociación Geológica Argentina. Pp 5-22., Buenos Aires.

Domínguez, R., Paulin, S., Continanzia, M., Askenazi, A., Seoane, F. 2014. Estratigrafía del intervalo Vaca Muerta – Quintuco en el sector central de la Cuenca Neuquina. En: Galeazzi, S., González, G., Santiago, M., García, D., Maschio, L., González, R., Ramírez Martínez, J. (eds). Simposio de Recursos No Convencionales. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Pp 232-250. Mendoza.

Domínguez, R., Fantin, M., Cristallini, E. 2017. Configuración morfo-estructural de la Cuenca Neuquina durante la depositación del sistema Vaca Muerta – Quintuco. En: Desjardins, P., Leanza, H., Fantin, M., Kietzmann, D., Marchal, D., Reijenstein, H., Gonzalez, F., Rodriguez, M., Gonzalez, F., Rodriguez, M., Dominguez, R., Wegner, R., Vallejo, M. (eds). Simposio Geología de la Formación Vaca Muerta. XX Congreso Geológico Argentino. Pp 46-52, Tucumán.

Embry, A., Johannessen, E. 1992. T-R sequence stratigraphy, facies analysis and reservoir distribution in the uppermost Triassic-Lower Jurassic succession, western Sverdrup Basin, Arctic Canada. En Vorren, T., Bergsager, E., Holter, E., Johannessen, E., Lie, E., Lund, T. (eds). Arctic Geology and Petroleum Potential, vol 2. Norwegian Petroleum Society. PP: 121-146. Oslo.

Embry, A. 1995. Sequence boundaries and sequence hierarchies: problem and proposal. En: Steel, R., Felt, V., Johannessen, E., Mathieu, C. (eds). Sequence Stratigraphy on the Northwest European Margin. Norwegian Petroleum Society. PP: 1-11. Oslo.

Galloway, W. 1989. Genetic stratigraphic sequences un basin analysis. Architecture and genesis of flooding surface bounded depositional units. American Associations of Petroleum Geologists Bulletin 73. Pp: 125-142. Tulsa.

Gardner, H., Gardner, L., Gregory, A. 1974. Formation Velocity and Density – The Diagnostic Basics for Stratigraphic Traps. Revista Geophysics. Vol. 9, Nro. 6, Pp 770-780.

Garrido, A. 2011. El Grupo Neuquén (Cretácico Tardío) en la Cuenca Neuquina. En: Leanza, H., Arregui, C., Carbone, O., Danieli, J., Vallés, J. (eds). Geología y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén. Relatorio del 18º Congreso Geológico Argentino. Pp 231-244. Neuquén.

Gómez Omil, R., Schmithalter, J., Cangini, A., Albariño, L. & Corsi, A. 2002. El Grupo Cuyo en la Dorsal de Huinul, consideraciones estratigráficas, tectónicas y petroleras. Cuenca Neuquina. En: Schiuma, M., Hinterwimmer, G., Vergani, G. (eds). Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina. 5º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Actas en CD. Mar del Plata.

Gulisano, C., Gutiérrez Pleimling, A., Digregorio, R. 1984. Análisis estratigráfico del intervalo Tithoniano-Valanginiano (Formaciones Vaca Muerta, Quintuco y Mulichinco) en el suroeste de la provincia de Neuquén. 9º Congreso Geológico Argentino. Pp: 221-235. San Carlos de Bariloche.

Guzmán, C. 2007. Estudio de la deformación andina entre los 32° y los 39° latitud sur mediante el análisis de breakout de pozos. Tesis doctoral, Universidad de Buenos Aires (inédita), 241 p., Buenos Aires.

Hunt, D., Tucker, M. 1992. Stranded parasequences and the forced regressive wedge system tract: deposition during base level fall. *Sedimentary Geology* 95. Pp: 147-160. Texas.

Leanza, H. 1981. The Jurassic/Cretaceous boundary beds in west central Argentina and their ammonite zones. *Neues Jahrbuch für Geologie und Paläontologie, Abhandlungen*. 161 : 62-92. Stuttgart.

Leanza, H., Hugo, C., Repol, D. 2001. Hoja Geológica 3969-I Zapala. Provincia del Neuquén. Instituto de Geología y Recursos Minerales, Servicio Geológico Minero Argentino. Boletín 275.128 p. Buenos Aires.

Leanza, H., Sattler, F., Martínez, R., Carbone, O. 2011. La Formación Vaca Muerta y equivalentes (Jurásico Tardío-Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. En: Leanza, H., Arregui, C., Carbone, O., Danieli, J., Vallés, J. (eds). *Geología y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén. Relatorio del 18º Congreso Geológico Argentino*. Pp 113-130., Neuquén.

Marchal, D., Sattler, F., Kohler, G. 2016. Sierra Chata. En: González, G., Desjardins, P., González Tomassini F., Vallejo, D., Kietzmann, D., Gómez Rivarola, L., Marchal, D., Domínguez, R.F., Fantín, M. (eds.). *Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta: Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos*. Instituto Argentino del Petróleo y el Gas. Asociación Geológica Argentina. Pp 154-169., Buenos Aires.

