



FaIn·UNCo
Facultad de Ingeniería
DEPTO. DE GEOLOGÍA Y PETRÓLEO

FACULTAD DE INGENIERÍA
LICENCIATURA EN CIENCIAS GEOLÓGICAS
TRABAJO FINAL DE LICENCIATURA

**Metodología para el poblado de propiedades petrofísicas
en la Formación Vaca Muerta a partir de la impedancia acústica**

Alumno: Mairotta, Lucas Martin Alfredo

Leg.: ING 116

D.N.I.: 34.522.490

Director académico: Tarrés, Gustavo (YPF S.A.)

Co-Directora académica: Roth, Rocío (YPF S.A.)

Co-Director académico: Santiago, Emiliano (YPF S.A. - UNCo)

Neuquén, 2023

RESUMEN

Este trabajo se focaliza en la descripción de las propiedades petrofísicas y elásticas en los diferentes niveles del *shale play* Vaca Muerta, a partir de datos sísmicos y de pozo, en un área ubicada dentro de la cuenca neuquina con el fin de identificar la ubicación de *sweet-spots*, los cuales son reservorios con una combinación de alto contenido orgánico, alta fracturabilidad y alta densidad de fracturas naturales.

La Formación Vaca Muerta (Jurásico Tardío – Cretácico Temprano) representa una transgresión regional que favorece las condiciones anóxicas asociadas con secciones condensadas donde puede preservarse la materia orgánica. Está compuesta por lutitas oscuras, margas y calizas con gran cantidad de materia orgánica (hasta 12% TOC). Es una formación geológica rica en *shale oil* y *shale gas* siendo el segundo mayor recurso no convencional de gas en el mundo (González *et al.*, 2016).

El *shale* es una formación sedimentaria que se caracteriza por su baja permeabilidad (en el orden de los nanodarcy), por lo cual es necesaria la aplicación de nuevas tecnologías para lograr conectar los poros y extraer los hidrocarburos alojados en el reservorio a través de fracturas hidráulicas, que consiste en la inyección de agua a alta presión juntamente con la aplicación de agentes de sostén.

Diversos trabajos han estudiado que la impedancia acústica tiene relación directa con el contenido orgánico total (TOC) y la porosidad (Φ), dos de las propiedades fundamentales para caracterizar el *play*. Diferentes atributos sísmicos pueden proveer información indirecta sobre estas propiedades, pero las metodologías clásicas de caracterización sísmica de reservorios deben ser adaptadas y optimizadas, aquí se vinculan los datos de pozo (densidad, sónico, resistividad, rayos gamma) y atributos elásticos, incluidas las impedancias acústicas P (Reijenstein *et al.*, 2020). Para el análisis se contó con un volumen sísmico de amplitud PSTM escalado a profundidad, un pozo ubicado en un área aledaña y dos pozos dentro de esta área, que incluyeron registros eléctricos de interés y también sus legajos correspondientes.

Palabras clave: *Shale, Play, Sweet spots, Vaca Muerta, Impedancia Acústica, Propiedades Petrofísicas.*

ABSTRACT

This report is focused on the description of the petrophysical and elastic properties at the different levels of the Vaca Muerta shale play, based on seismic and well data, in an area within the Neuquén basin in order to identify the location of sweet spots, which are reservoirs with a combination of high organic content, high fracturability and high density of natural fractures.

The Vaca Muerta formation (Late Jurassic – Early Cretaceous) represents a regional transgression that favors anoxic conditions associated with condensed sections where organic matter can be preserved. It is composed of dark shale, marl, and limestone with a high amount of organic matter (up to 12% TOC). It is a geological formation rich in shale oil and shale gas, being the second largest unconventional gas resource in the world (González *et al.*, 2016).

The shale is a sedimentary formation that is characterized by its low permeability (in the order of nanodarcy), for which the application of new technologies is necessary to connect

the pores and extract the hydrocarbons inside the rock through hydraulic fracturing, which consists of the injection of high-pressure water together with the application of support agents.

Many researchs have probed that acoustic impedance is directly related to the total organic content (TOC) and the porosity, two of the main properties to characterize the play. Different seismic attributes can provide indirect information on these properties, but the classic methodologies for seismic characterization of reservoirs must be adapted and optimized, by linking and integrating well data (density, sonic, resistivity, gamma ray) and elastic attributes, including acoustic impedance P (Reijenstein *et al.*, 2020). To carry out this study, a seismic volume of PSTM amplitude converted to depth, one well into a neighbour area and two wells which were located within the area were used, which included electrical records and their corresponding files.

Key words: *Shale, Play, Sweet spots, Vaca Muerta, Acoustic Impedance, Petrophysical Properties.*

AGRADECIMIENTOS

Esta tesis es el fruto de un extenso, intenso y profundo período formativo en el que me sumergí durante un largo tiempo de mi vida. Hubo muchísima gente a mi lado que me acompañó a lo largo de este complejo y fascinante recorrido.

Quiero dedicárselo, en primer lugar, a mis padres -Mario y Patricia-, a mis hermanos, mi familia y en memoria a aquellas personas que hoy no están. A mis amigos, en el lugar del mundo en el que se encuentren, que muchas veces estuve ausente en este tiempo de formación pero que, aun así, siguieron junto a mí.

Gracias a la Universidad Nacional del Comahue y todo el cuerpo docente que forma parte de la carrera Licenciatura en Ciencias Geológicas, a la empresa YPF S.A. quién contribuyó con los datos para desarrollar este trabajo.

Gracias a Tarrés Gustavo y Roth Rocío por confiar en mí y darme la oportunidad de realizar mi Trabajo Final con ustedes, una experiencia enriquecedora en todos los aspectos. Valoro su calidad humana y profesional de las que no dejo de aprender cada día, su inspiradora presencia, su confianza y dedicación desde el inicio de este trabajo. Agradezco la colaboración y los aportes realizados por Santiago Emiliano y Rossi Juan.

A los jurados, Vedia José Luis, Sánchez Mauro y Carrizo Nicolás, por sus comentarios y apreciaciones que hicieron de este un trabajo más completo y organizado.

A mi país natal Argentina el cual me brindó educación pública, laica y gratuita, y considero que merece ser reconocida por su calidad.

A todos los que me alentaron en los momentos de angustia y desasosiego, a los que creyeron profundamente en mí y se merecen todos los frutos que este trabajo, humildemente, pueda dar.

La recompensa de nuestro trabajo no es lo que obtenemos, sino en lo que nos convertimos.

ÍNDICE GENERAL

Resumen	2
Abstract	2
Agradecimientos	4
Introducción	7
Objetivos	8
Objetivos específicos	9
Factibilidad	9
Antecedentes	9
Cuenca neuquina	9
El shale play Vaca Muerta	13
Marco teórico	15
Introducción	15
Método de sísmica de reflexión	16
Diseño y adquisición	17
Procesamiento de datos sísmicos	17
Interpretación de horizontes	18
Interpretación de fallas y discontinuidades	18
Atributos sísmicos	19
Principios de Inversión Sísmica	19
Registros de pozo	21
<i>Perfil Gamma Ray</i>	21
<i>Perfil Gamma Ray espectral</i>	21
<i>Perfil Sónico</i>	22
<i>Perfil Densidad</i>	22
<i>Perfil Resistivo</i>	22
El método de Passey et al. (1990)	23
Determinación del hidrocarburo original <i>in situ</i>	25
Propiedades petrofísicas de las rocas	26
<i>Porosidad</i>	26
<i>Permeabilidad</i>	26
<i>Saturación de fluidos</i>	27
<i>Densidad de grano</i>	27
<i>Mojabilidad</i>	27
<i>Presiones capilares</i>	27
Geoquímica	28
<i>Kerógeno</i>	28
<i>Carbono Orgánico Total (TOC%)</i>	28

<i>Evaluación de la roca por el método de pirolisis</i>	29
<i>Reflectancia de la vitrinita</i>	29
Estratigrafía secuencial	30
Descripción general del yacimiento en estudio	32
Sísmica 2D/3D	32
Inversión Acústica	33
Modelo estructural del área.....	35
Modelo estratigráfico del área	36
Datos de pozo disponibles para el presente trabajo	38
Flujo de trabajo	40
Análisis de información de pozos	40
<i>Carga y selección de datos de pozo</i>	41
<i>Identificación de la Formación Vaca Muerta en perfiles de pozo</i>	42
<i>Mapa de espesores en la Formación Vaca Muerta</i>	43
<i>Caracterización de Intervalos a partir de valores de TOC y PhiT</i>	45
<i>Comparación entre la información de los volúmenes de impedancia disponibles y la impedancia de pozos</i>	47
Interpretación de información sísmica.....	48
<i>Flujo de trabajo para modelado estratigráfico.</i>	48
<i>Flujo de trabajo para modelado estructural</i>	51
Generación de un modelo tridimensional de propiedades petrofísicas.....	52
<i>Generación de la malla o grilla</i>	53
<i>Escalado de los pozos</i>	55
<i>Análisis de datos</i>	57
<i>Poblado de propiedades petrofísicas</i>	58
<i>Definición y caracterización de los intervalos de navegación</i>	62
<i>Cálculo volumétrico</i>	68
Resumen y conclusiones	70
Bibliografía	71
Anexos	77
<i>Crossplots</i>	77
Mapas y cubos como resultado del poblado propiedades petrofísicas	80

INTRODUCCIÓN

La cuenca neuquina es un depocentro ubicado en el centro oeste argentino, abarca casi toda la extensión de la provincia de Neuquén, el sector occidental de la provincia de Río Negro y La Pampa y la zona suroccidental de la provincia de Mendoza (**Fig. 1**). Posee un relleno sedimentario Mesozoico-Cenozoico de hasta 7000 metros de espesor resultado de eventos marinos alternantes con episodios de continentalización que se dieron de manera cíclica. Durante el Jurásico y Cretácico la cuenca estuvo limitada al este y sur por amplias áreas cratónicas, mientras que hacia el oeste se vinculaba con el arco magmático andino (Howell *et al.*, 2005). Por tal motivo, ha sido interpretada como una depresión ensiálica de trasarco asociada con la subducción de la placa oceánica proto-Pacífica, en el margen occidental activo del oeste de Gondwana (Digregorio *et al.*, 1984; Macellari, 1988; Legarreta *and* Uliana, 1991). Su registro mesozoico está caracterizado por un conjunto de ciclos transgresivos-regresivos con amplios períodos en los que predominó la sedimentación marina.

Según el reporte EITI Argentina del año 2022, la cuenca neuquina es una de las cinco cuencas productoras de Argentina con un potencial hidrocarburífero actual aproximado del 68% de gas y 50% de petróleo, su mayor contribución proviene de la Formación Vaca Muerta. La Formación Vaca Muerta, perteneciente al Grupo Mendoza Inferior se caracteriza por depósitos de sedimentitas de grano fino, los cuales consisten en niveles de pelitas oscuras bituminosas y margas (Weaver, 1931). La base de esta unidad es una superficie isócrona que marca el inicio de la transgresión tithoniana (Leanza, 1981), en tanto que su límite superior es progradacional y diacrónico, de modo que su registro comprende períodos más jóvenes a medida que se pasa desde el sector sur (Tithoniano medio) al central (Berriasiano-Valanginiano temprano) de la cuenca.

Legarreta *and* Uliana (1991) han señalado que los depósitos tithonianos basales se deben a una transgresión marina que acaeció rápidamente como resultado de un ascenso eustático asociado con reducidos aportes terrígenos, cuya combinación pudo haber favorecido la sedimentación condensada anaeróbica a disaeróbica. Por su parte, Vergani *et al.* (1995) vincularon la expansión marina con un período de relajamiento y subsidencia regional que sucedió a una fase de intensa inversión tectónica desarrollada durante el Jurásico tardío.

Desde un punto de vista del interés hidrocarburífero, la Formación Vaca Muerta representa la roca generadora por excelencia de la cuenca neuquina. Particularmente, el tramo basal, que en subsuelo alcanza pocas decenas de metros de espesor, posee los máximos valores de carbono orgánico total (hasta 12%, Legarreta *and* Villar, 2012), por lo que se considera el intervalo de máxima generación -o Cocina- de petróleo y gas.

Durante la caracterización sísmica de reservorios, las amplitudes sísmicas otorgan información sobre las diferentes litologías del subsuelo y sus variaciones petrofísicas. En la Formación Vaca Muerta la inversión sísmica de Impedancia P (I_p) es clave para estimar parámetros petrofísicos de interés como son la porosidad total (ΦT), la saturación de agua (S_w) y el contenido de materia orgánica (TOC). De esta manera, del volumen de impedancias P obtenido se pueden inferir variaciones geológicas que permiten identificar la mejor ubicación del reservorio para la producción de hidrocarburos.

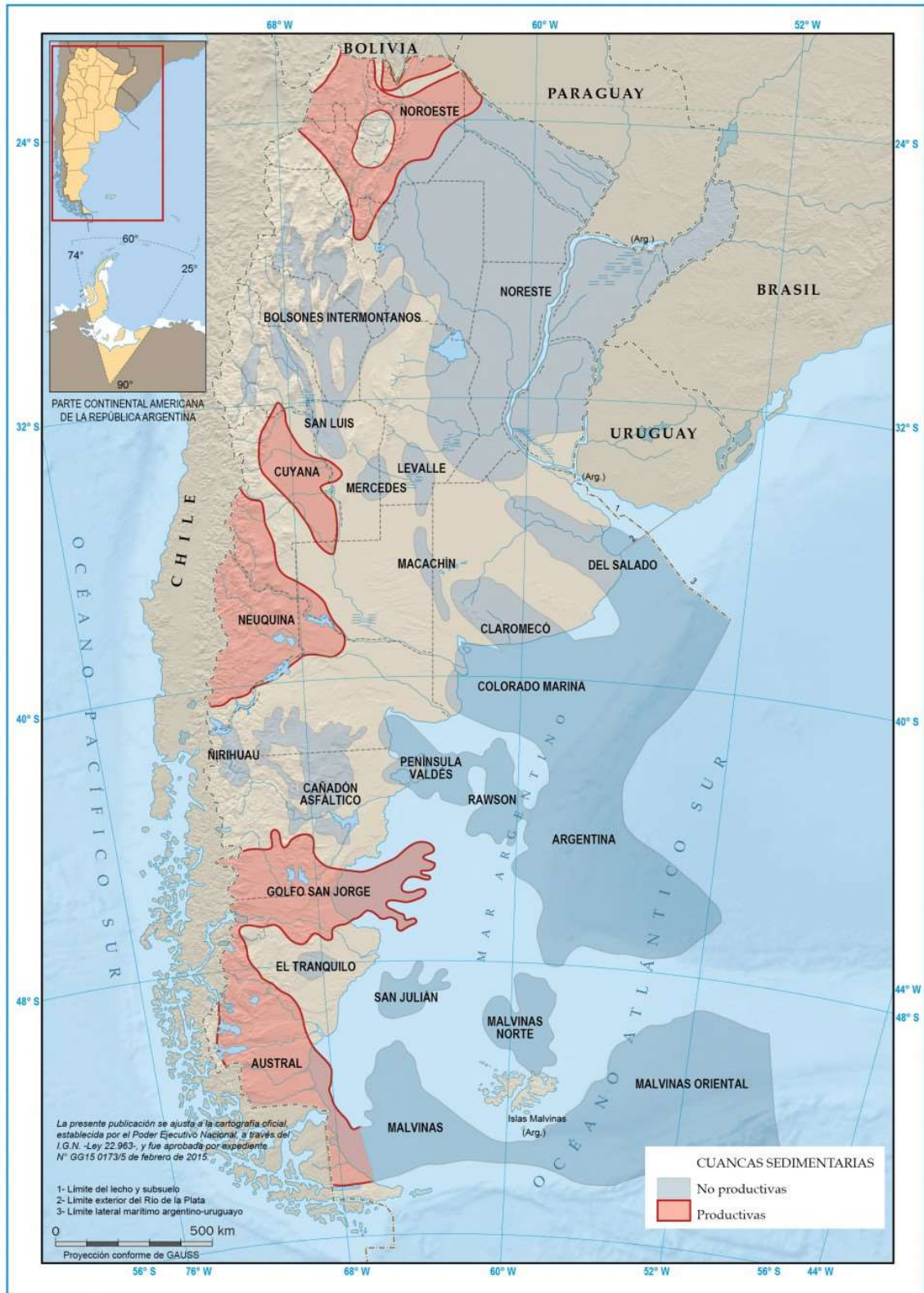


Figura 1: Cuencas hidrocarburíferas de la República Argentina, (Extraído de Energía de mi país, 2023).

OBJETIVOS

El objetivo general de este trabajo consiste en enriquecer un modelo estático existente, a partir de un cubo de impedancias acústicas de un área perteneciente a la cuenca neuquina,

poblar las propiedades petrofísicas de los diferentes niveles de interés en la Formación Vaca Muerta para identificar la ubicación del reservorio con mejores propiedades.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Caracterizar los distintos niveles a través de las propiedades petrofísicas estimadas por los distintos registros eléctricos.
- Relacionar la impedancia acústica con las propiedades petrofísicas para utilizarla como herramienta de guiado para el poblado en el modelo geológico.
- A partir del modelado de propiedades identificar la ubicación de los posibles objetivos.
- Calcular los espesores en los diferentes niveles identificados.

FACTIBILIDAD

A través de convenio llevado adelante entre la Universidad Nacional del Comahue e Y.P.F. S.A., se tuvo acceso al cubo de amplitudes y cubo de impedancias acústicas del área asignada, así como a los perfiles eléctricos, direccionales y petrofísicos, la Base de Diseño *Playbook 2020* (Roth *et al.*, 2020) y los pases formacionales de los pozos para el intervalo Quintuco – Vaca Muerta. Además de la interpretación de fallas desarrollada en el área de estudio por René Manceda.

El análisis de la información sísmica se pudo llevar a cabo utilizando el *software* PETREL®.

ANTECEDENTES

Cuenca neuquina

La cuenca posee un registro estratigráfico preservado de hasta aproximadamente 7000 metros, correspondiente a una sucesión Triásica Superior - Cretácico Superior delimitada por varias discontinuidades que reflejan episodios de subsidencia (Howell *et al.*, 2005; Arregui *et al.*, 2011a), y, en el área de la Dorsal de Huincul, de inversión estructural (Vergani *et al.*, 1995; Mosquera *and* Ramos, 2006).

Esta cuenca se originó en el Triásico Tardío producto de una extensión en la placa continental durante la cual se generaron hemigrábenes, controlados por fallas normales de orientación dominante NO-SE (Vergani *et al.*, 1995; Cristallini *et al.*, 2009), que fueron rellenados con sedimentos principalmente volcanoclásticos y continentales agrupados genéricamente dentro del ciclo Precuyano (Gulisano, 1981; Franzese *and* Spalletti, 2001; Carbone *et al.*, 2011). Durante el Jurásico Temprano se comienza a configurar una cuenca de retroarco, en la cual se depositaron sedimentos vinculados a ciclos transgresivos-regresivos con importantes variaciones en su extensión areal (Vergani *et al.*, 1995). A partir del Pliensbachiano - Toarciano se deposita el Grupo Cuyo (Dellapé *et al.*, 1978; Arregui *et al.* 2011b), asociado a una importante ingresión marina desde el paleo Pacífico que permitió la acumulación de potentes sucesiones pelíticas de la Formación Los Molles (Weaver, 1931; Arregui *et al.*, 2011b) cubriendo gran parte del Engolfamiento Neuquino. En la región de la Dorsal de Huincul, mediante información

sísmica 3D, pozos y estudios de campo, se ha reconocido que la sección basal del Grupo Cuyo presenta fuertes variaciones de espesor controladas por fallas normales aún activas de la etapa de rift (Gomez Omil *et al.*, 2002; Muravchik *et al.*, 2014). Luego de la transgresión inicial, el mar comienza a retraerse evidenciado por una importante progradación deltaica conformada por depósitos arenosos de plataforma a litorales pertenecientes a la Formación Lajas (Weaver, 1931; Veiga *et al.*, 2013), la cual se extiende hasta el Calloviano temprano. El Grupo Cuyo finaliza con un episodio de desecación de la cuenca caracterizado por la depositación de pelitas y evaporitas pertenecientes a la Formación Tábanos (Stipanovic, 1966; Arregui *et al.*, 2011b) (**Fig. 2**).

En el lapso Calloviano medio a Oxfordiano se desarrolla el Grupo Lotena (Leanza, 1992) conformado por las formaciones Lotena (Weaver, 1931; Zavala *et al.*, 2002), La Manga (Stipanovic, 1966), las cuales representan una nueva transgresión marina en la cuenca, y Auquilco (Weaver, 1931). Esta última unidad es interpretada como acumulada durante un nuevo periodo de desecación reconocido en la región central de la cuenca (Arregui *et al.*, 2011c) y por su constitución evaporítica, constituye un nivel discordante importante en la cuenca.

En el límite Oxfordiano-Kimmeridgiano comienza la depositación de los sedimentos de origen continental de la Formación Tordillo (Stipanovic, 1966; Naipauer *et al.*, 2014), la cual presenta sus máximos espesores cerca del arco magmático y se adelgaza hacia el antepaís (Spalletti *et al.*, 2011a). La Formación Tordillo constituye la unidad basal del Grupo Mendoza, y es cubierta por calizas, margas bituminosas y pelitas con alto contenido orgánico pertenecientes a la Formación Vaca Muerta (Weaver, 1931), depositadas en un ambiente marino de *offshore* (Leanza *et al.*, 2011; Vittore *et al.*, 2018). Esta unidad presenta una importante fauna de invertebrados marinos, predominantemente amonoideos (Leanza y Hugo, 1978; Aguirre Urreta y Rawson, 1999; Leanza *et al.*, 2011). Como resultado de una importante progradación, la Formación Vaca Muerta es cubierta por depósitos carbonáticos y clásticos de plataforma correspondientes a las formaciones Loma Montosa y Quintuco (Domínguez *et al.*, 2014; Iñigo *et al.*, 2018). Sobre estas unidades se disponen en discordancia depósitos clásticos gruesos de la Formación Mulichinco (Weaver, 1931), acumulada entre el Valanginiano temprano medio al tardío (Schwarz *et al.*, 2011), relacionado con ambientes marinos de *nearshore* con influencia mareal, deltas y sistemas fluviales (Leanza *et al.*, 2001). Esta última es cubierta en contacto neto por pelitas, arenas y calizas de la Formación Agrío (Weaver, 1931) subdividida en los miembros Pilmatué, Avilé y Agua de la Mula (Leanza *et al.*, 2001).

Los niveles basales y cuspidales de esta formación poseen una gran diversidad de invertebrados marinos como cefalópodos, bivalvos, equinodermos, crustáceos y gasterópodos, así como también palinomorfos, peces y reptiles (Lazo *et al.* 2005, 2009; Spalletti *et al.*, 2011b; Guler *et al.*, 2013). En el Hauteriviano tardío, la sedimentación marina del miembro Pilmatué fue interrumpida por una importante caída del nivel del mar, acumulándose depósitos fluviales, eólicos y lacustres de espesor muy variable, correspondiente al miembro Avilé (Veiga *et al.*, 2011). Este miembro está a su vez cubierto por lutitas marinas del miembro Agua de la Mula, representando una transgresión que se extiende hasta el Barremiano, con las que finaliza la acumulación del Grupo Mendoza.

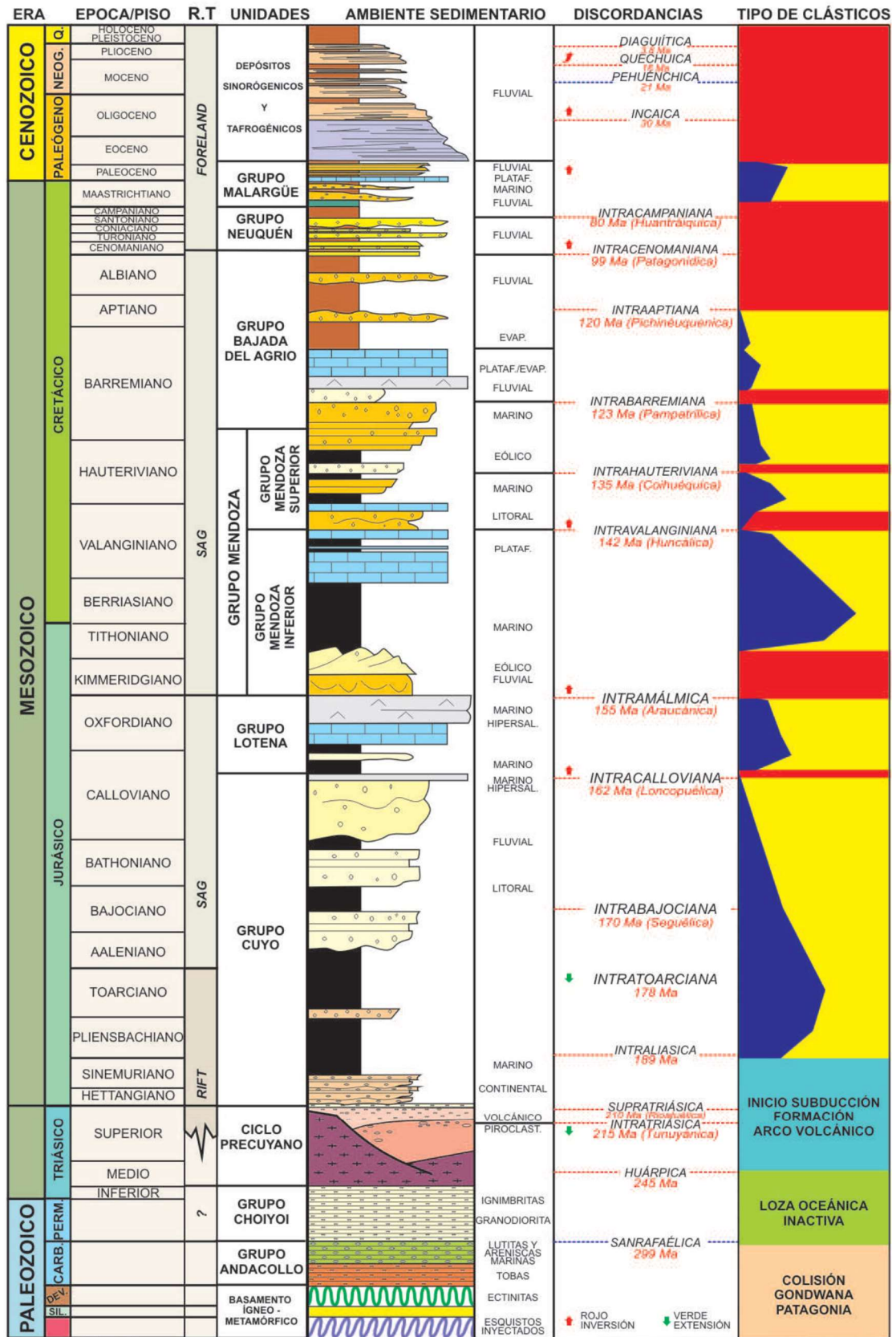
Por encima de estos importantes ciclos transgresivo-regresivos se deposita el Grupo Bajada del Agrío, propuesto por Méndez *et al.* (1995), el cual agrupa a las calizas, areniscas y evaporitas de la Formación Huitrín (Legarreta, 1985; Leanza, 2003) y a los sedimentos finos de origen continental de la Formación Rayoso (Herrero Ducloux, 1947;

Zavala y Ponce, 2011), con la cual se completa la desconexión de la cuenca con el Océano Pacífico.

Durante gran parte del Cretácico Tardío se depositaron los sedimentos continentales del Grupo Neuquén (Stipanovic *et al.*, 1968), vinculados al comienzo de la fase de antepaís de la cuenca, producto del levantamiento de la Cordillera de los Andes en la región occidental (Tunik *et al.*, 2010).

El Grupo Malargüe de edad Campaniano-Paleógeno está compuesto por depósitos marinos y continentales y registró la primera ingresión desde el Océano Atlántico por un cambio en la pendiente regional de la cuenca. Ya en el Cuaternario hubo eventos volcánicos que produjeron cinturones volcánicos y magmatismo representado por filones capa y diques que constituyen reservorios por su porosidad secundaria.

Durante el Cenozoico tuvieron lugar importantes eventos diastróficos que llevaron a la actual configuración de la Cordillera de los Andes (Leanza *et al.*, 2005). La deformación es el resultado del Ciclo Ándico, que según algunos autores habría acontecido en diferentes pulsos discretos de deformación asociados fundamentalmente con el cambio de ángulo de subducción de la placa de Nazca por debajo de la Sudamericana (Ramos 1999; Folguera *et al.*, 2008). Se considera que hubo dos pulsos de levantamiento de acuerdo con distintos análisis geocronológicos, el primero con edades entre 70-50 Ma y el segundo entre 15-9 Ma (Sánchez *et al.*, 2018) (**Fig. 2**).



Powered by Red PANGEA

Clásticos marinos marginales ■
 Clásticos marinos distales ■
 Clásticos continentales ■

Figura 2: Columna estratigráfica generalizada de la cuenca neuquina. Con indicación de régimen tectónico (R.T.), ambiente sedimentario, principales discordancias y tipo de clásticos. (Extraído de Arregui et al., 2011a).

El shale play Vaca Muerta

Vaca Muerta es una formación sedimentaria depositada durante la edad jurásica en la cuenca neuquina, que tiene una superficie de 25.000 km² (Leanza *et al.*, 1977; Uliana *et al.*, 1977) y se extiende sobre las provincias de Neuquén, Río Negro, La Pampa y Mendoza. Esta unidad fue definida por Weaver (1931) el cual la definió como de margas bituminosas del Tithoniano (Jurásico tardío). Está compuesta por lutitas bituminosas oscuras, margas y calizas, que fueron depositadas por una ingesión marina proveniente desde el océano paleo Pacífico entre el Tithoniano temprano hasta el Valanginiano temprano (Kietzmann *et al.*, 2014) con un alto contenido de materia orgánica (TOC 3-12%) (Legarreta and Villar, 2012) acumuladas en un ambiente de plataforma/rampa distal a la cuenca. Contiene kerógeno tipo I/II vinculado con una contribución algal y participación muy escasa a nula de elementos terrestres y kerógeno tipo IIS al sur de la Dorsal de Huincul (Legarreta *et al.*, 2005). Desde el punto de vista del potencial no convencional, la Formación Vaca Muerta se distingue por su extensión regional de aproximadamente 25.000 km² en ventanas de gas seco a petróleo negro (oeste-este) con espesores que van de 50 m a 700 m (**Fig. 3 y 4**).

A diferencia de los yacimientos convencionales, donde se busca producir el hidrocarburo atrapado dentro de la roca reservorio, en los yacimientos no convencionales el objetivo es la misma roca generadora o roca madre donde los fluidos se encuentran alojados en los nanoporos orgánicos e inorgánicos. Es decir, en el caso de la Formación Vaca Muerta, los tres elementos del sistema petrolero (roca generadora, reservorio y sello) están constituidos en la misma roca.

El sistema depositacional mixto carbonático-siliciclástico de Vaca Muerta–Quintuco es caracterizado por clinofomas bien definidas *topset* (zona proximal), *foreset* (zona central y de mayor pendiente), y *bottomset* (zona distal), está relacionado con un ciclo relativo del nivel del mar de segundo orden eustático. Este ciclo se puede subdividir en ciclos de mayor frecuencia de 3er y 4to orden (1–10 Ma y 0.1–1 Ma, respectivamente) basado en estratigrafía sísmica (González *et al.*, 2016) (**Fig. 5**). Además, dunas de arena eólicas no marinas acontecen inmediatamente debajo de la Formación Vaca Muerta en algunos sectores de la cuenca neuquina.

En el trabajo presentado por González *et al.*, 2016, con la colaboración de empresas y especialistas que operan los diferentes bloques en la cuenca neuquina se construyó un modelo estratigráfico integrado, desarrollado a partir de análisis de afloramientos, perfiles de pozos y sísmica generando tres transectas donde se identifican seis unidades sísmicas subdivididas por horizontes prospectivos dando como resultado doce intervalos sísmicos generando una tabla denominada “Piedra de Roseta” (**Fig. 6**).

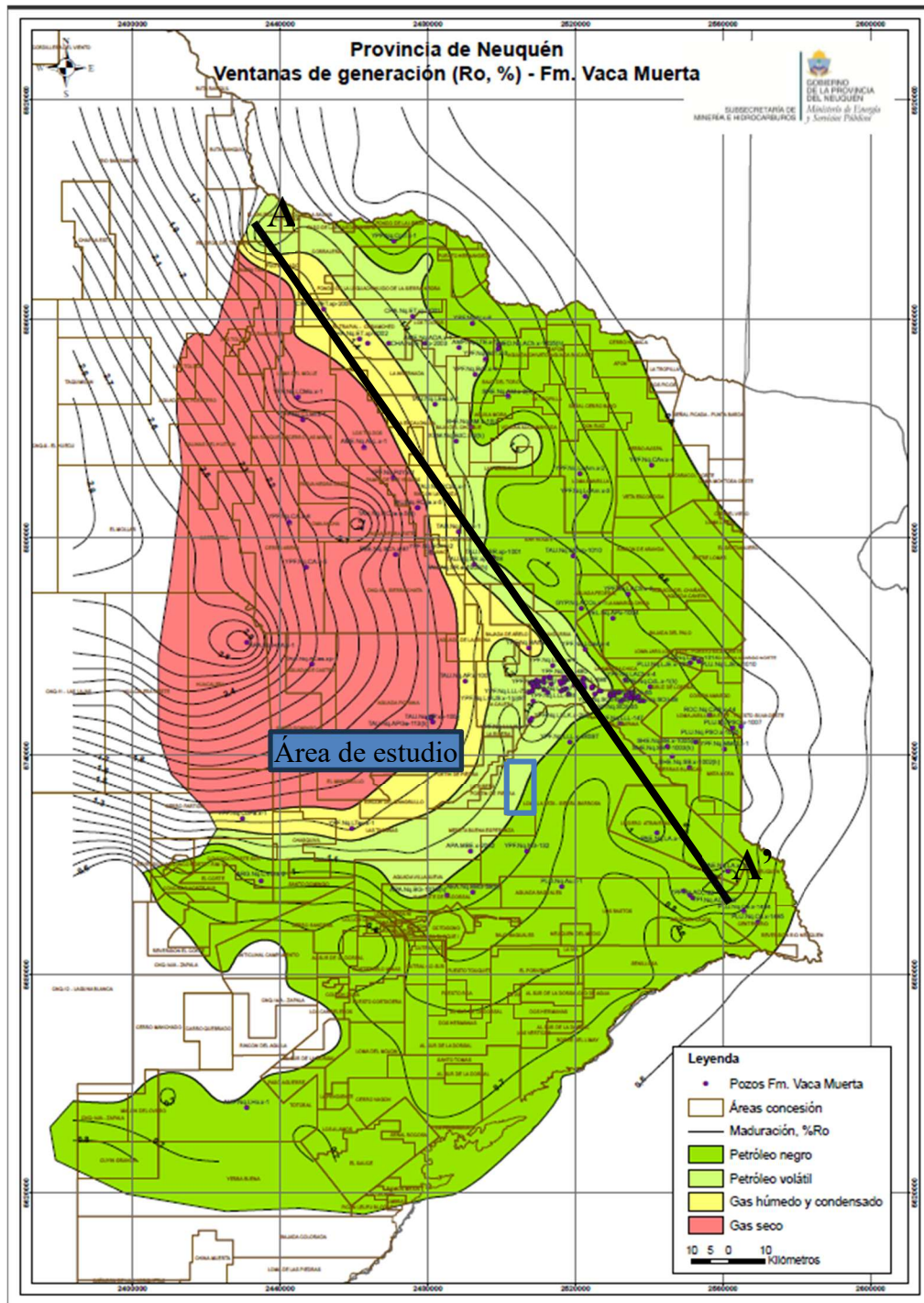


Figura 3: Mapa isopáquico de la Formación Vaca Muerta indicando en colores los diferentes tipos de fluido producido por los pozos. En azul se muestra el yacimiento de estudio. (Extraído y modificado de Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de Neuquén, 2023).

