



Trabajo Final de Licenciatura en Geología

MODELO ESTÁTICO DE LA FORMACIÓN LAJAS (JURÁSICO MEDIO) EN EL YACIMIENTO AGUADA TOLEDO – SIERRA BARROSA, PROVINCIA DE NEUQUÉN, ARGENTINA.

Alumno: Diego Omar Mussi Saluj

mussii2495@gmail.com

Director: Horacio Eduardo Casado

horacio.casado@ypf.com

Co- director: Aldo Omar Montagna

aldo.montagna@ypf.com

ÍNDICE

1.	RESUMEN	3
2.	ABSTRACT	3
3.	INTRODUCCIÓN	4
4.	OBJETIVOS	5
	4.1 Generales.....	5
	4.2 Específicos	5
5.	MARCO GEOLÓGICO	5
	5.1 Marco Estructural.....	5
	5.2 Basamento Económico de la Cuenca Neuquina	7
	5.3 Marco Estratigráfico de la Cuenca Neuquina.....	9
	5.3.1 Ciclo Precuyano (Gulisano, 1981)	10
	5.3.2 Grupo Cuyo (Dellapé et al., 1978)	11
	5.3.3 Grupo Lotena (Leanza, 1992)	12
	5.3.4 Grupo Mendoza (Stipanivic et al., 1968)	13
	5.3.5 Grupo Bajada del Agrio (Méndez et al., 1995)	15
	5.3.6 Grupo Neuquén (Stipanivic et al., 1968).....	15
	5.3.7 Grupo Malargüe (Digregorio y Uliana, 1980)	17
6.	DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO AGUADA TOLEDO - SIERRA BARROSA ...18	
	6.1 Ubicación	18
	6.2 Marco Estructural.....	18
	6.3 Estratigrafía y Ambiente Depositacional.....	19
	6.4 Perfil Tipo	21
7.	MATERIALES Y MÉTODOS	22
	7.1 Confección del Modelo Estático	22
8.	SISTEMA PETROLERO	24
	8.1 Sistema Petrolero del Yacimiento Aguada Toledo – Sierra Barrosa.....	24
9.	DESARROLLO	25
	9.1 Perfiles de Pozo.....	25
	9.1.1 Interpretación Cualitativa de Perfiles	25
	9.1.2 Reconocimiento de los Niveles de Arcilla y Mineralizados	26
	9.2 Descripción del Testigo Corona del Pozo A-07	27
	9.2.1 Perfil Selley.....	31
	9.3 Correlación de Pozos.....	32
	9.4 Evaluación Petrofísica.....	40
	9.4.1 Análisis de datos	40
	9.4.2 Modelo de Arcillosidad.....	42

9.4.3 Modelo de Porosidad Efectiva (PhiE).....	43
9.4.4 Saturación de Agua (S _w).....	45
9.5 Determinación de Espesores Netos	46
9.6 Integración entre la Descripción de Testigo Corona y el Modelo Petrofísico	48
9.6.1 <i>Net to Gross</i> (NTG)	48
9.6.2 Perfil <i>Selley</i> y modelo petrofísico	49
10. MAPAS	50
10.1 Mapas Estructurales	51
10.2 Mapas Isopáquicos	52
10.3 Mapas Net Sand	53
10.3 Mapas Net to Gross	54
10.4 Mapas Net Reservoir	55
10.4 Mapas Saturación de Agua (SW)	56
10.5 Mapas Net Pay	57
11. VOLUMEN DE HIDROCARBUROS <i>IN SITU</i>	58
11.1 Cálculo de NHPV y GOIS	58
12. UBICACIÓN DE POZOS	59
13. SÍNTESIS	60
14. CONCLUSIONES	61
15. BIBLIOGRAFÍA	62

1. RESUMEN

En este trabajo se presenta un modelo estático desarrollado para analizar la Formación Lajas en el yacimiento Aguada Toledo – Sierra Barrosa (ATSB), con el objetivo de caracterizar sus propiedades geológicas e investigar el potencial remanente de hidrocarburos en el reservorio. Estos estudios incluyeron el análisis del ambiente sedimentario, la litología, las características petrofísicas y los espesores de dicha unidad. Se estudiaron 18 pozos, utilizando información de perfiles eléctricos, testigos corona y laterales, además de datos petrofísicos y control geológico. Mediante el proceso de correlación de pozos se dividió la Formación Lajas en doce zonas diferentes, con el propósito de facilitar el reconocimiento de los niveles psamíticos. A partir de la generación del modelo petrofísico, fue posible realizar cálculos precisos de los diferentes espesores, incluyendo los espesores netos de arena (*Net sand*), de reservorio (*Net reservoir*) y útiles (*Net pay*) y estimar el volumen de hidrocarburos presente en el yacimiento.

Como resultado, no solo se ha proporcionado la caracterización estática de la Formación Lajas en el yacimiento ATSB, sino que además se propuso la ubicación de tres nuevas perforaciones que contribuirán a un mejor desarrollo de dicho yacimiento.

2. ABSTRACT

This study presents a static model developed to analyze the Lajas Formation in the Aguada Toledo - Sierra Barrosa (ATSB) field, with the objective of evaluating its geological properties and determining the residual hydrocarbon potential. These studies included the analysis of sedimentary environment, lithology, petrophysical characteristics and thicknesses. Eighteen wells were studied, using information from electrical logs, core and lateral cores, as well as petrophysical data and well logging. Through the well correlation process, the Lajas Formation was segmented into twelve different zones, with the purpose of facilitating the recognition of the psammitic levels. The generation of the petrophysical model allowed to determine precise calculations of the different thicknesses, including Net sand, Net reservoir and Net pay thicknesses, and to estimate the volume of hydrocarbons present in the reservoir.

As a result, this study not only provided a static characterization of the Lajas Formation in the ATSB reservoir but also proposed the location of three new drilling sites that will contribute to a better development of the reservoir.

3. INTRODUCCIÓN

La cuenca Neuquina es la cuenca hidrocarburífera más prolífica de Argentina. Su gran producción condujo a muchas compañías a desarrollar, durante los últimos años, una intensa actividad exploratoria, ampliando el conocimiento que se tenía de la misma. Dentro de la cuenca se ha identificado una gran variedad de sistemas petroleros con diferentes estilos de entrapamientos y con rocas madres generadas tanto en ambientes lacustres (Ciclo Precuyano), como en ambientes marinos, tales como las formaciones Los Molles y Vaca Muerta y los miembros Pilmatué y Agua de la Mula, de la Formación Agrio (Villar et al., 2005). La roca madre del sistema petrolero estudiado en este trabajo, corresponde a la Formación Los Molles, la cual presenta un querógeno de tipo II - III y un contenido de materia orgánica que oscila entre 1 % y 5 % (Legarreta et al., 2012). Debido a que gran parte de dicha unidad alcanzó una alta madurez térmica, el principal hidrocarburo (HC) generado es el gas (Villar et al., 2005), el cual migró desde la Formación Los Molles hasta alojarse en la Formación Lajas, desde donde actualmente es extraído mediante técnicas no convencionales (Legarreta et al., 2012).

Este trabajo se enfoca en la evaluación del reservorio no convencional del tipo *Tight gas*, de la Formación Lajas, en el yacimiento Aguada Toledo - Sierra Barrosa (ATSB) (Neuquén, Argentina). El término *Tight gas* se refiere a las formaciones arenosas productoras de HC que se caracterizan principalmente por presentar valores de permeabilidad inferiores a 0.1 mD y valores de porosidad inferiores al 10 %. Debido a la baja permeabilidad, un pozo en un reservorio no convencional produce una cantidad muy limitada de HC en comparación con un pozo en un reservorio convencional, por lo tanto, para que su extracción sea rentable, se emplean pozos horizontales o multilaterales, junto con tratamientos de estimulación mediante fracturas hidráulicas (Holditch, 2006).

La Formación Lajas en el yacimiento ATSB presenta bajos valores de permeabilidad, importantes espesores útiles y se encuentra en cercanías a su roca madre. Su rasgo estructural principal corresponde a un anticlinal de rumbo este – oeste, el cual está asociado a la Dorsal de Huincul y a una falla inversa de basamento de rumbo este – oeste que limita la estructura en su sector meridional. Además, la zona de estudio se encuentra afectada por un sistema de fallas normales de rumbo norte - sur, perpendiculares a la traza axial del anticlinal (Coppo et al., 2018).

4. OBJETIVOS

4.1 Generales

El objetivo general de este trabajo fue generar un modelo estático de la Formación Lajas, en el yacimiento Aguada Toledo – Sierra Barrosa, a partir de la revisión y análisis de datos de rocas de subsuelo, perfiles eléctricos, control geológico, correlación de pozos y evaluación petrofísica.

Un segundo objetivo general, consistió en proponer la ubicación de una nueva perforación en el yacimiento, utilizando el modelo estático generado.

4.2 Específicos

- Describir y generar un perfil sedimentológico tipo *Selley* a partir de imágenes del testigo corona del pozo A-07.
- Interpretar los perfiles eléctricos, controles geológicos, testigos coronas y registros sísmicos, para poder realizar la correlación de los pozos.
- Generar un modelo petrofísico a partir del análisis de testigos corona, testigos laterales y registros eléctricos de pozo.
- Validar el modelo petrofísico mediante la comparación con los datos obtenidos de testigos corona.
- Confeccionar mapas 2D de subsuelo (isopáquicos, estructurales y de isopropiedades petrofísicas).
- Realizar cálculos probabilísticos y determinísticos, con el fin de estimar el volumen de hidrocarburos *in situ*.

5. MARCO GEOLÓGICO

5.1 Marco Estructural

La configuración geotectónica global durante el Paleozoico resultó de la ruptura y posterior separación del supercontinente Rodinia (Benedetto, 2018). Hartz y Torsvik (2002) propusieron que dicha ruptura se habría iniciado a partir de un punto triple situado entre Báltica, el noreste de Laurentia y el noroeste de Sudamérica, creando zonas de rift, las cuales separaron a Laurentia de Báltica y estas a su vez de Gondwana. A partir de este proceso, el margen occidental de Gondwana se comportó como un margen activo durante el resto del Fanerozoico, con una extensa zona de subducción y con una evolución tectónica caracterizada por la acreción de diferentes terrenos (Arregui et al., 2011a). Por ejemplo, la acreción de Cuyania, ocurrida durante el Ordovícico Medio, luego de haberse

desprendido de Laurentia durante el Cámbrico (Astini et al., 1996) y la acreción del terreno alóctono Chilenia, a comienzos del Devónico (Ramos et al., 1984).

El Paleozoico Tardío estuvo marcado por procesos tectónicos significativos que dieron lugar a la formación del Supercontinente Pangea, a partir de la colisión entre las masas continentales de Gondwana, Laurasia y otras placas hasta entonces independientes (Benedetto, 2018). Este periodo también se caracterizó por la instauración de un orógeno del tipo andino en el borde occidental de Gondwana, al cual Llambías et al., (1984) denominaron Ciclo Gondwánico. Dicho ciclo, que comenzó con la fase orogénica Chánica y finalizó con la fase diastrófica Huárpica (Llambías et al., 2007), condujo a la formación de diferentes cuencas sedimentarias, tanto a lo largo del margen activo como intracratónicas y se caracterizó por una intensa actividad magmática, que dio lugar a episodios volcánicos y plutónicos (Ramos, 1999).