Marchal, D., Manceda, R., Domínguez, R., Sattler, F. 2020. Structural Geology: Tectonic History, Macrostructures, Regional Fault Map, Fault Systems, Second Order Structures, and the Impact of Inheritance. En: Minisini, M., Fantín, M., Lanusse Noguera, I., Leanza, H. *Integrated Geology of Unconventionals: The Case of the Vaca Muerta Play, Argentina*. AAPG Memoir 121. Pp 99-140. Oklahoma.

Maretto, H., Pángaro, F. 2005. Edad de formación de algunas de las grandes estructuras del engolfamiento de la Cuenca Neuquina: Actividad tectónica durante la depositación de la Fm. Quintuco. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata.

Mosquera, A., Ramos, V. 2006. Intraplate deformation in the Neuquén Embayment. En Kay, S. & Ramos, V. (Eds.): *Evolution of an Andean margin: A tectonic and magmatic view from the Andes to the Neuquén Basin (35°-39° S)*, Geological Society of America, Special Paper 407: 97-123.

Micucci, E., Bande, A., Starck, D., Veiga, R. 2018. El Jurásico del Dorso de los Chihuidos, contribución a su conocimiento. 10º Congreso de Exploración y Desarrollo de hidrocarburos Sesiones Generales: Energía y Sociedad, aliados inseparables. Mendoza.

Olmos, M., Maretto, D., Lasalle, D., Carbone, O., Naidés, C. 2002. Los reservorios de la formación Quintuco. En: Schiuma, M., Hinterwimmer, G., Vergani, G. (eds). *Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina*. 5º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Pp 359-382. Mar del Plata.

Osborn, M., Swarbrick, R. 1997. Mechanisms for Generating Overpressure in Sedimentary Basins: A Reevaluation. *Boletín AAPG* (1997) 81 (6). Pp 1023–1041. Oklahoma

Posamentier, H., Vail, P. 1988. Eustatic control on clastic deposition. En Wilgus, C., Hastings, B., Kendal, C., Posamentier, H., Ross, C., Van Wagoner, J. (eds). *Sea Level Changes – An integrated Approach*. Vol. 42. SEPM Special Publication. Pp: 125-154. Tulsa.

Rainoldi, A. 2015. Alteración regional de las sedimentitas cretácicas en la dorsal de Huincul y en el dorso de los Chihuidos: su relación con la mineralización de Cu y con los hidrocarburos, Neuquén. Tesis Doctoral, Universidad Nacional del Sur (inédita). 265 páginas, Bahía Blanca.

Ramos, V. 1981. Descripción Geológica de la Hoja 33c, Los Chihuidos Norte. Provincia de Neuquén. Servicio Geológico Nacional. Boletín 182: 1-103. Buenos Aires.

Ramos, V., Barbieri, M. 1989. El volcanismo Cenozoico de Huantraico: edad y relaciones isotópicas iniciales, provincia del Neuquén. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 43 (2). Pp 210-223. Buenos Aires.

Ramos, V., Kay, S. 2006. Overview of the tectonic evolution of the southern Central Andes of Mendoza and Neuquén (35°-39°S latitude). En: Kay, S., Ramos, V. (Eds.) *Evolution of an Andean margin: A tectonic and magmatic view from the Andes to the Neuquén Basin*. Geological Society of America, Special Paper 407: 1-17, Nueva York.

Reijenstein, H., Dominguez, R., Bande, A., Vallejo, M., Notta, R., Guerberoff, D., Lanusse, I., Kohler, G., Borgnia, M., Benoit, S., Leanza, H., Gomez, L., Wegner, R., Gonzalez, F., Kietzmann, D., Rodriguez, M., Desjardins, P., Marchal, D., Martinez, A., Vittore, F., Fantin, M., Depine, G., Sattler, F., Rosembalt, A. 2017. Transecta sísmica regional del Sistema Vaca Muerta- Quintuco: Interpretación de facies sísmicas basadas en impedancia acústica y litofacies dominantes. En: Desjardins, P., Leanza, H., Fantin, M., Kietzmann, D., Marchal, D., Reijenstein, H., Gonzalez, F., Rodriguez, M., Gonzalez, F., Rodriguez, M., Dominguez, R., Wegner, R., Vallejo, M. (eds). *Simposio Geología de la Formación Vaca Muerta. XX Congreso Geológico Argentino*. Pp 130-134, Tucumán.

Rodriguez, M. 2011. El Grupo Malargüe (Cretácico Tardío – Paleógeno Temprano) en la Cuenca Neuquina. En: Leanza, H., Arregui, C., Carbone, O., Danieli, J., Vallés, J. (eds). *Geología y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén. Relatorio del 18º Congreso Geológico Argentino*. Pp 245-264. Neuquén.

Rossello, E. 2018. La ovalización (breakouts) de pozos: interpretaciones dinámicas y aplicaciones a perforaciones en la Formación Vaca Muerta, Cuenca Neuquina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 75 (2). Pp 269-281. Buenos Aires.