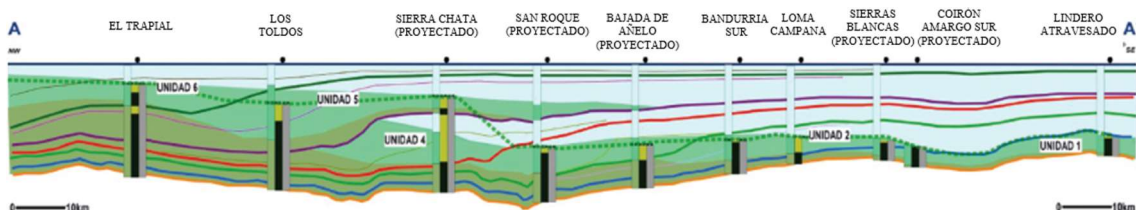


Figura 4: Transecta regional A-A' de la Formación Vaca Muerta donde se identifican las diferentes unidades estratigráficas. (Extraído de González et al., 2016). Locación aproximada del corte se indica en Figura 3.

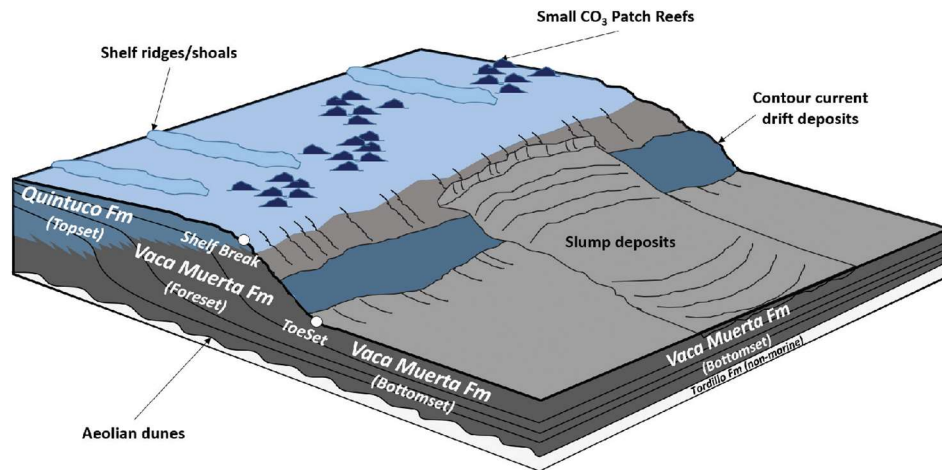


Figura 5: Modelo deposicional de Vaca Muerta–Quintuco sistema carbonato mixto-siliciclástico que muestra los tres sectores geométricos de la clinoforma (topset – foreset - bottomset). (Extraído de Reijenstein et al., 2020).

Biozonas Amonites	Puerta Curaco Kietzmann	NW Chevron	NW Exxon	NW-SE Shell	Centro Petrobras	Centro Total	NW-Centro YPF	Centro/SE YPF	LC YPF-CVX	Legarreta & Villar	Mitchum & Uliana	Transecta Sup.	U
L.r.	HFS 14 Quintuco		Val.3		E2	Discordancia Valanginiana 136	S13	VII		136.0	I	V4	
	CS5	HFS 13 Torrontés	Val.1	7	E1		S12				H	V3	6
N.w.	HFS 12 Sirah		Berr.6		D2	Seq.5 138	S10		Nivel F			V2	
	CS4	HFS 11 Bonarda	Berr.4	6	D1	Seq.7-139.5	S09				G	V1	5
S.d.	HFS 10		Berr.2		D1	MFS-7 140	S08	VI (mfs)				B4	
			Berr.1			Seq.9 141			Nivel L				
A.n.	HFS 9	Malbec	Tith.7(mfs)	5	C2	Seq.10	S07				F	B3	4
	CS3	HFS 8	Tith.7	4	C1	Seq.13 143	S06	V	Nivel Q	143.0	E	B2	
S.k.	HFS 7	Merlot		3	B2	Seq.15 144	S05	IV			D	B1	3
					B1	Seq.18			P. 6				
			Tith.6.5			Seq.20 145		III			C	T5	
C.a.	HFS 6				A3				P. 5			T4	2
	CS2	HFS 5 Cabernet	Tith.6	2	A2				P.A. 3 P.P. 2 P.P. 1 A. 2		B		
W.i.	HFS 4		Tith.5.8		A1	Seq.22 146		II (mfs)		146.8		T3	
A.p.	CS1	HFS 3 Tannat		1	A1	Seq.24?			A1_R_1		A	T2	1
P.z.	HFS 2				A11	MFS-25-148.5			A1_T_1				
V.m.	HFS 1		Tith.5							149.7		T1	

Figura 6: Tabla de equivalencias entre esquemas estratigráficos (Piedra de Roseta). (Extraído de González et al. 2016).

MARCO TEÓRICO

Introducción

La geofísica utiliza herramientas físicas para lograr describir cómo se distribuyen las diferentes capas litológicas en el subsuelo. El método sísmico es una técnica de mediciones indirectas y se complementa con la geología, el cual es un método de mediciones directas usando datos de pozos, para obtener un resultado final del estudio completo del subsuelo.

La definición de un reservorio hidrocarburofero involucra diferentes etapas. En primer

lugar, mediante la observación y análisis de afloramientos se adquiere la información de la geología de superficie del área de estudio. Luego los métodos potenciales como gravimetría y magnetometría pueden ayudar a definir los límites de una cuenca. La gravimetría mide cambios laterales de densidades y la magnetometría permite distinguir grandes estructuras y potenciales yacimientos minerales debajo de la superficie. Si se consideran cambios significativos de gravedad y magnetismo, se realiza un estudio con sísmica 2D que permita obtener una imagen vertical del subsuelo por debajo de una línea de superficie. Seguido de esto, se perfora un pozo exploratorio con el fin de obtener información de las formaciones geológicas atravesadas relacionando la litología con la imagen que se obtuvo con la sísmica 2D. A través de este pozo exploratorio, se define si en el subsuelo estamos en presencia de un sistema petrolero, y si es rentable desarrollar una campaña exploratoria más exhaustiva.

Por otro lado, la adquisición de una sísmica 3D brindara mayor detalle de los niveles de interés. Este set de datos adquiridos servirá para definir la continuidad del desarrollo del área.

Método de sísmica de reflexión.

El método de sísmica de reflexión es una de las técnicas más importantes en la fase de exploración del subsuelo, por medio de este se puede conocer en detalle cómo es la disposición de las diferentes unidades geológicas, a través de mediciones en superficie.

Se desarrolla en base a las leyes de Snell, fundamentalmente en la primera, la cual establece que, si un frente de onda incide sobre una interfase, una porción de esta energía se refleja con el mismo ángulo de incidencia θ_1 . El método se basa en la emisión de ondas acústicas desde la superficie del terreno, se reflejan en las interfaces de acuerdo con la primera Ley de Snell (**Fig. 7**). La impedancia acústica es el producto de la densidad por la velocidad sísmica, que varía entre las diferentes capas de rocas y se indica generalmente con el símbolo Z . El contraste de impedancias acústicas entre las capas de rocas afecta el coeficiente de reflexión.

El coeficiente describe la amplitud (o la intensidad) de una onda reflejada respecto a la onda incidente. El porcentaje de energía reflejada será mayor, en la medida que las capas o estratos atravesados que definen la interfase tengan un mayor contraste de impedancias acústicas o coeficiente de reflexión.

$$(1) Z = \rho \times V, \text{ donde } \rho = \text{densidad [gr/cm}^3\text{]} \text{ y } V = \text{Velocidad de la roca [m/seg]} \rightarrow \text{Impedancia Acústica}$$

$$(2) CR = \frac{z_2 - z_1}{z_2 + z_1} \rightarrow \text{Coeficiente de reflexión}$$

$$(3) \frac{\text{Sen } \theta_1}{v_1} = \frac{\text{Sen } \theta_2}{v_2} \rightarrow \text{Segunda Ley de Snell}$$

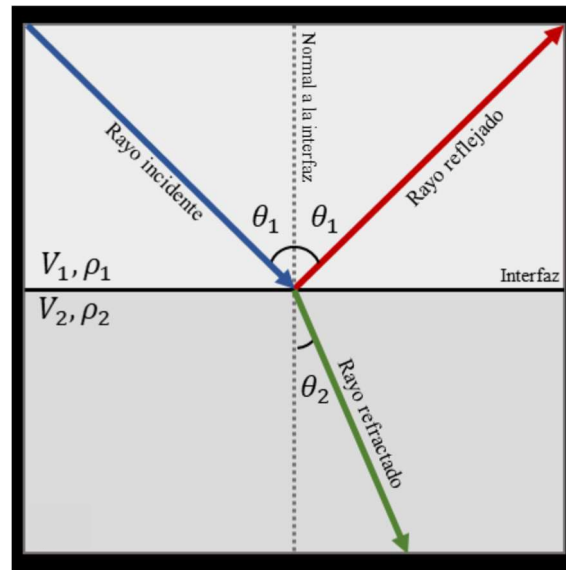


Figura 7: Ley de Snell: relación angular entre el rayo reflejado (θ_1) y el rayo refractado (θ_2). (Extraído y modificado de Kearey et al., 2002).

Diseño y adquisición

El mallado o diseño de las líneas sísmicas debe estar basado en la información previamente obtenida del subsuelo (información de afloramientos, métodos potenciales, etc.), también debe tener en cuenta las características topográficas de la zona para contemplar dificultades operativas (ríos, caminos, zonas de cultivos, pantanos, poblaciones). Cada línea debe tener su coordenada geográfica y rumbo.

El diseño de sísmica 3D se puede diagramar de distintas formas: diagonal, radial, hexagonal, ortogonal, etc. En general, en los últimos diseños realizados, las líneas receptoras se disponen perpendiculares a líneas fuentes. En vez de tener un punto común profundo como en sísmica 2D se tiene una celda o bin, en donde todas las trazas que caen dentro serán sumadas en la etapa de procesamiento.

Procesamiento de datos sísmicos

El procesamiento de los datos se genera en varias etapas, desde la carga de datos, sus correcciones, su agrupamiento y mejora de la relación señal/ruido entre otras etapas para lograr un producto final eficiente para su interpretación (**Fig. 8**).

Dentro de las diferentes etapas de procesamiento se destacan:

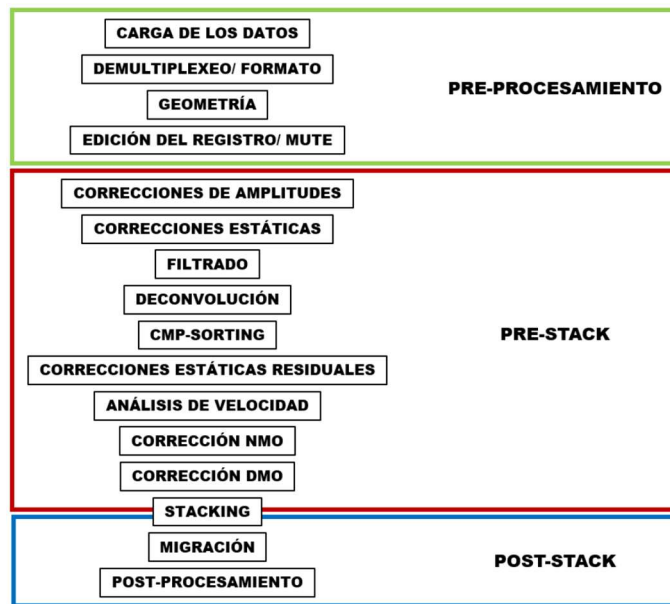


Figura 8: Secuencia básica de procesamiento de datos sísmicos (Modificado de Yilmaz Öz, 2001).

El producto final de la etapa de procesamiento es la sección o el cubo sísmico. Con la sísmica 3D se obtiene una mejor resolución y ubicación de los datos verticales gracias a la migración tridimensional.

Interpretación de horizontes.

Una vez identificados los reflectores de interés con ayuda de la información de pozos (ubicación, pasos formacionales, perfiles eléctricos), es recomendable interpretarlos siguiendo una sección arbitraria que pase por los pozos, para poder darle continuidad a esos reflectores. Luego se puede seguir con una interpretación en líneas transversales a la anterior, en la ubicación de los pozos, y finalmente en forma de grilla, por ejemplo, realizando una interpretación cada 25 a 2 líneas/trazas. El espaciamiento entre líneas/trazas interpretadas está en relación con el objetivo del estudio.

Tan pronto como se tiene interpretada el área con una grilla, se puede recurrir a diferentes formas de completar la interpretación (poblado de datos):

- Interpolación: los datos se completan por interpolación de los datos existentes, sin tener en cuenta el dato sísmico entre las líneas/trazas interpretadas.
- Picado automático: en este caso el programa realiza una especie de interpolado, teniendo en cuenta el dato sísmico que existe entre los datos interpretados. Este tipo de poblado de datos se puede utilizar cuando el dato sísmico es de muy buena calidad y la superficie sísmica que se está interpretando tiene continuidad lateral.
- Picado manual: cuando el dato sísmico es de calidad reducida o el reflector que se quiere interpretar no es muy continuo, se debe recurrir a la interpretación manual, siendo el intérprete el que realiza el poblado de los espacios entre grilla, interpretando cada una de las líneas o trazas.

Interpretación de fallas y discontinuidades.

Los planos de falla pueden presentar mucho, poco, o nada de rechazo, indicados muchas veces por discontinuidades de los reflectores. Para la interpretación de fallas en vez de

seguir una malla regular, es aconsejable realizar la interpretación en una dirección perpendicular a la de la falla, para observar el mayor rechazo. También es útil valerse de atributos sísmicos para reconocer e interpretar fallas o discontinuidades.

Atributos sísmicos

Los atributos geométricos ponen de manifiesto cambios en la forma de la onda, tanto en la vertical como lateral, uno de los motivos por los cuales son usados es para el reconocimiento de las discontinuidades asignadas a fallas o fracturas.

Mientras que los atributos son sensibles a los cambios laterales en la geología, también son sensibles a los cambios laterales de ruido. Los datos sísmicos suelen ser contaminados por el ruido tanto aleatorio como coherente, incluso cuando los datos se han migrado razonablemente bien.

Los principales atributos sísmicos son de amplitud, fase y frecuencia.

Amplitud: El valor de la amplitud de una reflexión es proporcional al valor del coeficiente de reflexión. Por lo tanto, está relacionado con las características de las rocas que están por encima y por debajo de la interfase y de la relación entre ellas. La amplitud de una reflexión será positiva (+) cuando la impedancia (Z_1) de las rocas que están por encima de la interfase sea menor a la impedancia de las rocas que están por debajo (Z_2) y será negativa (-) cuando ocurra lo contrario.

Por lo tanto, una superficie sísmica positiva estará limitando un conjunto de rocas con similares características de impedancia de otro con otra impedancia menor. Si lateralmente la impedancia de las rocas varía, esta variación se verá reflejada en el valor de amplitud de la superficie sísmica.

Fase: Tiende a ecualizar diferentes amplitudes débiles y fuertes. Puede ayudar en la interpretación de eventos de amplitudes débiles pero coherentes.

Frecuencia: su respuesta puede estar relacionada con el efecto de absorción, asociado al tipo de rocas y fracturación, o presencia de gas (absorbe las altas frecuencias).

Otro tipo de atributo sísmico que puede aplicarse para una eficaz caracterización sísmica es conocido como la primera derivada el cual es útil para convertir los valores positivos del cubo de impedancias acústicas en valores positivos y negativos o picos y valles, donde la diferencia entre los mismos da un cambio importante de impedancias acústicas y esto hace posible la interpretación en el cubo de impedancias acústicas.

Dip deviation es un atributo sísmico que se utiliza para la interpretación de fallas o discontinuidades, está basado en trazas múltiples que rastrea cambios rápidos en la orientación local de los reflectores sísmicos.

Principios de Inversión Sísmica

La inversión sísmica es un proceso matemático que permite extraer de las amplitudes sísmicas, la información de coeficientes de reflexión o impedancias acústicas, que no es más que relaciones de velocidades y densidades de los diferentes estratos. Como su nombre lo indica, es el proceso inverso al modelo convolucional donde resulta el modelo geológico a partir de los datos sísmicos medidos.

El modelado directo (**Fig. 9**, extremo superior) toma un modelo de las propiedades de la formación – en este caso la impedancia acústica estimada a partir de los registros de pozos

– la combina con una ondícula sísmica, o pulso sísmico, y se obtiene como resultado una traza sísmica sintética. Contrariamente, la inversión (**Fig. 9**, extremo inferior) comienza con una traza de datos sísmicos registrados y remueve el efecto de una ondícula estimada, creando valores de impedancias acústicas en cada muestra de tiempo.

La inversión acústica es un tipo de inversión entre otras y su aplicación dependerá de los datos disponibles, teniendo en cuenta que para realizar una inversión es necesario tener un modelo estructural y datos duros de pozo de velocidades y densidades. Este tipo de inversión permite obtener datos de densidad y velocidad de Onda P.

Las ventajas de realizar este proceso es agregar a los modelos estructurales información estratigráfica, como tipo de litología, porosidades, tipo de fluido, contenido orgánico, propiedades mecánicas, entre otras.

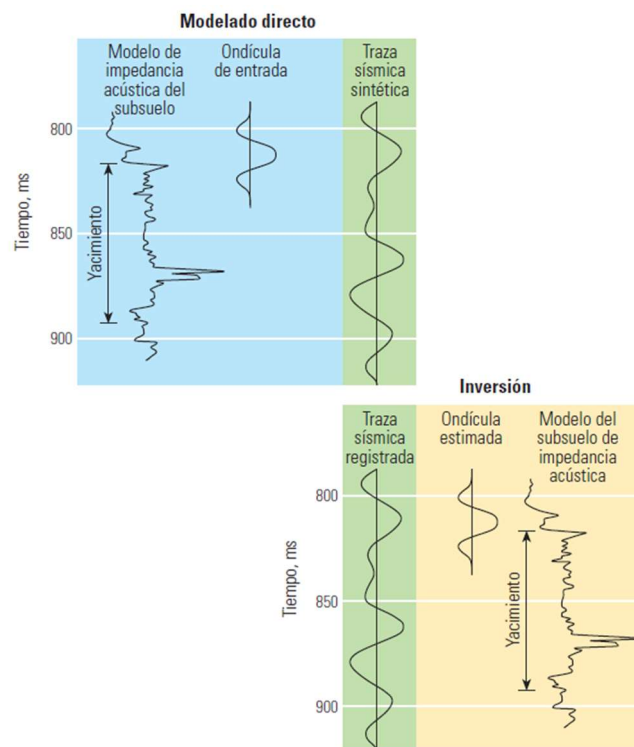


Figura 9: Modelado directo e inversión sísmica. (Extraído de Barclay et al, 2008).

De acuerdo con el dato de entrada: sísmica sumada (*poststack*) o pre-apilada (*prestack*) se obtiene una inversión *poststack* (o acústica) o *prestack* respectivamente.

En la inversión *prestack* el dato de entrada es la sísmica preapilada por lo que se incorpora la información de todos los ángulos de incidencia (típicamente de 0° a 35°) obteniéndose volúmenes de impedancia elástica (IE): impedancia de onda S, impedancia de onda P y densidad. La impedancia elástica fue definida por Connolly (1999) y está dada por:

$$(4) \quad IE(\theta) = v_p^{(1+tg^2\theta)} v_s \left(-8 \left(\frac{v_p^2}{v_s^2} \right) \text{sen}^2\theta \right) \rho \left(1 - 4 \left(\frac{v_p^2}{v_s^2} \right) \text{sen}^2\theta \right)$$

En el caso particular en que el ángulo de incidencia θ es igual a cero, la fórmula resultante coincide con la de la impedancia acústica (IA).

La inversión sísmica se realiza utilizando el modelo elástico de reflectividad para diversos

ángulos de incidencia, dado por las ecuaciones de Zoeppritz para ondas compresionales incidentes y su correspondiente convolución con la ondícula fuente.

Las compañías petroleras utilizan este proceso para reducir el riesgo asociado con sus operaciones de exploración, desarrollo y producción. Dentro de las aplicaciones del proceso de inversión se utiliza para ajustar localizaciones con objetivo de perforación, caracterizar yacimientos en los que es difícil generar imágenes sísmicas, mapear la saturación de agua, mejorar las simulaciones de yacimientos e incrementar los conocimientos de las propiedades geomecánicas. La información extraída de este proceso permite añadir a los modelos estructurales información estratigráfica importante para la interpretación de las variaciones laterales geológicas en los niveles de interés.

Registros de pozo

Los registros de pozo han constituido una herramienta imprescindible para la evaluación de formaciones. Se puede obtener información de forma indirecta, en tiempo casi real información fidedigna y bastante precisa del corte atravesado por el pozo. Estas mediciones se realizan tanto a pozo abierto como en pozos entubados. (Asquith *and* Gibson, 1982; Dewan, 1983).

Perfil Gamma Ray

Corresponde a un registro radiactivo, y como su nombre lo indica, mide la radiactividad natural de las rocas; siendo que los elementos radiactivos (torio y potasio) tienden a concentrarse en las arcillas y lutitas, permite identificar y cuantificar este tipo de litologías. La concentración de uranio está asociada a la materia orgánica.

Es empleado principalmente para:

- Correlación.
- Evaluación del contenido de arcilla de una formación.
- Análisis mineral.

Las areniscas libres de arcillas y los carbonatos tienen en general concentraciones bajas de material radiactivo, y dan bajas lecturas de Rayos Gamma. Cuando el contenido de arcilla aumenta, la respuesta del perfil de Rayos Gamma aumenta debido a la concentración de material radiactivo en la arcilla. Sin embargo, las areniscas limpias (es decir con un volumen de lutitas bajo), y con contenido alto de feldespatos de potasio, micas, glauconita, o aguas ricas en uranio, también pueden producir una respuesta alta del perfil de Rayos Gamma.

Perfil Gamma Ray espectral

El perfil de Rayos Gamma puede ser separado en sus respectivos componentes potasio, torio y uranio mediante un espectrómetro. Cada uno de estos elementos radiactivos al desintegrarse lo hace con un nivel de energía constante y diferente entre sí, lo que permite, ajustando ventanas de energía determinar la concentración de cada uno de estos elementos. Esto es muy útil si se tiene en cuenta que potasio y torio los encontramos mayoritariamente en arcillas y lutitas, precisamente por esta razón es utilizado para la determinación del volumen de arcilla. Además, para identificar los niveles de roca generadora con el conocimiento del contenido de uranio.

Perfil Sónico

Se basa en una fuente que emite ondas acústicas y receptores que registran el tiempo de propagación de las ondas de sonido en la formación. Se registra el tiempo de tránsito o lentitud de una onda. En otras palabras, el intervalo de tiempo necesario para que una onda compresional atraviese un pie de formación. El tiempo entre el envío del pulso y el primer arribo del pulso en los receptores es procesado y genera la curva de tiempo compresional, que es la que se usa para calcular la porosidad. Identificación litológica, identificación de zonas presionadas, correlación de pozos, creación de sismogramas sintéticos, etc.

El tiempo de tránsito de formación depende de la litología y de la porosidad, en general, a mayor densidad o consolidación, el tiempo de recorrido será menor y a mayor porosidad el tiempo de recorrido será mayor.

Perfil Densidad

Una fuente radioactiva es aplicada contra la pared del pozo emitiendo radiación gamma hacia la formación, la cual interacciona con los electrones de la misma según el efecto Compton generando una radiación secundaria que es detectada como una medida de la densidad de la formación. De esta manera, el conteo de Rayos Gamma depende de la densidad electrónica (número de átomos), la cual está relacionada a la densidad de la roca que depende de su porosidad, de los sólidos minerales presentes y de la densidad de fluidos que llenan sus poros. En las formaciones con densidad baja, y por lo tanto alta porosidad, la mayor parte de los Rayos Gamma producidos por la fuente llegan hasta el receptor y pueden ser medidos, en cambio, cuando aumenta la densidad, y en consecuencia disminuye la porosidad, menos rayos llegan al receptor. Puesto que se conocen la mayoría de las densidades de los minerales de las rocas sedimentarias, así como las de los fluidos de los poros, la relación entre la densidad de la formación y la porosidad puede expresarse mediante la siguiente ecuación.

$$(5) \text{ Porosidad} = \frac{\text{Densidad de la matriz} - \text{densidad total}}{\text{Densidad de la matriz} - \text{densidad del fluido}}$$

Perfil Resistivo

Para determinar los valores de resistividad verdadera de la roca (R_t) y la resistividad de la zona lavada (R_{xo}) es necesario el uso de perfiles de resistividad con diferentes diámetros de investigación, razón por la cual se evalúan varias curvas de resistividad cuya principal diferencia radica en el alcance de investigación de cada una de ellas.

Los perfiles de resistividad son utilizados para determinar las zonas productivas de hidrocarburos y discriminar las zonas portadoras de agua. Puesto que la matriz de las rocas, o los granos, no son conductores, la habilidad de la roca de transmitir una corriente es una función casi completamente condicionada por la presencia de agua en los poros que a su vez está condicionada por el contenido de sales disueltas. Los hidrocarburos, como la roca y la matriz, no son conductores; por consiguiente, cuando la saturación de hidrocarburo de los poros aumenta, la resistividad de la roca también aumenta y la saturación de agua es baja, mientras en las zonas de agua la resistividad se verá disminuida en proporción a su salinidad, entonces la resistividad dependerá tanto de la porosidad de la roca como del fluido alojado en los poros. Este registro también sirve para indicar las zonas permeables, cuando se compara la resistividad de la zona invadida (más somera) con la resistividad de la zona no invadida o zona virgen puede observarse el proceso de

invasión por la magnitud de la separación de estas dos curvas, el proceso de invasión es importante que porque indica que una formación es permeable.

Se puede determinar la porosidad a partir de la resistividad, mediante el uso de relaciones entre la resistividad del agua y la resistividad verdadera de la roca. Si la porosidad cualitativa es grande, la resistividad es baja, debido a que en estas condiciones se tiene mayor cantidad de agua para un mismo porcentaje de saturación de agua.

El método de Passey et al. (1990)

Este método propone que la presencia de materia orgánica queda evidenciada por la respuesta de los registros de tiempo del perfil sísmico y resistividad.

El método utiliza la superposición de los perfiles escalados de manera que cuando la sección de interés no contenga materia orgánica, ambas curvas se superponen y acompañan respondiendo a las variaciones de porosidad.

En cambio, ante la presencia de materia orgánica en la roca, se trate de reservorio o no, pero con contenido de materia orgánica, los registros se separan en consecuencias de las diferentes respuestas de los perfiles: el registro de porosidad detecta la presencia de kerógeno de baja densidad y velocidad, así como el registro de resistividad responde a los fluidos de la formación (Stinco, 2001). Una vez que el par de curvas se encuentran convenientemente escaladas se define la línea de base o “*baseline*” de concordancia entre ambas curvas pertenecientes a intervalos no generadores de rocas de grano fino. En estos intervalos se puede observar cómo estas dos curvas tienen comportamientos similares y hasta de superposición de unas con otras. Ya definido el nivel de base, quedan en evidencia los niveles ricos en materia orgánica. La magnitud de la separación de la curva en las rocas no reservorios se calibra con el carbono orgánico total y madurez, y permite estimar en profundidad la riqueza orgánica en ausencia de datos de muestra. Este método permite evaluar con precisión la riqueza orgánica en una amplia variedad de litologías y madurez, utilizando registros de pozos comunes (**Fig. 10**).

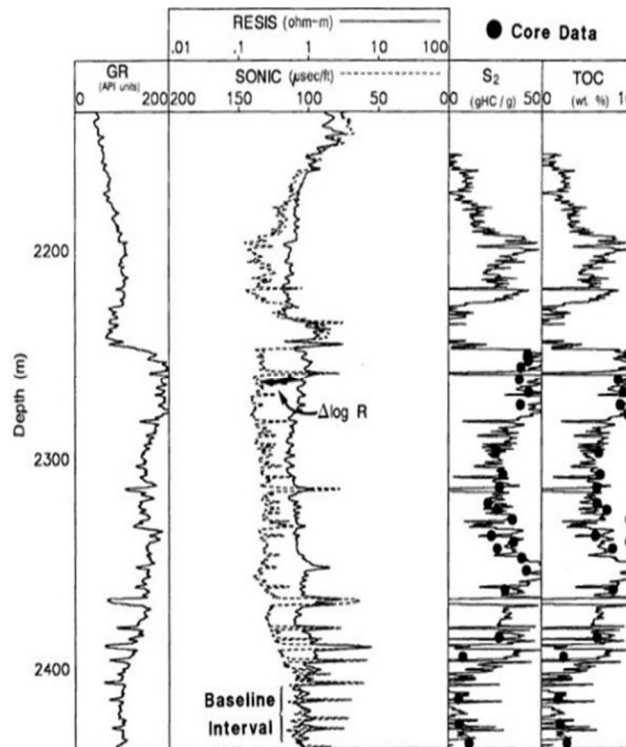


Figura 10: Curvas de resistividad y del sónico compresional apropiadamente escaladas para visualizar el $\Delta \log R$. Representación de la curva de TOC% generada a partir de las ecuaciones utilizadas en el mismo track que los datos de TOC% de corona (Extraído de Passey et al. 1990).

Se puede establecer la separación entre las curvas ($\Delta \log R$) a través de la ecuación que se escribe a continuación:

$$\Delta \log R = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{baseline}} \right) + 0.02(\Delta t - \Delta t_{baseline})$$

(6)

Dónde:

- $\Delta \log R$ = separación de los registros medida en ciclos logarítmicos.
- R = lectura de resistividad del intervalo de interés (ohm.m)
- $R_{baseline}$ = resistividad de la base (ohm.m).
- Δt = tiempo de tránsito del intervalo de interés ($\mu\text{seg}/\text{pie}$).
- $\Delta t_{baseline}$ = tiempo de tránsito de la base ($\mu\text{seg}/\text{pie}$).
- 0.02 constante dada por la relación $-50 \mu/\text{pie}$ por ciclo de resistividad

Existe una relación lineal entre el TOC% y “ $\Delta \log R$ ” en función de la madurez de la materia orgánica en unidades de nivel de metamorfismo orgánico (LOM). La ecuación se presenta a continuación:

$$COT\% = (\Delta \log R) 10^{(2.297 - (0.1688 * LOM))}$$

(7)

- TOC% = medido en % en peso
- LOM = nivel de metamorfismo orgánico

Determinación del hidrocarburo original *in situ*

Existen diferentes métodos para la cuantificación del hidrocarburo original *in situ*. Las dos más utilizadas son el cálculo volumétrico y el balance de materia. La primera metodología, cálculo volumétrico, podría considerarse directa, pese a que utiliza propiedades obtenidas por procedimientos indirectos. Esta metodología se basa en una ecuación donde, a partir del volumen de roca, se descuentan primeramente el sólido y luego el agua, para obtener el hidrocarburo en fondo. Finalmente, el volumen calculado se lleva a condiciones de superficie, a través del factor volumétrico. Así, multiplicando el volumen de roca que se sabe mineralizado por la porosidad, se llega al volumen poral. Como este contiene hidrocarburo y agua, esta última se descuenta multiplicando por la saturación de hidrocarburo o por su equivalente (1-Swi) y finalmente, dividiendo por el factor volumétrico del hidrocarburo, se obtiene el volumen que ocuparía en superficie la totalidad del hidrocarburo original en fondo. El factor volumétrico relaciona los volúmenes de hidrocarburos en fondo y en superficie, habida cuenta de que cuando el hidrocarburo viaja de fondo a superficie se descomprime, se contrae por el efecto de la temperatura y algunos de sus componentes cambian de fase.

Las fórmulas por aplicar para calcular el HOIS son:

$$POIS = \frac{(V_r \times \Phi \times S_{oi})}{B_{oi}} = \frac{A \times h \times \Phi \times (1 - S_{wi})}{B_{oi}} \rightarrow \text{para el petróleo}$$

$$GOIS = \frac{(V_r \times \Phi \times S_{gi})}{B_{gi}} = \frac{A \times h \times \Phi \times (1 - S_{wi})}{B_{gi}} \rightarrow \text{para el gas}$$

Donde:

POIS = petróleo original *in situ*.

GOIS = gas original *in situ*.

V_r = volumen de roca.

A = área de drenaje

h = espesor promedio nivel de navegación

Φ = porosidad.

S_{oi} = saturación de petróleo inicial.

S_{wi} = saturación de agua inicial.

S_{gi} = saturación de gas inicial.

B_{oi} = factor volumétrico del petróleo.

B_{gi} = factor volumétrico del gas.

El balance de materia es una técnica indirecta y, a diferencia del cálculo volumétrico, dinámica. Consiste en inferir el recurso, mediante fórmulas simples que relacionan los volúmenes de fluidos producidos con la caída de presión del reservorio, habida cuenta de los empujes existentes. Se espera que los volúmenes calculados volumétricamente y por balance de materia sean razonablemente coincidentes. (Bidner, 2010; Tarek, 2002).

Propiedades petrofísicas de las rocas

La petrofísica se encarga del estudio de las propiedades físicas de las rocas y de los fluidos que las saturan, además de la relación existente entre ellos, mediante el análisis de los perfiles de pozos y muestras de formación, a fin de facilitar el estudio integrado del yacimiento para la búsqueda de acumulaciones prospectivas, evaluando las rocas que sirven como almacén para acumulaciones de hidrocarburos.

La determinación de estas propiedades de las rocas requiere de varios procedimientos y mecanismos interdependientes. Muchos de los equipos utilizados para las mediciones ofrecen sólo información indirecta, por inferencia. Estas propiedades pueden medirse en coronas, recortes (*cutting*) y a través de registros de pozos (*logs*). (Bidner, 2010; Cannon, 2015; Tiab and Donaldson, 2004).

Porosidad

Es la característica física más conocida de un yacimiento de petróleo, en su forma más simple es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos en una roca. Está definida como el volumen de poros o espacios vacíos por cada unidad de volumen de una formación, es decir es la fracción del volumen total de una muestra ocupada por espacios vacíos. En el subsuelo los poros nunca se encuentran vacíos, siempre están en presencia de algún fluido. Esta propiedad es importante al momento de calcular reservas. En **Figura 11** se indican los fluidos que ocupan la porosidad total y porosidad efectiva, junto a todos los componentes de un *shale* genérico.

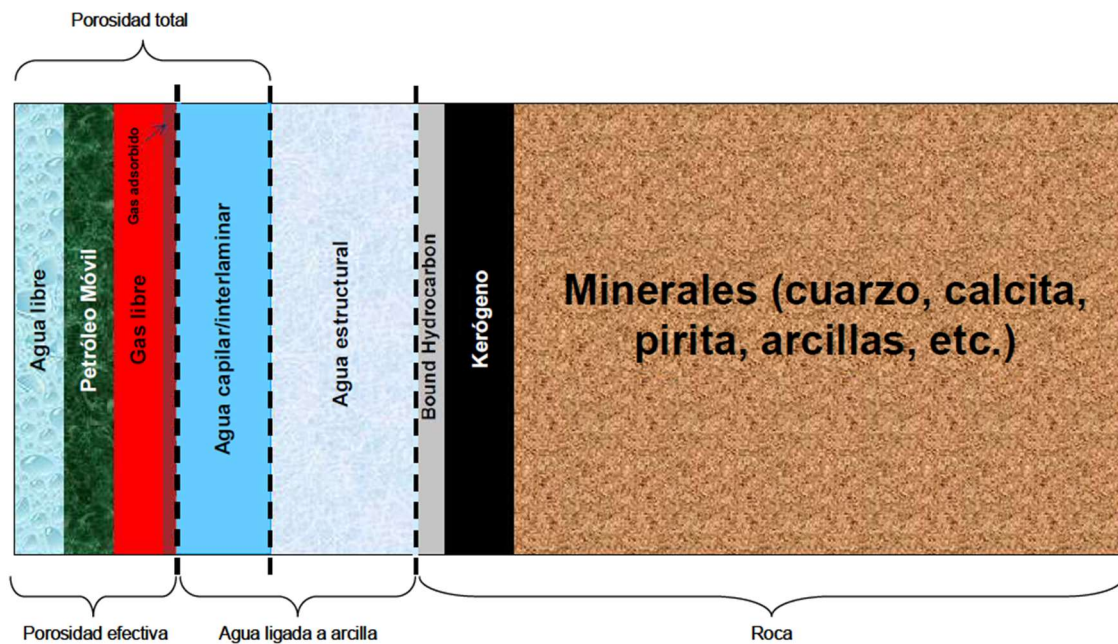


Figura 11: Fluidos y porosidades presentes en un shale. (Extraído de Curcio, 2013).