La evolución de la cuenca Neuquina comenzó con una etapa de rift asociada al desmembramiento de Pangea durante el Triásico Superior. Esto habría dado lugar a la generación de estructuras extensionales, tales como grábenes y hemigrábenes aislados, de rumbo noreste - suroeste y delimitados por fallas, los cuales fueron rellenados por importantes volúmenes de rocas volcánicas, volcanoclásticas y epiclásticas, durante la etapa de sin-rift de la cuenca (Cristallini et al., 2009).

La etapa de sin-rift culminó con la primera transgresión marina generalizada procedente del océano Pacífico, durante el Pliensbachiano temprano (Franzese y Spalletti, 2001). Esta transgresión tuvo su máxima expansión durante el Pliensbachiano – Aaleniano, dejando un registro sedimentario dominado principalmente por sedimentos finos (Figura 1 a). A partir del Aaleaniano y hasta el Bathoniano, se produjo un descenso del nivel del mar que conllevó a un aumento en la sedimentación continental (Figura 1 b), finalizando con un ambiente progradante durante el Calloviano medio, con depósitos de calizas y evaporitas hacia el sector interno de la cuenca (Figura 1 c) (Arregui et al., 2011b). Entre el Calloviano medio y el Oxfordiano tardío, se generó un nuevo ciclo sedimentario, luego de una reactivación tectónica (movimientos Intracallovianos), en el cual se registró un nuevo periodo transgresivo – regresivo del océano Pacífico. Dicho ciclo comenzó con una depositación en ambientes continentales y marinos, seguido por plataformas carbonáticas y finalizó con niveles de evaporitas, como resultado de un brusco descenso del nivel de base (Arregui et al., 2011c).

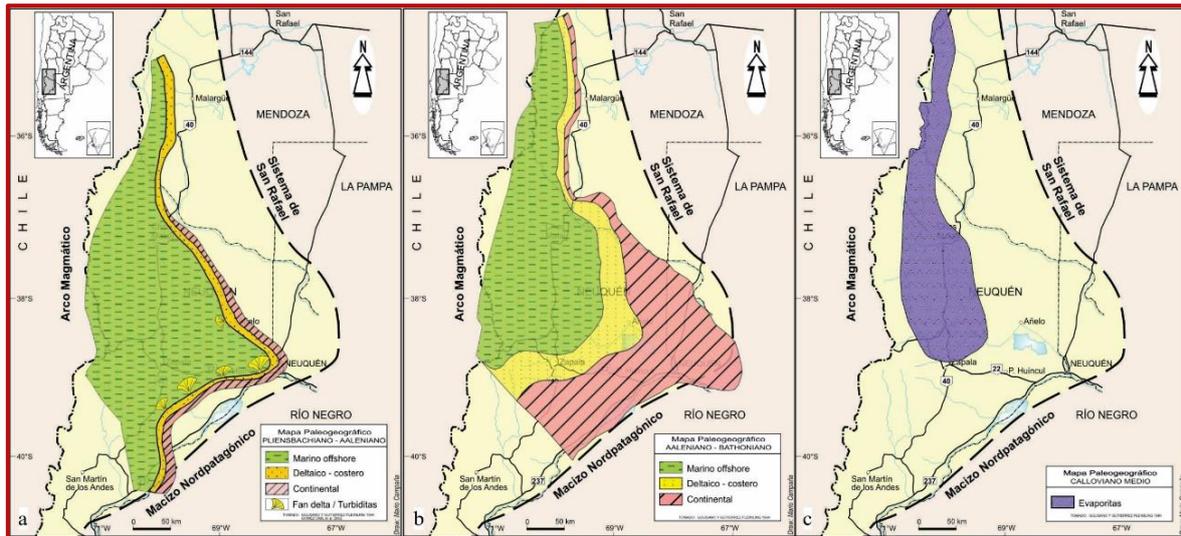


Figura 1. a. Mapa paleogeográfico para el Pliensbachiano – Aaleniano; b. Mapa paleogeográfico para el Aaleaniano – Bathoniano; c. Mapa paleogeográfico para el Calloviano Medio. Tomado de Arregui et al., 2011b.

El régimen extensional, que hasta ese momento había controlado el comportamiento estructural de la cuenca y su sedimentación, fue reemplazado por un régimen compresivo, asociado al alzamiento y migración del arco volcánico (Arregui et al., 2011a). A partir de este momento, la cuenca no volvió a recibir transgresiones provenientes del océano Pacífico debido al levantamiento de la cordillera de los Andes, evolucionando como cuenca de antepaís (Tunik et al., 2010). Esta etapa se caracterizó por el amplio desarrollo de depósitos continentales, los cuales fueron cubiertos por sedimentos marinos depositados durante la primera transgresión proveniente del océano Atlántico (Casadío y Montagna, 2015).

5.2 Basamento Económico de la Cuenca Neuquina

Durante la transición entre el amalgamamiento final de Pangea y el inicio de su fragmentación (Pérmico - Triásico), el borde sudoccidental de Gondwana se vio afectado por un importante evento magmático, conocido como el ciclo magmático Choiyoi (Llambías et al., 1993), el cual dio lugar al emplazamiento y la extrusión de grandes volúmenes de rocas ígneas mayormente silíceas, las cuales fueron agrupadas bajo el nombre de Grupo Choiyoi (Rolleri y Roqué 1970). El área que incluye a estos afloramientos, denominada por Kay et al., (1989) como la provincia magmática Choiyoi, representa el pico de mayor actividad magmática del ciclo Gondwánico y forma parte del basamento económico de la cuenca Neuquina (Llambías y Sato 2011). Martínez y Giambiagi (2010) separaron dicho grupo en tres secciones, una sección inferior compuesta por lavas basálticas y andesíticas, una

sección media formada por ignimbritas riolíticas y una sección superior, integrada por pórfidos e intrusivos graníticos. Los afloramientos de estas rocas (Figura 2), se extienden por más de 500 000 km², abarcando varias provincias geológicas situadas en el margen continental activo de Gondwana (Llambías y Sato 2011). En el sector de la cuenca Neuquina, este grupo aflora en las áreas de la Cordillera del Viento, en las Sierras de Chacaico – Chachil y en la Dorsal de Huincul (Llambías y Sato, 2011).

Para conocer la edad del Grupo Choiyoi, Barrionuevo et al., (2013) estudiaron, por medio de testigos corona, las rocas del subsuelo del yacimiento petrolífero 25 de Mayo - Medanito S.E., ubicado al noreste de la cuenca Neuquina. Dichos autores obtuvieron edades de 245.67 Ma y 246 Ma mediante el método U - Pb en zircones. Por otro lado, Corbera y Kramer (2001) realizaron dataciones según el método K - Ar en roca total, de cinco muestras obtenidas del tope del relleno del mismo yacimiento, promediando una edad de 246 Ma.

La actividad magmática del ciclo Choiyoi, que comenzó con la fase orogénica San Rafael y finalizó con la fase Huárpica (Triásico Temprano - Medio), modeló la superficie de erosión Huarpica y favoreció la exhumación de los plutones pérmicos, sobre los cuales se depositaron las secuencias del Triásico Medio – Tardío (Llambías y Sato, 2011).

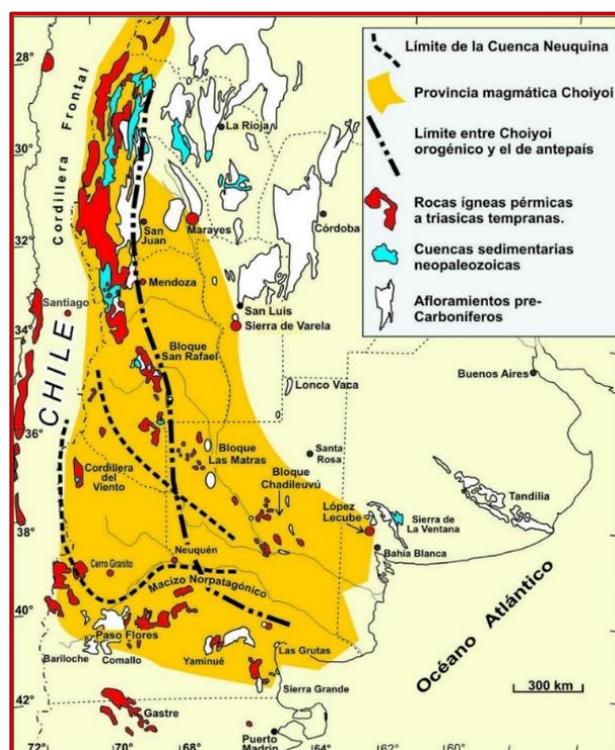


Figura 2. Mapa con la ubicación de la provincia magmática Choiyoi. Tomada de Llambías y Sato, 2011.

5.3 Marco Estratigráfico de la Cuenca Neuquina

La cuenca Neuquina, localizada en el centro - oeste de Argentina y centro de Chile, comprende un área de más de 120 000 km² entre los paralelos 34° y 40° S de latitud y abarca las provincias de Neuquén, Río Negro, Mendoza y La Pampa (Figura 3) (Vergani et al., 1995). Esta cuenca contiene un registro estratigráfico de más de 6000 m de espesor, conformado por rocas clásticas, carbonáticas, evaporíticas y piroclásticas, de origen tanto continental como marino (Howell et al., 2005) (Figura 4).

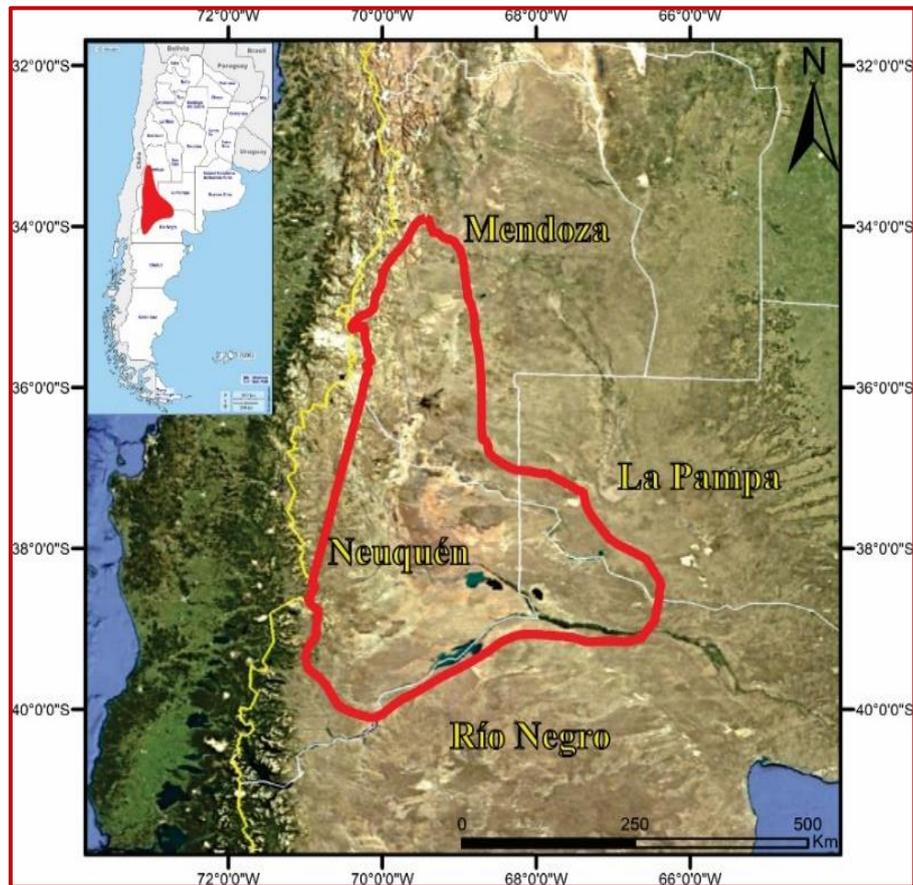


Figura 3. Imagen satelital que exhibe, en línea roja, los límites la cuenca Neuquina según Casadío y Montagna, 2015.