Santiago, M. 2016. Los Toldos I. En: González, G., Desjardins, P., González Tomassini F., Vallejo, D., Kietzmann, D., Gómez Rivarola, L., Marchal, D., Domínguez, R.F., Fantín, M. (eds.). *Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta: Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos*. Instituto Argentino del Petróleo y el Gas. Asociación Geológica Argentina. Pp 169-180., Buenos Aires.

Schwarz, E., Spalletti, L., Veiga, G. 2011. La Formación Mulichinco (Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. En: Leanza, H., Arregui, C., Carbone, O., Danieli, J., Vallés, J. (eds). *Geología y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén. Relatorio del 18º Congreso Geológico Argentino*. Pp 131-144. Neuquén.

Sharma, R., Chopra, S., Vernengo, L., Trincherro, E., Sylwan, C. 2015. Reducing uncertainty in characterization of Vaca Muerta Formation Shale with poststack seismic data. *The Leading Edge*. Pp: 1462-1467. Utah.

Sigismondi, M. 2012. Estudio de la deformación litosférica de la cuenca neuquina. Estructura tectónica, datos de gravedad y sísmica de reflexión. Tesis doctoral Universidad de Buenos Aires (Inédita), 367 pp. Buenos Aires.

Slatt, R., Rodriguez, N. 2012. *Comparative sequence stratigraphy and organic geochemistry of gas shales: commonality or coincidence?* *Journal of Natural Gas, Science and Engineering* 8: 68-74.

Sloss, L., Krumbein, W., Dapples, E. 1949. *Integrated facies analyses*. En: Longwell (eds). *Sedimentary Facies in Geologic History*. Vol 39. *Geological Society of America Memoir*. Pp: 94-124, Tejas.

Snedden, J., Sarg, J. 2008. *Seismic Stratigraphy-A Primer on Methodology*. Search and Discovery Article #40270, 29 pp. Houston.

Spalletti, L., Arregui, C., Veiga, G. 2011a. La Formación Tordillo y equivalentes (Jurásico Tardío) en la Cuenca Neuquina. En: Leanza, H., Arregui, C., Carbone, O., Danieli, J., Vallés, J. (eds). *Geología y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén*. Relatorio del 18º Congreso Geológico Argentino. Pp 99-112., Neuquén.

Spalletti, L., Veiga, G., Schwarz, E. 2011b. La Formación Agrio (Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. En: Leanza, H., Arregui, C., Carbone, O., Danieli, J., Vallés, J. (eds). *Geología y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén*. Relatorio del 18º Congreso Geológico Argentino. Pp 145-160. Neuquén.

Uliana, M., Legarreta, L., Laffitte, G.A. & Villar, H. 1999. Estratigrafía y geoquímica de las facies generadoras de hidrocarburos en las Cuencas Petrolíferas de Argentina. Simposio de Sistemas Petroleros de las Cuencas Argentinas. 4º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Trabajos Técnicos. Versión CD ROM. Mar del Plata.

Vail, P., Mitchum, R. Todd, R., Widmier, J., Thompson, S., Sangree, J., Bubbs, J., Halteid, W. 1977. Seismic stratigraphy and global changes of sea-level. En: Payton, C. (ed.). *Seismic Stratigraphy—Applications to Hydrocarbon Exploration*. Memoria 26 de American Association of Petroleum Geologists. Pp 49–212. Houston

Vallejo, M., González, G. 2016. Introducción. En: González, G., Desjardins, P., Gonzalez Tomassini, F., Vallejo, D., Kietzmann, D., Gómez Rivarola, L., Matchal, D., Domínguez, R. (eds.). *Transecta regional de la formación Vaca Muerta: integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos*. Instituto Argentino del Petróleo y el Gas. Asociación Geológica Argentina. Pp 1-4, Buenos Aires.

Varela, R., Marchal, D., Cuervo, S., Lombardo, E., Perl, Y., Hyrb, D., Pateti, P., Nielsen, O. 2020. Geomechanics: Pressure, Stress Field and Hydraulic Fractures. En: Minisini, M., Fantín, M.,

Lanusse Noguera, I., Leanza, H. Integrated Geology of Unconventionals: The Case of the Vaca Muerta Play, Argentina. AAPG Memoir 121. Pp 351-376. Oklahoma.

Vergani, G., Tankard, A., Belotti, H., Welsink, H. 1995. Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina. En: Tankard, A.J., Suárez Soruco, R. & Welsink, H.J. (eds.). Petroleum Basins of South America. AAPG Memoir 62. Pp 383- 402. Tulsa.

Vieira, A., Gurgel, E., Loureiro, S., Siqueira, G., Pereira, H. 2019. Well Safety and Performance Gains from MPD in Unconventional High Overpressure Reservoirs in Argentina. SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition. La Haya.

Zamora Valcarce, G., Zapata, T., Ramos, V., Rodríguez, F., Bernardo, L. 2009. Evolución tectónica del Frente Andino en Neuquén. Revista de la Asociación Geológica Argentina 65 (1). Pp 192 – 203. Buenos Aires.