Permeabilidad

La permeabilidad (K) es una propiedad del medio poroso y también una medida de la capacidad del medio para transmitir fluidos. En otras palabras, es la medición de la facilidad con que los líquidos fluyen a través de una formación debido a la presencia de poros interconectados que son de gran importancia sobre la tasa de producción de un reservorio. La permeabilidad, o más específicamente la permeabilidad relativa debe ser

conocida para realizar un pronóstico de los regímenes de producción y para calcular los coeficientes de desplazamiento y la eficiencia para diversos fluidos de empuje (como el gas y el agua). Los reservorios *shale* presentan como una de sus características principales rocas de muy baja permeabilidad (del orden de los nanodarcys).

Saturación de fluidos

Es la proporción respecto al volumen total de los poros de cada uno de los fluidos presentes en el yacimiento que generalmente está ocupado por más de un fluido.

Se sostiene que una fracción del medio poroso está siempre ocupado por agua, independientemente del ambiente sedimentario del yacimiento, pues el agua está presente en los sedimentos desde la depositación y litificación, mucho antes de que el petróleo migre a la roca almacén.

Con $S_w + S_o + S_g = 100\%$

Donde S_w = Saturación de agua, S_o = Saturación de petróleo, S_g = Saturación de gas.

Densidad de grano

Este es un parámetro muy importante ya que el kerógeno tiene una fuerte influencia en la densidad total de la roca, disminuyéndola a mayores contenidos de este, comparados con similares *shales* con poco kerógeno. La densidad de grano se utiliza para la calibración de la porosidad a partir del perfil de densidad.

Mojabilidad

La preferencia de un sólido por el contacto con un líquido o un gas, conocido como la fase mojante, en vez de otro se trata como mojabilidad de las rocas. La fase mojante tenderá a dispersarse sobre la fase sólida y un sólido poroso tenderá a absorber la fase mojante, desplazando en ambos casos la fase no mojante. El fluido “mojante” de la roca es el que se extiende cubriendo los granos, formando una especie de membrana sobre los poros.

Es una propiedad de las rocas que expresa su tendencia a ser “mojadas” o que sus granos estén en contacto con agua o con petróleo. Esta adherencia preferencial hace que el fluido mojante ocupe los poros más pequeños, de donde es más difícil desalojarlo.

Presiones capilares

Se entiende como la diferencia de presión entre dos fluidos inmiscibles en la interfase curva en equilibrio. La curvatura de la interfase es consecuencia de la mojabilidad preferencial de una de las fases en las paredes capilares.

Cuando dos fluidos inmiscibles están presentes en un medio poroso, al que podemos considerar como un sistema formado por tubos de tamaño capilar, se producen fenómenos capilares. Las fuerzas capilares en un reservorio de petróleo son el resultado del efecto combinado de las tensiones superficiales e interfaciales de la roca y los fluidos, el tamaño y geometría de los poros y las características de mojabilidad del sistema

Las presiones capilares y las características del sistema poral influyen en la distribución y saturación de los fluidos del reservorio.

Geoquímica

Kerógeno

Cuando la materia orgánica se acumula en una cuenca sedimentaria se generan procesos que dan origen al kerógeno el cual es la materia precursora de los hidrocarburos. Contiene entre 80-90% de la materia orgánica (MO) alojado en la roca sedimentaria, dentro de ella se encuentra en menor cantidad el bitumen que es soluble en solventes orgánicos (**Fig. 12**).

Clasificación de acuerdo con su origen

- I) Alguinita: Compuesto por material formado a partir de algas o por bacterias.
- II) Exinita: Compuesto por polen, esporas, cutículas de hojas.
- III) Vitrinita: Compuesto por fragmentos de tallos y troncos.
- IV) Inertinita: También derivado de la lignina (madera) y la celulosa pero que fue muy oxidada antes de su soterramiento.

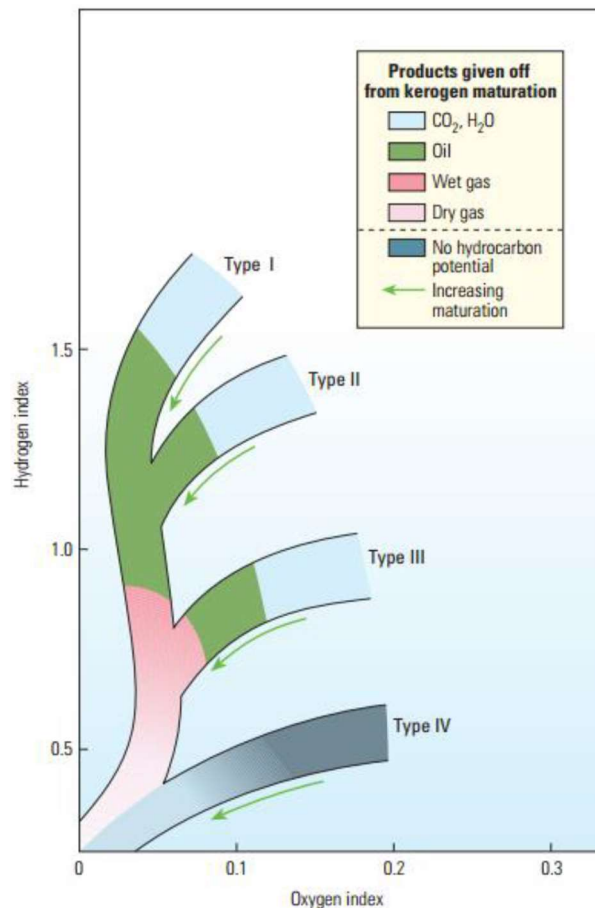


Figura 12: Diagrama de Van Krevelen modificado que muestra los productos entregados a partir de la maduración del kerógeno. (Extraído de McCarthy et al., 2011).

Carbono Orgánico Total (TOC%)

La concentración de material orgánico en las rocas generadoras es representada por el porcentaje en peso de carbono orgánico. Un valor de aproximadamente 0,5 % de carbono orgánico total por porcentaje en peso se considera el mínimo para una roca generadora

efectiva, aunque los valores de 2 % se consideran mínimos para los yacimientos *shale gas*.

El carbono orgánico total se mide a partir de muestras de 1 g de roca pulverizada que se queman y se convierten en CO o CO₂. Si una muestra parece contener suficiente carbono orgánico total para generar hidrocarburos, puede someterse a pirólisis.

Los análisis de TOC% expresan de una manera semicuantitativa la capacidad de generación de petróleo. El TOC% indica cantidad, pero no calidad de materia orgánica (McCarthy *et al.*, 2011).

Evaluación de la roca por el método de pirólisis

A partir de este estudio se obtienen los parámetros S1, S2, S3, Tmax y los índices utilizados en la caracterización de petróleos (HI, OI). El estudio se puede realizar sobre cualquier muestra de roca.

Debido a que en un *shale oil*, el hidrocarburo a producir es el generado por la roca madre y entrampado en ella misma, se utiliza el valor de S1 (hidrocarburo existente) como una medida de concentración de hidrocarburo *in situ* y en cálculos volumétricos.

Los demás indicadores de pirólisis son utilizados como en los reservorios no convencionales para obtener madurez (Tmax), potencial generador (S2) y tipo de kerógeno (HI, OI) presente en la roca. (Fig. 13).

Source rock quality	TOC, %	Pyrolysis S2, mg hydrocarbons/g rock	EOM weight, %	Hydrocarbons, ppm
None	< 0.5	< 2	< 0.05	< 200
Poor	0.5 to 1	2 to 3	0.05 to 0.1	200 to 500
Fair	1 to 2	3 to 5	0.1 to 0.2	500 to 800
Good	2 to 5	5 to 10	> 0.2	> 1,200
Very good	> 5	> 10		

Product type	Hydrogen index
Gas	50 to 200
Gas and oil	200 to 300
Oil	> 300

Stage	T _{max}
Onset of oil	
Type I kerogen	~445°C
Type II kerogen	~435°C
Type III kerogen	~440°C
Onset of gas	~460°C

Figura 13: Criterio de evaluación de rocas generadoras en donde se tienen en cuenta varios factores (Extraído de McCarthy *et al.*, 2011).

Reflectancia de la vitrinita

La reflectancia de la vitrinita es un diagnóstico muy importante para la evaluación de madurez. La vitrinita es un maceral formado a través de la alteración termal de la lignina y la celulosa. A medida que la temperatura aumenta, la vitrinita atraviesa procesos complejos e irreversibles que resultan en un aumento de su reflectancia. Las mediciones de reflectancia representan el porcentaje de luz reflejada sobre la luz dirigida en petróleo, llamado Ro (Fig. 14).

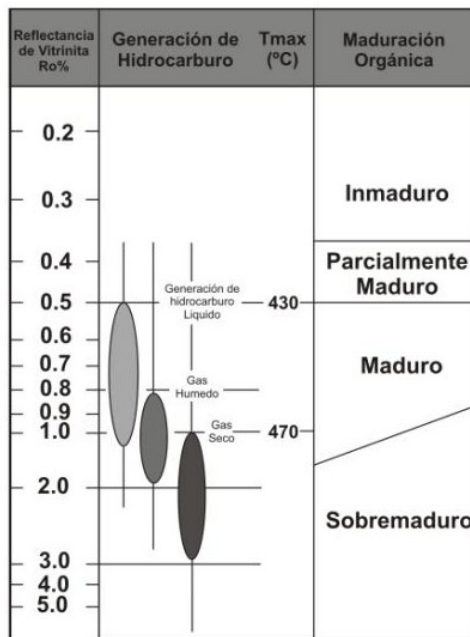


Figura 14: Escala de maduración termal en base a la reflectancia a la vitrinita (Extraído de Luna Osorio y Delgado Blanco, 2012).

Teniendo presente el hecho que la riqueza orgánica (%TOC), calidad (tipo de kerógeno) y madurez térmica de la roca madre son algunos de los parámetros fundamentales para definir la existencia de un *shale gas/oil play*, la evaluación de un potencial reservorio de este tipo precisa de una caracterización geoquímica detallada.

Las áreas con mayores posibilidades para que la unidad de interés pueda ser considerada como potencial reservorio no convencional son aquellas que cumplen con las siguientes condiciones:

Madurez térmica igual o superior al comienzo de la ventana de petróleo ($R_o \geq 0,5\%$, preferentemente por encima de $0,7\%$). Usualmente entre $0,7$ a $1,2\%$ se considera como un *shale oil play*, y por encima de $1,2$ a $3,2\%$ como un *shale gas*.

Riqueza orgánica superior al umbral mínimo establecido de $2,0\%$ de TOC para *shale gas* y pudiendo ser inferior para los *shale oil play*. Por lo general, la caracterización geoquímica de este tipo de reservorios consiste en una evaluación de las propiedades como roca generadora de la secuencia, incluyendo los análisis geoquímicos tradicionales (TOC%, pirolisis y microscopía orgánica).

Estratigrafía secuencial

La estratigrafía secuencial es una herramienta de interpretación, empleada para la definición de secuencias depositacionales y sus facies sedimentarias a partir de datos sísmicos. Uno de los principios básicos de la estratigrafía secuencial, consiste en la interpretación de terminaciones estratales y configuraciones de las reflexiones sísmicas para el reconocimiento y la correlación de las secuencias en la predicción de litofacies y ambientes depositacionales (Mitchum *and* Uliana, 1985).

Esta disciplina utiliza la curva de variación de nivel de base para definir diferentes cortejos sedimentarios limitados por superficies estratigráficas. Un cortejo sedimentario es una sucesión progresiva de depósitos sedimentarios genéticamente ligados, contemporáneos y limitados por superficies estratigráficas.

Dentro de un ciclo de cambio de nivel del mar se dan comúnmente cuatro cortejos sedimentarios, cortejo sedimentario de nivel alto o *high systems tract* (HST), cortejo sedimentario de regresión forzada o *falling stage systems tract* (FSST), cortejo sedimentario de nivel bajo o *lowstand systems tract* (LST) y cortejo sedimentario de rápido ascenso del nivel del mar o *transgressive systems tract* (TST) (Catuneanu *et al.*, 2009) (Fig. 15).

En estratigrafía secuencial, la individualización de las secuencias deposicionales se hace a partir de los patrones de apilamiento, cuyos principales tipos son *onlap*, *downlap*, *toplap*, truncamiento o conformidades (Fig. 16).

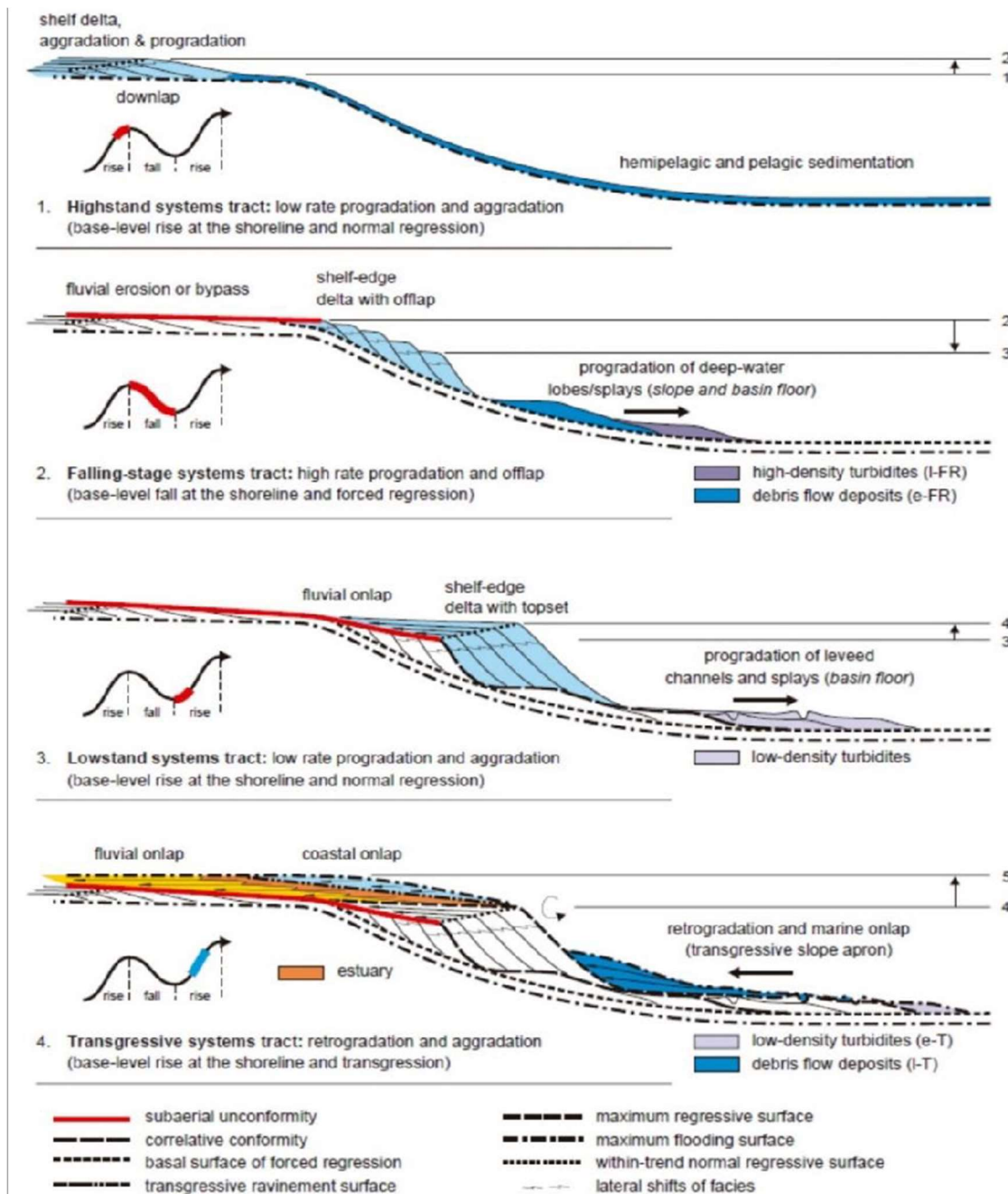


Figura 15: Arquitectura detallada de los cortejos sedimentarios, sistemas deposicionales y las superficies estratigráficas en la zona de transición entre ambientes fluviales y marinos poco profundos (Extraído y modificado de Catuneanu *et al.*, 2009).

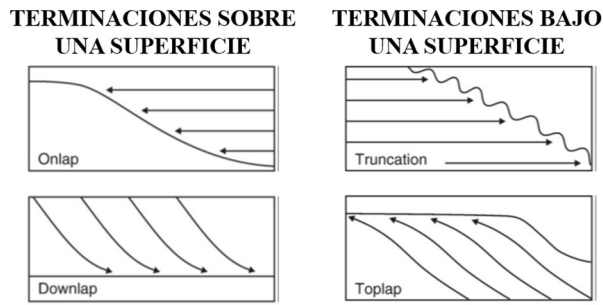


Figura 16: Patrones de apilamiento secuencial típicos. (Extraído y modificado de Catuneanu et al., 2009).

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL YACIMIENTO EN ESTUDIO

El área de estudio forma parte de la cuenca neuquina, dista aproximadamente a 90 km en dirección NO de la ciudad de Neuquén (Fig. 17). El Bloque es operado por YPF con una participación del 100%.

Los datos de sísmica 2D/3D, de inversión acústica y el modelo estratigráfico fueron tomados de Roth et al. (2020).

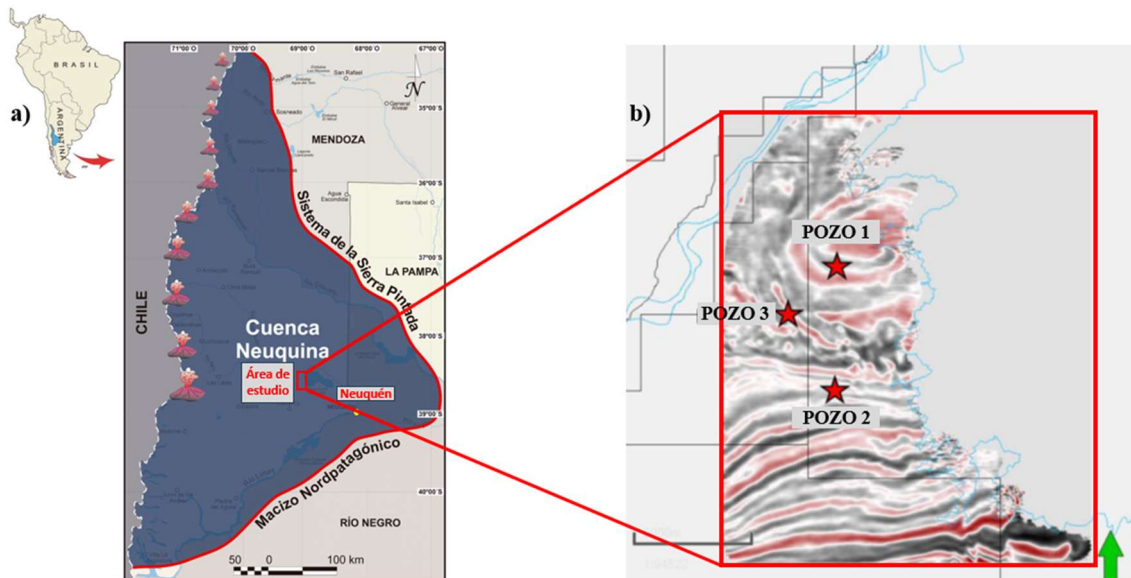


Figura 17: a) Mapa de ubicación del yacimiento en el contexto de la cuenca neuquina (rectángulo rojo) (Extraído y modificado de Otharán, 2020); b) Depth slice de la sísmica de superficie, mostrando la ubicación de pozos verticales en el área.

Sísmica 2D/3D

Hasta el año 2018 se contaba únicamente con líneas sísmicas 2D, y a partir de la interpretación de una de ellas se propusieron los primeros pozos exploratorios-pilotos con orientación N-S, alineados con la 2D y en dirección al mínimo esfuerzo, y evitando las fallas que se analizaban en la línea 20034 (Fig. 18). Como complemento, se realizó un VSP seguido de un Walkaway con el objetivo de obtener una imagen con mayor resolución alrededor del pozo propuesto Pozo 1. El Walkaway tuvo un diseño de una línea de 8km, a 30° de la 2D 20034 (azimut 340°), con 267 puntos fuente cada 30m y ayudó a verificar que no había fallas cercanas al pozo en esa dirección, por lo que se redujo el riesgo en la perforación del sidetrack Pozo 1(h). El VSP contó con un total de 96 niveles, cubiertos de 2880m a 1440m con un intervalo de recepción de 15m. Mostró muy buena

correlación con la sísmica 2D. Finalmente, no se utilizó para rotar la fase de la sísmica 3D.

En el año 2019, con la necesidad de visualizar el desarrollo del área, se realizó una adquisición sísmica 3D (**Fig. 19**), la cual ayudó a darle continuidad a la estructura que se observaba en 2D. La sísmica 3D fue adquirida por la compañía *Wellfield* y procesada en el año 2019 en Centro de Procesos de YPF. El objetivo de interés es la Formación Vaca Muerta.

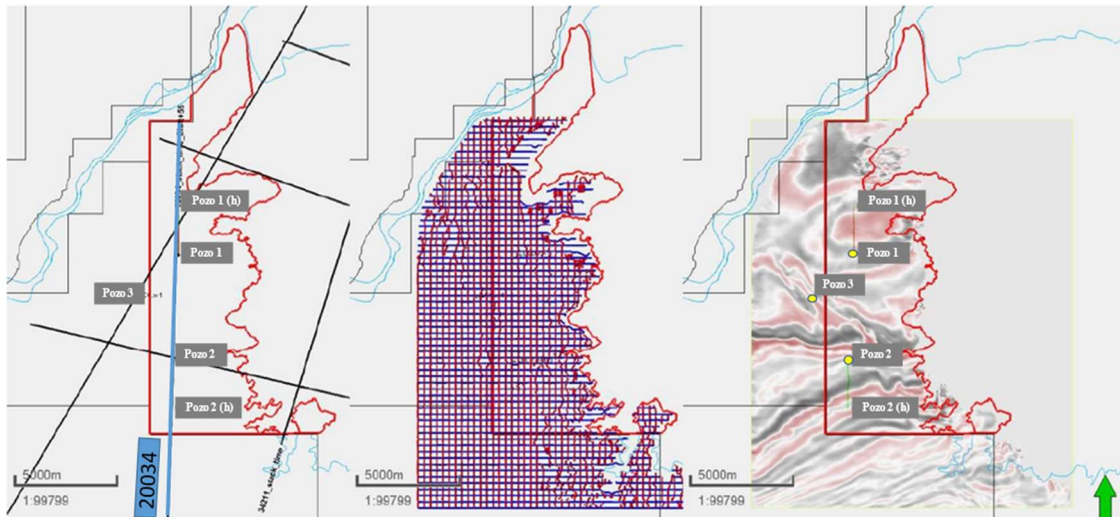


Figura 18: Sísmica 2D, diseño de adquisición sísmica y sísmica 3D en área de estudio. (Extraído y modificado de Roth et al., 2020).

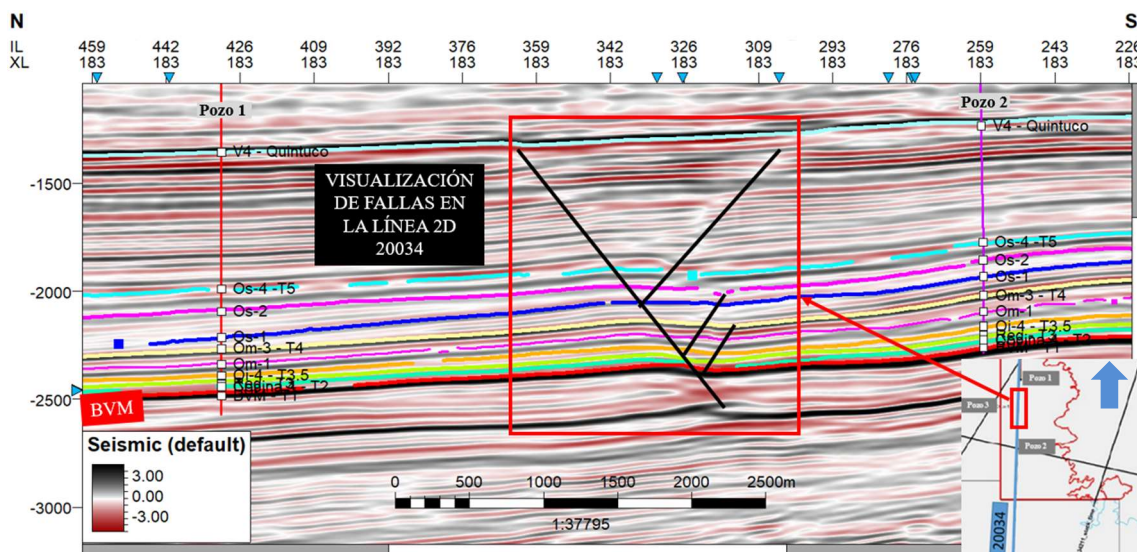


Figura 19: Visualización de la línea 2D 20034, con interpretación de las fallas entre los pozos exploratorios en el intervalo de estudio (modificado de Roth et al., 2020).

Inversión Acústica

En el año 2019 se realizó *in house* la inversión acústica del cubo sísmico 3D del área asignada, con el objetivo de obtener un cubo de impedancias acústicas (IA) para caracterizar los niveles de interés de la Formación Vaca Muerta. Para la inversión acústica, el dato sísmico utilizado fue la PSTM *stack* sin filtro y sin ganancia.

Se realiza un *shift* de 120ms al volumen original para llevarlo al mismo SRD de la sísmica. Tanto el procesamiento como la inversión fueron realizados en un proyecto con un SRD de 600m, lo cual no debería generar diferencias; el proyecto de interpretación tiene un datum de 450m, lo que genera incertidumbres en la carga de cada sgy al mismo y se observa que los niveles interpretados y adaptados a la sísmica con fase rotada, coinciden con los cambios de impedancia (Fig. 20). A su vez, se realiza el cálculo de impedancias acústicas en los pozos mediante los perfiles acústico y de densidad, y se filtra a la frecuencia de la sísmica. Las diferencias en los perfiles se dan debido a que en el Pozo 2 se utilizó una densidad emulada (calculada por el petrofísico), y en Pozo 3 una densidad constante, y es por ello se asemejará a la del perfil sísmico.

Aunque no es tan exacto en este último pozo, se observa una buena correlación entre el cubo y todos los perfiles calculados, correspondiéndose valores bajos de impedancias acústicas en cada pozo, con valores bajos de impedancias acústicas del cubo, y viceversa.

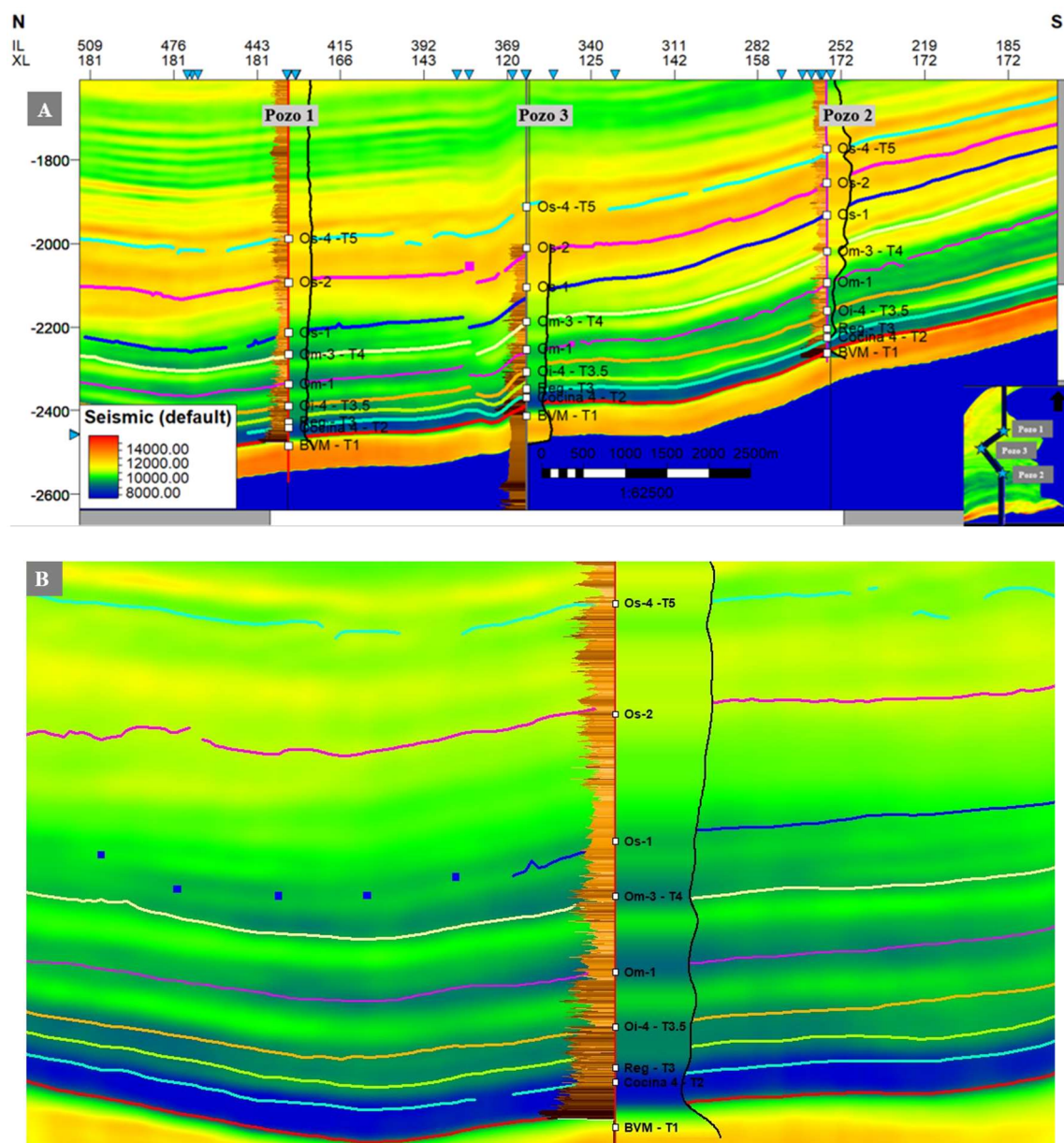


Figura 20: a) Sección de la impedancia acústica de la sísmica combinada con la impedancia acústica calculada en los pozos y sus respectivos perfiles de Rayos Gamma; b) respuesta de impedancias acústicas en Pozo 1.

Modelo estructural del área

En el área, las estructuras regionales presentes son franjas angostas de fallas agrupadas en *echelon* con dirección ONO-ESE que se extienden hacia el bloque Lindero Atravesado Occidental y afectan a varias formaciones dentro de la columna sedimentaria.

A partir de los estudios realizados por Silvestro y Zubiri (2008) de los lineamientos estructurales de subsuelo, relacionados a la dorsal de Huincul, se considera que el corredor estructural interpretado en Lindero Atravesado se continúa hacia nuestra área de estudio en la misma dirección (**Fig. 21**).

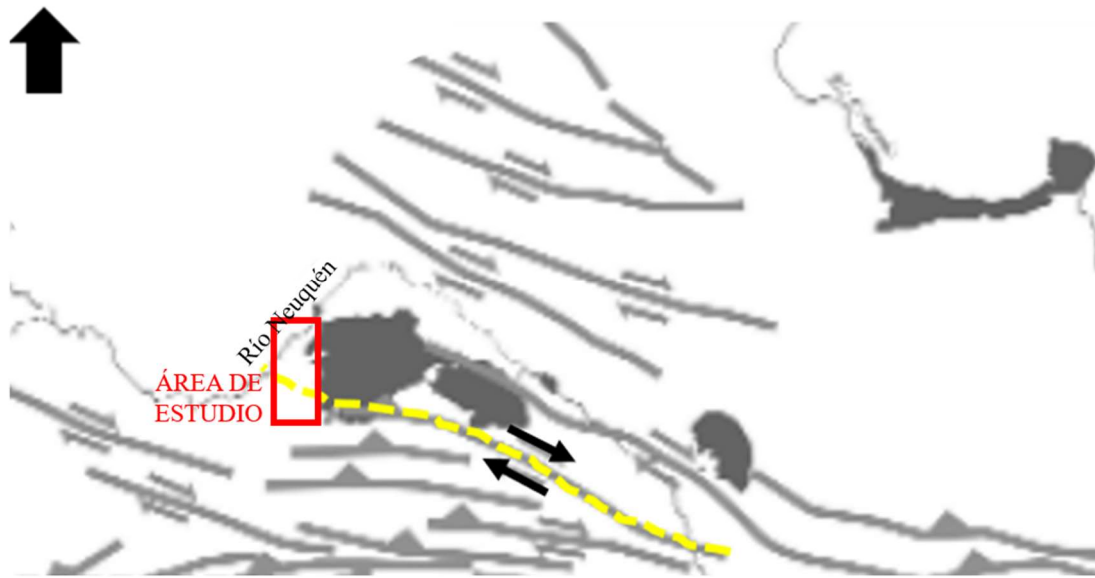


Figura 21: Mapa de lineamientos estructurales en la cuenca neuquina mostrando el lineamiento con desplazamiento dextral y fallas en *échelon* asociadas que afecta el área de estudio (rectángulo rojo), coincidente con el modelo propuesto por Silvestro y Zubiri en 2008. (Extraído y modificado de Silvestro y Zubiri, 2008).

En dicho corredor se muestran diferentes características en profundidades correspondientes a la Formación Lajas y a la Formación Vaca Muerta, debido a que existen un mayor número de fallas, lo que indica que en el mismo corredor hay una segmentación vertical además de horizontal. La zona de cizalla está limitada en sus bordes por fallas normales de rumbo N110° en coincidencia con la orientación del corredor. En el sector interno de la zona se encuentran fallas normales, pero con una disposición en *echelon* como las que se encuentran en profundidades someras (**Fig. 22**) (Roth *et al.*, 2022).

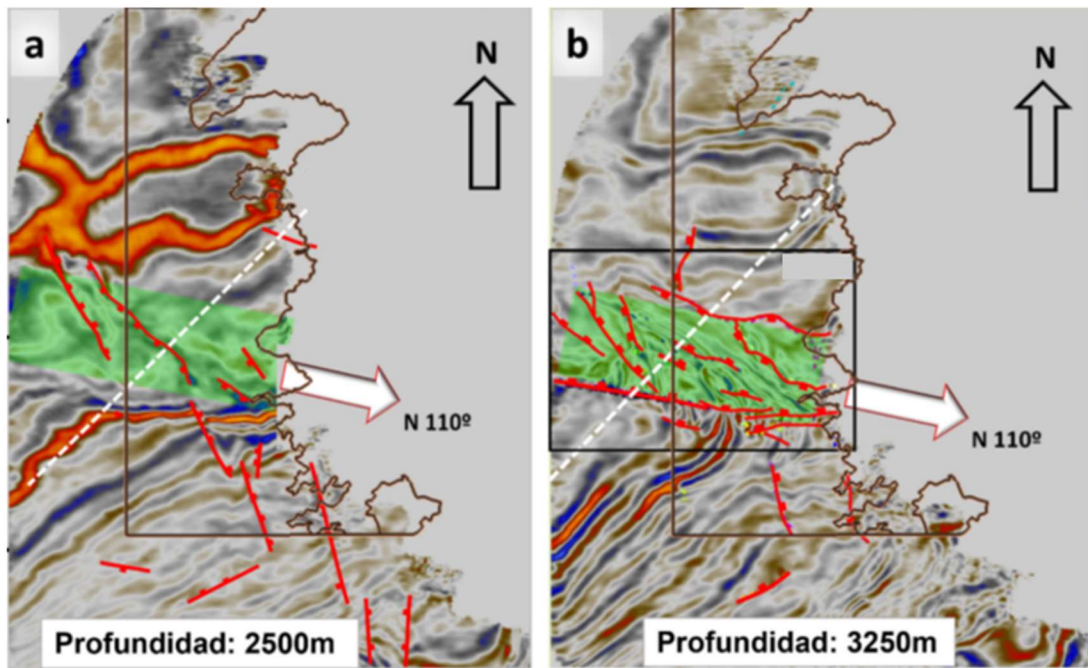


Figura 22: Vista en planta de la concesión del área (marrón) y de la amplitud de los nuevos datos sísmicos a la profundidad (depth-slice) de: a) 2500 m, involucra términos de la Formación Vaca Muerta. b) 3250 m, muestra el corredor en términos de la Formación Lajas. Interpretación de fallas (rojo) y del corredor (verde), con dirección N110°. (Extraído de Roth et al., 2022).