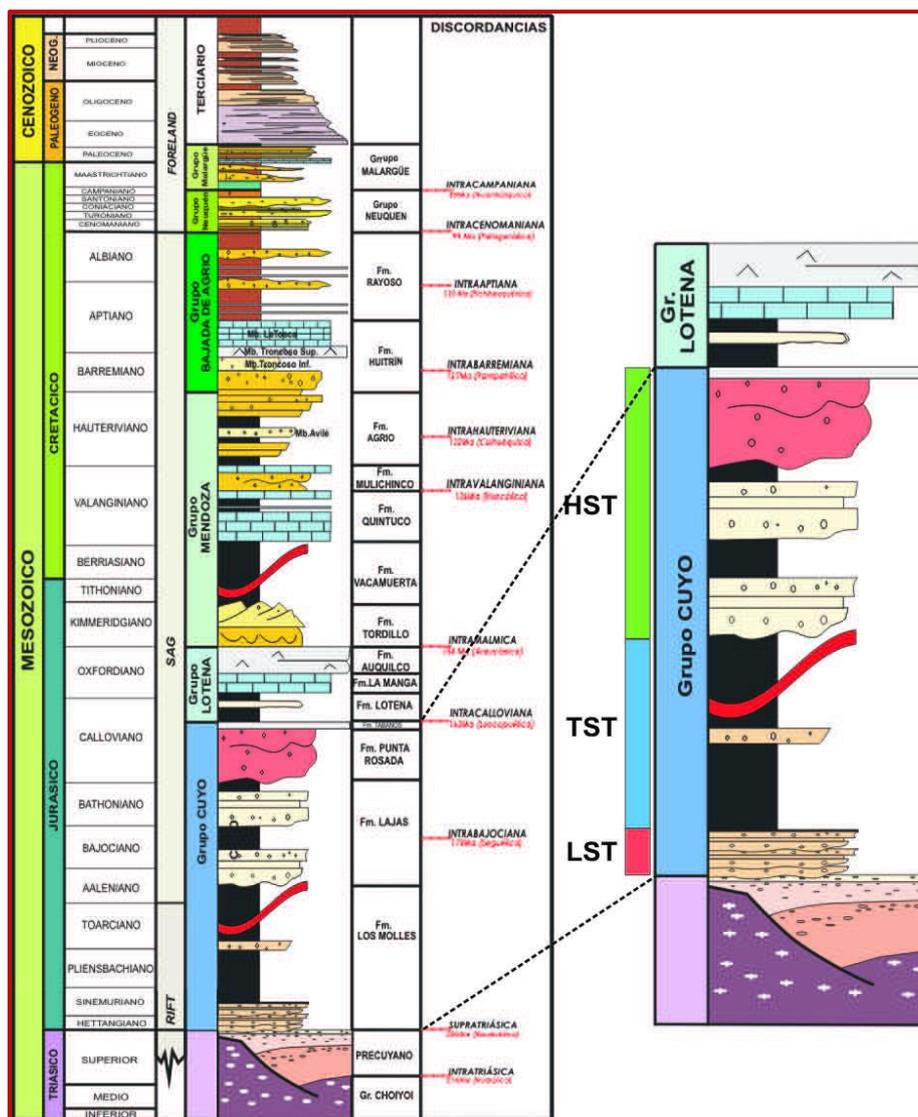


Figura 4. Columna estratigráfica de la cuenca Neuquina, donde se señala la posición relativa del Grupo Cuyo y su relación con los cortejos de segundo orden LST (Lowstand Systems Tract), TST (Transgressive Systems Tract) y HST (Highstand Systems Tract).

Tomado de Arregui et al., 2011b.

5.3.1 Ciclo Precuyano (Guliano, 1981)

La cuenca Neuquina comenzó su evolución en el Triásico Superior, en un contexto de extensión cortical generalizada, asociado al desmembramiento de Pangea (Cristallini et al., 2009). Durante esta etapa se originaron diversos depocentros aislados, controlados por grandes fallas normales cuya evolución controló y localizó la depositación de importantes espesores de material volcano-sedimentario, actualmente agrupados bajo la denominación de Ciclo Precuyano (Franzese y Spalleti, 2001). El término Ciclo Precuyano fue acuñado por Guliano (1981), para agrupar los depósitos de naturaleza volcánica, piroclástica y clástica, comprendidos entre el basamento de la cuenca y la primera ingresión marina jurásica del Grupo Cuyo. Estos depósitos de sin-rift, limitados hacia la base por la discordancia Supratriásica (Rioatuélica) y hacia el techo por la discordancia Intraliásica

(Gulisano et al., 1984), se encuentran comprendidos entre el Hettangiano – Sinemuriano y se caracterizan principalmente por presentar geometría en cuña, por estar controlados por fallas y por presentar grandes variaciones de espesor en cortas distancias (Carbone et al., 2011).

5.3.2 Grupo Cuyo (Dellapé et al., 1978)

El Grupo Cuyo, de edad jurásica (200 - 157 Ma) fue definido por Dellapé et al., (1978) para identificar una secuencia sedimentaria, limitada tanto en su base como en su techo por dos importantes discontinuidades, las discordancias Intraliásica (Rioatuélica) e Intracalloviana (Loténica), respectivamente. Esta unidad se extiende por más de 50 000 km² dentro de los límites de la cuenca Neuquina, cuenta con un espesor de más de 3500 m y cubre gran parte de las provincias de Neuquén, Río Negro y Mendoza (Gómez Omil et al., 2017). Los sedimentos que conforman este grupo representan el primer ciclo sedimentario marino que se depositó en la cuenca, a partir de una ingesión proveniente desde el océano Pacífico, la cual tuvo lugar durante el Hettangiano - Sinemuriano en el sur de Mendoza y durante el Pliensbachiano – Toarciano en Neuquén. El Grupo Cuyo está compuesto de base a techo por las formaciones Los Molles, Lajas, Challacó - Punta Rosada y culmina con un nivel evaporítico correspondiente a la Formación Tábanos (Figura 4) (Gómez Omil et al., 2017).

La Formación Los Molles, está compuesta mayormente por lutitas negras o grises con variable contenido orgánico y pirita diseminada, intercalada con numerosos niveles de areniscas de grano fino a grueso, grano y estrato decrecientes (Arregui et al., 2011b). La alternancia entre los niveles arenosos y pelíticos describe una sedimentación de alta ciclicidad y confieren a los depósitos un aspecto bandeado muy característico (Leanza et al., 2001). Los máximos espesores de esta unidad se encuentran en la región central de la cuenca, en la zona de la Dorsal de Huincul, donde adquiere valores que superan los 2000 m de potencia (Gómez Omil et al., 2002). A esta formación se le asignó un ambiente de sedimentación marina de baja energía, con intercalación de cuerpos arenosos producidos por flujos de densidad. La gran cantidad de pirita finamente diseminada, abundantes restos vegetales y contenido fosilífero, indican que el ambiente marino fue restringido, de naturaleza anóxica y con una profundidad que no superó los 400 m (Arregui et al., 2011b). Esta unidad, comprendida entre el Hettangiano hasta el Bajociano temprano, se superpone mediante la discordancia Rioatuélica a los niveles volcánicos y volcanoclásticos del Ciclo Precuyano y subyace a través de un contacto transicional a los sedimentos que conforman la Formación Lajas (Arregui et al., 2011b).

Por otra parte, la Formación Lajas, está compuesta principalmente por areniscas grises de grano fino a grueso, con laminación paralela o entrecruzada, intercaladas con conglomerados y limolitas, depositados en ambientes transicionales. Su localidad tipo se extiende desde la Sierra de Vaca Muerta hasta el sur de Zapala (Leanza et al., 2001). Esta unidad, cuya edad se encuentra comprendida entre el Bajociano temprano tardío y el Calloviano temprano, representa el comienzo del retroceso del nivel del mar (Casadío y Montagna, 2015). Se apoya sobre la Formación Los Molles, según un contacto transicional y de acuerdo a la posición de la cuenca, yace debajo de las formaciones Challacó, Punta Rosada, Tábanos y Lotena (Arregui et al., 2011b).

Por su parte, las formaciones Challacó (De Ferrariis, 1947) y Punta Rosada (Digregorio, 1972), están integradas por areniscas, conglomerados y pelitas rojas y verdosas, depositadas entre el Bajociano tardío y el Calloviano temprano, en un ambiente fluvio – aluvial. Dichas unidades se apoyan sobre la Formación Lajas y son cubiertas por los depósitos del Grupo Lotena (Arregui et al., 2011b).

Finalmente, el Grupo Cuyo culmina con un nivel evaporítico, situado en el centro de la cuenca, el cual se depositó en un ambiente marino somero hipersalino, con periódicas exposiciones subaéreas (Arregui et al., 2011b). Dichas evaporitas, constituyen densos paquetes de yeso y calizas, agrupados en la Formación Tábanos (Stipanovic, 1966). Esta unidad, se encuentra estratigráficamente por encima de la Formación Lajas y es cubierta, en discordancia (discordancia Intracalloviana), por los conglomerados de la Formación Lotena (Arregui et al., 2011b).

5.3.3 Grupo Lotena (Leanza, 1992)

El Grupo Lotena, yace en discordancia sobre el Grupo Cuyo y se encuentra limitado hacia su base y su techo, por las discontinuidades regionales Intracalloviana e Intramálmica respectivamente. Esta unidad posee una edad que se extiende desde el Calloviano medio a Oxfordiano tardío y sus depósitos representan el segundo ciclo sedimentario de la cuenca Neuquina, agrupando a las Formaciones Lotena, La Manga y Auquilco (Arregui et al., 2011c).

La Formación Lotena (Weaver, 1931) está integrada por areniscas grises y conglomerados en su parte basal, seguido de pelitas gris oscuras o verdosas y areniscas principalmente macizas hacia el sector medio y hacia el techo por areniscas depositadas en un ambiente marino con arreglos grano y estrato granocreciente (Leanza et al., 2001). Dicha unidad, limitada en base y techo por las formaciones Tábanos y La Manga respectivamente, aflora desde el cerro Lotena hasta las sierras de

Chacaico, puede alcanzar los 380 m de espesor e incluye restos fósiles de amonites y bivalvos (Arregui et al., 2011c).

La Formación La Manga fue dividida por Gulisano y Gutiérrez Pleimling (1995) en tres tramos. El tramo inferior está integrado por calizas (*wackestone*) con estratificación entrecruzada o tabular, con abundante fauna de bivalvos, esponjas, corales y gasterópodos, y corresponde a la porción intermedia de una rampa carbonática. Por su parte, el tramo medio está integrado por areniscas macizas de grano fino a medio, mientras que el tramo superior está compuesto por una sucesión de calizas (*grainstone*), depositadas en un ambiente de plataforma externa (Leanza et al., 2001). Stipanovic (1951) asignó a esta formación una edad oxfordiana tardía, basándose en la presencia de la fauna de *Peltoceras* y *Perisphinctes*. Esta unidad está limitada en base y techo por las formaciones Lotena y Auquilco respectivamente.