Modelo estratigráfico del área

En el bloque de estudio, como en los bloques circundantes, el sistema Quintuco – Vaca Muerta está organizado en un arreglo de secuencias deposicionales que progradan hacia el Noroeste (Mitchum and Uliana 1985).

El sistema Quintuco-Vaca Muerta, suprayace a la Formación Tordillo y subyace a la Formación Mulichinco y se depositó durante el Tithoniano-Valanginiano Inferior. Dentro de este sistema, la Formación Quintuco representa los depósitos marinos proximales con bajo contenido orgánico y la Formación Vaca Muerta incluye a las facies distales, equivalentes en tiempo, y con alto contenido orgánico. El contacto entre ambas unidades es diacrónico por lo que no sigue un reflector sísmico, sino que se hace más joven al ir avanzando el sistema hacia el noroeste. A los fines de identificar el intervalo de interés, se utiliza un umbral de contenido orgánico total (TOC) medido en muestras de roca y/o a partir del método de Passey (2010) del 2%.

También la respuesta eléctrica de los perfiles ayuda a diferenciar entre la Formación Vaca Muerta Inferior u orgánica, y otra Superior de menor contenido orgánico. La Formación Vaca Muerta Inferior se caracteriza por lecturas máximas de Rayos Gamma (GR) y sísmico (DT); mientras que la Formación Vaca Muerta Superior presenta una tendencia decreciente hacia arriba en las lecturas en perfil de Rayos Gamma (GR) y en perfil sísmico (DT).

En el siguiente corte estratigráfico (nivelado a Orgánico superior 1), se puede observar cómo la zona de estudio queda en un bajo estructural (**Fig. 23**), el levantamiento de la Dorsal de Huincul afectó la depositación de la Formación Tordillo y los niveles suprayacentes (sistema Quintuco – Vaca Muerta). En la zona austral del área se puede ver menor espesor de éstos en comparación con la zona norte debido a que el alto de Sauzal Bonito no genera disminución de espesor.

Al igual que en otros sectores de la cuenca, en el bloque de estudio se comienza con una secuencia agradacional compuesta por intercalaciones de fangolitas de composición silíceas, mixta silíceo arcillosa y arcillosa orgánica con alto contenido de materia orgánica. Este intervalo incluye la sección condensada “hot shale” que informalmente se denomina Cocina. La misma se encuentra entre los *markers* sísmicos T1 (Tope Formación Tordillo, Base de Vaca Muerta) y T2 (Cocina 4) (**Fig. 24**). La base de Vaca Muerta en la zona más profunda se encuentra a 2500 m TVDss y el T2 en 2450 m TVDss. El espesor promedio de intervalo Cocina (T1-T2) en todo el bloque es de 40 metros según registros eléctricos.

La sucesión continúa con un ciclo regresivo el cual se encuentra entre las superficies T2 y T3; y donde las lecturas en perfil de Rayos Gamma disminuyen considerablemente. Este ciclo aumenta notablemente su espesor hacia el sur, pero disminuye el contenido orgánico total mientras va aumentando el contenido de carbonatos. Se lo considera análogo al Miembro Los Catutos.

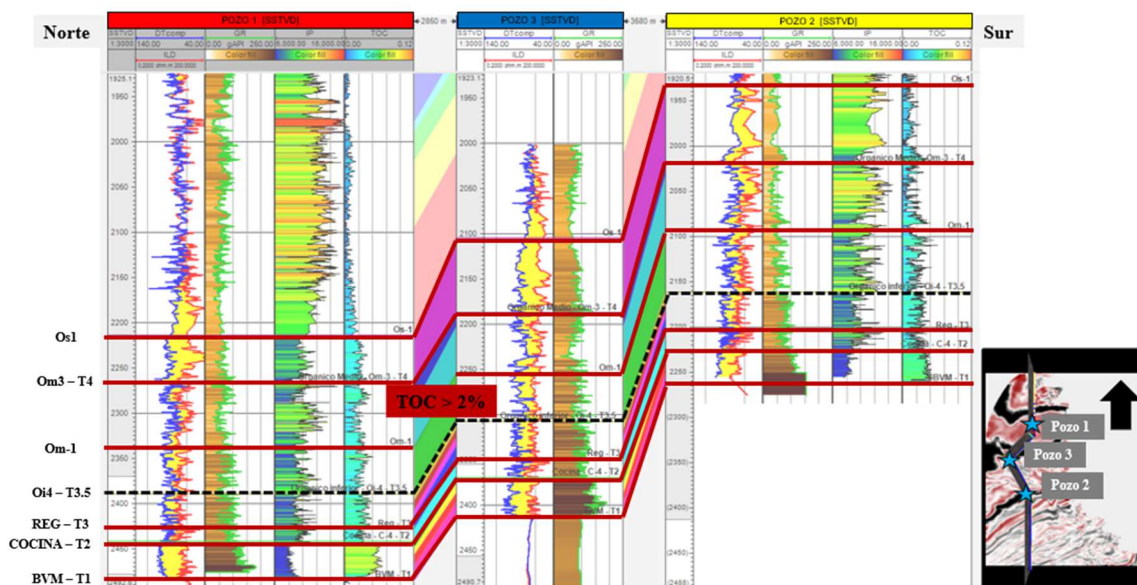


Figura 23: Corte estratigráfico donde se observa el bajo estructural existente en el área de estudio y niveles con TOC mayor al 2% desde BVM - T1 a Oi4 - T3.5, correspondiente a las zonas más orgánicas de la Formación Vaca Muerta. En Pista 1 Cruce de Passey; en Pista 2 Perfil GR; En Pista 3 Perfil Impedancias Acústicas; en Pista 4 Perfil TOC.

Luego de este ciclo más carbonático se desarrolla una secuencia agradante denominada Orgánico inferior, compuesto por fangolitas calcáreas con carbono orgánico total (TOC) que varía de 3 a 4.5%, espesor promedio de 60 m, con una porosidad total promedio de 12% y saturación de agua total promedio del 58%.

Las siguientes secuencias, Orgánico medio y superior, tienen un patrón de apilamiento progradacional. Como se observa en la siguiente figura, el nivel progradante Orgánico medio se ubica en facies sísmicas de *foreset* hacia el sur y en facies de *bottomset* hacia el norte. Por su parte el Orgánico superior presenta facies de *topset* al sur y pasa a facies de *foreset* hacia el norte (**Fig. 24**).

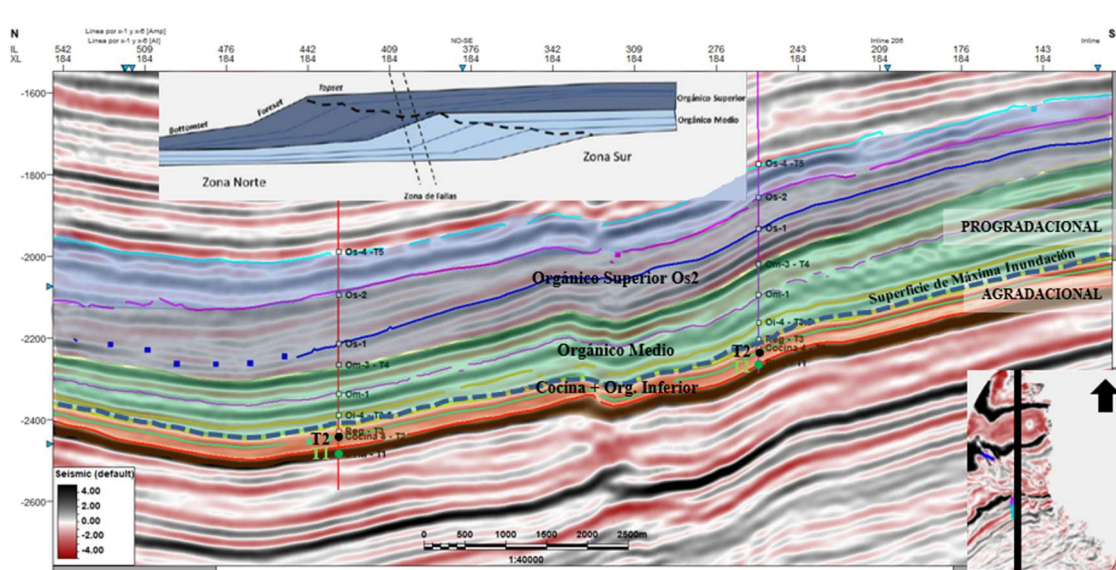


Figura 24: Corte nivelado a T5 (Orgánico superior). Se puede observar como el sistema tiene en esta zona de estudio un arreglo progradacional tanto en el Orgánico medio como en el superior.

Datos de pozo disponibles para el presente trabajo

Se presenta en las **tablas 1 y 2** siguientes un resumen de los perfiles disponibles por pozo y los pases formacionales en cada pozo. Cabe aclarar que sólo se consideran los perfiles que fueron registrados en la profundidad de interés.

DATOS PERFILES Y GEOLÓGICOS						
POZOS	PASES	PERFILES	DRX	PetroBásica	Petrofacies	PIROLISIS
POZO 1	SI	SET COMPLETO	SI	SI	SI	SI
POZO 2	SI	ASISTIDO, DI, ADT	NO	SI	SI	EN POZO HZ
POZO 3	SI	RT – DT	NO	SI	NO	NO

Tabla 1: Perfiles y petrofísica de cada pozo disponibles para el análisis de la información (Extraído de Roth et al., 2020).

SUPERFICIE (TVD)	POZO 1	POZO 2	POZO 3
DIV – V4 – QUINTUCO	1355.2	1234.5	1328.57
V3	1445.5	1296.02	1426.06
NEAR V2	1564	1386	1542.86
MFS_B4	1762	1569.07	1714.66
MFS_B3	1865	1664	1805.51
SB_B2	1922	1714	1862.01

REGRESIÓN FORZADA – B1	1978	1757.89	1897.81
ORGÁNICO SUPERIOR 4 – T5	1989.17	1773.77	1912.3
OS – 3	2020.72	1815.71	1943.94
OS – 2	2093.95	1854.96	2010.5
OS – 1	2213.87	1931.92	2104.89
ORGÁNICO MEDIO 3 – T4	2265.83	2019.23	2187.57
OM – 2	2290.99	2032.4	2202.29
OM – 1	2337.56	2093.83	2253.91
ORGÁNICO INFERIOR 4 – T3.5	2389.3	2161.59	2307.44
OI – 3	2396.63	2170.43	2316.1
OI – 2	2407.14	2180.17	2325.15
OI – 1	2414.16	2188.21	2334.43
REGRESIVO – T3	2428	2203.81	2348.27
COCINA 4 – T2	2441.69	2225	2369.62
C – 3	2449.19	2229.57	2375.74
C – 2	2456.48	2235.39	2386.16
C – 1	2468.56	2250.38	2396.74
BVM – T1	2484.36	2262.02	2412.66

Tabla 2: Pases formacionales en los pozos de la Formación Vaca Muerta (Extraído de Roth et al., 2020).

Los datos del pozo con set mínimo de perfiles son importantes debido a la posición estratégica que posee en el poblado del modelo geológico. Se construyeron curvas sintéticas para poder realizar su interpretación, entre ellas el acústico, densidad y neutrón (Roth et al., 2020) (**Fig. 25**).

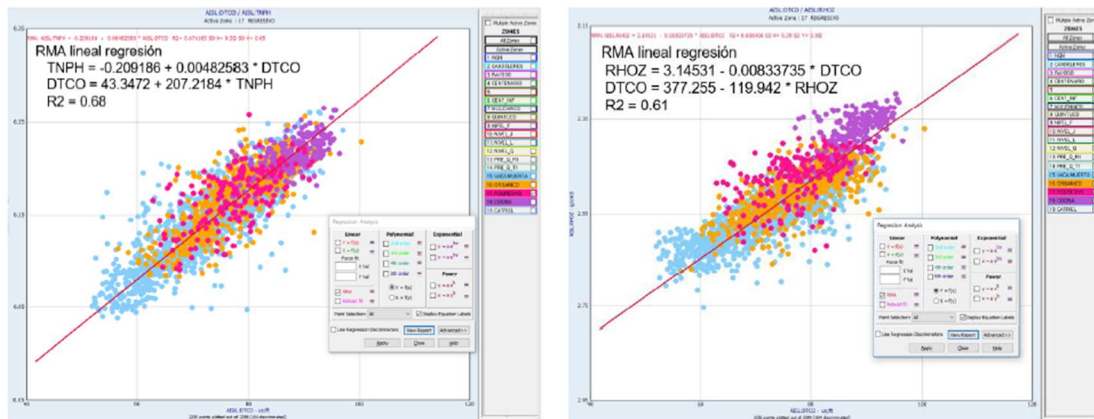


Figura 25: Correlaciones entre Den - Neutrón – Acústicos, en este caso en Pozo 1 para la Formación Vaca Muerta, en los niveles de interés. (Extraído de Roth et al., 2020).

FLUJO DE TRABAJO

En la **Figura 26** se presenta el flujo de trabajo que se adoptó para alcanzar los objetivos propuestos, una vez realizada la recopilación de información sobre el área y el estudio del marco teórico antes descrito.

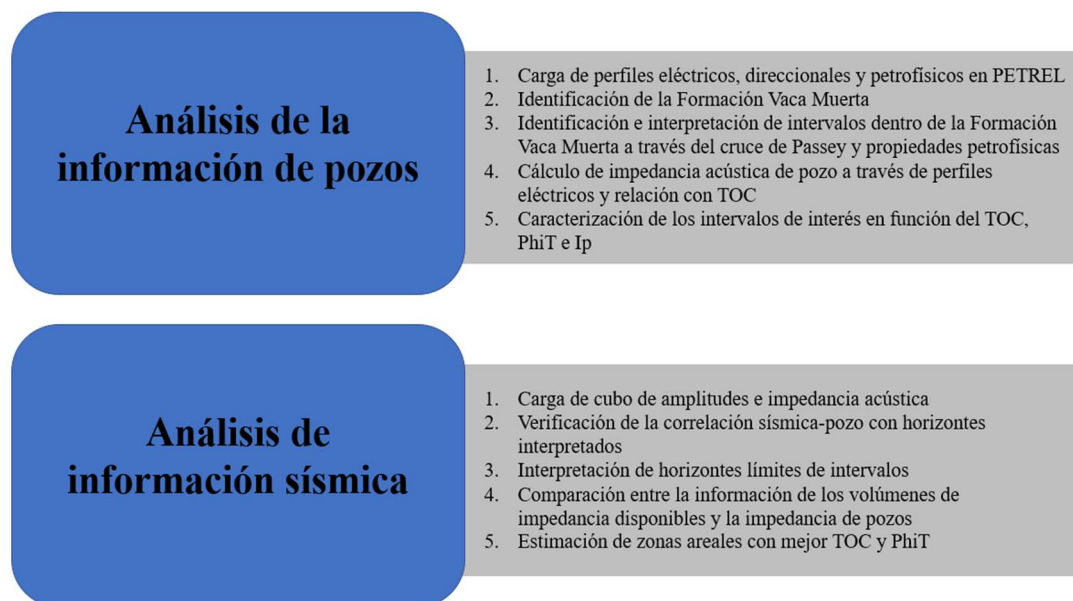


Figura 26: Diagrama de flujo que muestra en orden cómo se realizó la interpretación y el análisis de la información disponible en el yacimiento de estudio para lograr los objetivos propuestos en el presente trabajo.

Además, se subdividió a Vaca Muerta en dos secciones para su mejor evaluación, separando la Cocina del resto de la unidad, estudiándola individualmente ya que hace notar una respuesta independiente y singular en comparación con el resto de la sección de interés.

Análisis de información de pozos

Para este trabajo se contó con datos de tres pozos. El polígono correspondiente al área estudiada fue extendido 1km hacia el norte, sur y oeste, con el objetivo de aumentar y

enriquecer la información dentro del mismo y lograr un mejor desarrollo de la investigación.

Asimismo, fueron seleccionados como niveles de interés la Cocina y el Orgánico superior 1, los cuales se identifican como niveles con buenas características petrofísicas.

Carga y selección de datos de pozo

La carga de datos en el software seleccionado para poder realizar la interpretación de perfiles se realizó utilizando archivos en formato “.LAS” y “.DLIS” asociados a los mismos.

Se cargaron los siguientes elementos:

- *Shapefile* con el polígono del bloque de estudio.
- Coordenadas de los pozos (**Fig. 27**).
- Trayectoria de los pozos.
- Perfiles eléctricos disponibles de cada pozo.

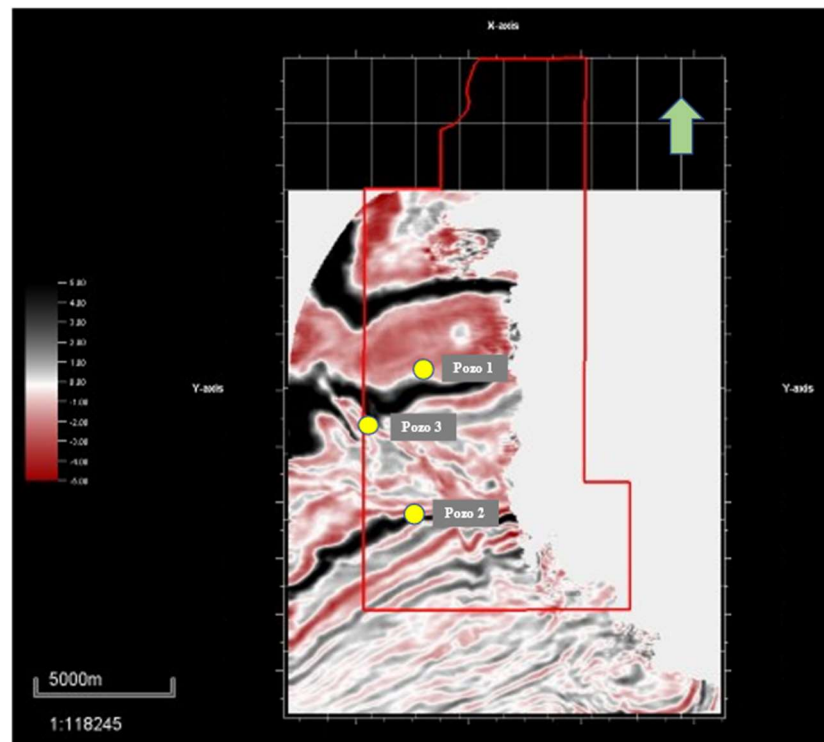


Figura 27: Depth slice de la sísmica de superficie a 2450 m, mostrando la ubicación de pozos verticales en el área. Se muestra el área correspondiente a la cobertura y la superficie en rojo corresponde al área de estudio.

En la **Figura 28** se evidencia un corte estratigráfico horizontalizado en Os-1 donde se puede observar el perfil de Rayos Gamma (GR) y cruce de Passey de los pozos cargados y los topos de interés que se describirán en secciones siguientes.

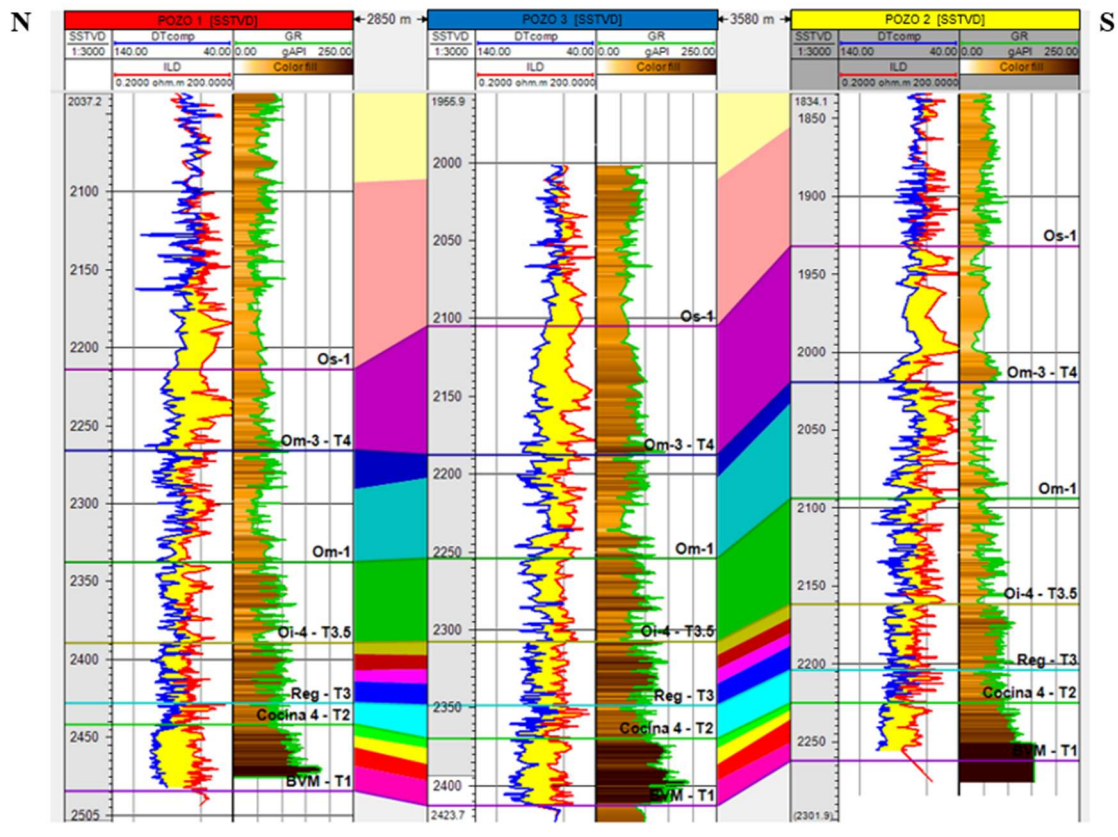


Figura 28: Correlación de pozos y topes de interés. Pista 1 Cruce de Passey; Pista 2 Perfil de Rayos Gamma.

Identificación de la Formación Vaca Muerta en perfiles de pozo

Para identificar el pase formacional de la base de la Formación Vaca Muerta en los pozos se utilizó el perfil de Rayos Gamma, el cual indica un aumento hacia la base. Este incremento se asocia al contenido de materia orgánica en la roca generadora. Estos valores de Rayos Gamma son semejantes en este nivel en los pozos estudiados.

Por otro lado, el perfil resistivo manifiesta un incremento debido a la presencia de roca madre madura poco conductiva. El perfil sísmico presenta velocidades más lentas en presencia de kerógeno o materia orgánica.

Según lo descrito en González *et al.* (2016) el límite entre las formaciones Vaca Muerta y Quintuco es transicional, por este motivo es difícil interpretarlo en áreas extensas. Para poder interpretar el mismo se utilizó el método de Passey (Passey *et al.*, 1990), el cual utiliza la curva de resistividad profunda y el perfil sísmico. La magnitud de la separación entre las curvas se puede correlacionar con la presencia de carbono orgánico total (TOC) y madurez de la roca madre, en base a esto el intérprete separa los niveles formacionales.

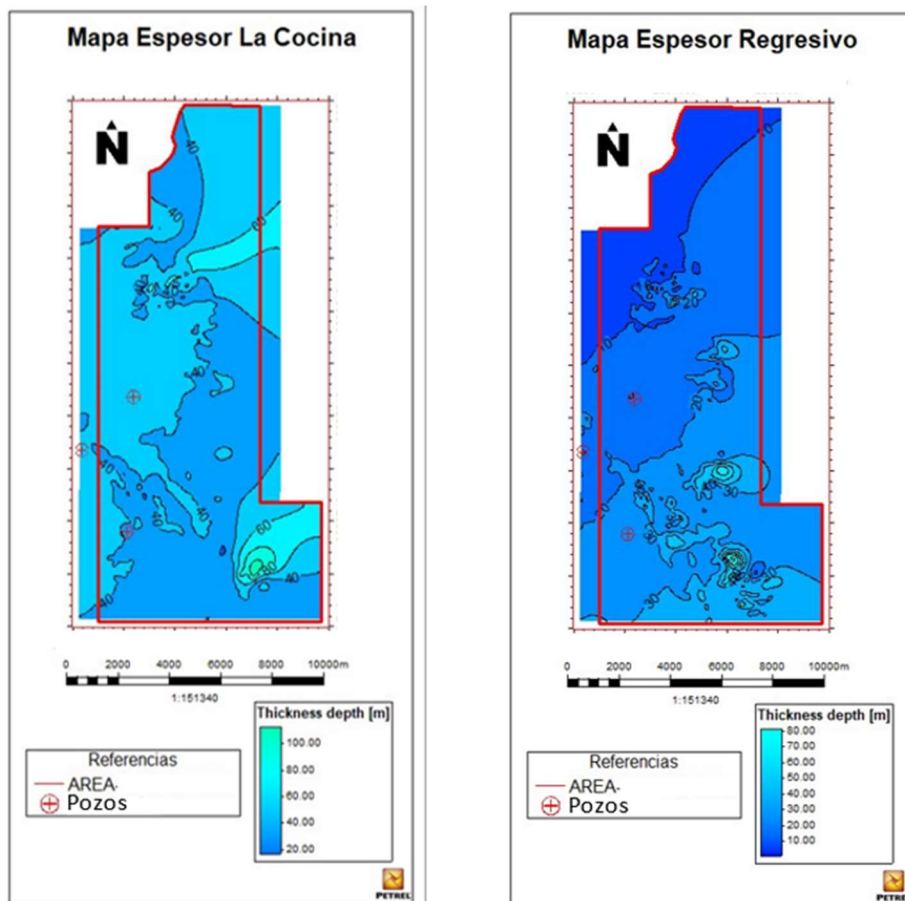
La primera zona analizada conocida informalmente como Cocina corresponde al primer ciclo transgresivo-regresivo del sistema y tiene un arreglo agradante, con un espesor de 40 m aproximadamente según los perfiles eléctricos. Está comprendida entre reflectores sísmicos T1 y T2 que ambas corresponden a reflexiones de amplitud sísmica positiva. Mediante estudios se lo relaciona a un ambiente con condiciones euxínicas que favorece la preservación de la materia orgánica (González *et al.*, 2016). En este contexto el intervalo presenta los valores relativos más altos de carbono orgánico total (TOC), los más bajos de carbonatos y a la vez lo más altos de fangolitas silicoclásticas. En cuanto a su edad se lo asigna a una etapa tithoniana.

Por encima la secuencia continúa con el nivel Regresivo donde bajan las lecturas en perfil de Rayos Gamma (GR) y carbono orgánico total (TOC).

Las siguientes secuencias analizadas conocidas como parte del Orgánico son interpretadas como el segundo ciclo transgresivo-regresivo del sistema. Corresponde a Orgánico inferior, Orgánico medio y Orgánico superior. Comenzando desde el reflector sísmico T3, con reflexión positiva, hasta llegar al Orgánico superior 4 – T5 con reflexión negativa. Poseen un arreglo agradante-progradante y un espesor promedio de 430 mts de acuerdo con las curvas registradas en los pozos. Esto se vincula con una mayor participación de facies bioclásticas y dolomitizadas que el intervalo subyacente, este cambio se asocia con una relativa somerización del sistema. Estas unidades presentan en promedio valores más bajos de carbono orgánico total (TOC), asignada a una edad Tithoniano medio – superior. Puede observarse que dentro del intervalo la tendencia decreciente tiene continuidad encontrándose los valores más bajos de carbono orgánico total (TOC) hacia el techo (González *et al.*, 2016).

Mapa de espesores en la Formación Vaca Muerta

En la **Figura 29** se muestra el cálculo de espesor de diferentes niveles de la Formación Vaca Muerta.



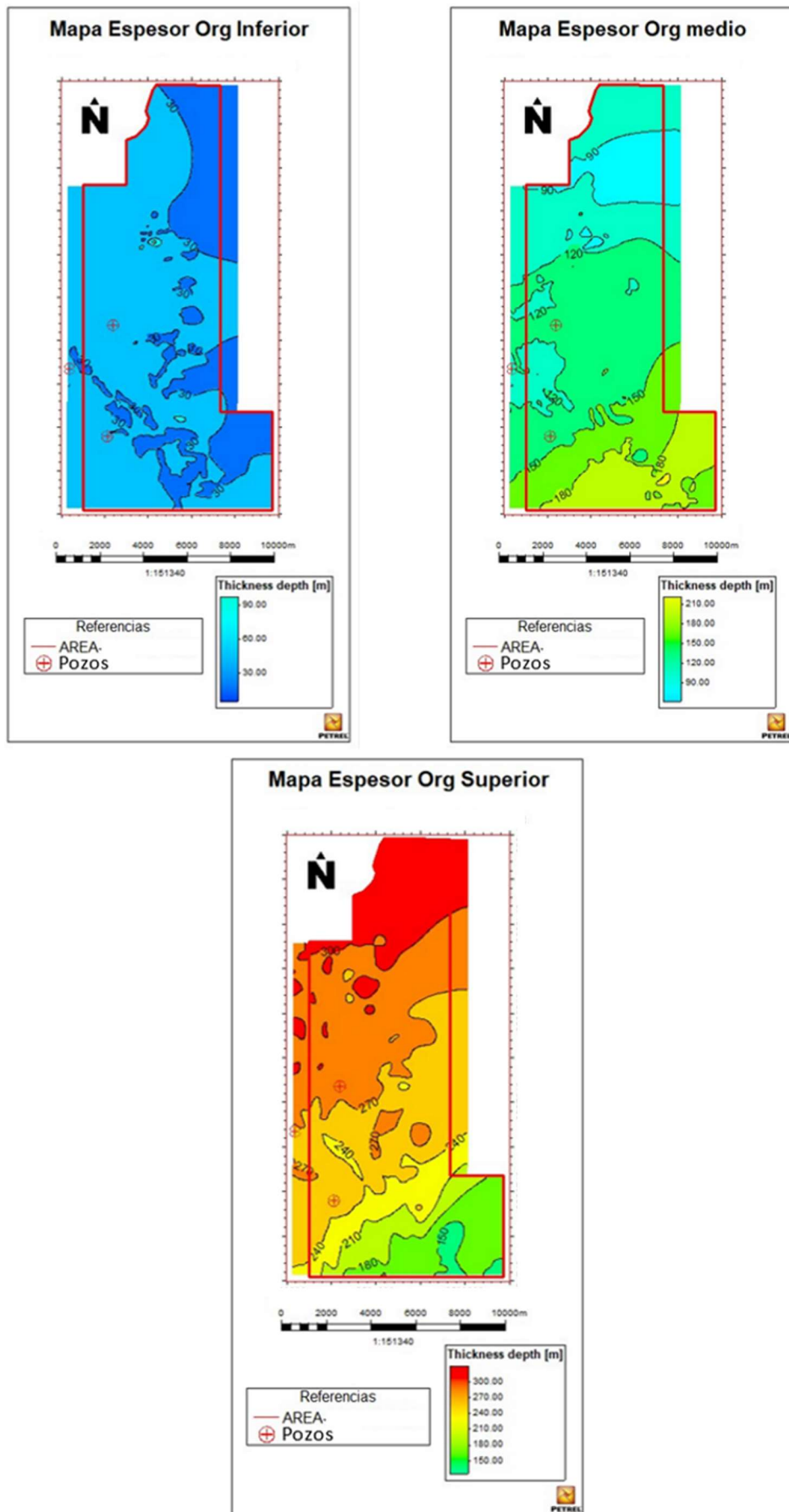


Figura 29: Mapas con los espesores de los distintos intervalos de la Formación Vaca Muerta en área de estudio.

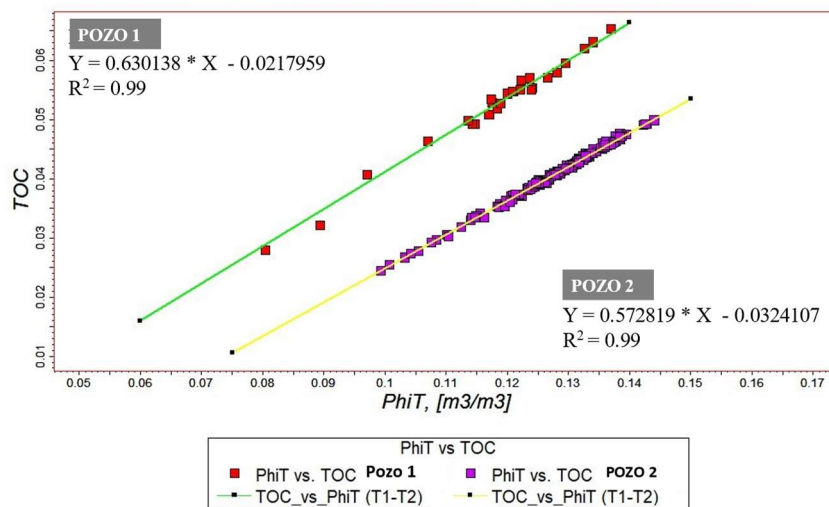
Caracterización de Intervalos a partir de valores de TOC y PhiT

Los pozos estudiados presentan varios sets de perfiles especiales para la caracterización de la Formación Vaca Muerta. Entre ellos uno de los más útiles es la medición de carbono orgánico total (TOC). Se realizó el cálculo de impedancias acústicas en cada pozo en base a la información de registros de densidad y sísmico. En el caso del pozo 3, al no contar con un perfil de densidad se calculó tomando un valor constante de la misma (Roth *et al.*, 2020).

Las impedancias acústicas resultantes en los pozos presentan un comportamiento similar al cubo de impedancias acústicas del área a lo largo de toda la profundidad de la Formación Vaca Muerta.

En la **Figura 30** muestra la relación entre las variables petrofísicas TOC y PhiT y la impedancia P en dos pozos en la Cocina, observando en todos los casos una muy buena correlación.

Se ilustra el grado de correlación entre las variables seleccionadas, si los datos no tienen ningún vínculo en común con las variables dependientes se desprecia la relación entre estos. La práctica ha demostrado que solamente mostrar el valor de R² como sustento para la selección de los datos a usar es suficiente debido a que dos variables pueden tener un grado de correlación alto en algunos casos.



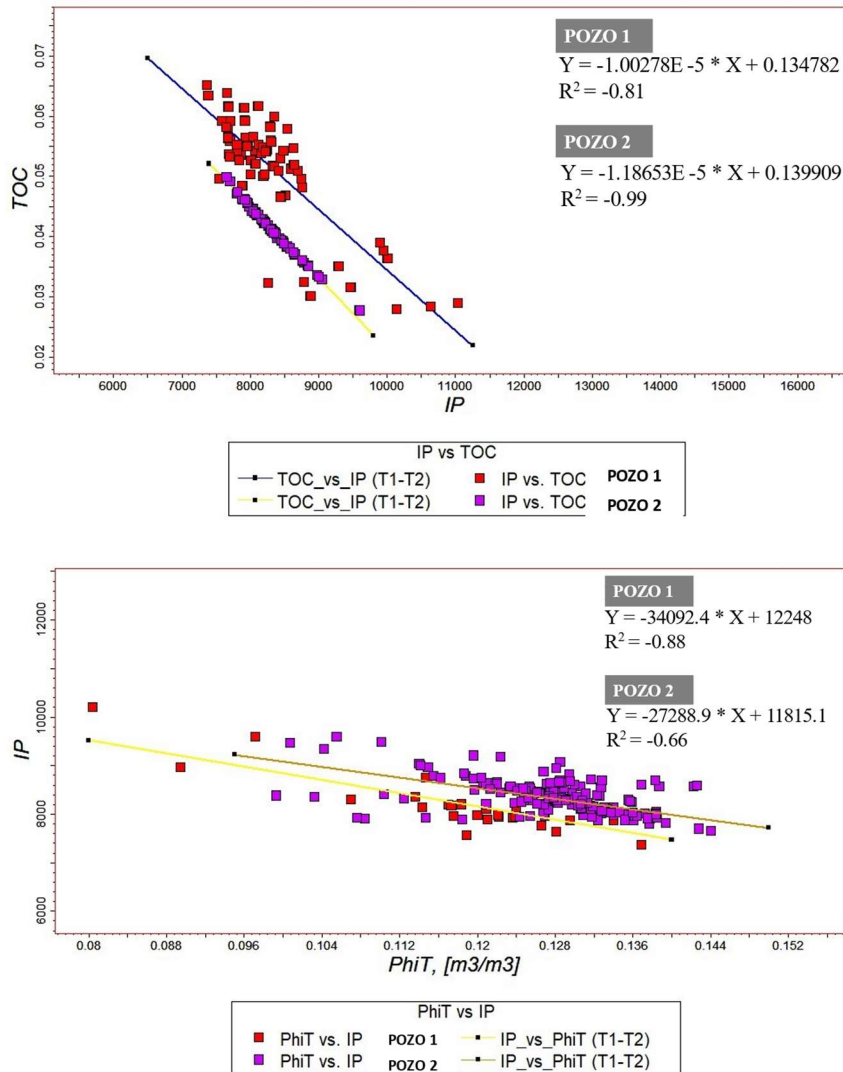


Figura 30: Crossplots comparando en dos pozos relación entre impedancia P y valores petrofísicos en la Cocina (T1-T2).

A partir de los *crossplots* en cada pozo, se encuentra una relación lineal entre dichas variables (**Ver anexo *Crossplots***) y se pueden identificar marcadas diferencias en los valores de impedancias acústicas entre un intervalo formacional y otro (**Fig. 31**). La Cocina presenta los menores valores, de 6500 a 8500 kPa.s/m aproximadamente, correspondientes a valores de carbono orgánico total (TOC) mayores a 2%. Los máximos corresponden al intervalo Om1 – Om3/T4 con 9000-11000 kPa.s/m aproximadamente. El Orgánico es el tramo más heterogéneo ya que se reconoce una transición entre su base rica en materia orgánica (Regresivo – T3), con valores de impedancias acústicas cercanos a los presentes en la Cocina, hasta perder estas propiedades hacia el tope (Orgánico superior 4 – T5).

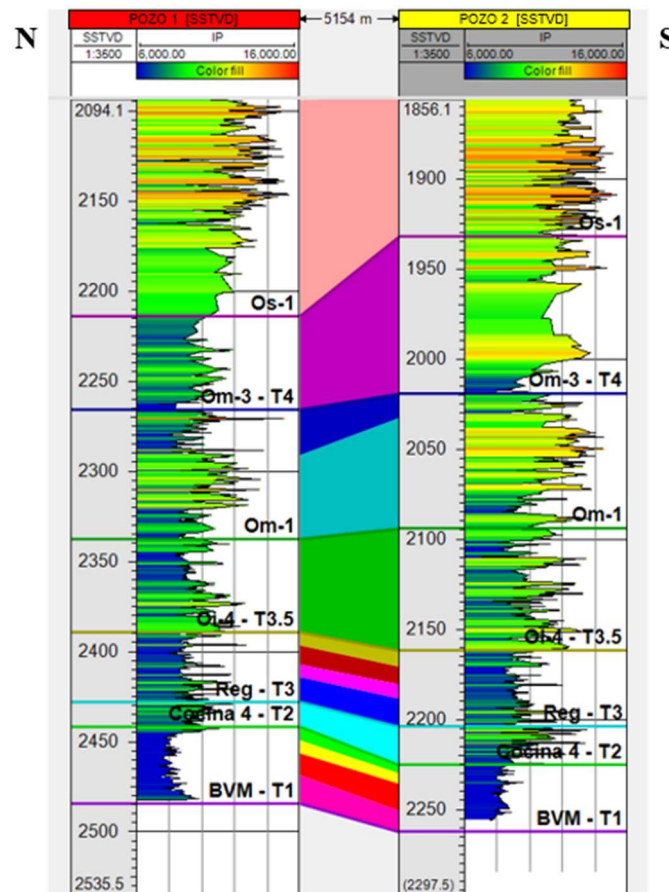


Figura 31: Impedancias acústicas del intervalo de estudio dentro del Sistema Quintuco - Vaca Muerta.

Comparación entre la información de los volúmenes de impedancia disponibles y la impedancia de pozos

La comparación entre la información de los volúmenes de impedancia disponibles y la impedancia de pozos se utiliza para calibrar los datos sísmicos con los datos de pozos y mejorar la interpretación de las propiedades petrofísicas del yacimiento.

La impedancia de pozos se obtiene a partir del perfil sónico y perfil de densidad, mientras que la impedancia sísmica se obtiene a partir de los datos sísmicos procesados. La comparación entre ambas fuentes de información permite evaluar la calidad y consistencia de los datos sísmicos y ajustar los parámetros de procesamiento para obtener una mejor correlación.

Se realiza la extracción del perfil de un cubo de impedancias P en cada posición de los pozos y se lo compara con la impedancia P calculada en los pozos observando una cierta coincidencia entre estos (Fig. 32).

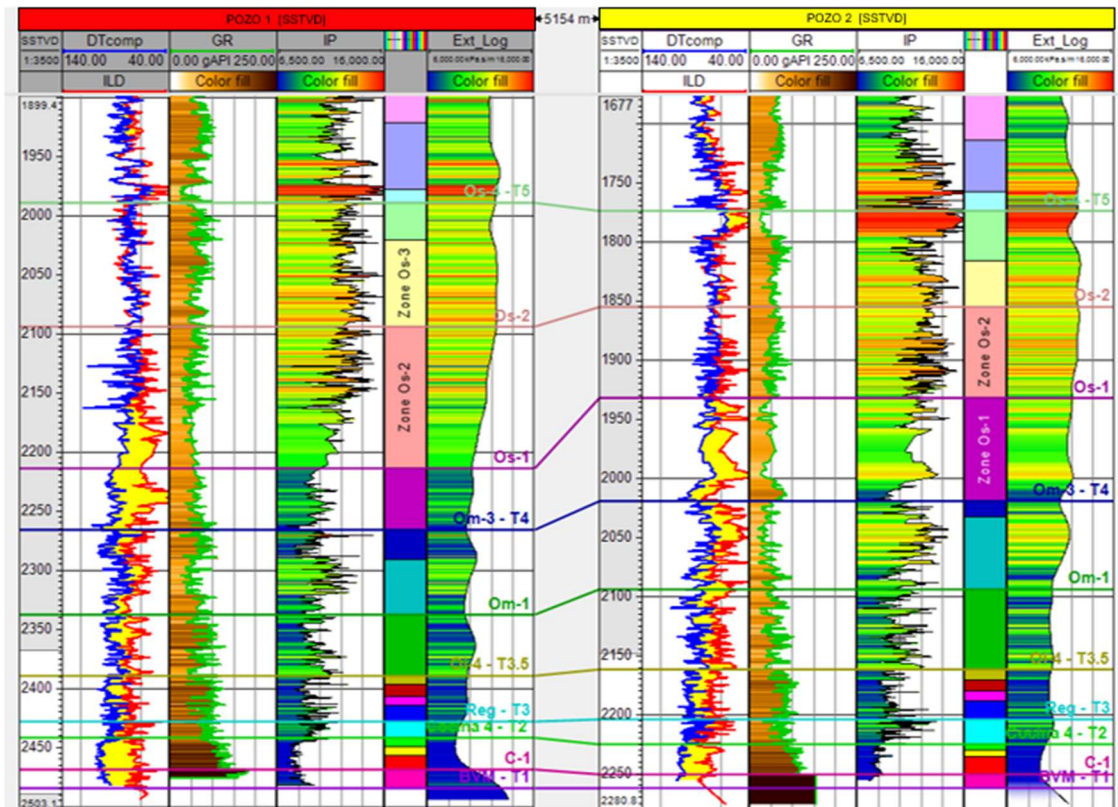


Figura 32: Corte estratigráfico horizontalizado en Os4-T5 en el cual se comparan los perfiles de Impedancias Acústicas y Ext_Log para los pozos 1 y 2.

Interpretación de información sísmica

Flujo de trabajo para modelado estratigráfico.

Para llevar a cabo este proceso se utilizó un cubo de amplitudes escalado en profundidad y un cubo de impedancias P escalado en profundidad con enfoque en la Formación Vaca Muerta.

Luego de identificar los intervalos en los perfiles de pozo, se procedió a verificar la correlación sísmica-pozos y realizar la identificación de los horizontes dentro de la Formación Vaca Muerta según los tope límites de las secciones. Se inicia con el tope de la Formación Tordillo – Base Formación Vaca Muerta el cual se correlaciona con un reflector de polaridad positiva y se sigue interpretando los intervalos de interés hasta el tope de la Formación Vaca Muerta.

Los intervalos seleccionados fueron:

- Tope Formación Tordillo – Base Vaca Muerta – T1
- Cocina 4 – T2
- Regresivo – T3
- Orgánico inferior 4 – T3.5
- Orgánico medio 1
- Orgánico medio 3 – T4
- Orgánico superior 1
- Orgánico superior 2
- Orgánico superior 4 – T5

Se comienza con la identificación de los reflectores con ayuda de los topes formacionales por una línea sísmica que atraviesa los pozos y se continua tanto en sentido *inline*, *crossline* y en sentido NO-SE que corresponde a la dirección de las progradaciones del sistema Quintuco-Vaca Muerta, dependiendo de la continuidad de los reflectores. Los intervalos fueron mapeados cada 10, 5 y 2 líneas de intersección, luego de cubrir la zona de interés con un mallado coherente de líneas en forma manual, se procedió a realizar la interpretación de toda el área de manera automática, teniendo en cuenta el dato sísmico y la interpretación realizada en primera instancia, generando la cobertura del horizonte correspondiente (Fig. 33).

Se logró una interpretación sólida ya que la continuidad de los reflectores y la amplitud eran acentuadas, aunque en zonas del Orgánico medio y superior los reflectores no tenían una continuidad tan marcada.

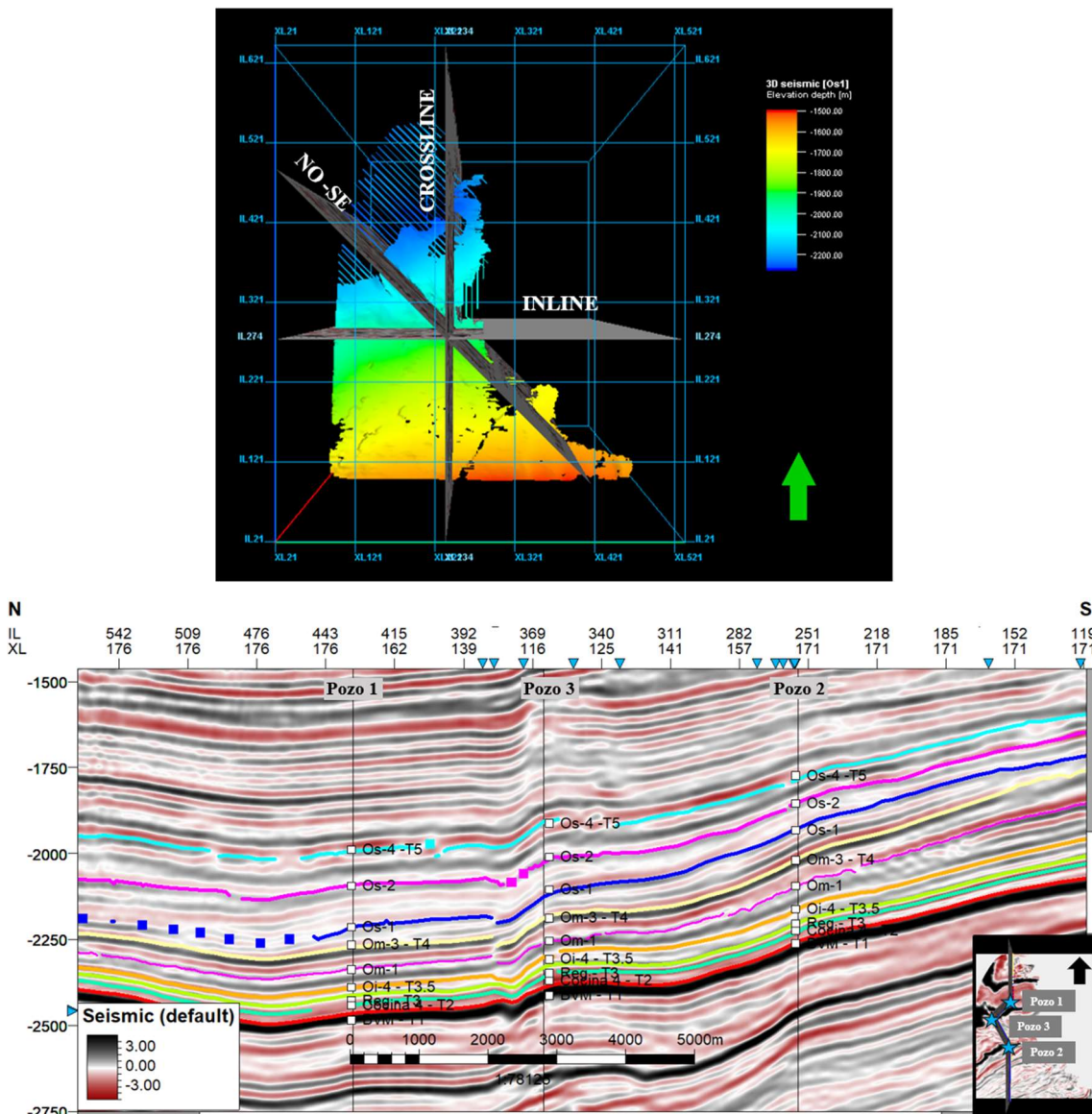


Figura 33: Interpretación de horizontes. Arriba, vista de líneas sísmicas inline, crossline y NO-SE en horizonte interpretado Os-1. Abajo, línea sísmica 2D por los pozos. Se define una zona a modelar y se ajustan los horizontes utilizando topes de los pozos verticales.

Por otro lado, con el cubo de impedancias acústicas se logran visualizar las capas quitando

el efecto de las trazas. Este dato sísmico, al considerarse un atributo de capas, se obtiene una mayor nitidez para generar una mejor caracterización de los niveles de interés y se logra discriminar zonas que no son consideradas reservorio. Los menores valores de impedancias P corresponden a las zonas con color azul y los sectores con mayores impedancias P se visualizan en color rojo.

Por lo analizado anteriormente en los *crossplots* podemos mencionar que las zonas con menores valores de impedancias P se relacionan a las zonas con mayores valores de carbono orgánico total (TOC) y mayor porosidad total (PhiT). Las zonas con mayores valores de impedancias P se relacionan a las zonas con menor contenido de materia orgánica (TOC) y menor porosidad total (PhiT) (Fig. 34).

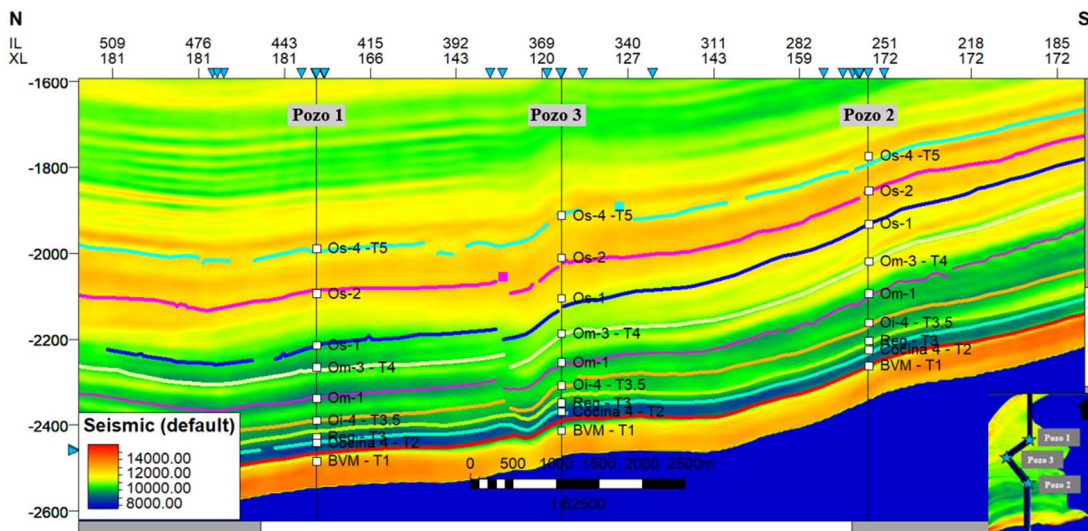


Figura 34: Las zonas desde la Base de Vaca Muerta con menores valores de impedancia P (azules) están relacionadas a las zonas con mayor contenido de TOC y mayores valores de PhiT.

Cómo no es posible realizar una interpretación en el cubo de impedancias acústicas debido a que éste no presenta picos y valles, sino valores positivos es necesario aplicar el atributo primera derivada, en caso de que los horizontes interpretados en el cubo de amplitudes no coincidan con los límites de capas observados en el cubo de impedancias acústicas (Fig. 35).

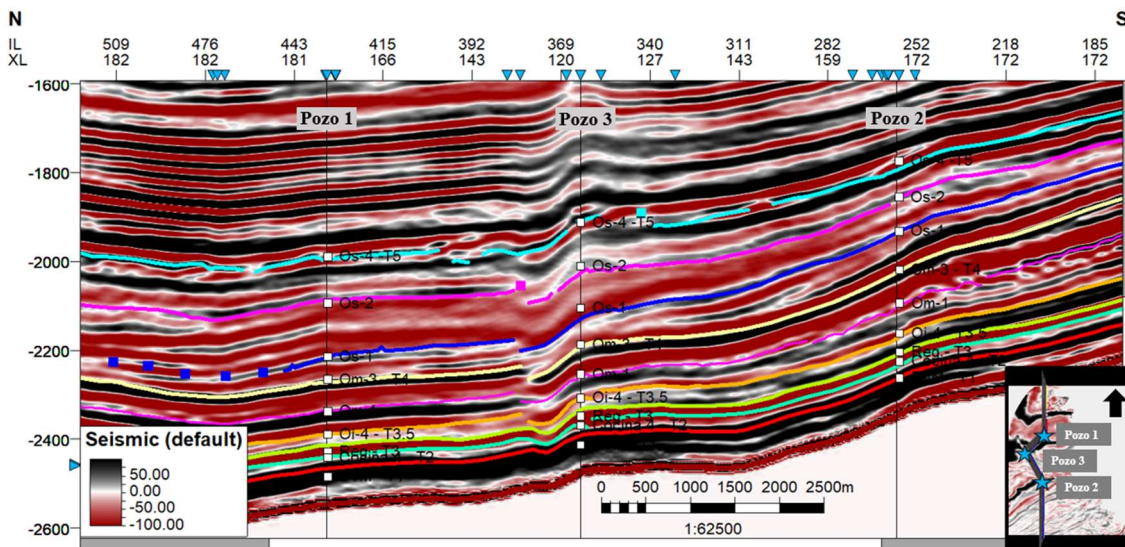


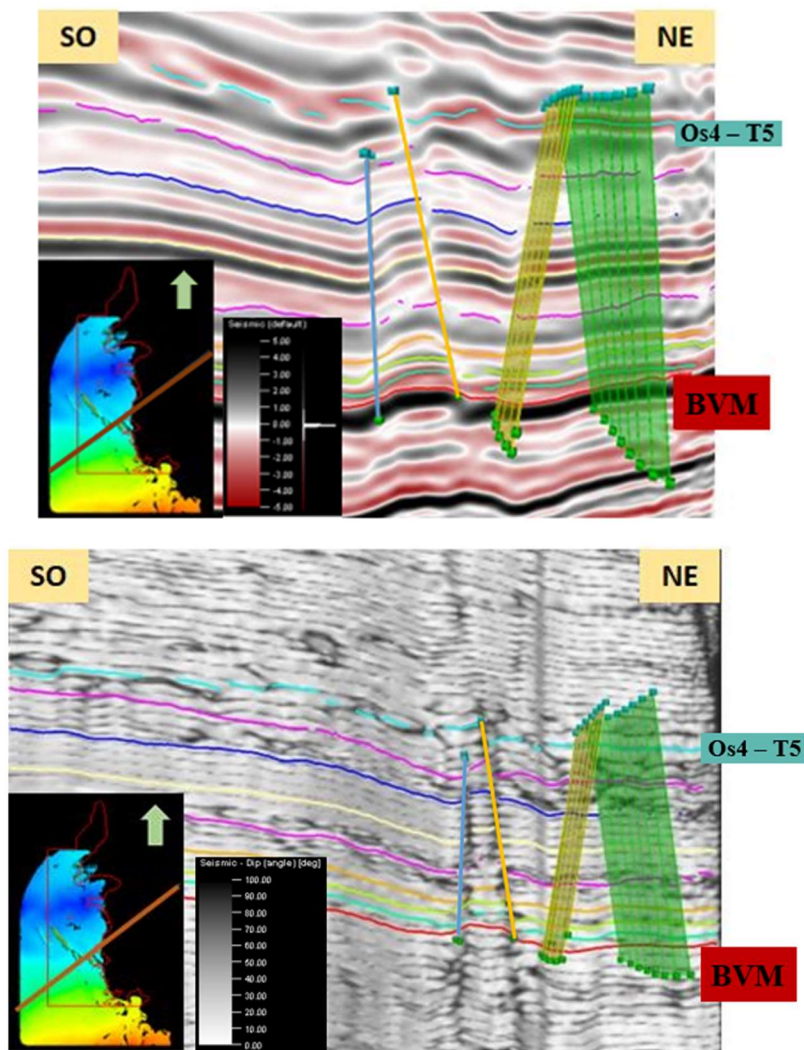
Figura 35: Atributo primera derivada.

Flujo de trabajo para modelado estructural

Una vez verificada la interpretación de los horizontes de interés del área en el cubo de primera derivada de la impedancia, se realiza una reinterpretación de fallas a partir de una interpretación preexistente.

El modelo estructural es la representación geométrica tridimensional de la/las estructuras geológicas en subsuelo. Es la mejor interpretación del estilo de deformación respetando el marco tectónico regional del área en estudio. Esto nos permitirá construir mapas y secciones estructurales con el fin de estimar volúmenes de hidrocarburos *in situ* y seleccionar las áreas estructuralmente más propicias para la perforación de los pozos.

Se analiza una línea sísmica perpendicular al plano de falla, con esto se logra observar de una manera más clara el rechazo vertical, notando también los cambios de espesores en los estratos y curvatura del plano de falla facilitando su interpretación. Se aplica el atributo *Dip Deviation* al cubo de amplitudes y se comienza el mapeo con un espaciamiento de 2 y 5 líneas de acuerdo con la complejidad que presentaban. Se reconocieron varias fallas, aunque para el modelo se seleccionaron sólo aquellas que atravesaban los niveles de interés. La orientación preferencial de estas fue en dirección ONO-ESE debido a la historia tectónica del bloque (Fig. 36).



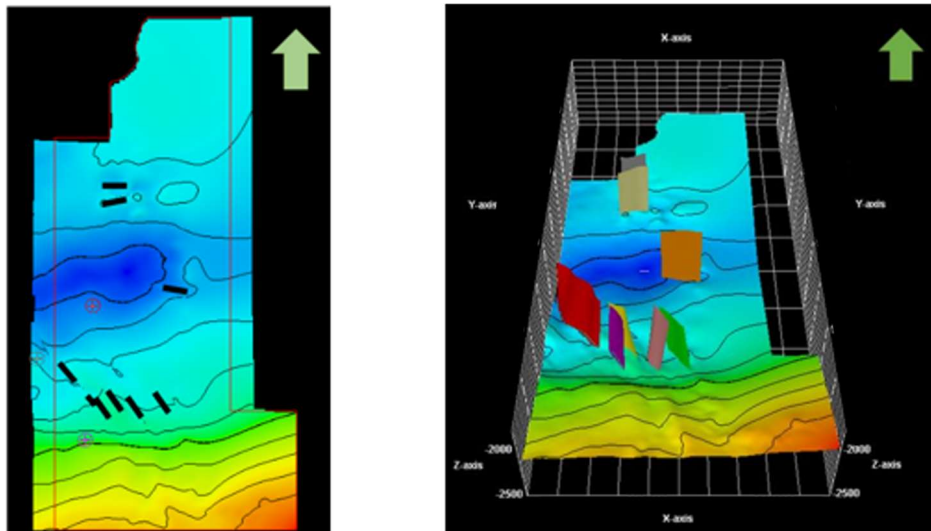


Figura 36: Arriba, Interpretación de fallas vista en cubo de amplitudes y en cubo de Dip deviation. Abajo, algunas de las fallas reinterpretadas y seleccionadas que afectan el intervalo de interés, sobre Base Vaca Muerta.

A partir de la interpretación de los diferentes niveles de interés y de las fallas que los atraviesan, se obtienen los mapas isócronos respectivos (Fig. 37):

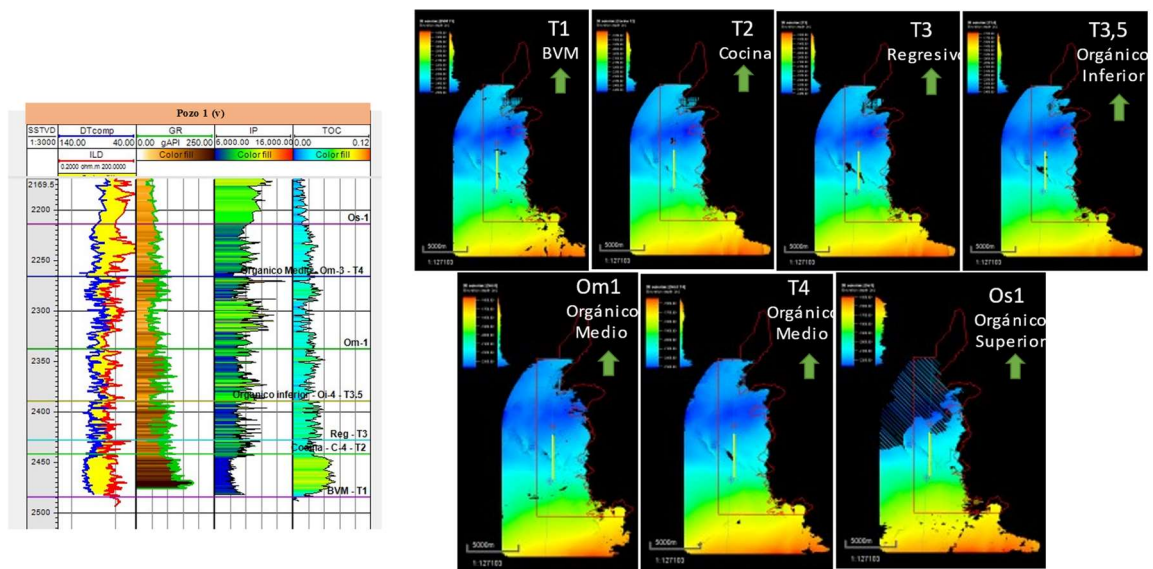


Figura 37: Mapas isócronos de los diferentes niveles. Se identifican los niveles mediante un perfil de pozo representativo.

Generación de un modelo tridimensional de propiedades petrofísicas

Se crea un modelo de propiedades tridimensional que permita distribuir propiedades entre los pozos disponibles a la vez que conserva la heterogeneidad equilibrada del yacimiento y hace coincidir los datos del pozo. El modelado petrofísico es la interpolación o simulación de datos continuos (por ejemplo, carbono orgánico total o porosidad total) en toda la grilla del modelo. Se utilizan los pozos que tienen disponible la información evaluada, también se realiza un análisis de los datos y un control cualitativo de los resultados en cada etapa de modelado con ayuda de histogramas.

PETREL ofrece distintos procesos mediante los cuales se logran como resultado cubos con propiedades petrofísicas, guiados por la impedancia acústica, pertenecientes al bloque

de estudio. El flujo de los procesos para el modelado que se realiza para una correcta manipulación de los datos disponibles son los que contaremos a continuación.

1. Generación de la malla o grilla
2. Escalado de los pozos
3. Análisis de datos
4. Poblado de propiedades petrofísicas

Generación de la malla o grilla

Para iniciar con el proceso fue necesario crear un espacio de trabajo, se genera un nuevo marco estructural. Dentro de este marco estructural podremos modelar las fallas del área.

Al finalizar la interpretación de horizontes y fallas en el bloque y seleccionar las que serán incorporadas en el modelo geocelular, se continua con la creación de una grilla tridimensional la cual incorporará estos datos interpretados. La cuadrícula está representada por líneas de coordenadas que definen la posición posible para los puntos de esquina del bloque de la rejilla. Debemos definir direcciones y bordes para guiar el proceso de mallado. El tamaño de esta grilla se ajustó en las direcciones I y J según el detalle requerido, en este caso fue 100x100 (**Fig. 38**).

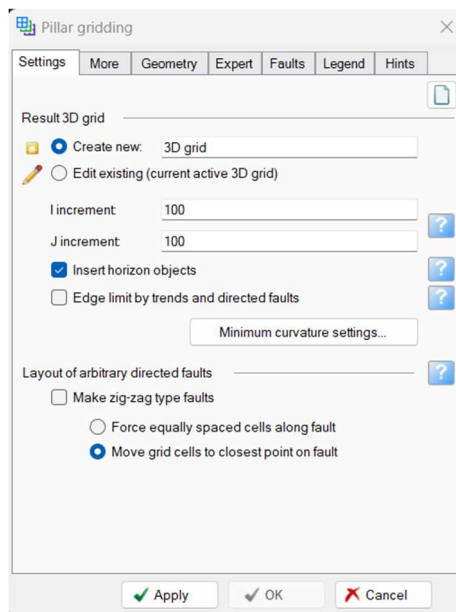


Figura 38: Definición del número de celdas mediante incrementos I y J.

Se definen los límites y el comportamiento de la grilla correspondiente al bloque de estudio que serán representados en el modelo geocelular. Este proceso tiene como objetivo construir el esqueleto de la grilla 3D, que representa la base de todo modelado. En la **figura 39** podremos visualizar el espacio tridimensional creado con la base y tope, además del medio de las cuadrícula generada para modelar tridimensionalmente.

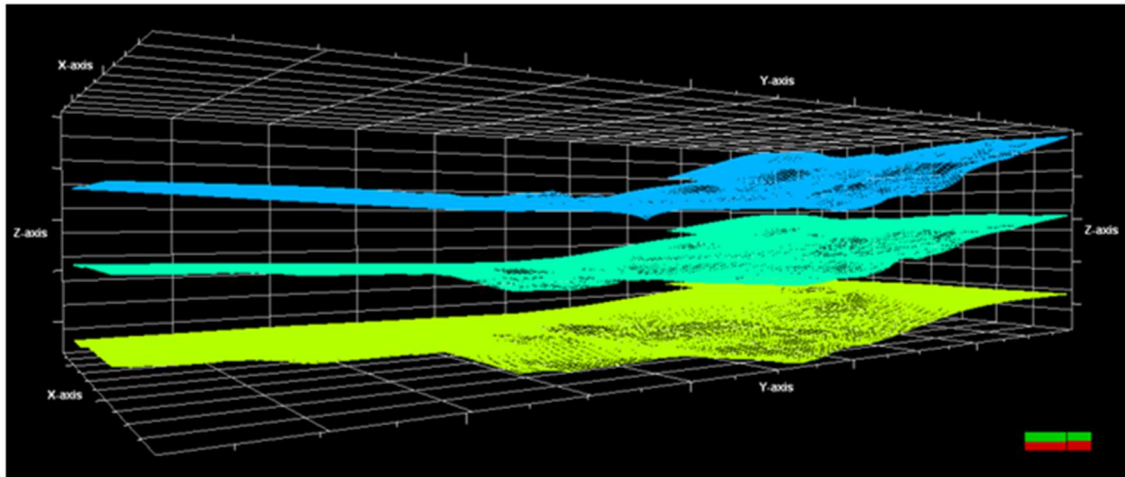


Figura 39: Visualización de límites del grid (Top, Mid, Base).

El primer paso es definir las capas horizontales que serán incorporadas en la grilla 3D. El dato de entrada puede ser una combinación de líneas sísmica interpretadas, las superficies de estas líneas sísmicas, los topes formacionales en la posición de los pozos y el polígono del área de estudio. Se tiene en cuenta si existe truncamiento entre los horizontes, en este caso todos tenían contacto conformable (**Fig 40**).

Lo siguiente es definir las fallas que serán incluidas en el modelo geocelular y se edita su extensión dentro del intervalo de estudio, se analiza si existe intersección entre estas modificando las relaciones hasta encontrar el resultado deseado.

Cada horizonte delimita intervalos estratigráficos o zonas, estas zonas pueden ser construidas entre los horizontes interpretados (tope y base). Por último, se debe definir la resolución vertical de la grilla estableciendo el grosor de la celda. Esta subdivisión de zonas conocido como *layering* se generó según el espesor comprendido entre tope y base en metros en cada zona (**Fig. 41**).

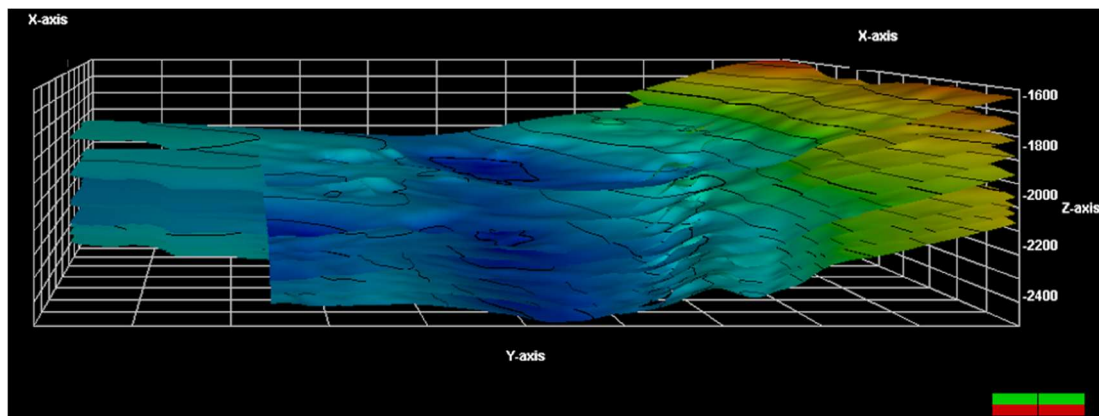


Figura 40: Grilla 3D con los límites correspondientes al bloque de estudio.

Name	Color	Zone division	Number of layers
Os-4 -T5 - Os-2	Red	Proportional	100
Os-2 - Os-1	Orange	Proportional	90
Os-1 - Om-3 - T4	Yellow	Proportional	80
Om-3 - T4 - Om-1	Green	Proportional	60
Om-1 - Oi-4 - T3.5	Cyan	Proportional	50
Oi-4 - T3.5 - Reg - T3	Blue	Proportional	40
Reg - T3 - Cocina 4 - T2	Purple	Proportional	20
Cocina 4 - T2 - BVM - T1	Black	Proportional	40

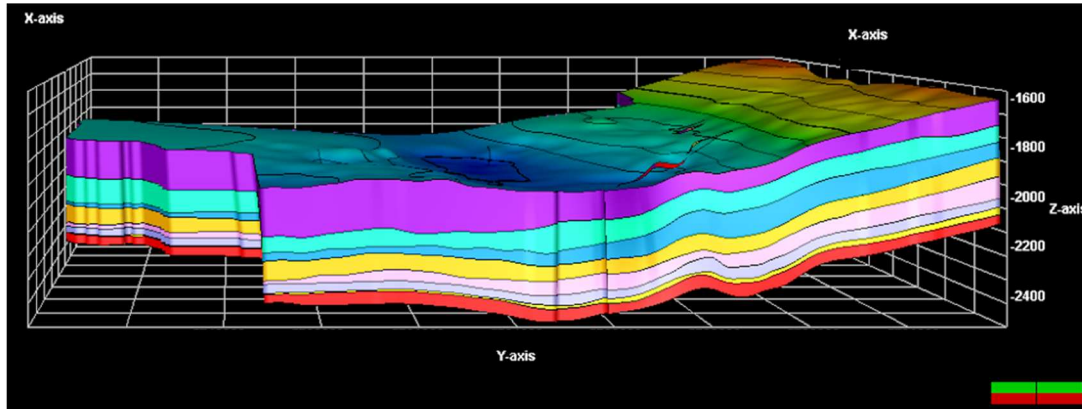


Figura 41: Grilla 3D con sus respectivos horizontes, fallas y zonas.