El ciclo transgresivo – regresivo del Grupo Lotena finaliza con un brusco descenso del nivel de base y con la depositación de niveles de calizas y evaporitas pertenecientes a la Formación Auquilco (Weaver, 1931). Esta formación se apoya sobre las calizas de la Formación La Manga y son cubiertas, mediante contacto erosivo, por la Formación Tordillo (Arregui et al., 2011c).

5.3.4 Grupo Mendoza (Stipanovic et al., 1968)

El Grupo Mendoza, se sitúa por encima de la discordancia Intramálmica (Araucánica), tiene una edad comprendida entre el Kimmeridgiano y el Barremiano inferior y está integrado por las formaciones Tordillo, Vaca Muerta, Quintuco, Mulichinco y Agrio (Leanza et al., 2011).

La Formación Tordillo fue descripta por Leanza (1992) como la unidad basal del Grupo Mendoza. Dicha unidad está constituida principalmente por bancos de areniscas y conglomerados con estratificación entrecruzada en artesa de color verdoso, los cuales fueron depositados en un ambiente continental, fluvial, eólico, lacustre y aluvial y puede alcanzar los 300 m de espesor. Esta formación se encuentra por encima de las formaciones La Manga y Auquilco y es cubierta por una sucesión de lutitas y margas negras, correspondientes a la Formación Vaca Muerta (Leanza et al., 2001).

La Formación Vaca Muerta (Weaver, 1931), está compuesta por pelitas y calizas, predominando arcilitas y arcilitas micríticas (Leanza et al., 2001). Dicha formación puede alcanzar los 1150 m de espesor y su localidad tipo se encuentra en la Sierra de Vaca Muerta (Leanza, 1973). Representa un ambiente marino de *offshore* escasamente oxigenado y con alto contenido de materia orgánica y actualmente es considerada como la roca madre por excelencia de gran parte del

hidrocarburo producido en la cuenca Neuquina (Uliana y Legarreta., 1993). Esta unidad suprayace, a través de un contacto neto, a los depósitos continentales de las formaciones Tordillo y Quebrada del Sapo. Hacia el techo, subyace en concordancia a la Formación Quintuco y mediante la discordancia Intravalanginiana, bajo las areniscas fluviales de la Formación Mulichinco (Leanza et al., 2001).

La Formación Quintuco fue descrita inicialmente por Weaver (1931) para agrupar niveles de lutitas, calizas y areniscas, depositados a partir del Cretácico Superior. Posteriormente, Leanza et al., (2011) reasignaron dicha formación al intervalo Berriasiano tardío - Valanginiano temprano y la describieron como un paquete de 350 m de espesor de sedimentitas silicoclásticas marinas.

De base a techo, la Formación Mulichinco (Weaver, 1931) comienza con depósitos calcáreos, los cuales incluyen fósiles de amonites y bivalvos y finaliza con niveles siliciclásticos de areniscas y pelitas que representan un ambiente de *shoreface* a *offshore* (Casadío y Montagna, 2015). Los depósitos que integran la Formación Mulichinco se originaron entre el Valanginiano temprano y el Valanginiano tardío (Schwarz et al., 2011) y se encuentran limitados en su base por la discordancia regional Intravalanginiana (Huncálica), la cual representa un brusco descenso del nivel del mar (Gulisano et al., 1984).

Finalmente, la Formación Agrio (Weaver, 1931) incluye las sedimentitas marinas ubicadas entre la Formación Mulichinco y la Formación Huitrín y está dividida en los miembros Pilmatué, Avilé, Agua de la Mula y Chorreado (Leanza et al., 2001). El Miembro Pilmatué, de edad Valanginiana tardía - Hauteriviana temprana, está compuesto por pelitas y pelitas calcáreas, las cuales cuentan con una abundante fauna de invertebrados marinos y con un espesor mayor a los 500 m. Estas pelitas se depositaron en un ambiente marino con repetición cíclica entre *offshore* y *nearshore*, con aguas templado - cálidas (Leanza et al., 2001). El Miembro Avilé está ubicado por encima de la discordancia Intrahauteriviana (Coihuequica), cuenta con un espesor de aproximadamente 90 m, está integrado por depósitos de areniscas y limolitas sedimentadas en un ambiente fluvial y representa un evento de desecación instantánea de la cuenca (Leanza et al., 2001). El Miembro Agua de la Mula representa el último lapso de sedimentación del Grupo Mendoza (Hauteriviano tardío – Barremiano temprano) y está compuesto por una intercalación de pelitas negras, pelitas grises oscuras o verdosas y calizas. Dicho miembro incluye una numerosa fauna de invertebrados marinos de ambiente costero y alcanza los 490 m de potencia (Leanza et al., 2001).

Hacia el este, la Formación Agrio se correlaciona con la Formación Centenario (Digregorio, 1972), la cual incluye areniscas, conglomerados y fangolitas depositadas en ambientes continentales.

La unidad cuspidal de la Formación Agrío representa un brusco cambio en el ambiente sedimentario, marcado por la presencia de facies carbonáticas correspondientes a la sección inferior del Miembro Chorreado. Dicho miembro, adjudicado por Ponce et al., (2002) al Barremiano, cuenta con un espesor variable entre 30 m y 60 m y se encuentra comprendido entre el Miembro Agua de la Mula de la Formación Agrío, en el límite inferior y el Miembro Troncoso de la Formación Huitrín, en el límite superior, donde presenta un contacto discordante (Gutiérrez Pleimling et al., 2011).

5.3.5 Grupo Bajada del Agrío (Méndez et al., 1995)

El Grupo Bajada del Agrío fue propuesto por Méndez et al., (1995), para agrupar a las Formaciones Huitrín y Rayoso.

La Formación Huitrín está dividida en los Miembros Troncoso (Inferior y Superior) y La Tosca. El Miembro Troncoso Inferior incluye depósitos arenosos de origen fluvial y eólico, ubicados por encima de los miembros Agua de la Mula y Chorreado mediante un contacto discordante y por debajo de los depósitos evaporíticos pertenecientes al Miembro Troncoso Superior (Veiga et al., 2011). Por su parte, el Miembro La Tosca se encuentra integrado por pelitas, calizas y dolomitas y está limitado hacia su base por un contacto concordante y hacia el techo por un contacto neto (Figuroa et al., 2011). La sedimentación de esta formación comenzó a partir del Barremiano – Aptiano, durante un evento de regresión marina, lo cual condujo a la desecación completa de la cuenca y a su posterior continentalización. Posteriormente, se generaron dos nuevas etapas de sedimentación, las cuales comenzaron a partir de periódicas intrusiones marinas a través del estrecho de Curepto (Vicente, 2005) y culminaron con un mar hipersalino, producto de una nueva y última inundación del protopacífico (Figuroa et al., 2011).

La Formación Rayoso incluye la sucesión de rocas apoyada en contacto neto sobre el yeso de la Formación Huitrín y limitada hacia el techo por la discordancia Intersenoniana (Patagonídica) (Herrero Ducloux, 1946). Dicha unidad está integrada por depósitos de pelitas, arenas finas y evaporitas, las cuales fueron depositadas mayormente en un ambiente continental. Esta formación marca el fin del Ciclo Ándico y la completa desconexión de la cuenca Neuquina con el paleo océano Pacífico (Zavala y Ponce, 2011).

5.3.6 Grupo Neuquén (Stipanovic et al., 1968)

El Grupo Neuquén, de edad Cenomaniano – Campaniano, es una sucesión de rocas sedimentarias de naturaleza continental, que incluye depósitos de origen fluvial, lacustre y eólicos,

de gran extensión areal dentro de la cuenca (Pettinari et al., 1999). Dicho grupo, que alcanza los 1300 m de espesor, se encuentra limitado en base y techo por las discordancias Patagoníca y Huantráiquica respectivamente y está integrado por el Subgrupo Río Limay, el Subgrupo Río Neuquén y el Subgrupo Río Colorado (Pettinari et al., 1999 y Leanza et al., 2001).

El Subgrupo Río Limay incluye a las formaciones Candeleros y Huincul (Garrido, 2010) y su edad se extiende desde el Cenomaniano hasta el Turoniano inferior. La Formación Candeleros suprayace, mediante contacto angular y/o erosivo, a diversas unidades del Jurásico y Cretácico Inferior (Garrido, 2011). Esta unidad está integrada por areniscas violáceas de grano grueso, con clastos subredondeados a subangulosos y por bancos de conglomerados polimícticos, acumulados en un ambiente de origen fluvial dominado por procesos traccionales con fuerte migración lateral (Leanza et al., 2001). La Formación Huincul suprayace a la Formación Candeleros mediante un contacto neto y erosivo y subyace de manera concordante a la Formación Cerro Lisandro, mediante una superficie de discontinuidad regional (Garrido, 2011). Se encuentra integrada por areniscas amarillo - grisáceas de grano medio a grueso, con estratificación entrecruzada en artesa, intercaladas con fangolitas rojas y grises, de estructura masiva, acumuladas en un ambiente fluvial (Pettinari et al., 1999).

El Subgrupo Río Neuquén de edad turoniana tardía – coniciana (Hugo y Leanza, 1998), está integrado por cinco unidades: las formaciones Cerro Lisandro, caracterizada por fangolitas rojas entremezcladas con estratos de areniscas finas; Portezuelo, compuesta por areniscas amarillentas de grano grueso con inserciones ocasionales de fangolitas rojas y conglomerados polimícticos; Los Bastos, que exhiben fangolitas rojas intercaladas con capas de areniscas finas; Sierra Barrosa, compuesta por areniscas de tamaño mediano a fino, entremezcladas con niveles lodosos; y Plottier, que presenta pelitas rojas intercaladas con areniscas finas de tonalidad amarillenta (Pettinari et al., 1999; Garrido, 2010; Garrido, 2011). Este subgrupo conforma una secuencia alternante de niveles psamíticos y pelíticos, depositados en un ambiente fluvial.

El Subgrupo Río Colorado, de edad santoniano - campaniano inferior, está integrado por las formaciones Bajo de la Carpa y Anacleto. La primera limitada en base y techo por un contacto neto y compuesta por areniscas cuarzosas amarillentas a rojizas, mal seleccionadas y de grano medio a grueso, intercaladas por fangolitas masivas rojizas y gris verdosas (Garrido, 2011). Mientras que la segunda, se encuentra limitada en base y techo por contactos neto y erosivo respectivamente (Garrido, 2011) y está compuesta principalmente por fangolitas rojas, pardo rojizas y grises (Pettinari et al., 1999). Dicho subgrupo representa un ambiente fluvial de naturaleza distal, con desarrollo de llanuras fangosas (Leanza et al., 2001).

5.3.7 Grupo Malargüe (Digregorio y Uliana, 1980)

El Grupo Malargüe tiene una edad que se extiende desde el Campaniano hasta el Paleoceno e incluye 450 m de sedimentos continentales y marinos, los cuales fueron agrupados dentro de las Formaciones Allen, Jagüel, Roca y El Carrizo (Uliana y Dellapé, 1981). Este grupo está ubicado por encima de la discordancia regional Huantráiquica o Intracampaniana y en algunos sectores de la cuenca, sobre las fangolitas del Grupo Neuquen (Leanza, 2009). Por su parte, el Grupo Malargüe se encuentra erosionado por las unidades cenozoicas suprayacentes, producto del diastrafismo Incaico (Ramos, 1981).