Escalado de los pozos

Se realiza un escalado de propiedades para asignarle valores a las celdas del modelo estructural que son atravesadas por los perfiles eléctricos de cada pozo. El dato de entrada para el escalado son los registros eléctricos de los pozos, cada celda sólo puede contener un valor, los registros de pozo aparecen como un promedio (**Fig. 42**).

Las propiedades que comúnmente se distribuyen son:

- Porosidad (PhiT)
- Saturaciones (agua, petróleo, gas)
- Carbono orgánico total (TOC)

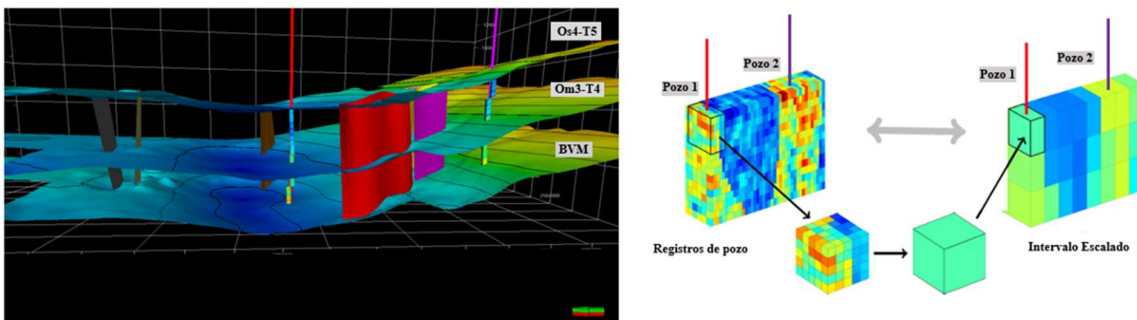


Figura 42: En la imagen izquierda se representa la zona de interés con los registros de pozos escalados. Derecha, cada celda puede tener un sólo valor por propiedad, según el método seleccionado.

Existe una serie de métodos geoestadísticos para el escalado y se debe seleccionar el método que genere una menor variabilidad entre el dato escalado y el dato duro de pozo (**Fig. 43**). Algunos de los métodos geoestadísticos son:

- Media aritmética (*arithmetic*). Es el promedio de valores de la curva que caen

dentro de la celda. Usualmente se usa para curvas continuas como porosidad, saturación de agua.

- Media geométrica (*geometric*). Es un promedio para curvas de distribución logarítmica y se usa cuando no existe ninguna correlación espacial de la propiedad.
- Punto medio (*mid-point pick*). Asignará a la celda el valor de la curva que esté cerca del punto medio de la celda.

Es necesario hacer determinadas pruebas entre los diferentes métodos de escalado presentes en el *software* y las propiedades petrofísicas de los pozos hasta lograr el mejor resultado al momento del ajuste. En este trabajo se utilizó el método aritmético para escalar la porosidad (PhiT) y el carbono orgánico total (TOC); y el método *mid point pick* en el caso de la saturación de agua (Sw).

Las celdas escaladas serán parte de la propiedad y no un elemento separado, y la consecuencia de esto es que el valor en las celdas a lo largo de la trayectoria del sondeo será el mismo en toda la propiedad 3D que para las celdas escaladas solas.

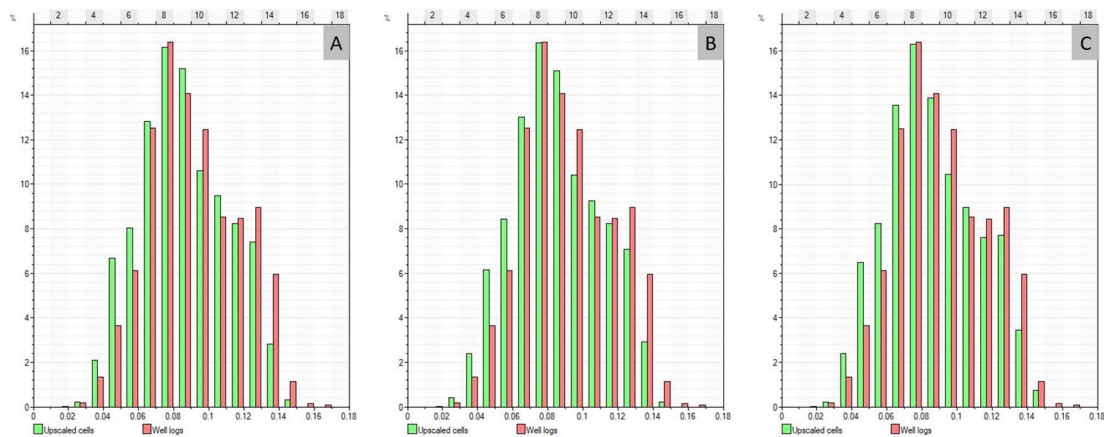


Figura 43: Diferentes métodos de escalado para la propiedad PhiT; a) aritmético – b) geométrico; c) *mid point pick*.

Al revisar los perfiles eléctricos es posible inferir la coincidencia que existe al comparar los datos escalados y los datos de los pozos, en la cual la respuesta entre ambos se ajusta con una importante relevancia (Fig. 44).

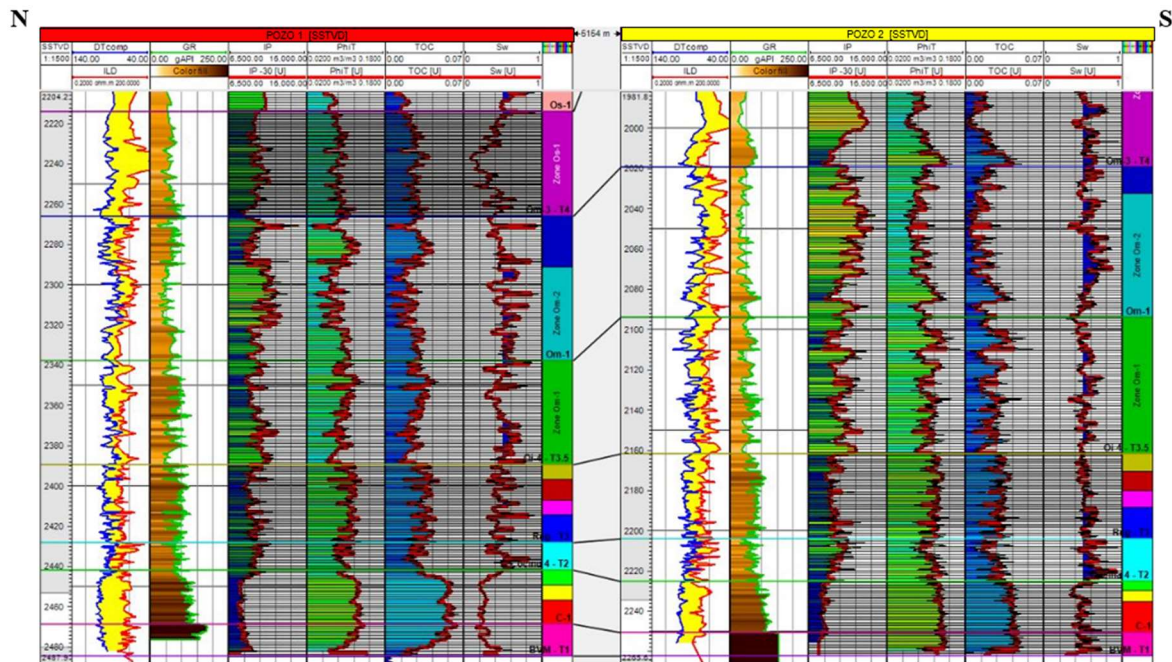


Figura 44: Perfiles eléctricos que representa los datos interpretados y los datos escalados -línea roja-

Análisis de datos

La metodología para hacer un análisis de registros de pozos previamente escalados dentro de un modelo estructural usando variogramas.

El análisis por variograma es un método usado para aprovechar y entender la variación espacial de una propiedad del yacimiento. Está basado en el principio que entre más cercanas sean las muestras de una propiedad estas son más correlacionables que a distancias lejanas, entendiendo que a partir de cierto punto se alcanza una mínima correlación y la distancia no importa. Cuando una propiedad es anisotrópica, es decir, con variaciones en todas direcciones, se tendrá que analizar varios variogramas cada una en direcciones ortogonales. El conjunto de estos variogramas definirá la variación espacial de la propiedad y se podrá usar este comportamiento para una población tridimensional de la propiedad. Este es un parámetro clave utilizado por la mayoría de los algoritmos de modelado de propiedades geoestadísticas para describir las variaciones naturales en la propiedad.

Los variogramas se deben calcular en varias direcciones diferentes, ya que los datos geológicos suelen ser anisotrópicos (al menos entre las direcciones vertical y horizontal). Estos son comúnmente elegidos como las direcciones mayor y menor en el plano horizontal y la dirección vertical.

I. Dirección mayor:

La dirección mayor define el sentido donde los puntos de muestra tienen la correlación más fuerte.

II. Dirección menor:

Esta es la dirección de búsqueda menor y es perpendicular a la dirección mayor.

III. Dirección vertical:

El buzamiento se especifica como la inclinación (ángulo ascendente) en grados entre la

dirección principal y la horizontal.

En este trabajo se dispone el *acimut* de la dirección de mayor orientación en sentido perpendicular a 45° de la dirección NO-SE de las progradaciones del Sistema Vaca Muerta- Quintuco ya que en esta dirección se obtiene la mejor correlación.

Poblado de propiedades petrofísicas

Con el objetivo de guiar la distribución de las propiedades petrofísicas, las cuales mostraron correlación con la impedancia calculada en los pozos, se escaló el cubo de impedancias acústicas en la grilla 3D y de esta manera se crea una nueva propiedad geométrica a través del modelado geométrico donde se distribuyen las impedancias acústicas por las celdas sin dato, es decir cada celda de la grilla obtendrá un valor numérico correspondiente a la impedancia P (**Fig. 45**).

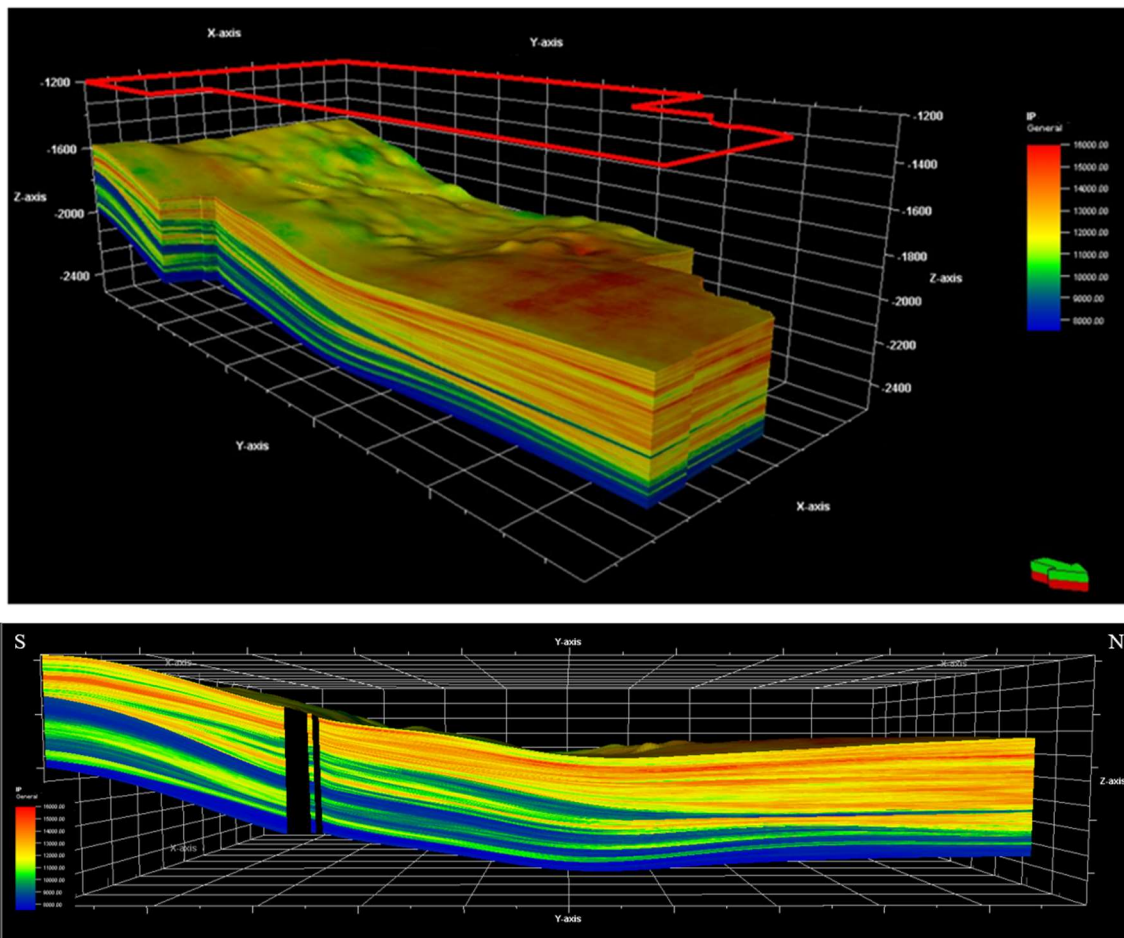


Figura 45: Cubo 3D de impedancias acústicas modelado.

De acuerdo con lo explicado anteriormente, se desea poblar porosidad (ΦT), carbono orgánico total (TOC) y saturación de agua (S_w). El dato de impedancias acústicas poblado es útil como dato de tendencia para extrapolar propiedades petrofísicas.

Para poblar el modelo petrofísico con base en las propiedades antes calculadas con los variogramas y el escalado de los pozos fue importante definir los parámetros de simulación que se llevan a cabo para esparcir las propiedades por toda el área seleccionada.

Existen métodos estocásticos y determinísticos para modelar la distribución de las

propiedades petrofísicas en un modelo de yacimiento. Los registros eléctricos y/o datos de tendencias escalados se usan como datos de entrada, además hay varias configuraciones de usuario disponibles. Al realizar el modelado petrofísico se asigna un valor a todas las celdas para una propiedad específica. Los valores de los registros eléctricos y/o datos de tendencias se distribuyen en el volumen definido por la grilla 3D.

El método de interpolación usado para el poblado fue el ‘*gaussian random function simulation*’ para asignarle a cada celda de la grilla 3D valores para las propiedades petrofísicas. Este método estocástico fue útil debido a la escasez de datos al momento del poblado y, al igual que los métodos determinísticos utilizan variogramas, lo que permite resolver las incógnitas no solo en función de las distancias, sino también contemplando una dirección preferencial de correlación.

La diferencia entre estos grupos de algoritmos es que los determinísticos arrojan una única posible solución, mientras que los estocásticos se retroalimentan a medida que van resolviendo incógnitas en los nodos de la grilla. Se podría decir que cada incógnita resuelta se transforma en un dato “duro” y participa como tal en la resolución de la próxima incógnita, por lo que en función de la recorrida que se realice, el resultado final varía. Es por ello por lo que luego será necesario utilizar alguna técnica para seleccionar una de sus corridas, o bien un promedio de estas. El origen suele ser aleatorio. En la **Figura 46** se muestra un ejemplo donde X_0 una vez resuelta, pasa a ser X_4 y participará en la resolución de la próxima incógnita.

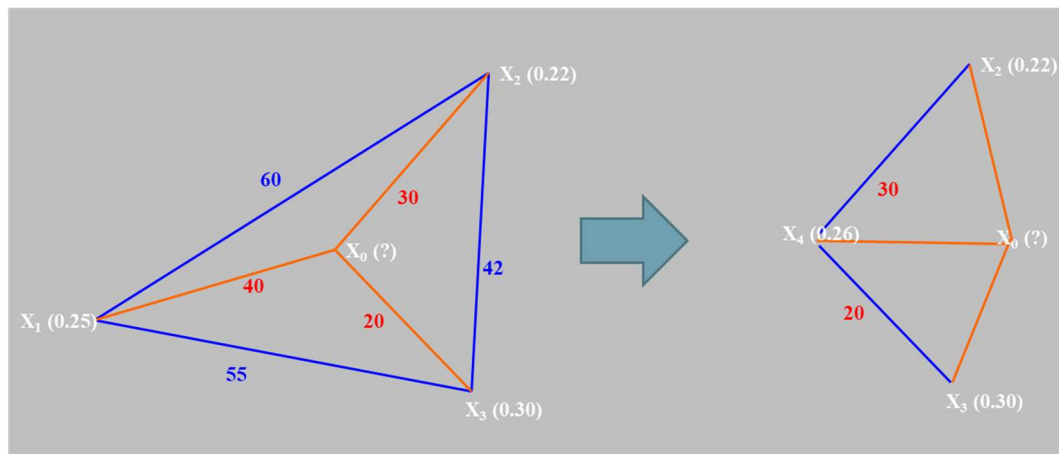


Figura 46: Ejemplo de Simulación estocástica, donde cada incógnita resulta influye en la próxima resolución.

En el trabajo actual, al utilizar una variable secundaria para guiar la distribución de cada propiedad (impedancia acústica para PhiT y TOC, PhiT para Sw) los grados de libertad son acotados, y las diferentes corridas obtenidas presentaron poca variación. También hay que tener en cuenta que en este tipo de yacimientos o reservorios tipo *shale* existe cierta continuidad lateral. El resultado final fue un promedio de las realizaciones obtenidas.

Los histogramas se usan para limpiar la información de los perfiles y como control de calidad, y así, obtener un panorama general de la distribución de dichas propiedades al momento del escalado y poblado.

Son una representación gráfica en forma de barras que simboliza la frecuencia y distribución de un conjunto de datos, en este caso información litológica (Ip-PhiT-TOC-Sw). El objetivo consiste en que estos datos agrupados presenten la menor variabilidad respecto del dato duro de pozo para lograr una distribución efectiva en las celdas que ocupan el área estudiada.

En una ventana de histograma se pueden comparar los datos de cualquier propiedad poblada (*all cells*) con los datos de dicha propiedad en los registros de pozos (*well logs*) y con los datos escalados de los registros eléctricos (*upscaled*) (**Fig. 47**).

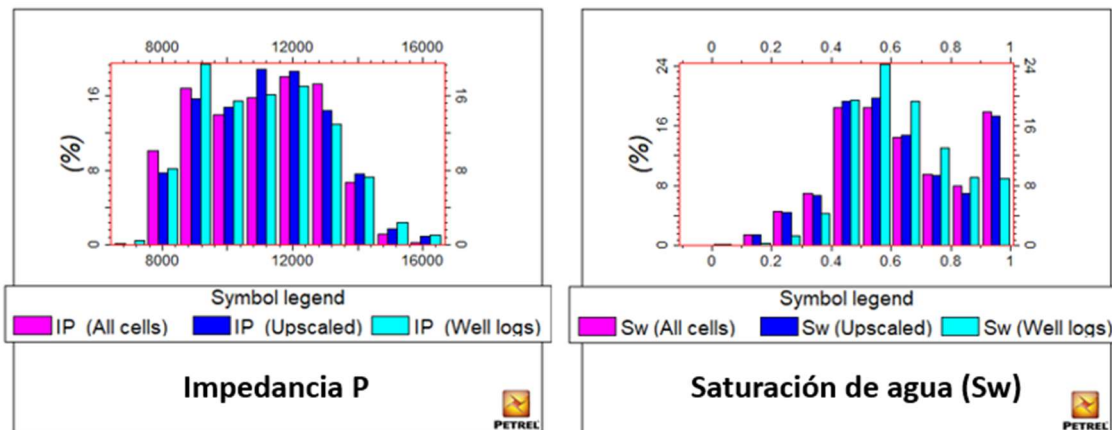
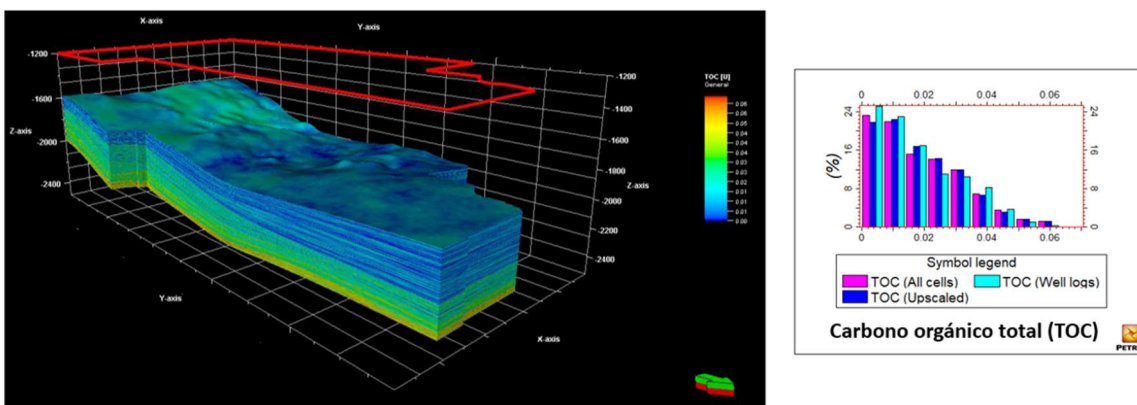


Figura 47: Histogramas de impedancia P y saturación de agua (Sw). Datos del pozo (*well logs*), los datos escalados (*upscaled*) y los datos del poblado (*all cells*).

El producto de haber realizado cada uno de estos pasos al momento del escalado y del poblado es la obtención de cubos 3D con las diferentes propiedades petrofísicas (PhiT-TOC-Sw) presentes en las distintas zonas de la Formación Vaca Muerta en toda el área estudiada guiados por la impedancia acústica (Ip) en el caso de la porosidad (PhiT) y el carbono orgánico total (TOC), o por la porosidad (PhiT) en caso de la saturación de agua (Sw) (**Fig. 48**). Estos cubos 3D son útiles para generar los mapas correspondientes y definir donde están ubicadas las mejores zonas dentro del área de estudio (**Fig. 49**).

Con los datos de dos pozos verticales se logró respetar la distribución de las propiedades petrofísicas en toda la grilla con ayuda del atributo sísmico secundario de impedancia P para el guiado. Es decir, cada una de las celdas de la grilla tiene un valor para cada una de las propiedades petrofísicas modeladas (PhiT, TOC y Sw).

A lo largo del informe se fue manifestando que las zonas con valores bajos de impedancias acústicas eran reconocidas como la region con mejores propiedades de carbono orgánico total (TOC) y la porosidad (PhiT) (**Ver anexo Mapas y cubos como resultado del poblado propiedades petrofísicas**).



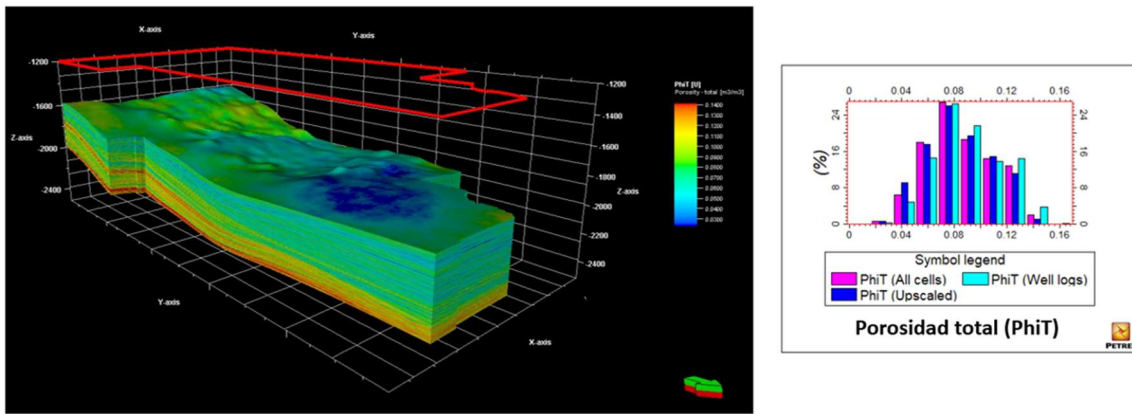
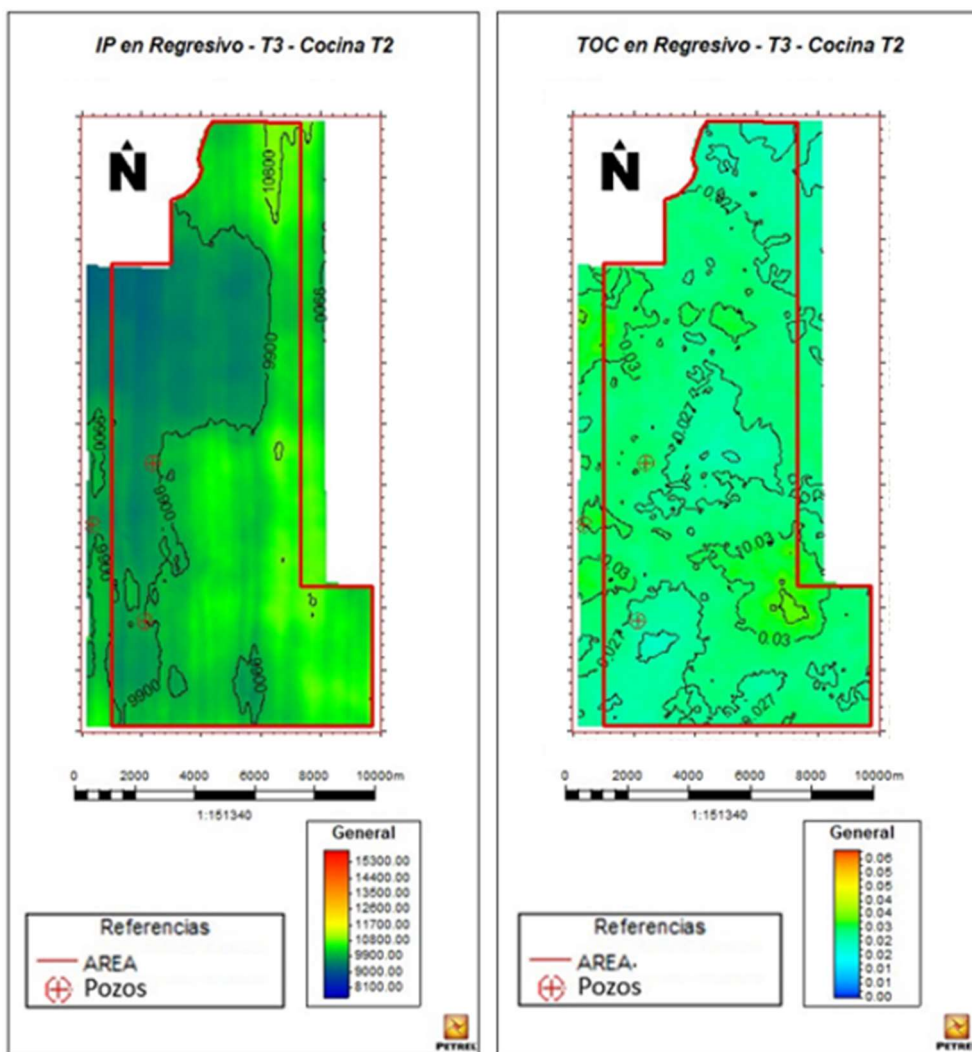


Figura 48: Modelado 3D de las propiedades petrofísicas con sus respectivos histogramas. Datos del pozo (well logs), los datos escalados (upscaled) y los datos del poblado (all cells).



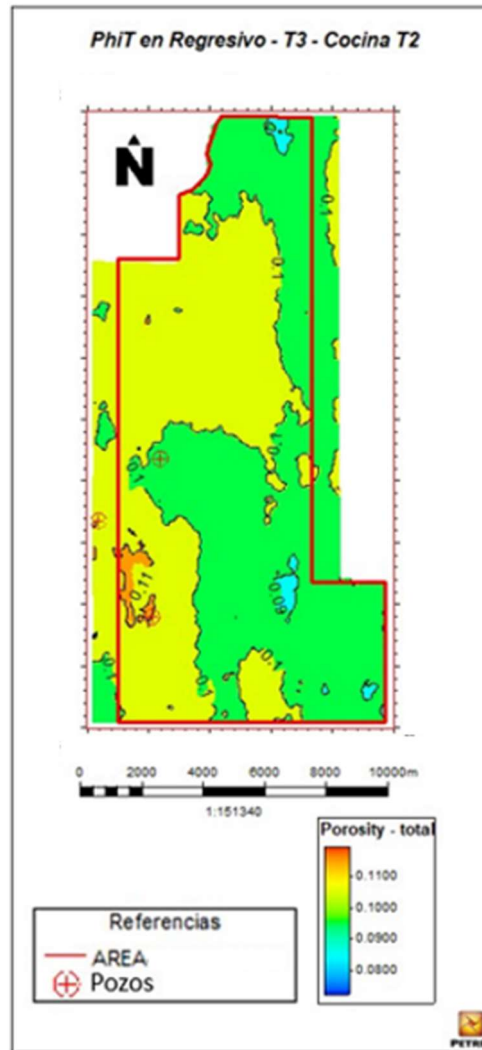


Figura 49: Mapas resultado del poblado de impedancia P , carbono orgánico total (TOC) y porosidad total (Φ_iT) pertenecientes al intervalo Regresivo T2-T3 dentro del área de estudio.

Definición y caracterización de los intervalos de navegación

Para la selección de los niveles de navegación se buscan intervalos con las siguientes cualidades:

- Carbono orgánico total (TOC) mayor al $>2\%$.
- Almacenamiento: porosidad total (Φ_iT) (mayor al $>8\%$) / saturación de agua (menor al $<50\%$).
- Intervalo vertical homogéneo: Baja intensidad de interfases relacionadas con intercalaciones de roca dúctil-frágil.
- Espesor del intervalo de navegación.
- Distancia vertical entre los intervalos de navegación.

A partir de esta revisión el nivel Om-1, que se encuentra dentro del Orgánico medio, resulta de bajo interés principalmente por su elevada saturación de agua. Sin embargo, se lo sigue considerando como un nivel potencialmente comercial y se lo incluye para evaluación en futuros estudios (**Fig. 50**). A continuación, se encuentra un resumen de los niveles de navegación existentes en el bloque de estudio.

Cocina

Es el intervalo con mejores propiedades petrofísicas y presenta baja intensidad de interfaces. Posee carbono orgánico total (TOC) cercano al 6% en el sector norte y algo menor al sur. La porosidad (PhiT) ronda en 14% y la saturación de agua (Sw) también varía según el sector del bloque en el que nos encontremos; 35% al norte y 50% al sur (Fig. 50).

La zona de mejores propiedades para la geonavegación es el intervalo Cocina 2. En impedancias acústicas muestra valores bajos, pero con mejor características en la zona norte del área (Pozo 1).

(Om-1)

Este nivel también presenta valores bajos de impedancias acústicas. Tiene un valor promedio de carbono orgánico total (TOC) de 3.2%, porosidad (PhiT) de 11.6% y saturación de agua (Sw) aproximado de 40.6%. También se observa que la presencia de interfaces es baja (Fig. 50).

(Os-1)

La zona para navegar posee una porosidad (PhiT) promedio del 9% y una saturación de agua promedio (SW) 35%, la cantidad de interfaces también es baja (Fig. 50).

En este nivel se realizó una extracción de amplitudes de la impedancia acústica y acotando la misma a valores menores a 10500 kPa.s/m (ver tabla 3), queda este nivel restringido a la parte norte del área (unos metros después de la desde la zona de falla), esto relacionado con altos valores de carbono orgánico total (TOC) y de porosidad total (PhiT) (Fig. 51 y 54).

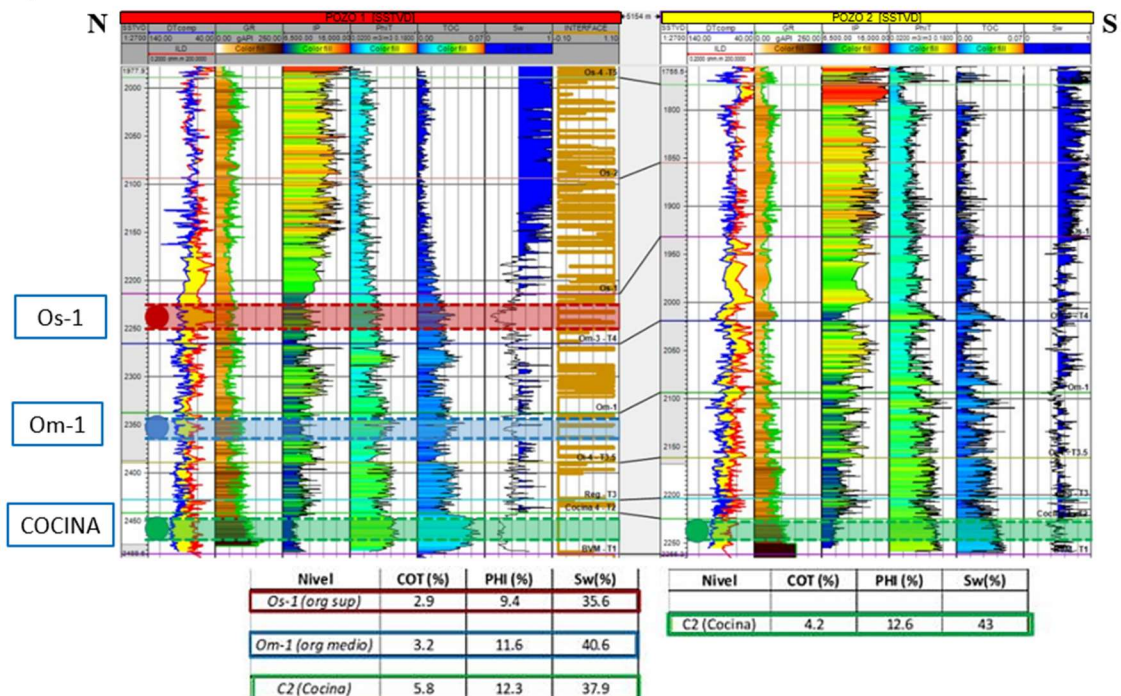


Figura 50 Corte estratigráfico con los valores promedios obtenidos de la revisión petrofísica de Cocina, Orgánico medio y Orgánico superior.

En la tabla 3 se aplican los valores correspondientes de cut-off en cada nivel según valores de impedancias acústicas (Ip) a partir de los valores calculados en los crossplots en el Pozo 1.

Se representa que valores de impedancias acústicas (I_p) se corresponde para los valores de carbono orgánico total (TOC) y porosidad total (ΦT). Para ubicar la mejor zona dentro de los niveles de navegación se utilizan los mapas correspondientes a estas zonas de interés (**Fig. 52, 53 y 54**).

Analizando los datos representados en los mapas y resumidos en la tabla 3 podemos decir que el nivel de navegación denominado Cocina es el más importante en el bloque y se considera en toda su extensión dentro del área, aquí se observan altos valores de carbono orgánico total y de porosidad total. El nivel correspondiente a Om-1 presenta resultados controversiales debido a sus altos valores tanto de carbono orgánico total y porosidad total, pero presentando elevada saturación de agua lo que lo hace un nivel a ser evaluado en el futuro. Por último, el nivel Os-1 presenta mayor contenido de materia orgánica y porosidad total al norte del bloque.

POZO	INTERVALO	TOC-IA		TOC-PhiT		IP- PhiT	
		TOC (%)	IA (kPa.s/m)	PhiT (%)	TOC (%)	PhiT (%)	IA (kPa.s/m)
POZO 1	BVM – C4	2	<9600	8	2	8	<9600
	T3.5 – Om 1	2	<10800	8	2	8	<10800
	Om 3 – T4 – Os1	2	<10500	8	2	8	<10500

Tabla 3: Cut-off para los niveles de navegación de interés en Pozo 1.