La Formación Allen, de edad maastrichtiana media a tardía (Ballent y Carignano, 2008), cuenta con 60 m de espesor y está integrada, de base a techo, por areniscas amarillentas de grano medio a grueso, arcilitas bentónicas de color verde oliva y yeso (Rodríguez, 2011). Contiene un amplio registro fósil de restos vegetales, pelecípodos, gastrópodos, ostrácodos, huesos de cocodrilos, placas de tortugas, saurópodos titanosáuridos, plesiosaurios elasmosáuridos, entre otros (Wichmann, 1924, Wichmann, 1927, Gasparini et al., 2001 y Calvo y Porfiri, 2003).

La Formación Jagüel (Windhausen, 1914) fue adjudicada al Maastrichtiano por Casadío et al., (2005), quienes analizaron su contenido fosilífero en la región andina. Esta unidad representa un ambiente de plataforma y está compuesta por fangolitas calcáreas verdosas, con areniscas calcáreas intercaladas y abundante contenido de foraminíferos bentónicos, planctónicos y ostrácodos (Rodríguez, 2011).

La Formación Roca, de edad maastrichtiana - daniana, está integrada por calizas, margas y arcilitas en su sección inferior, por calizas en su sección medio y por yeso en su sección superior (Uliana y Dellapé 1981). El registro fosilífero de esta unidad está integrado por *ostreidos Pycnodonte, burckhardti, Gryphaeostrea callophylla, Cubitostrea ameghinoi*, foraminíferos planctónicos y bentónicos, ostrácodos y nanofósiles calcáreos (Bertels, 1970 y Casadío, 1998).

El Grupo Malargüe finaliza con la Formación El Carrizo de edad paleocena, la cual está compuesta por arcilitas y fangolitas verdes con intercalaciones de margas en su sección inferior y por areniscas medianas amarillentas que alternan con fangolitas rojas, en su sección superior (Uliana y Dellapé 1981).

6. DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO AGUADA TOLEDO - SIERRA BARROSA

6.1 Ubicación

El yacimiento Aguada Toledo - Sierra Barrosa está ubicado en la región del Engolfamiento Neuquino y se localiza aproximadamente a 70 km al oeste - noroeste de la ciudad de Neuquén, a 25 km al noreste de la ciudad de Cutral Co, a 30 km al sur - suroeste del yacimiento Loma la Lata y al sur de los lagos Los Barreales y Mari Menuco (Figura 5) (Wagner et al., 2016).

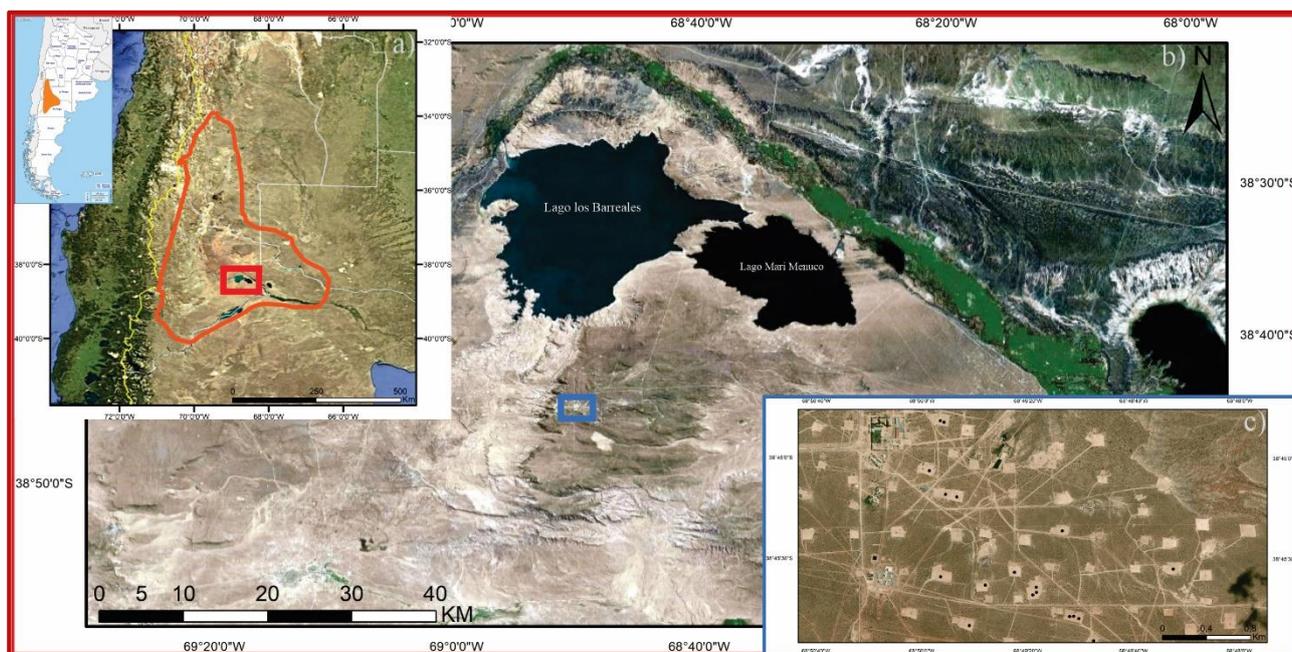


Figura 5.a. Imagen satelital donde se señala con una línea anaranjada, los límites de la cuenca Neuquina. b. Imagen satelital de donde se señala con un rectángulo azul, la ubicación del yacimiento Aguada Toledo – Sierra Barrosa. c. Imagen satelital del yacimiento, donde se observa la ubicación en superficie, de los pozos estudiados.

6.2 Marco Estructural

El rasgo estructural principal del yacimiento ATSB es un anticlinal asimétrico cerrado, cuya traza axial sigue una trayectoria general este - oeste. La génesis de esta estructura está asociada a la inversión tectónica de un antiguo hemigraben, por efecto del levantamiento de la Dorsal de Huincul y a una falla inversa, la cual tiene un rumbo este - oeste y vergencia al sur. Además, se encuentra afectado por un sistema de fallas normales de rumbo norte - sur que se generaron como fallas conjugadas al momento de la estructuración del pliegue (Coppo et al., 2018).

La Dorsal de Huincul es un lineamiento estructural desarrollado a los 39°S, que se extiende en dirección este – oeste y que representa un cinturón de deformación de intraplaca de más de 300 km de longitud (Mosquera et al., 2011). La evolución tectónica de la dorsal estuvo controlada principalmente por las anisotropías heredadas del basamento y por las variaciones durante el

Mesozoico y Cenozoico del vector de convergencia entre las placas oceánicas (Aluk, Farallón y Nazca) y la placa superior continental (Mosquera et al., 2011), proceso que definió la duración de los diferentes ciclos de deformación. Dicha evolución cuyo climax se dio entre el Toarciano y el Valanginiano, comenzó con el desarrollo de una serie de hemigrábenes producto de un vector de convergencia oblicua desde el noroeste, seguido por el desarrollo de un sistema compresivo que avanzó en dirección sur - norte y que permaneció desde el Jurásico Superior hasta el Cretácico Superior (Mosquera et al., 2011). Esta etapa contraccional provocó la inversión tectónica positiva de fallas normales preexistentes y desarrolló nuevas estructuras netamente compresivas de orientación este - oeste. La estructura de la dorsal generó una variación importante en los espesores de los depósitos precuyanos durante su estadio extensional y controló, además, la sedimentación del Grupo Cuyo durante la etapa de subsidencia térmica (Cristallini et al., 2009).

6.3 Estratigrafía y Ambiente Depositacional

En la zona de ATSB el relleno inicial del hemigraben comienza con una secuencia volcániclastica que se caracteriza por haberse desarrollado en un ambiente subácueo, asociado a la primera transgresión marina que afectó la cuenca. Según estudios realizados a partir de microfósiles, se asignó este nivel volcániclastico una edad pliensbachiana tardía - toarciana temprana, perteneciente a la parte basal del Grupo Cuyo, la cual recibe el nombre de Formación Cupén Mahuida (Schiuma et al., 2011).

La Formación Cupén Mahuida se subdivide en dos miembros: Cupén Mahuida Inferior y Cupén Mahuida Superior. El primero, está integrado mayormente por tobas andesíticas y dacíticas, con intercalaciones subordinadas de ignimbritas, interestratificación de tobas y fangolitas y areniscas litofeldespáticas. Por su parte, el Miembro Cupén Mahuida Superior está mayormente integrado por facies subacueas, de tobas vítreas andesíticas y dacíticas, formadas a partir de flujos densos sin - eruptivos, generados por efusiones hidromagmáticas (Schiuma et al., 2011).

Hacia el tope de la Formación Cupén Mahuida, Schiuma et al., (2011) describieron una zona de transición, caracterizada por una disminución de las facies volcániclasticas y por la presencia de facies calcáreas (Caliza Chachill). Dicha zona presenta una intercalación de tobas y areniscas hacia la base, que gradan a limolitas y fangolitas calcáreas hacia el contacto con la Formación Los Molles. Esta última está compuesta por areniscas calcáreas, fangolitas y fangolitas calcáreas (Schiuma et al., 2011) y tiene la particularidad de ser la roca generadora de los hidrocarburos alojados en la Formación Lajas (Villar et al., 2005).

A partir de una etapa de progradación desde el límite sureste de la cuenca hacia el noroeste, con áreas de aporte ubicadas al sur y sureste (Uliana y Legarreta., 1993), se depositaron los sedimentos que componen a la Formación Lajas, los cuales están representados por areniscas con estructuras masivas, litofacies heterolíticas y litofacies arcillosas masivas con conglomerados subordinados (Arregui et al., 2011b). Esta unidad presenta una porosidad baja a media que oscila entre 2 y 8 %, la cual es principalmente secundaria por disolución con escasas microfracturas (Licitra et al., 2012). Cuenta con un espesor sedimentario de hasta 1000 m y está dividida en 9 ciclos (5 arenosos y 4 pelíticos) de acuerdo al arreglo vertical y lateral de litofacies, en función del espacio de acomodación y el aporte de sedimentos (Figura 6). Estos ciclos fueron agrupados en 3 secciones principales: Inferior (Ciclos 1 y 2) con la mayor continuidad vertical y lateral de arenas; Media (Ciclos 3 a 6), representa un aumento de sedimentos finos, intercalados con los bancos arenosos; Superior (Ciclos 7 a 9) aumenta la relación *Net to Gross* (relación entre espesor de arenas y espesor total) respecto a los ciclos anteriores y cuenta con las mejores condiciones petrofísicas, para el almacenamiento de fluidos (Coppo et al., 2018). La sección Inferior corresponde a un frente deltaico de un sistema fluvio - dominado, con depósitos de barras de desembocadura y lóbulos arenosos y las secciones Media y Superior, se componen por sucesiones asociadas a planicies deltaicas distales, representadas por facies de canales distributarios que intercalan con facies finas de bahías interdistributarias (Coppo et al., 2018).

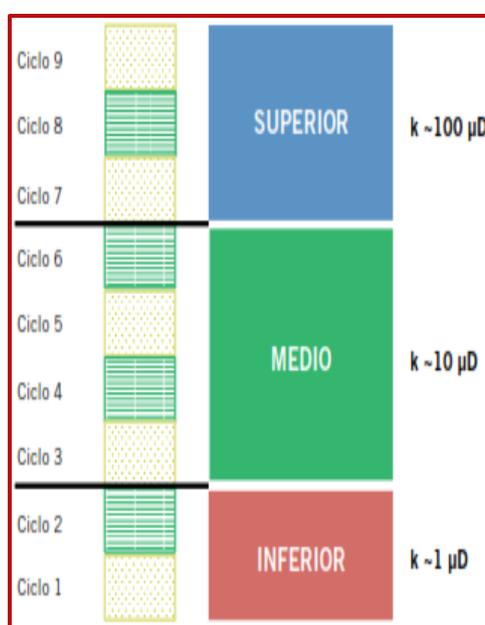


Figura 6. Esquema donde se representan las secciones Inferior, Medio y Superior de la Formación Lajas, con sus respectivos valores de permeabilidad (k), en micro Darcy (μD). Tomado de Wagner et al., 2016.

6.4 Perfil Tipo

En el trabajo realizado por Coppo et al., (2018) se presentó el perfil tipo del yacimiento ATSB, realizado a partir de la combinación de diversos registros de pozo. En la pista uno, el perfil Gamma Ray permite identificar zonas con mayor y menor contenido de arenas. En la pista tres, el registro Resistividad muestra los niveles de arenas mineralizadas y, por último, en la pista cinco, los registros Sónico, Densidad y Neutrón, permiten diferenciar las zonas con mayor y menor porosidad. A su vez, el perfil tipo muestra los diferentes ciclos descritos para la Formación Lajas, así como las discordancias y las dataciones obtenidas a partir de estudios de zirrones detríticos (Figura 7).

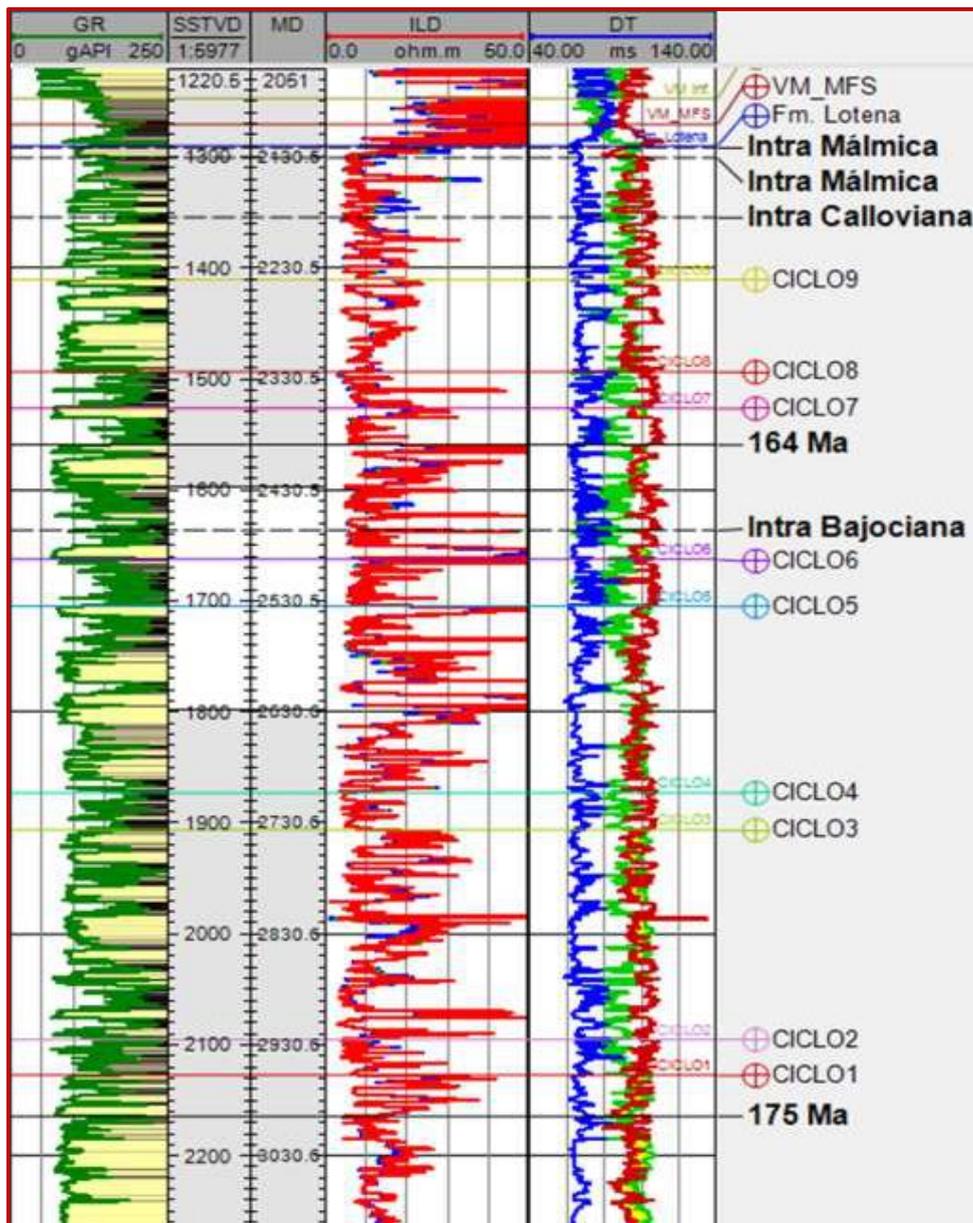


Figura 7. Perfil tipo del Yacimiento Aguada Toledo – Sierra Barrosa. Tomado de Coppo et al., (2018).

7. MATERIALES Y MÉTODOS

Para llevar a cabo este trabajo se realizó inicialmente una revisión bibliográfica acerca de las características geológicas de la cuenca Neuquina, prestando especial atención a las características de la Formación Lajas, con el objetivo de comprender el marco geológico regional y local del área de estudio. Además, se contó con una valiosa colección de datos de subsuelo proporcionados por la empresa YPF, los cuales se encuentran detallados en la Tabla 1, Tabla 2 y en la Figura 8.

7.1 Confección del Modelo Estático

El modelo estático de la zona ATSB se realizó en dos etapas:

La primera etapa, consistió en la descripción detallada del testigo corona perteneciente al pozo A-07. Utilizando fotografías de las coronas tomadas por el laboratorio, se describió la litología correspondiente a la sección inferior de la Formación Lajas y a partir de esta descripción, se realizó un perfil sedimentológico tipo *Selley*.

En la segunda etapa, se utilizó el software Excel para desarrollar un análisis de los testigos corona y testigos laterales, provenientes de los pozos A-07, A-03, A-04 y A-01. Asimismo, se examinaron en detalle los parámetros petrofísicos de la zona de estudio y se generaron tablas y gráficos que facilitaron la visualización y el procesamiento de los datos. Luego, se empleó el *software tNavigator*, donde se cargaron las trayectorias de los pozos, los perfiles eléctricos (*logs*), los polígonos de fallas y la información sísmica. Estos datos se utilizaron para realizar una correlación estructural - estratigráfica entre los pozos, desarrollar un modelo petrofísico detallado, elaborar mapas de subsuelo que representaran la distribución de los diferentes parámetros geológicos. A partir de toda esta información generada, se propuso la ubicación de una nueva perforación en el yacimiento estudiado. Es importante destacar que se utilizó el sistema de coordenadas de Chos Malal (Proyección Gauss Kruger, Faja 2), como marco de referencia para la ubicación geográfica de los puntos de interés y la representación de los datos geológicos obtenidos en este trabajo.

Finalmente, se integró la información obtenida en cada etapa, a partir de la comparación y validación del parámetro *Net to Gross* y del modelo petrofísico.

Pozos	Trayectorias	Perfiles	Petrofísica	Control Geológico	Coronas y Testigos Laterales
A-01	•	•	•	•	•
A-02	•	•	•	•	
A-03	•	•	•	•	•
A-04	•	•	•	•	•
A-05	•	•	•	•	
A-06	•	•	•		
A-07	•	•	•	•	•
A-08	•	•	•	•	
A-09	•	•	•	•	
A-10	•	•	•		
A-11	•	•	•	•	
A-12	•	•	•		
A-13	•	•	•	•	
A-14	•	•	•		
A-15	•	•	•	•	
A-16	•	•	•	•	
A-17	•	•	•		
A-18	•	•	•	•	

Tabla 1. Información utilizada para la realización de este trabajo, proporcionada por la empresa YPF.

Pozos	Perfiles									
	GR	SP	PEF	CALI	BitSize	Resistivos	DRHO	Densidad	DTc	Neutrón
A-01	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
A-02	•	•	•	•		•	•	•	•	•
A-03	•		•	•		•	•	•	•	•
A-04	•		•	•	•	•	•	•	•	•
A-05	•									•
A-06	•			•	•	•			•	
A-07	•		•	•	•	•		•	•	
A-08	•		•	•	•	•		•	•	•
A-09	•		•	•	•	•		•	•	•
A-10	•		•	•	•	•		•	•	•
A-11	•		•	•	•	•		•	•	•
A-12	•		•	•	•	•		•	•	•
A-13	•	•	•	•	•	•		•	•	•
A-14	•		•	•	•	•		•	•	
A-15	•		•	•	•	•		•	•	•
A-16	•	•	•			•		•	•	
A-17	•		•	•	•	•		•	•	•
A-18	•		•	•	•	•		•	•	•

Tabla 2. Perfiles eléctricos disponibles.

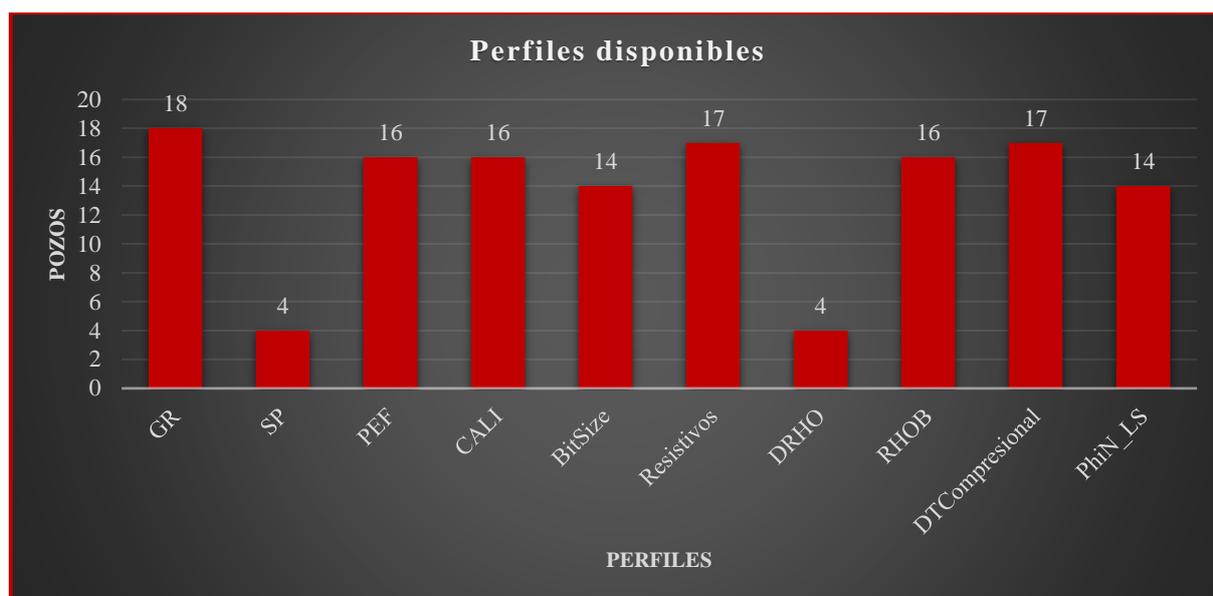


Figura 8. Gráfico en donde se ilustran los perfiles eléctricos disponibles.