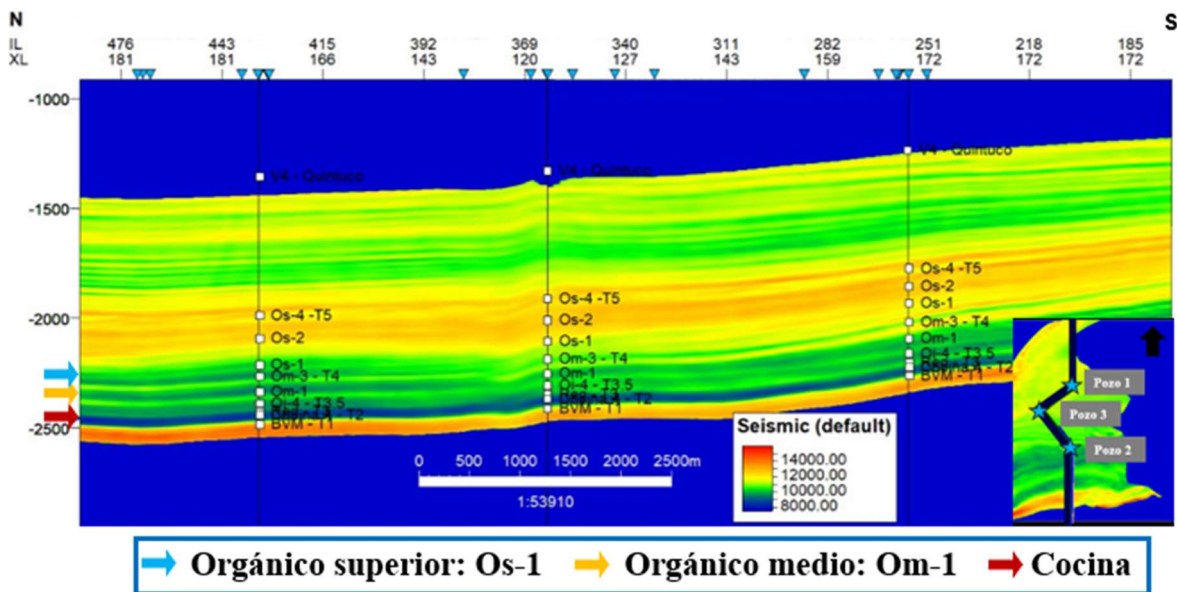


Figura 51: Corte línea sísmica por los pozos N-S en cubo de impedancias acústicas

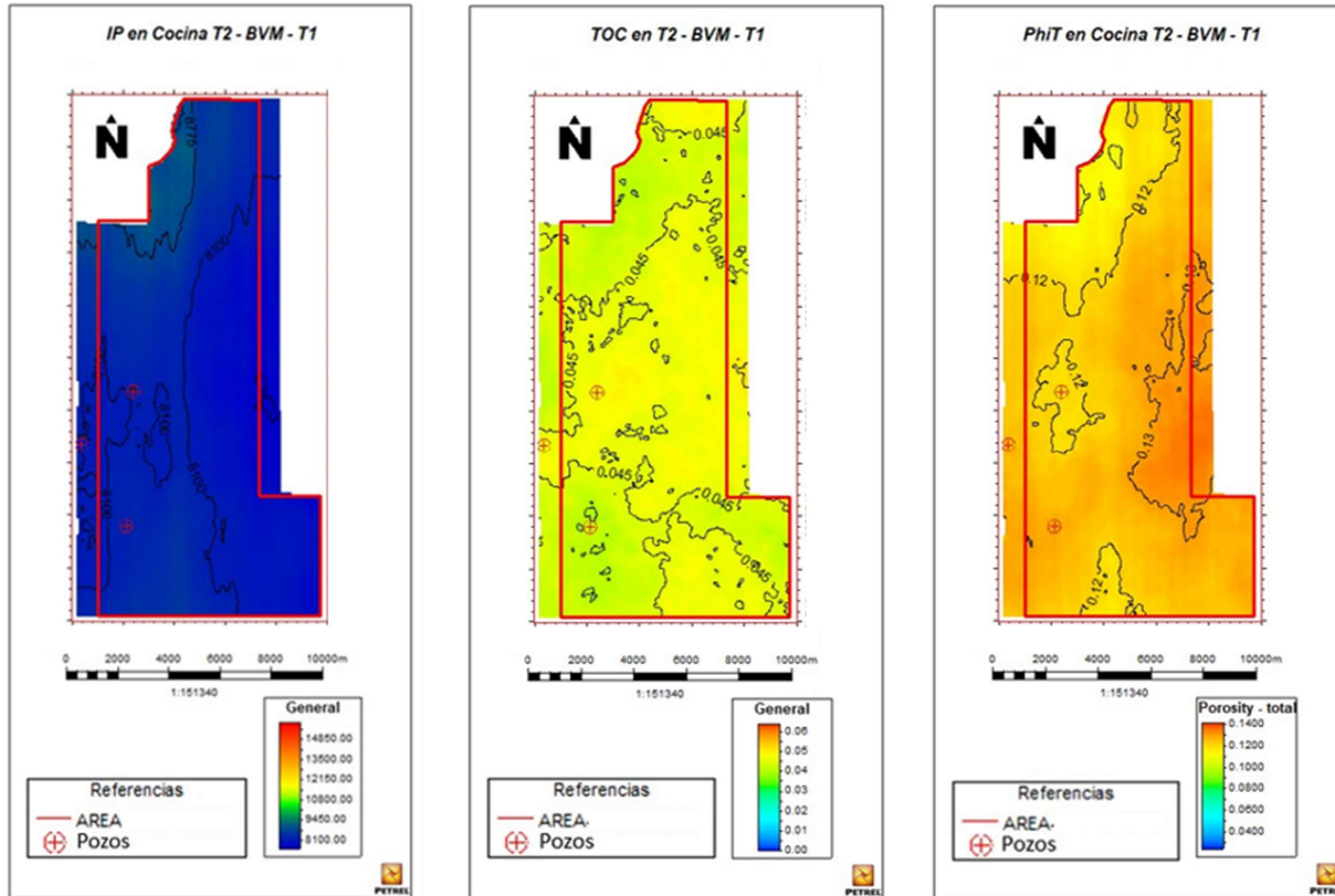


Figura 52: Mapas resultado del poblado de impedancia P, carbono orgánico total (TOC) y porosidad total (PhiT) pertenecientes al intervalo Cocina dentro del área de estudio.

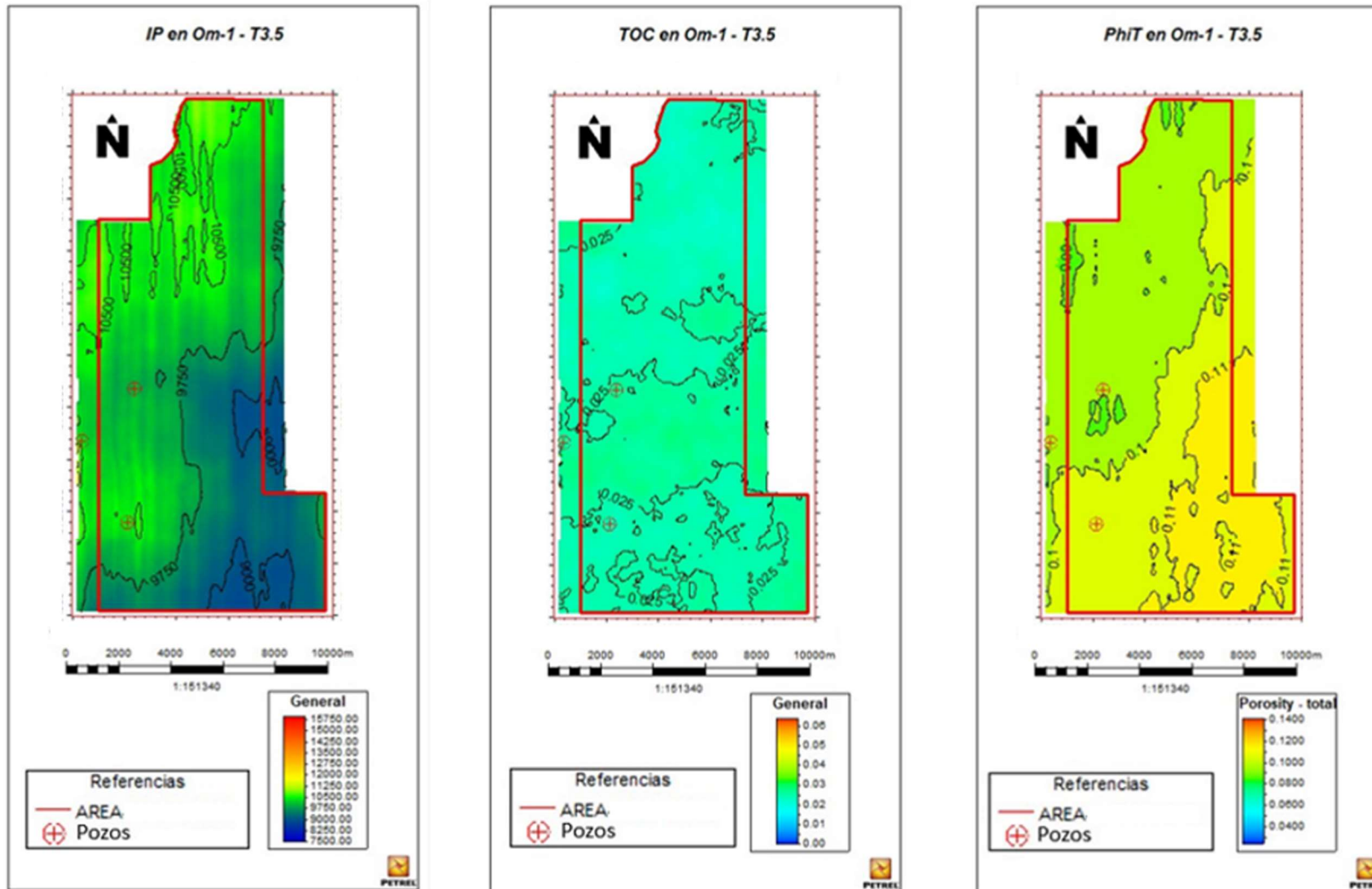


Figura 53: Mapas resultado del poblado de impedancia P, carbono orgánico total (TOC) y porosidad total (PhiT) pertenecientes al intervalo Om1 dentro del área de estudio

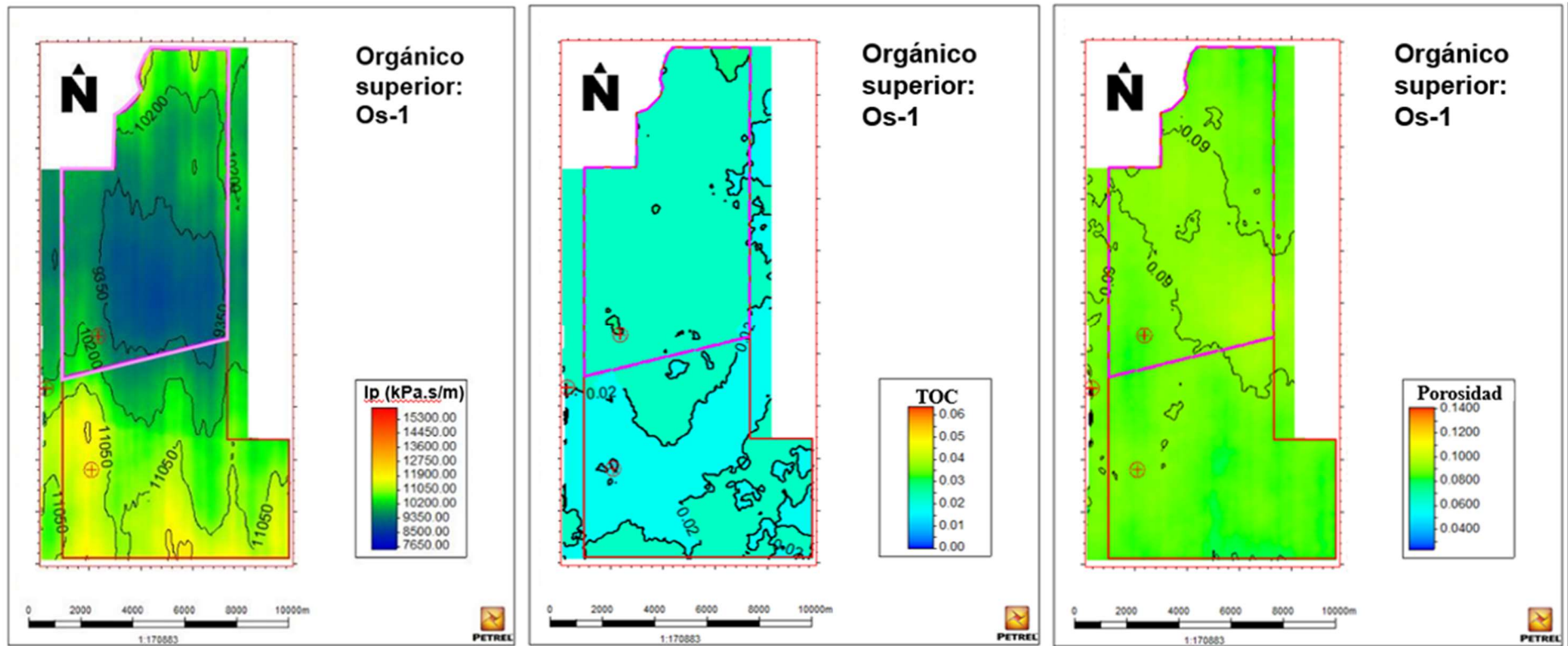


Figura 54: Mapas resultado del poblado de impedancia P , carbono orgánico total (TOC) y porosidad total ($\Phi_i T$) pertenecientes al intervalo $Os1$ dentro del área de estudio. Este nivel está delimitado al norte del bloque, corresponde a la zona con valores de impedancia P menores a 10500 $kPa.s/m$, equivalente con altos valores de TOC y $\Phi_i T$.

Cálculo volumétrico

En primer lugar, se explicará terminología utilizada para llevar a cabo el cálculo volumétrico. Estas definiciones fueron consultadas en Bidner (2010) y Tarek (2002).

El *net gross* (N/G) es un término que se usa para expresar la proporción entre el volumen de roca que contiene hidrocarburos y el volumen total de roca en un yacimiento. Este parámetro es importante para estimar el potencial de producción y las reservas de petróleo y gas de un yacimiento. Suele expresarse como un porcentaje o una fracción decimal y en el caso de nuestro proyecto el 98% de la roca del yacimiento tiene capacidad para producir hidrocarburos.

El factor volumétrico de gas (Bg) es un parámetro que se usa para medir el cambio de volumen del gas cuando se reduce la presión desde las condiciones del yacimiento hasta las condiciones estándar. Este parámetro indica la compresibilidad del gas y la cantidad de gas que se puede almacenar o transportar.

El radio de vaporización del gas (Rv) mide la cantidad de gas que se libera de una muestra de petróleo cuando se reduce la presión. Este parámetro indica el potencial de producción de gas asociado al petróleo y la calidad del crudo.

El factor de recuperación de gas (REC) es la razón entre el volumen de gas que se extrae de un reservorio y el volumen original de gas que hay en el reservorio. Este factor indica qué porcentaje del gas *in situ* se puede recuperar mediante diferentes métodos de producción. Se usa para estimar las reservas recuperables de gas y para planificar la explotación óptima del yacimiento. Este factor puede variar según el tipo de yacimiento y el método de producción empleado.

Considerando que estamos en una zona de gas se estima el *gas original in situ* (GOIS) para los niveles comprobados Cocina y Os-1; y para el nivel visualizado Om-1. La Cocina se considera en toda la superficie del bloque (rojo), en tanto los niveles Om-1 y Os-1 son considerados al norte del bloque (azul) (**Fig. 55**).

El cálculo se realizó a partir de los mapas obtenidos (espesor total, porosidad total y saturación de agua total) en toda la superficie del área de estudio en la Cocina y para el área donde se visualizó el desarrollo del intervalo de navegación Orgánico medio y superior, que está ubicada al norte del bloque.

Para el cálculo en PETREL, inicialmente se creó el contacto *gas oil contact* el cual se ubicó a la profundidad de la base de Vaca Muerta para indicar que todo lo que está por encima de ese nivel es gas. Además, se utiliza el cubo de porosidad poblado (PhiT [U]) y el cubo de saturación de agua poblado (Sw [U]).

El ingeniero de reservorios proporciona datos para el cálculo, estos son:

- *Net gross* = 0,98
- Factor volumétrico de gas (Bg) = 0,003
- Radio de gas vaporizado (Rv) = 0
- Factor de recuperación de gases (REC) = 1

PETREL genera un reporte del cálculo volumétrico de GOIS por cada una de las zonas dentro de nuestro intervalo de interés. Por último, se generó un control de calidad del cálculo volumétrico entre estos mapas obtenidos con la ayuda del *software*, un cálculo

con fórmula de GOIS y el cálculo del modelo estático preexistente para verificar si existen diferencias entre estos métodos de cálculo.

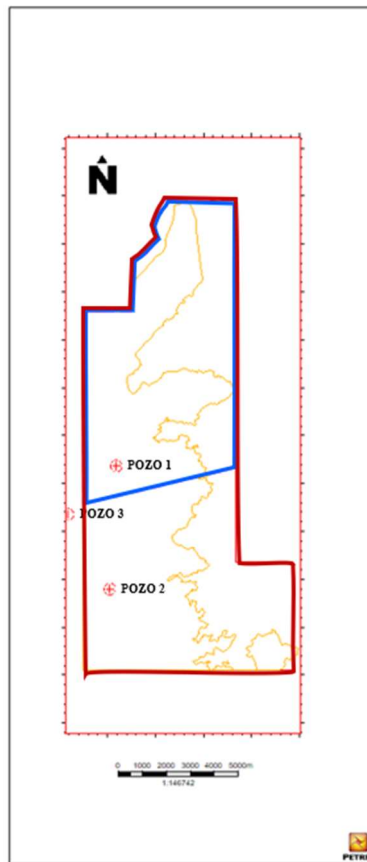


Figura 55: Superficies utilizadas para el cálculo volumétrico de las áreas visualizadas.

En la **tabla 4** se aprecia la diferencia entre los diferentes cálculos en base a los resultados obtenidos. Hay que tener en cuenta que con el cálculo a partir de la fórmula de GOIS se utilizan valores promedios de las propiedades y se puede ajustar con mayor precisión el espesor de las zonas a navegar, y que el modelo estático preexistente se realizó sin utilizar el cubo de impedancias acústicas, a diferencia del presente trabajo en el que sí se utilizó un cubo de impedancias P como guía para poblar PhiT, TOC y cubo de PhiT para poblar Sw, y cada celda tiene un valor particular de cada una de las propiedades petrofísicas modeladas.

	Diferencia entre Cálculo Volumétrico en PETREL y Cálculo con fórmula GOIS [Mm^3]	Diferencia entre Cálculo Volumétrico en PETREL y Cálculo Preexistente [Mm^3]
TOTAL	5,16 %	8,23 %

Tabla 4: Control de calidad de cálculos de GOIS

Utilizar la impedancia acústica en el modelado geológico posibilita la creación de mapas para cada una de las zonas, y así contar con un rango de distribución de datos petrofísicos en toda el área permitiendo definir las mejores zonas para el desarrollo y la ubicación óptima de nuevos pozos al minimizar la incertidumbre. Además, es una herramienta que proporciona la estimación volumétrica del hidrocarburo *in situ*.

RESUMEN Y CONCLUSIONES

- ❖ Se utilizaron pozos verticales con sus correspondientes perfiles eléctricos para la correlación sísmica con los horizontes interpretados.
- ❖ El intervalo de interés dentro de la Formación Vaca Muerta fue delimitado desde la BVM – T1 hasta el Os-4 – T5, por sus importantes propiedades petrofísicas. Se distinguieron cuatro intervalos dentro de la Formación Vaca Muerta: la Cocina, el Orgánico Inferior, Orgánico Medio y Orgánico Superior. De los cuales dos comprobaron contenido de hidrocarburo (la Cocina y Orgánico superior 1) y uno queda asignado como posible potencial comercial (Orgánico medio 1).
- ❖ El área de estudio se ve afectada en la Formación Vaca Muerta por fallas en *echelon* relacionadas a zonas de cizalla con desplazamiento lateral del tipo dextral.
- ❖ La interpretación integrada de los resultados muestra que los bajos valores de I_p son un buen indicador de zonas con valores altos de TOC y Φ_iT .
- ❖ Se empleó la I_p como tendencia para poblar las grillas de Φ_iT y TOC.
- ❖ Al utilizar en el modelado como variable secundaria a la I_p se saca provecho de su información y el modelado de propiedades no es algo exclusivamente dependiente de los métodos geoestadísticos.
- ❖ A partir de la relación lineal obtenida en los *crossplots* y la distribución areal de las propiedades petrofísicas se podría inferir que el intervalo Cocina es considerado en toda la superficie del bloque, en cambio la mejor zona del Orgánico medio y Orgánico superior se ubica al norte del bloque.
- ❖ Además del cálculo volumétrico, con la utilización de la I_p se consigue navegar en zonas con altos valores de TOC y Φ_iT lo que permite visualizar un plan de desarrollo eficiente.
- ❖ Se estimó un volumen de gas original *in situ* con grillas de Φ_iT , TOC y Sw. Se realizó un control de calidad entre los mismos, comparándolos con un cálculo con fórmula de GOIS y el cálculo del modelo estático preexistente.
- ❖ El modelado desarrollado en este proyecto es un modelo estático, paso previo a la creación de un modelo dinámico el cual permite realizar simulación de producción de los pozos diseñados basados en las ubicaciones realizadas.
- ❖ A pesar de la escasez de datos, se logró obtener un modelo estático sólido para la estimación del volumen de Porosidad, Carbono Orgánico Total y Saturación de Agua.
- ❖ Para la obtención de un mejor análisis, desarrollo y precisión del presente trabajo, se sugiere el uso de registros de pozo de bloques aledaños o la utilización de información de nuevos pozos verticales distribuidos en las zonas con mayor incertidumbre.
- ❖ El presente modelo estático se podría enriquecer con la inclusión de un análisis de las propiedades geomecánicas de los diferentes niveles a navegar, y así, lograr una optimización de las futuras perforaciones y de la producción en el área.

BIBLIOGRAFÍA

Aguirre Urreta, M.B. y Rawson, P.F. 1999. Stratigraphic position of Valanginites, Lissonia and Acantholissonia in the Lower Valanginian (Lower Cretaceous) sequence of the Neuquén Basin, Argentina. In: Olóriz, F. y Rodríguez Tovar, F.J. (eds.), *Advancing research on living and fossil cephalopods*, Plenum Press, 521-529, New York.

Arregui, C., Carbone, O. y Leanza, H.A. 2011a. Contexto tectosedimentario. En: Leanza, H.A., Arregui, C., Carbone, O., Danieli, J.C., Vallés J.M. (eds.) *Geología y recursos naturales de la provincia de Neuquén*. Asociación Geológica Argentina, 29-36, Neuquén.

Arregui, C., Carbone, O. y Martínez, R. 2011b. El Grupo Cuyo (Jurásico Temprano-Medio) en la cuenca neuquina. *Relatorio del 18° Congreso Geológico Argentino*, Pág. 77-89, Neuquén.

Arregui, C., Carbone, O. y Sattler, F. 2011c. El Grupo Lotena (Jurásico Medio-Tardío) en la cuenca neuquina. *Relatorio del 18° Congreso Geológico Argentino*, Pág. 91-98, Neuquén.

Asquith, G. and Gibson, C. 1982. *Basic Well Log Analysis for Geologists*. AAPG Publications, 216 p., Tulsa, OK

Barclay, F., Bruun, A., Resmussen, K. B., Alfaro, J. C., Cooke, D., Salter, D., Godfrey, R., Lowden, D., McHugo, S., Ozdemir, H., Pickering, S., Pineda, F. G., Hawanger, J., Volterrani, S., Murineddu, A., Rasmussen, A. y Roberts, R. 2008. Inversión sísmica: Lectura entre líneas. *Oilfield Review* 20 (1), 44-66.

Bidner, M.S. 2010. *Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo*. Universidad de Buenos Aires, 242 p., Buenos Aires.

Cannon, S. 2015. *Petrophysics: A Practical Guide*. John Wiley & Sons Incorporated, 250 p., New York.

Carbone, O., Franzese, J., Limeres, M. Delpino, D. y Martínez, R. 2011. El Ciclo Precuyano (Triásico Tardío – Jurásico Temprano) en la cuenca neuquina. *Relatorio del 18° Congreso Geológico Argentino*, Pág. 63-76, Neuquén.

Catuneanu, O., Abreu, V., Bhattacharya, J. P., Blum, M. D., Dalrymple, R. W., Eriksson, P. G., Fielding, C. R., Fisher, W. L., Galloway, W. E., Gibling, M. R., Giles, K. A., Holbrook, J. M., Jordan, R., Kendall, C. G. St. C., Macurda, B., Martinsen, O. J., Miall, A. D., Neal, J. E., Nummedal, D., Pomar, L., Posamentier, H. W., Pratt, B. R., Sarg, J. F., Shanley, K. W., Steel, R. J., Strasser, A., Tucker, M. E. and Winker, C. 2009. Towards the standardization of sequence stratigraphy. *Earth-Science Reviews* v 92:1-2 pp1- 33.

Conolly, P. 1999. Elastic Impedance. *The Leading Edge* 18. Pp., 438-452, Tulsa.

Cristallini, E., Tomezzoli, R., Pando, G., Gazzera, C., Martínez, J.M., Quiroga, J., Buhler, M., Bechis, F., Barredo, S. y Zambrano, O. 2009. Controles precuyanos en la estructura de la cuenca neuquina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 65: 248-264.

Curcio, A. 2013. *Valor de la información en reservorios no convencionales*. Tesis de especialización en Producción de Petróleo y Gas. Instituto Tecnológico de Buenos Aires (inérita), 38 p, Buenos Aires.

Daly, C., Quental, S. y Novak, D. 2010. A faster, more accurate Gaussian simulation. In: *proceedings of the geocanada conference*, Calgary, AB, Canada (pp 10–14).

Dellapé, D.A., Mombrú, C., Pando, G.A., Riccardi, A.C., Uliana, M.A. y Westermann,

G. E. G. 1978. Edad y correlación de la Formación Tábanos en Chacay Melehue y otras localidades de Neuquén y Mendoza. Con consideraciones sobre la distribución y significado de las sedimentitas Lotenianas. *Obra Centenario Museo de La Plata, Paleontología* 5: 81-105.

Dewan, J.T. 1983. *Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation*. PennWell Publishing Company, 361 p., Tulsa, OK.

Digregorio, R.E., Gulisano, C.A., Gutiérrez Pleimling, A.R. y Minitti, S.A. 1984. Esquema de la evolución geodinámica de la Cuenca Neuquina y sus implicancias paleogeográficas. En 9° Congreso Geológico Argentino, Actas, S C. II: 147-162. San Carlos de Bariloche.

Domínguez, R.F., Paulin, S., Continanzia, M.J., Askenazi, A.D. y Seoane, F.N. 2014. Estratigrafía del intervalo Vaca Muerta – Quintuco en el sector central de la cuenca neuquina. 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Actas CD, Mendoza.

EITI Argentina 2022.

https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/tercer_informe_eiti_dic_22.pdf

Energía de mi país 2023. https://energiasdemipais.educ.ar/edmp_recurso/mapa-de-cuencas-sedimentarias/

Folguera, A., Bottesi, G., Zapata, T.R. and Ramos, V.A. 2008. Crustal collapse in the Andean back-arc since 2 Ma: Tremen volcanic plateau, Southern Central Andes (36°40'-37°30'S). *Tectonophysics* 459: 140-160.

Franzese, J.R. and Spalletti, L.A. 2001. Late Triassic-early Jurassic continental extension in southwestern Gondwana: tectonic segmentation and pre-break-up rifting. *Journal of South American Earth Sciences* 14: 257- 270.

Gómez Omil, R., Schmithalter, J., Cangini, A., Albariño, L. y Corsi, A. 2002. El Grupo Cuyo en la Dorsal de Huincul, consideraciones estratigráficas, tectónicas y petroleras. Cuenca neuquina. 5° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas en CD, Mar del Plata.

González, G., Desjardins, P., Vallejo, M.D., González Tomassini., F., Kietzmann, D., Gómez Rivarola, L., Marchal, D., Domínguez, R.F. y Fantín, M. 2016. Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta. Instituto Argentino del Petróleo y el Gas. Asociación Geológica Argentina, 252 pp., Buenos Aires.

Guler, M.V., Lazo, D.G., Pazos, P.J., Borel, C.M., Ottone, E.G., Tyson, R.V., Cesaretti, N. and Aguirre Urreta, M.B. 2013. Palynofacies analysis and palynology of the Agua de la Mula Member (Agridio Formation) in a sequence stratigraphy framework, Lower Cretaceous, Neuquén Basin, Argentina. *Cretaceous Research* 41: 65-81.

Gulisano, C.A. 1981. El Ciclo Cuyano en el norte del Neuquén y sur de Mendoza. 8° Congreso Geológico Argentino, Actas 3: 579-592, Buenos Aires.

Herrero Ducloux, A. 1947. Los depósitos terrestres del Cretácico medio y superior del Neuquén y sur de Mendoza. *Boletín de Informaciones Petroleras* 24(271): 171-178. Buenos Aires.

Howell, J.A., Schwarz, E., Spalletti, L.A. y Veiga, G.D. 2005. The Neuquén Basin: an overview. In: Veiga, G.D., Spalletti, L.A., Howell, J.A. and Schwarz, E. (eds.), *The Neuquén Basin, Argentina: a case study in sequence stratigraphy and basin dynamics*.

Geological Society of London, Special Publication 252, 1-14, London.

Iñigo, J.F.P., Vargas, R., Novara, E., Pereira, D.M. y Schwarz, E. 2018. La Formación Loma Montosa en el borde nororiental de la cuenca neuquina: Análisis secuencial, caracterización paleoambiental y prospektividad remanente. 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas CD, Mendoza.

Kearey, P., Brooks, M. and Hill, I., 2002. An Introduction to Geophysical Exploration. Third Edition. Blackwell Science Ltd., 281 p., Oxford.

Kietzmann, D. A., Palma, R. M. and Riccardi, A. C., 2014. Sedimentology and sequence stratigraphy of a Tithonian–Valanginian carbonate ramp (Vaca Muerta Formation): A misunderstood exceptional source rock in the Southern Mendoza area of the Neuquén Basin, Argentina. *Sedimentary geology* vol.302: 64-86.

Lazo, D.G., Cichowolski, M., Débora, L. R. and Aguirre Urreta, M. B. 2005. Lithofacies, Palaeology and Palaeoenvironments of the Agrio Formation, Lower Cretaceous of the Neuquén Basin, Argentina. In: Veiga, G., Spalletti, L., Schwarz, E., y Howell, J. (eds.), *The Neuquén Basin: A case study in sequence stratigraphy and basin dynamics*: Geological Society of London, Special Publication 252, 295-315, London.

Lazo, D.G., Concheyro, A., Ottone, E.G., Guler, M.V. y Aguirre Urreta, M.B. 2009. Bioestratigrafía integrada de la Formación Agrio en su localidad tipo, Cretácico Temprano de la Cuenca neuquina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 65: 322-341.

Leanza, H. A., Marchese, H. G. y Riggi, J.C., 1977. Estratigrafía del Grupo Mendoza con especial referencia a la Formación Vaca Muerta entre los Paralelos 35° y 40° l.s. Cuenca neuquina-Mendocina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 32, 190–208.

Leanza, H. A. y Hugo, C.A. 1978. Sucesión de ammonites y edad de la Formación Vaca Muerta y sincrónicas entre los paralelos 35° y 40° l.s. Cuenca neuquina-Mendocina. *Revista Asociación Geológica Argentina* 32: 248-264.

Leanza H.A., 1981. The Jurassic-Cretaceous boundary beds in West Central Argentina and their ammonite zones. – *Neues Jahrbuch für Geologie und Paläontologie, Abhandlungen* 161: 62-92.

Leanza, H. A. 1992. Estratigrafía del Paleozoico y Mesozoico anterior a los Movimientos Intermálmicos en la comarca del Cerro Chachil, provincia del Neuquén, Argentina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 45: 272-299.

Leanza, H. A., Hugo, C.A., Repol, D., Gonzalez, R. y Danieli, J.C. 2001. Hoja Geológica 3969-I Zapala, Provincia del Neuquén. Servicio Geológico Minero Argentino, Instituto de Geología y Recursos Minerales, Boletín 275, 128p., Buenos Aires.

Leanza, H. A. 2003. Las Sedimentitas Huitrinianas y Rayosianas (Cretácico Inferior) en el ámbito central y meridional de la cuenca neuquina, Argentina. Servicio Geológico Minero Argentino, Serie Contribuciones Técnicas, Geología 2: 1-31. Buenos Aires.

Leanza, H. A., Llambías, E.J. y Carbone, O. 2005. Unidades estratigráficas limitadas por discordancias en los depocentros de la cordillera del Viento y la sierra de Chacaicó durante los inicios de la cuenca neuquina. 5° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, Versión CD ROM, Mar del Plata.

Leanza, H. A., Sattler, F. Martínez, R. y Carbone, O. 2011. La Formación Vaca Muerta y equivalentes (Jurásico Tardío-Cretácico Temprano) en la cuenca neuquina. Relatorio

del 18° Congreso Geológico Argentino, Pág.113-129, Neuquén.

Legarreta L. 1985. Análisis estratigráfico de la Formación Huitrín (Cretácico Inferior), provincia de Mendoza. Tesis Doctoral, Universidad de Buenos Aires (Inédita), 247 p., Buenos Aires.

Legarreta, L. and Uliana, M.A. 1991. Jurassic-Cretaceous Marine Oscillations and Geometry of Back Arc Basin, Central Argentina Andes. In McDonald, D.I.M. (ed.), Sea level changes at active plate margins: Process and product. IAS Special Publication 12, p. 429-450, Oxford.

Legarreta, L. Villar, H.J., Laffitte, G.A., Cruz, C.E. y Vergani, G. 2005. Cuenca neuquina: Balance de masa enfocado a la evaluación del potencial exploratorio de los distritos productivos y de las zonas no productivas. 6° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. 19 p. Mar del Plata.

Legarreta, L. and Villar, H.J., 2012, The Vaca Muerta Formation (Late Jurassic- Early Cretaceous), Neuquén Basin, Argentina: Sequences, Facies and Source Rock Characteristics. Unconventional Resources Technology Conference, URTEC:2170906.

Luna Osorio, J. S. y Delgado Blanco, L. A. 2012. Potencial hidrocarburífero de las formaciones del grupo Calcáreo basal en el municipio de Villanueva, departamento de Santander, Colombia. Tesis de Grado. Universidad Integral de Santander, Colombia (Inédita), 164 p, Colombia.

Macellari, C.E. 1988. Cretaceous paleogeography and depositional cycles of western South America. Journal of South American Earth Sciences 1: 373-418.

McCarthy, K., Rojas, K., Niemann, M., Palmowski, D., Peters, K. y Stankiewicz, A. 2011. La Geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. Oilfield Review 23 (2). 36-47.

Méndez, V., Zappettini, E. y Zanettini, J.C. 1995. Geología y metalogénesis del Orógeno Andino Central, República Argentina. Anales de la Secretaría de Minería 23: 1-190, Buenos Aires.

Mitchum, R. and Uliana, M. 1985. Seismic stratigraphy of carbonate depositional sequences. Upper Jurassic / Lower Cretaceous. Neuquén Basin, Argentina. In: Berg B., Woolverton, D. (eds.). Seismic stratigraphy, II: An integrated approach to hydrocarbon analysis. Memoria AAPG. Volumen 39, Pp 255-274, Tulsa.

Mosquera, A. and Ramos, V.A. 2006. Intraplate deformation in the Neuquén Embayment. In: Kay, S.M., Ramos, V.A (eds.), Evolution of an Andean Margin: a Tectonic and Magmatic View from the Andes to the Neuquén Basin (35° - 39°S Lat). Geological Society of America, 97-125, Special Paper 407, London.

Muravchik, M., Bilmes, A., D'Elia L., and Franzese, J.R. 2014. Alluvial fan deposition along a rift depocentre border from the Neuquén Basin, Argentina. Sedimentary Geology 301: 70-89.