8. SISTEMA PETROLERO

8.1 Sistema Petrolero del Yacimiento Aguada Toledo – Sierra Barrosa

La Formación Los Molles constituye una de las dos rocas generadoras del yacimiento Aguada Toledo - Sierra Barrosa y es la roca madre del sistema petrolero estudiado. Las rocas de esta unidad, cuentan con un COT (contenido de carbono orgánico total) que oscila entre 1 % y 5 % y con un importante contenido de material continental, lo que resulta en una mezcla de querógenos de tipo II (marinos) y tipo III (deltaicos). En base a datos de pozos e interpretaciones sismoestratigráficas, se sabe que este intervalo generador se encuentra principalmente afectado por la paleotopografía del sustrato, provocando importantes variaciones lateralmente en su espesor, en sus características litológicas y geoquímicas. En función de esto, se pueden destacar zonas de gran espesor que coinciden con el relleno de antiguos hemigrábenes y zonas cercanas donde la columna sedimentaria presenta menor espesor (Villar et al., 2005). El querógeno de la Formación Los Molles desarrolló su conversión a hidrocarburos y posterior migración, en el Cretácico Inferior, entre los 150 Ma y 120 Ma (Veiga et al., 2001) y debido a que gran parte de esta roca madre estuvo afectada por un elevado estrés térmico, el principal hidrocarburo generado fue el gas (Villar et al., 2005). Dicho gas, migró verticalmente por sobrepresión hasta las arenas tipo “tight” de la Formación Lajas, la cual, debido a que presenta permeabilidades (determinadas por el método Klinkenberg) que van desde 1 μ D en el miembro inferior a 100 μ D en el miembro superior (Figura 6), actuó como roca reservorio y sello del yacimiento (Wagner et al., 2016). El entrapamiento de estos hidrocarburos se debe a una trampa estructural, representada por un anticlinal de rumbo este – oeste, generado entre el Bajociano y el

Albiano y cuyo estadio de máxima deformación corresponde al Valanginiano (Silvestro y Zubiri, 2008). Durante dicho periodo el gas se entrampó en la parte alta de la estructura, debido a los bajos valores de permeabilidad y porosidad de la Formación Lajas.

A partir de esta información se elaboró una carta de eventos (Figura 9) que muestra la integración de todos los componentes del sistema petrolero en la zona ATSB y permite una clara visualización del *timing* de los eventos.

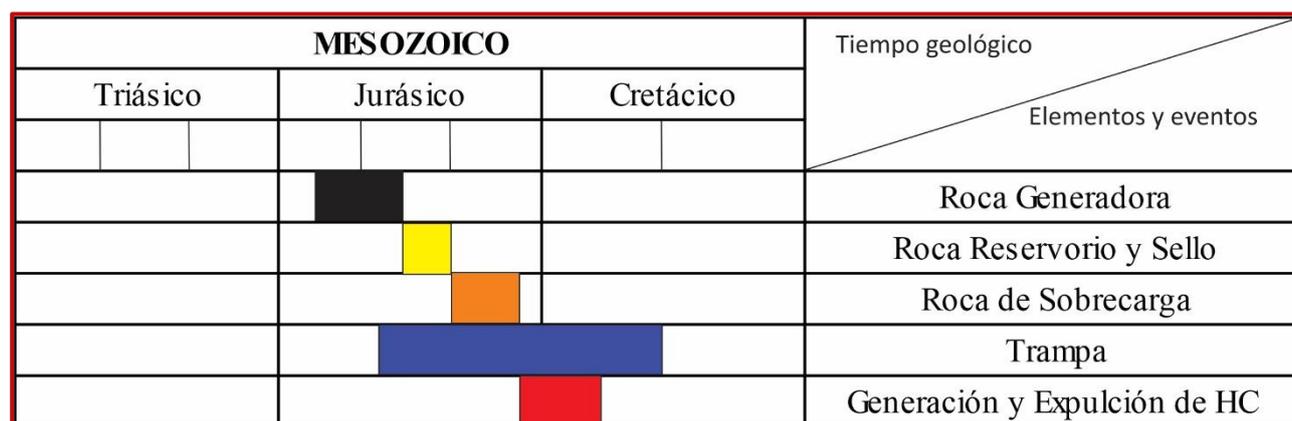


Figura 9. Carta de eventos donde se sintetiza la evolución del sistema petrolero de la zona ATSB.

9. DESARROLLO

9.1 Perfiles de Pozo

Los perfiles de pozo son registros geofísicos que se obtienen al terminar la etapa de perforación de un pozo. Por medio de los diferentes registros de pozos y de las combinaciones de estos, es posible inferir las características petrofísicas de las rocas que componen el yacimiento, como su litología, contenido de arcillas, porosidad y los fluidos presentes en los poros y lograr una correlación entre los diferentes pozos. Entre estos perfiles se destacan el diámetro de trépano (*Bit Size*), el registro de calibre (CALI), el *gamma ray* (GR), el potencial espontáneo (SP), los registros de resistividad (ILS – ILM – ILD) y los perfiles neutrón (NPHI), densidad (RHOB) y sínico (DTCO) (Schlumberger, 1990).

9.1.1 Interpretación Cualitativa de Perfiles

La interpretación cualitativa de los perfiles de pozo consiste en inferir una localización aproximada de los posibles niveles reservorios, a partir del análisis de las curvas en los registros. Por ejemplo, la integración de los perfiles neutrón y de densidad, se utiliza para identificar posibles niveles de gas o arcillas dentro de un yacimiento. Para ello, se grafican estos perfiles en una misma

pista, con escalas compatibles, así, en presencia de gas, el perfil neutrón leerá valores de porosidad menores a los reales, resultando en una curva desplazada hacia la derecha, mientras que el perfil de densidad leerá valores de porosidad mayores a los reales, por lo que la curva se desplazará hacia la izquierda. Por el contrario, en presencia de arcillas, el comportamiento de las curvas es inverso comparado con el caso del gas, desplazándose hacia la izquierda la curva del perfil neutrón y hacia la derecha la curva del perfil de densidad (Figura 10 a, b y c) (Schlumberger, 1990).

Por otra parte, la integración de las curvas de Bit Size y Cali constituye otro método empleado para inferir los posibles niveles de reservorios. Esta relación indica si, después de la perforación del pozo, el diámetro del mismo se mantuvo constante o experimentó algún cambio en comparación con lo esperado. Si el diámetro es menor de lo esperado, podría indicar la presencia de arcillas expansivas o la formación de un revoque demasiado grueso. Por otro lado, si el diámetro es mayor, podría sugerir un colapso del pozo, resultado de una litología poco resistente (Figura 10 a) (Schlumberger, 1990).

Para los fines del trabajo, los perfiles de pozo se utilizaron para diferenciar las pelitas de las rocas potencialmente productoras (permeables y porosas). Asimismo, se utilizaron para definir los límites de las diferentes unidades permitiendo su correlación, para inferir la presencia de gas, para calcular el contenido de arcilla de las capas (VSh), para obtener información acerca de las porosidades (total y efectiva) de las rocas, para conocer la saturación de agua y para discriminar entre los diferentes tipos de espesores del yacimiento (*Net sand*, *Net reservoir*, *Net pay*).

9.1.2 Reconocimiento de los Niveles de Arcilla y Mineralizados

En la exploración y desarrollo de yacimientos de hidrocarburos es fundamental distinguir entre potenciales niveles reservorios (conglomerados, areniscas, etc.) y arcillas, ya que ambas presentan características y propiedades muy diferentes, que pueden tener un gran impacto en la producción de hidrocarburos. Las arenas y conglomerados, por su alta porosidad y permeabilidad, son altamente propicias para el almacenamiento y producción de hidrocarburos, mientras que las arcillas, debido a su permeabilidad extremadamente baja, actúan como una barrera impermeable impidiendo el flujo de estos. Además, los niveles arcillosos se depositan típicamente durante regímenes de baja energía, lo que les confiere un espesor uniforme y una buena continuidad lateral en grandes áreas geográficas. Debido a esta característica, estos niveles son muy útiles ya que son usados como niveles guía en la correlación de pozos.

Como se puede observar en la Figura 10 b, los niveles pelíticos tienen firmas eléctricas muy específicas, que suelen facilitar su identificación. El diámetro del pozo (*Cali*) suele ser mayor al

diámetro del trépano (*Bit Size*), debido a la generación de cavernas, por el desmoronamiento de las paredes que se da en estos intervalos finos. Estos niveles pelíticos a su vez, presentan elevados valores de GR y baja resistividad eléctrica. Por su parte, los niveles potenciales de reservorios (areniscas y/o conglomerados), se reconocen por presentar bajos valores de GR y un revoque en el cruce entre *Bit Size* y *Caliper* (Figura 10 a). A su vez, si estos niveles muestran alta resistividad y cruce en los registros de densidad y neutrón, podrían estar indicando la presencia de niveles con hidrocarburos (Figura 10 c).

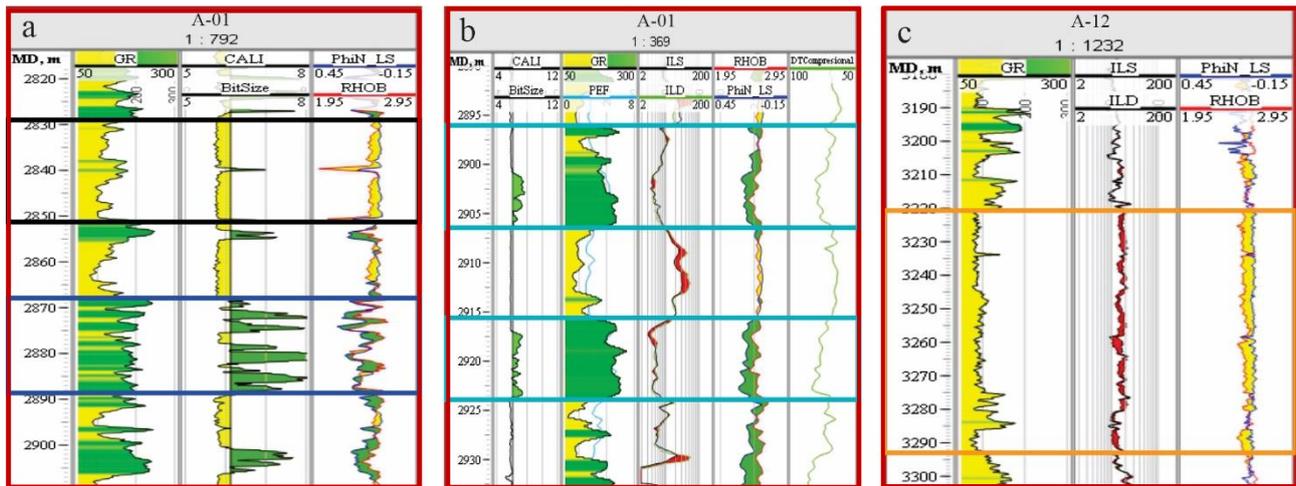


Figura 10. **a.** En la pista dos se observa el comportamiento de los registros *Bit Size* y *Cali*, en areniscas (rectángulo negro) y pelitas (rectángulo azul). **b.** En esta figura se observa el comportamiento de los diferentes registros frente a niveles pelíticos, entre ellos, el diámetro de pozo es mayor al diámetro del trepano (pista uno), altos niveles de GR (pista dos) y baja resistividad (pista tres). **c.** Identificación de niveles mineralizados, a partir de la alta resistividad (pista 2) y del cruce entre los perfiles densidad y neutrón (pista tres).