Naipauer, M., Tunik, M., Marques, J.C., Rojas Vera, E.A., Vujovich, G.I., Pimentel, M.M. and Ramos, V.A. 2014. U-Pb detrital zircon ages of Upper Jurassic continental successions: implications for the provenance and absolute age of the Jurassic-Cretaceous boundary in the Neuquén Basin. Geological Society, Special Publication 399: 131-154.

Olea, G., Suárez, M. y Valenzuela, M. 2011. El Miembro La Tosca de la Formación Huitrín (Cretácico Temprano). Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino, Pág.

199-203, Neuquén.

Otharán, G. 2020. Sedimentología y análisis de facies de la Formación Vaca Muerta, cuenca neuquina. Rol de los flujos de fango en la depositación de espesas sucesiones de lutitas. Tesis doctoral. Universidad Nacional del Sur (inérita), 439 p, Bahía Blanca.

Passey, Q., Creaney, S., Kulla, J., Moretti, F. and Stroud, J. 1990. A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. Volumen 74, Nro. 12, Pp 1777-1791.

Pleimling Gutiérrez, A., Olea, G., Suárez, M. y Valenzuela, M. 2011. El Miembro Chorreado de la Formación Huitrín (Cretácico Temprano). Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino, Pág. 175-180, Neuquén.

Ramos, V.A. 1999. Plate tectonic setting of the Andean Cordillera. Episodes 22(3): 183-190.

Reijenstein, H. M., Posamentier, H.W., Bande, A., Lozano, F.A., Domínguez, R.F., Wilson, R., Catuneanu, O. and Galeazzi, S. 2020. Seismic geomorphology, depositional elements, and clinoform sedimentary processes: Impact on unconventional reservoir prediction, *in* Daniel Minisini, Manuel Fantín, Iván Lanusse, and Héctor Leanza, (eds.), Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina: AAPG Memoir 121, p. 237–266.

Rodriguez, M. 2011. El Grupo Malargüe (Cretácico Tardío-Paleógeno Temprano) en la Cuenca neuquina. Relatorio del 18° Congreso Geológico Argentino, Pág. 245-264, Neuquén.

Roth, R., Coppo, R., Sánchez, M. y Merchán Jaimes, V. 2020. Base de Diseño de Playbook caracterización G&G, petrofísica y geomecánica. Trabajo Interno YPF SA (inédito). 85 p., Neuquén.

Roth, R., Manceda, R., Merchán Jaimes, V., Rossi, J. y Espíndola, B. 2022. Análisis de la evolución del lineamiento estructural de Loma La Lata Oeste – El Cordón – Lindero Atravesado a partir de nuevos datos sísmicos para la Formación Vaca Muerta. 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Pág. 179-198, Mendoza.

Sánchez, N., Coutand, I., Turienzo, M., Lebinson, F., Araujo, V. and Dimieri, L. 2018. Tectonic Evolution of the Chos Malal Fold-and-Thrust Belt (Neuquén Basin, Argentina) From (UTh)/He and Fission Track Thermochronometry. Tectonics 37: 1907-1929.

Schwarz, E., Spalletti, L. y Veiga, G. 2011. La Formación Mulichinco (Cretácico Temprano) en la Cuenca neuquina. Relatorio del 18° Congreso Geológico Argentino, Pág. 131-144, Neuquén.

Silvestro, J. y Zubiri, M., 2008. Convergencia oblicua: Modelo estructural alternativo para la Dorsal Neuquina (39°S) - Neuquén. Revista de la Asociación Geológica Argentina, v. 63, no. 1, p. 49-64.

Spalletti, L., Arregui, C. y Veiga, G. 2011a. La Formación Tordillo y equivalentes (Jurásico Tardío) en la Cuenca neuquina. Relatorio del 18° Congreso Geológico Argentino, Pág. 99-111, Neuquén.

Spalletti, L., Veiga, G. y Schwarz, E. 2011b. La Formación Agrio (Cretácico Temprano) en la Cuenca neuquina. Relatorio del 18° Congreso Geológico Argentino, Pág. 145-160, Neuquén.

- Stinco, L. 2001. Introducción a la caracterización de reservorios de hidrocarburos. Empleo de técnicas de subsuelo en la evaluación de formaciones. Asociación Geológica Argentina. Serie “B” (Didáctica y Complementaria) N° 25. ISSN 0328-2759. 128 pp.
- Stipanivic, P.N. 1966. El Jurásico en Vega de La Veranada (Neuquén), el Oxfordense y el diastrofismo Divesiano (Agassiz-Yaila) en Argentina. Revista Asociación Geológica Argentina 20:403-478.
- Stipanivic, P., Rodrigo, F., Baulies, O. y Martinez, C. 1968. Las formaciones precenonianas en el denominado Macizo Nordpatgónico. Revista de la Asociación Geológica Argentina 23:67- 68.
- Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de Neuquén 2023. <http://hidrocarburos.energianeiquen.gov.ar/mapa>
- Tarek, A. 2002. Reservoir Engineering Handbook. 2nd Edition. Gulf Professional Publishing, 1211 p., Oxford.
- Tiab, D. and Donaldson, E.C. 2004. Petrophysics : theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2nd Edition. Gulf Professional Publishing, 926 p., Oxford.
- Tunik, M., Folguera, A., Naipauer, M., Pimentel, M. and Ramos, V.A. 2010. Early uplift and orogenic deformation in the Neuquén Basin: Constraints on the Andean uplift from U–Pb and Hf isotopic data of detrital zircons. Tectonophysics 489: 258-273.
- Uliana, M. A., Dellape, D. A. y Pando, G. A., 1977. Análisis estratigráfico y evaluación del potencial petrolífero de las Formaciones Mulichinco, Chachao y Agrio, Cretácico Inferior de las Provincias de Neuquén y Mendoza. Petrotecnia 1–2, 41–46.
- Veiga, G., Spalletti, L. y Schwarz, E. 2011a. El Miembro Avilé de la Formación Agrio (Cretácico Temprano) en la Cuenca neuquina. Relatorio del 18° Congreso Geológico Argentino, Pág. 161-173, Neuquén.
- Veiga, G. y Vergani, G. 2011b. El Miembro Troncoso Inferior de la Formación Huitrín (Cretácico Temprano). Relatorio del 18° Congreso Geológico Argentino, Pág. 181-188, Neuquén.
- Veiga, G.D., Schwarz, E. and Spalletti, L.A. 2013. Anatomy and sequence architecture of the early post-rift in the Neuquén Basin (Argentina): a response to physiography and relative sea level changes. Journal of Sedimentary Research 83: 746-765.
- Vergani, G.D., Tankard, A.J., Belotti, H.J. and Weisink, H.J. 1995. Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina. In: Tankard, A.J., Suárez Soruco, R. y Welsink, H.J.(eds.), Petroleum Basins of South America. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 62: 383-402, Tulsa.
- Vittore, F., Licitra, D., Quiroga, J. y Hernández, C. 2018. Geología y desarrollo de la Formación Vaca Muerta en el yacimiento Loma Campana, Cuenca neuquina. Revista de la Asociación Geológica Argentina 75: 253-257.
- Weaver, C., 1931. Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of West Central Argentine. Memoir, University of Washington, 469 pp.
- Yilmaz Öz, 2001. Seismic Data Analysis: Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data. Volume II. Society of Exploration Geophysicists, 2065 p, Tulsa, OK.
- Zavala, C., Maretto, H. y Arcuri, M. 2002. Las facies clásticas de la Formación Lotena

(Jurásico Medio) en las áreas de Loncopué y Loma La Lata. Cuenca neuquina, Argentina. 5° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. IAPG. Actas en CD. Mar del Plata.

Zavala, C. y Ponce, J. 2011. La Formación Rayoso (Cretácico Temprano) en la cuenca neuquina. Relatorio del 18° Congreso Geológico Argentino, Pág. 205-222, Neuquén.

Zoeppritz, K. 1919. VII b- On reflection and transmission of seismic waves by surfaces of discontinuity. Mathematisch-physikalische Klasse, 66–84, Germany.

ANEXOS

Crossplots

Orgánico Inferior

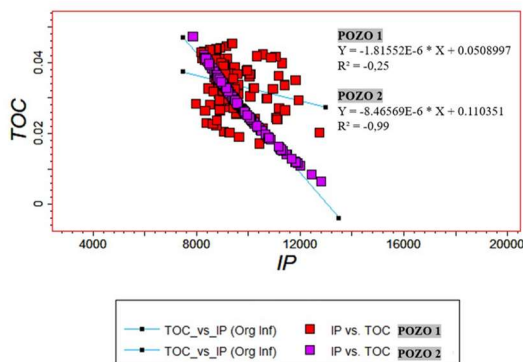


Figura 56: Relación entre la impedancia acústica (Ip) vs. carbono orgánico total (TOC) en los pozos 1 y 2 en el nivel Orgánico inferior.

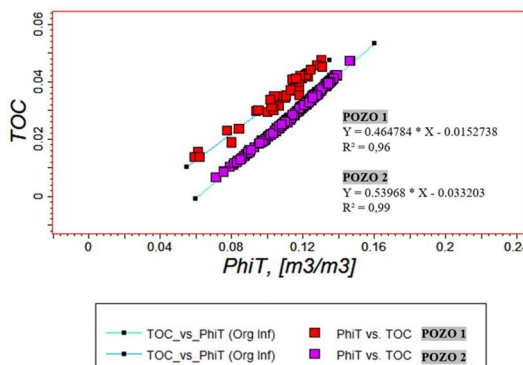


Figura 57: Relación entre la porosidad total (PhiT) vs. carbono orgánico total (TOC) en los pozos 1 y 2 en el nivel Orgánico inferior.

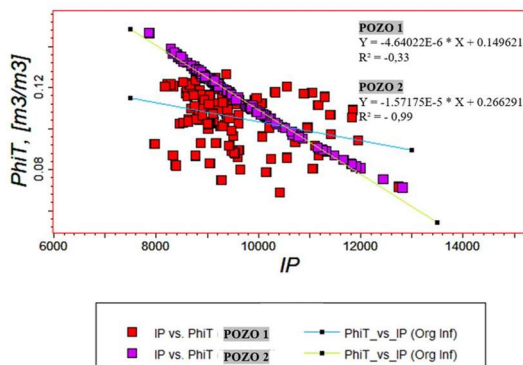


Figura 58: Relación entre la impedancia acústica (Ip) vs. porosidad total (PhiT) en los pozos 1 y 2 en el nivel Orgánico inferior.

Orgánico Medio

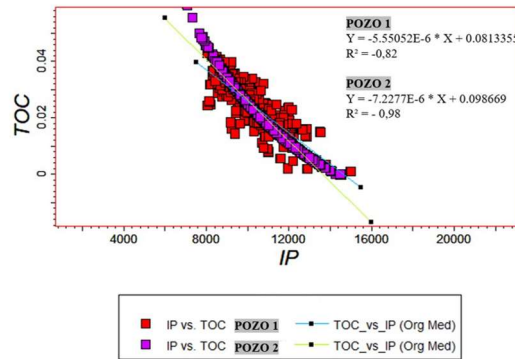


Figura 59: Relación entre la impedancia acústica (Ip) vs. carbono orgánico total (TOC) en los pozos 1 y 2 en el nivel Orgánico medio.

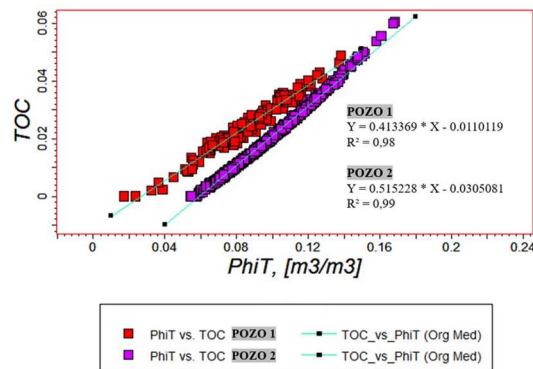


Figura 60: Relación entre la porosidad total (PhiT) vs. carbono orgánico total (TOC) en los pozos 1 y 2 en el nivel Orgánico medio.

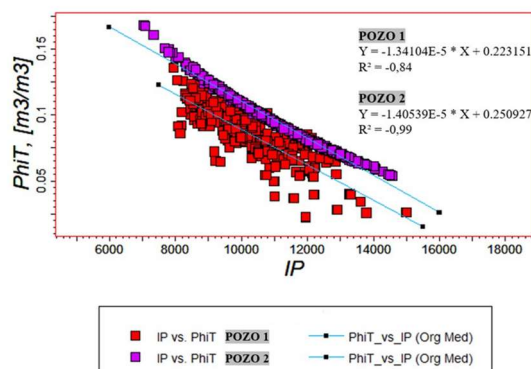


Figura 61: Relación entre la impedancia acústica (Ip) vs. porosidad total (PhiT) en los pozos 1 y 2 en el nivel Orgánico medio.

Orgánico Superior

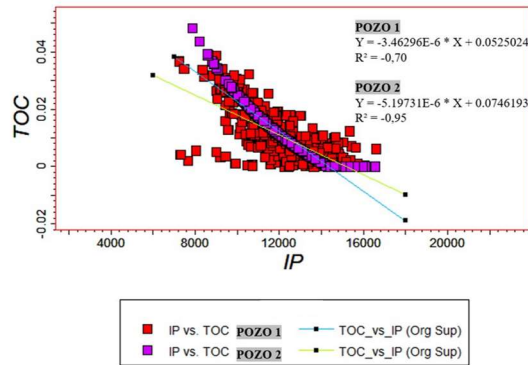


Figura 62: Relación entre la impedancia acústica (Ip) vs. carbono orgánico total (TOC) en los pozos 1 y 2 en el nivel Orgánico superior.

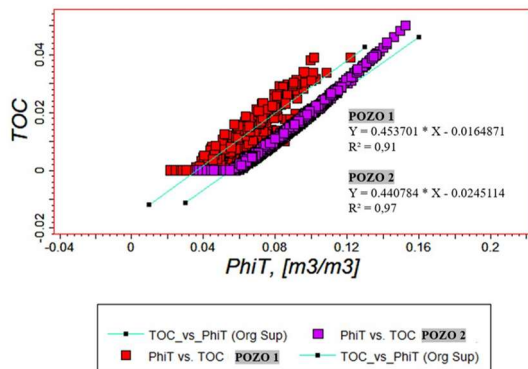


Figura 63: Relación entre la porosidad total (PhiT) vs. carbono orgánico total (TOC) en los pozos 1 y 2 en el nivel Orgánico superior.

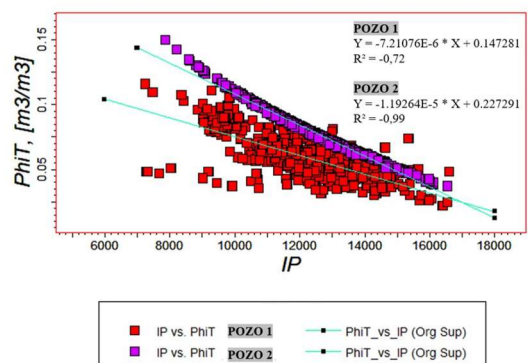


Figura 64: Relación entre la impedancia acústica (Ip) vs. porosidad total (PhiT) en los pozos 1 y 2 en el nivel Orgánico superior.

Mapas y cubos como resultado del poblado propiedades petrofísicas

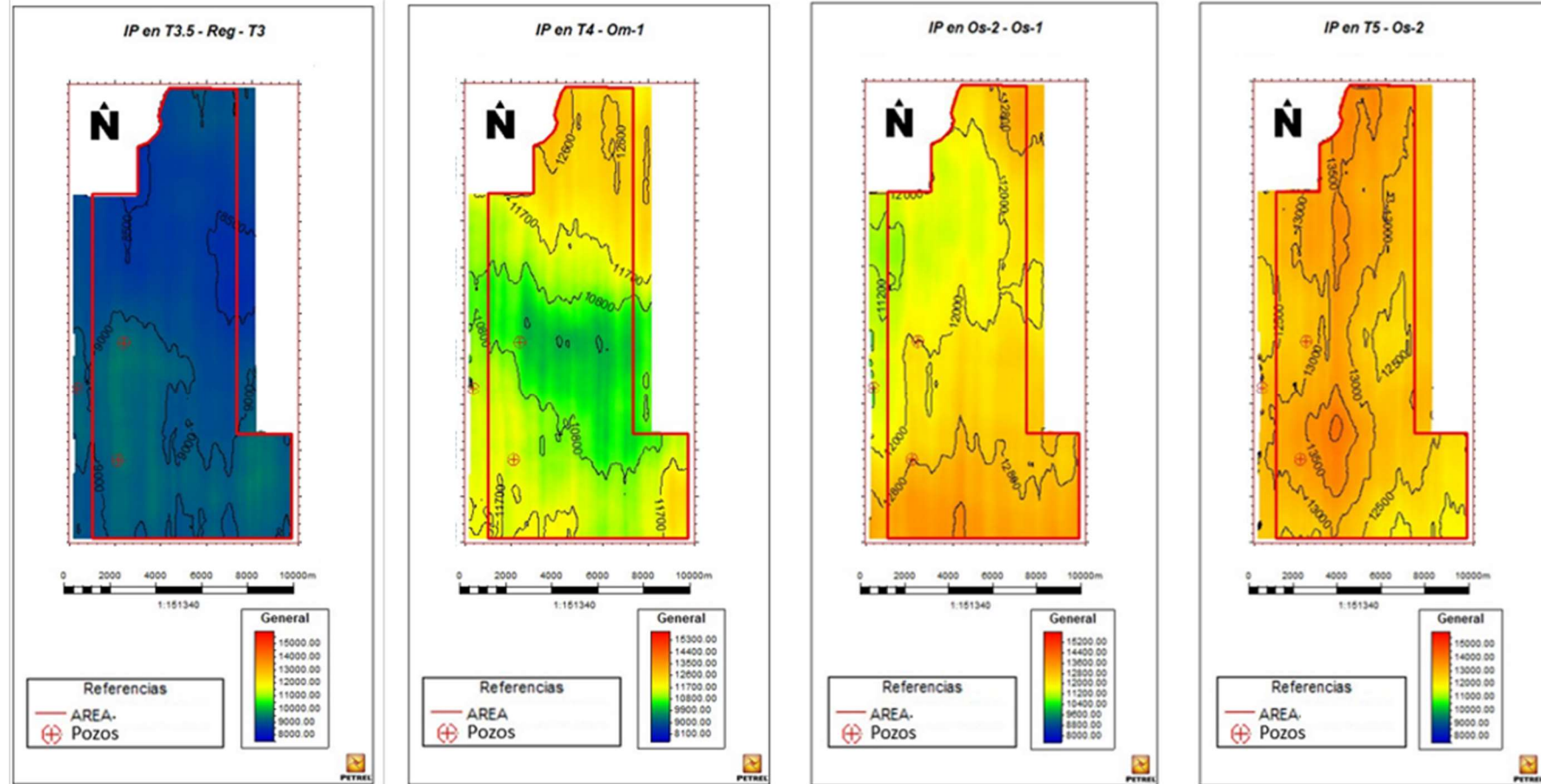


Figura 65: Mapas de impedancias acústicas correspondientes a las zonas interpretadas en la Formación Vaca Muerta.

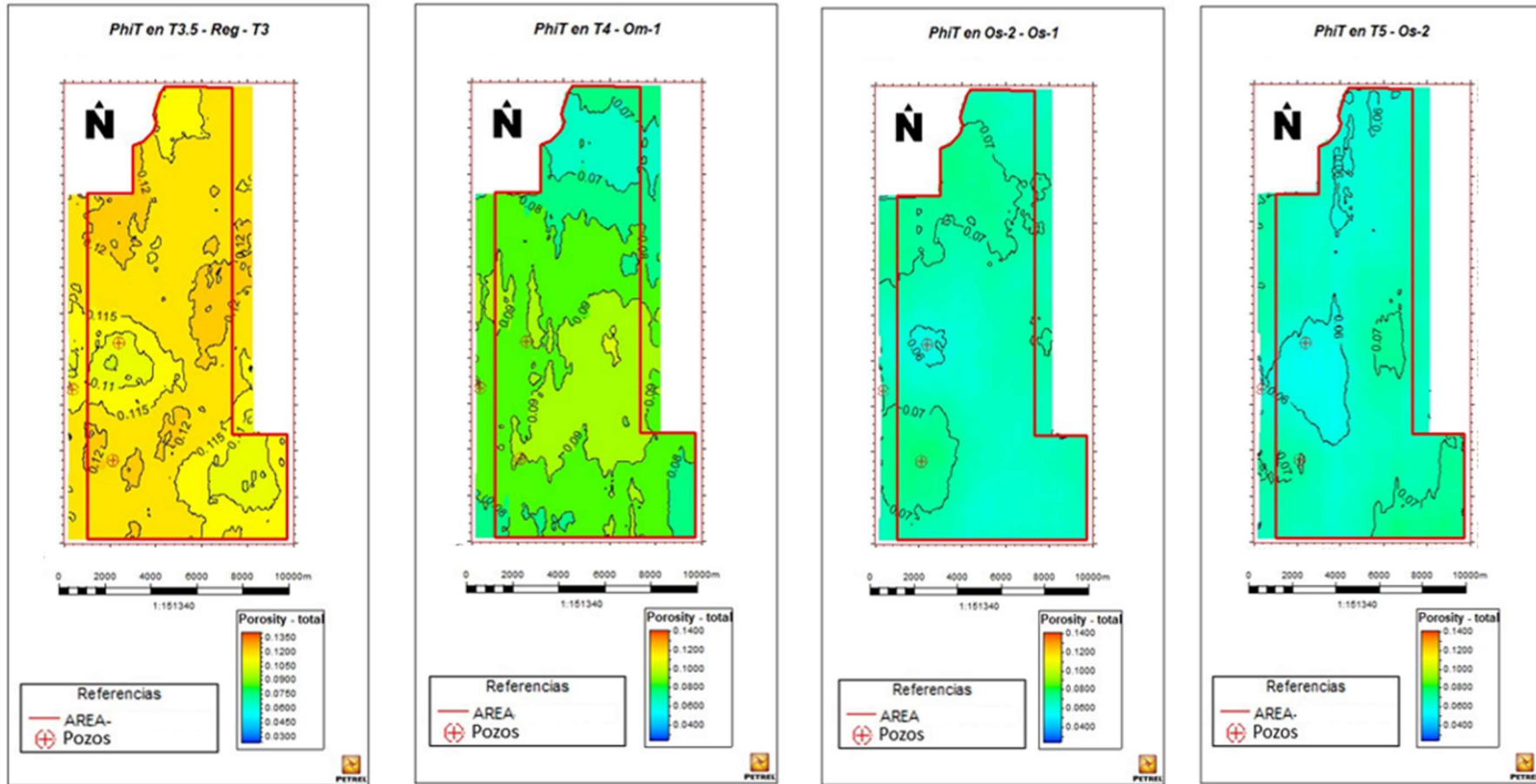


Figura 66: Mapas de porosidad total (PhiT) correspondientes a las zonas interpretadas en la Formación Vaca Muerta.

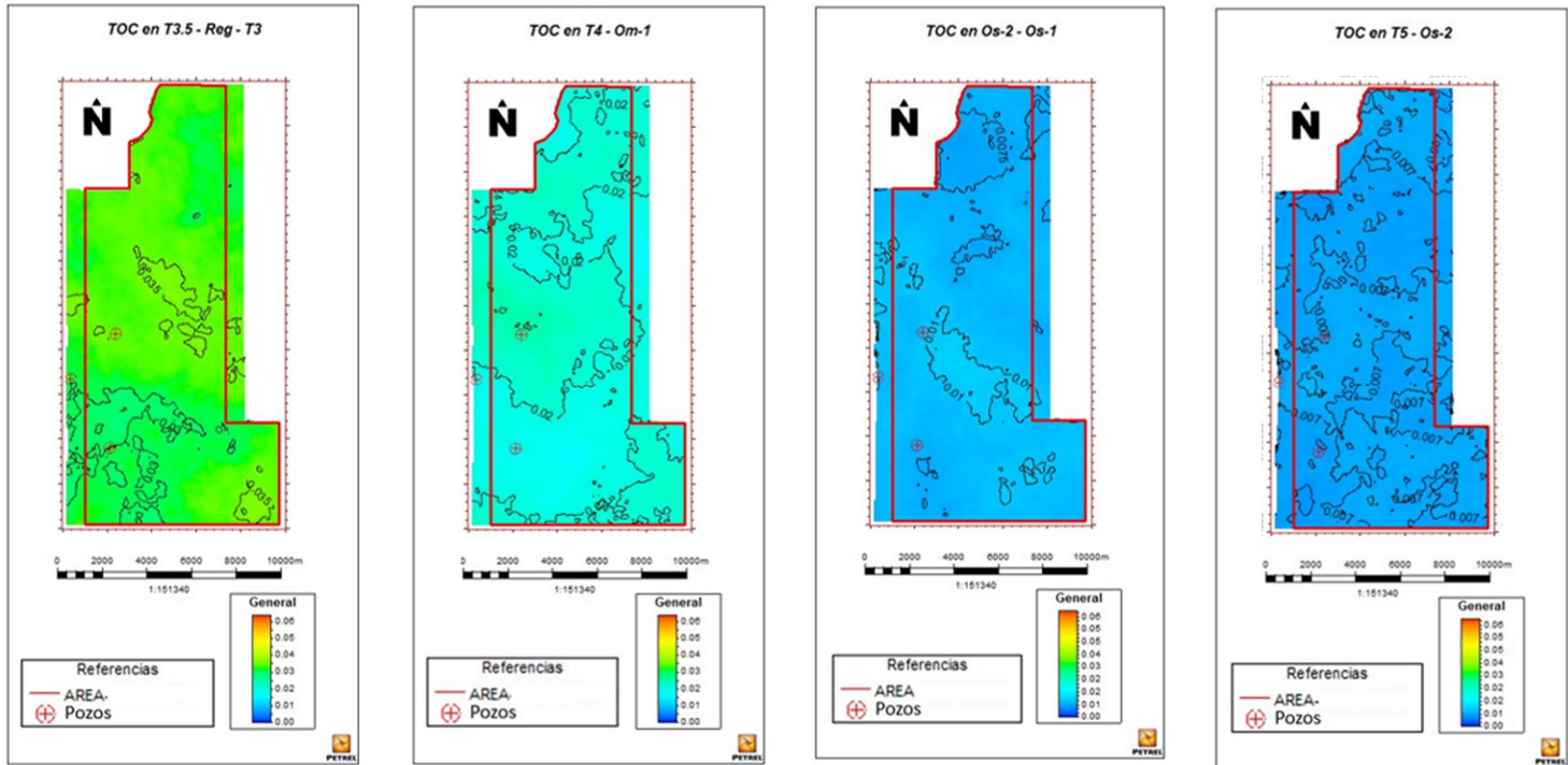
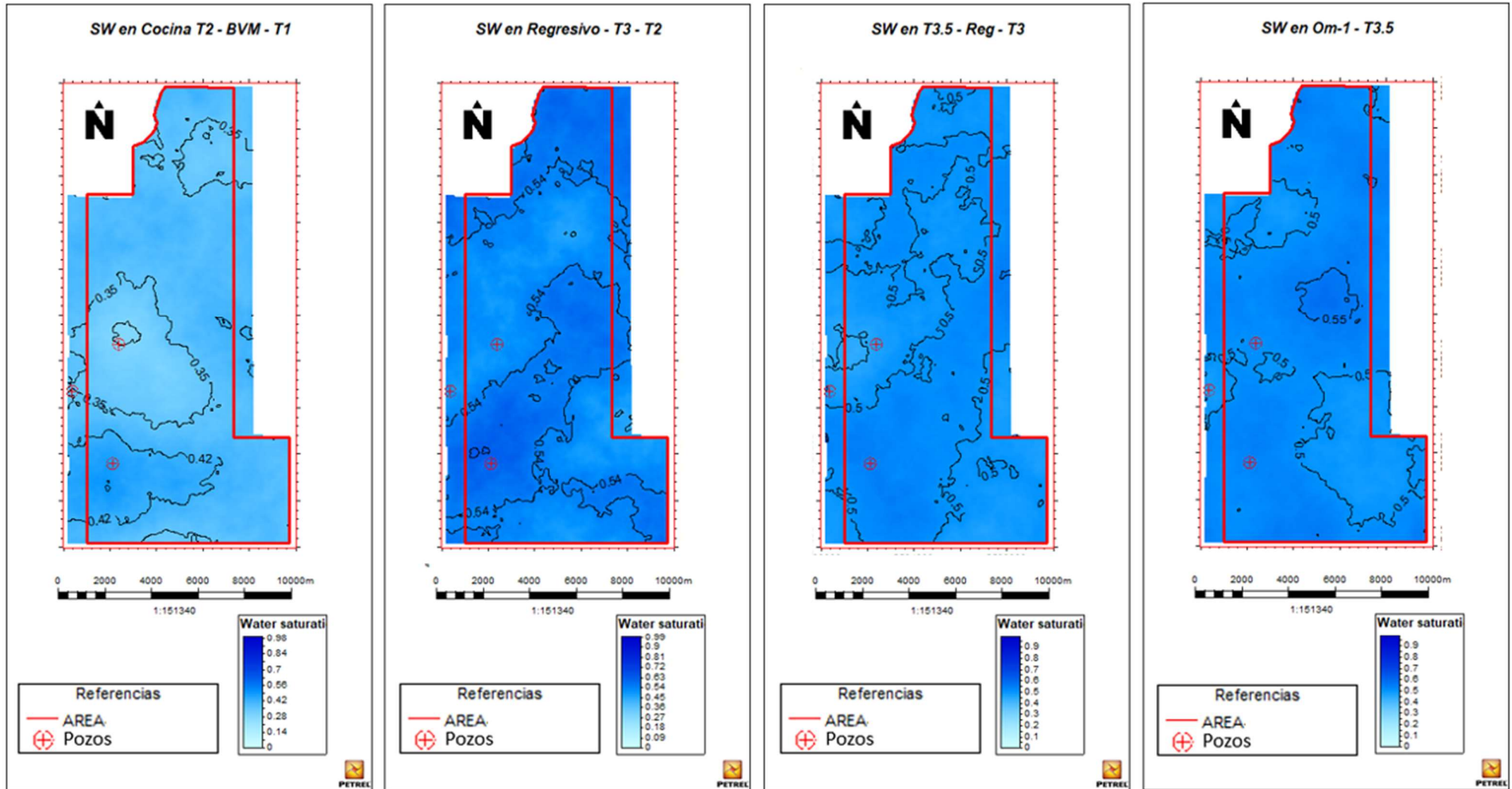


Figura 67: Mapas de carbono orgánico total (TOC) correspondientes a las zonas interpretadas en la Formación Vaca Muerta.



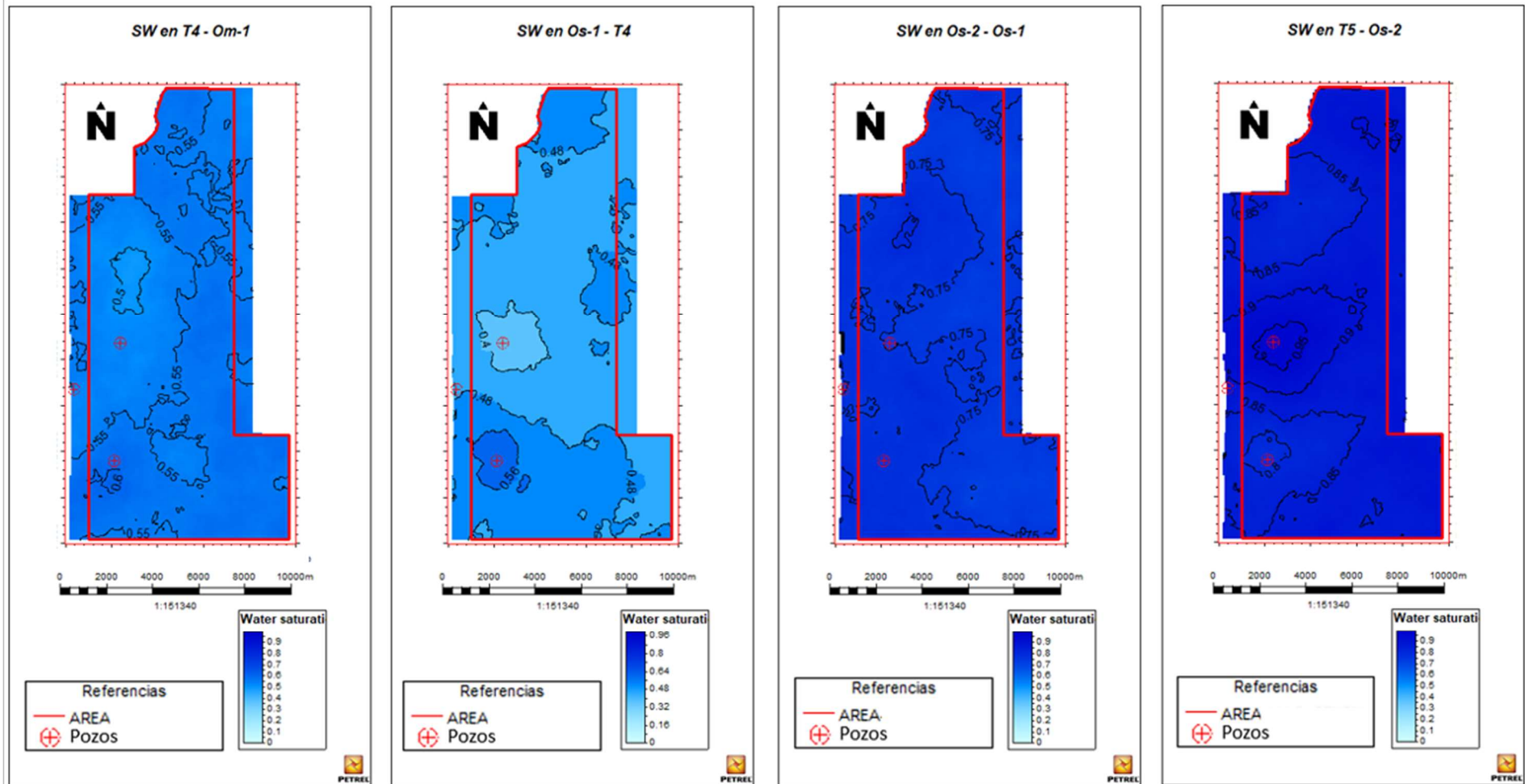


Figura 68: Mapas de saturación de agua (Sw) correspondientes a las zonas interpretadas en la Formación Vaca Muerta.

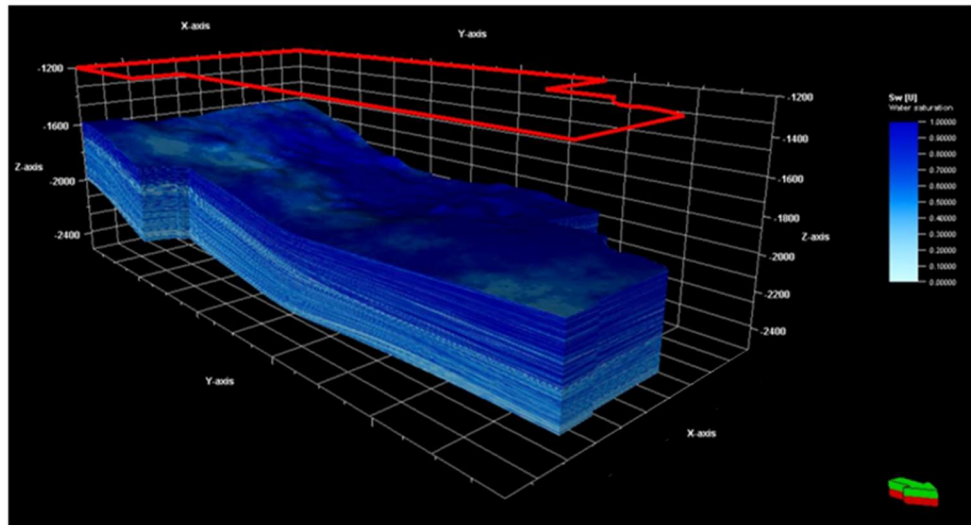


Figura 69: Cubo 3D de saturación de agua (S_w).