9.2 Descripción del Testigo Corona del Pozo A-07.

Se realizó la descripción detallada del testigo corona del pozo A-07, extraído con el propósito de muestrear las areniscas de la Formación Lajas Inferior. Mediante el análisis de fotografías obtenidas en el laboratorio (Figura 11), se pudo examinar en detalle los 36.89 m de rocas que componen este testigo corona, el cual se extiende desde los 3099.89 m por debajo de la boca del pozo (mbbp) hasta los 3063 mbbp. Dicho testigo consta de dos carreras (carrera 1 y carrera 2) las cuales se extienden desde los 3089.89 mbbp – 3081.52 mbbp y 3081.52 mbbp – 3063 mbbp respectivamente (Figura 12).

Profundidad mbbp	Descripción
3099.89 – 3099.78	Arenisca grisácea de grano medio, cuarzosa, de moderada selección con laminación entrecruzada tangencial y materia orgánica asociada a la laminación.

3099.78 – 3097.84	Conglomerado grisáceo clasto sostén, mal seleccionado, masivo, clastos subredondeados, que grada a una arenisca gris grisácea, de grano medio, cuarzosa, moderada selección, con estructura masiva y en partes con laminación entrecruzada tangencial y presencia de materia orgánica.
3097.84 – 3097.67	RM14. Intervalo utilizado para realizar estudios geomecánicos.
3097.67 – 3096.2	Arenisca grisácea de grano medio a grueso, cuarzosa, moderada selección, masiva, presenta materia orgánica y en sectores se observa <i>Haentzschelinia</i> .
3096.2 – 3096.06	RM13B. Intervalo utilizado para realizar estudios geomecánicos.
3096.06 – 3095.89	RM13A. Intervalo utilizado para realizar estudios geomecánicos.
3095.89 – 3095.69	RM12. Intervalo utilizado para realizar estudios geomecánicos.
3095.69 – 3095.42	Conglomerado fino matriz sostén, de 5 cm de espesor, de color castaño claro, muy mal seleccionado, matriz arenosa, que pasa transicionalmente a una arenisca de color gris claro, de grano medio, masiva, de moderada a buena selección.
3095.42 – 3094.94	RM11. Intervalo utilizado para realizar estudios geomecánicos.
3094.94 – 3090.38	Intercalaciones granodecrecientes de arenisca grisácea de grano grueso a medio, masivas y en partes con laminación entrecruzada tangencial, de moderada a buena selección. Presenta <i>Haentzschelinia</i> , materia orgánica y niveles heterolíticos hacia el techo, los cuales cuentan con una tonalidad gris oscuro y <i>Thalassinoides</i> .
3090.38 – 3090.17	Heterolita fangosa, gris oscuro, con estructura <i>Climbing Ripples</i> y presencia de grietas de sinéresis.
3090.17 – 3089.91	Arenisca de color gris oscuro, de grano medio, masiva, bien seleccionada y presencia de <i>Haentzschelinia</i> .
3089.91 – 3089.59	Heterolita fangosa, gris oscuro, laminada, con estructura <i>Climbing Ripples</i> y presencia de <i>Thalassinoides</i> .
3089.59 – 3089.31	RM10. Intervalo utilizado para realizar estudios geomecánicos.
3089.31 – 3089.16	Heterolita fangosa, gris oscuro, laminada.
3089.16 – 3089.01	Conglomerado grueso matriz sostén, muy mal seleccionado, masivo, matriz arenosa y clastos subredondeados.
3089.01 – 3088.45	Arenisca de color castaño claro, de grano medio a grueso, con fragmentos de conglomerados, masiva, con presencia de materia orgánica y <i>Haentzschelinia</i> .
3088.45 – 3088.06	Conglomerado mediano a grueso clasto sostén, muy mal seleccionado, masivo, matriz arenosa, clastos subredondeados, presencia de materia orgánica y <i>Haentzschelinia</i> .
3088.06 – 3087.81	X
3087.81 – 3087.18	Conglomerado grueso de 5 cm de espesor, que grada a conglomerado fino matriz sostén muy mal seleccionado, masivo hacia la base y clasto sostén hacia el techo, clastos subredondeados, presencia de materia orgánica y <i>Haentzschelinia</i> .
3087.18 – 3086.91	RM9. Intervalo utilizado para realizar estudios geomecánicos.
3086.91 – 3086.21	Arenisca grisácea, de grano grueso, cuarzosa, de moderada a mal seleccionada, con estructura masiva, presencia de <i>Haentzschelinia</i> e intercalada con niveles de conglomerados finos a gruesos.
3086.21 – 3085.91	RM8. Intervalo utilizado para realizar estudios geomecánicos.
3085.91 – 3084.76	Arenisca grisácea de grano medio a grueso, en partes conglomerádica, masiva, de moderada a mal seleccionada. Hacia el techo presenta materia orgánica y <i>Haentzschelinia</i> .
3084.76 – 3084.48	Heterolita fangosa, gris oscuro, masiva, con presencia de <i>Thalassinoides</i> , <i>Planolites</i> y <i>Ophiomorpha</i> .
3084.48 – 3083.8	Arenisca de color gris claro, de grano medio a fino, con presencia de conglomerado gris oscuro, fino, masivo, clasto sostén, intercalado con láminas de fango. Hacia el techo se encuentra bioturbada, con presencia de <i>Ophiomorpha</i> , <i>Thalassinoides</i> , <i>Skolithos</i> y <i>Diplocraterion</i> .
3083.8 – 3083.59	RM7. Intervalo utilizado para realizar estudios geomecánicos.
3083.59 – 3083.44	RM6. Intervalo utilizado para realizar estudios geomecánicos.
3083.44 – 3083.25	Arenisca grisácea, de grano medio, con un nivel de conglomerado fino intercalado y presencia de materia orgánica.
3083.25 – 3082.21	Heterolita arenosa, gris oscuro, masiva, con presencia de <i>Thalassinoides</i> y <i>Ophiomorpha</i> .
3082.21 – 3082.14	Conglomerado grueso clasto sostén, masivo, mal seleccionado.

3082.14 – 3081.82	Arenisca grisácea, de grano medio con laminación paralela y laminación entrecruzada tangencial de bajo ángulo, materia orgánica y láminas de conglomerado fino intercaladas.
3081.82 – 3081.58	Heterolita arenosa, gris oscuro, masiva, con presencia de <i>Thalassinoides</i> y <i>Ophiomorpha</i> .
3081.58 - 3076.52	Arenisca grisácea, de grano medio a grueso, cuarzosa, moderada selección, masiva y en partes con laminación entrecruzada tabular planar. Presencia de materia orgánica, líticos conglomerados hacia el techo y <i>Haentzschelinia</i> .
3076.52 - 3076.14	RM5. Intervalo utilizado para realizar estudios geomecánicos.
3076.14 - 3074.82	Arenisca grisácea, de grano medio a grueso, moderada selección y masiva.
3074.82 - 3073.52	Arenisca grisácea, de grano grueso, en partes conglomerádica, masiva, de moderada a mal seleccionada.
3073.52 - 3073.24	RM4. Intervalo utilizado para realizar estudios geomecánicos.
3073.24 - 3073.02	Conglomerado mediano a grueso matriz sostén, mal seleccionado, masivo, con matriz arenosa.
3073.02 - 3072.82	X
3072.82 – 3072.37	Conglomerado mediano a grueso matriz sostén, de color gris claro, mal seleccionado, masivo, con matriz arenosa, que grada a una arenisca mediana.
3072.37 – 3072.14	X
3072.14 - 3071.76	Arenisca grisácea, de grano medio, moderada selección, con laminación paralela y presencia de <i>Ophiomorpha</i> y <i>Thalassinoides</i> .
3071.76 - 3071.22	Arenisca de color gris oscuro, de grano fino, con presencia de <i>Ophiomorpha</i> y <i>Thalassinoides</i> .
3071.22 - 3071.07	Arenisca grisácea, de grano grueso, con laminación paralela y presencia de <i>Ophiomorpha</i> .
3071.07 - 3070.92	Arenisca grisácea, de grano fino, con presencia de <i>Ophiomorpha</i> y <i>Thalassinoides</i> .
3070.92 - 3070.62	RM3. Intervalo utilizado para realizar estudios geomecánicos.
3070.62 - 3070.1	Arenisca grisácea, de grano fino a medio, moderada selección, con laminación paralela y presencia de <i>Ophiomorpha</i> y <i>Haentzschelinia</i> .
3070.1 - 3069.75	Conglomerado grueso clasto sostén, de 5 cm de espesor, mal seleccionado, que grada a una arenisca grisácea, de grano grueso, bien seleccionada.
3069.75 - 3069.27	Arenisca grisácea, de grano medio, moderada selección, con laminación paralela y presencia de <i>Thalassinoides</i> .
3069.27 - 3068.37	Arenisca grisácea, de grano medio a grueso, masiva y en partes con laminación entrecruzada tabular planar, moderada selección y presencia de <i>Haentzschelinia</i> .
3068.37 - 3067.84	X
3067.84 - 3067.22	Arenisca grisácea, de grano grueso, masiva, con materia orgánica, con clastos conglomerádicos y presencia de <i>Haentzschelinia</i> .
3067.22 - 3066.72	Conglomerado fino a mediano matriz sostén hacia la base y clasto sostén hacia el techo, mal seleccionado, con matriz arenosa.
3066.72 - 3066.2	Arenisca de color castaño claro/gris medio, de grano grueso, con laminación paralela y hacia el techo intercalada con conglomerados.
3066.2 - 3065.9	RM2. Intervalo utilizado para realizar estudios geomecánicos.
3065.9 - 3065.73	Arenisca grisácea, de grano medio, bien seleccionada, con estratificación entrecruzada tabular planar difusa.
3065.73 - 3065.69	Conglomerado mediano a fino clasto sostén, mal seleccionado.
3065.69 - 3064.37	Arenisca de color castaño claro, de grano medio a grueso, con clastos conglomerádicos, masiva, en partes con laminación entrecruzada tabular planar y con presencia de <i>Ophiomorpha</i> .
3064.37 - 3064.18	Arenisca grisácea, de grano grueso a conglomerádica, masiva, moderada selección y presencia de <i>Haentzschelinia</i> .
3064.18 - 3063.77	RM1. Intervalo utilizado para realizar estudios geomecánicos.
3063.77 - 3063.4	Arenisca grisácea, de grano medio a grueso, masiva, en partes con estratificación entrecruzada tabular planar difusa y con presencia de materia orgánica.
3063.4 - 3063	X

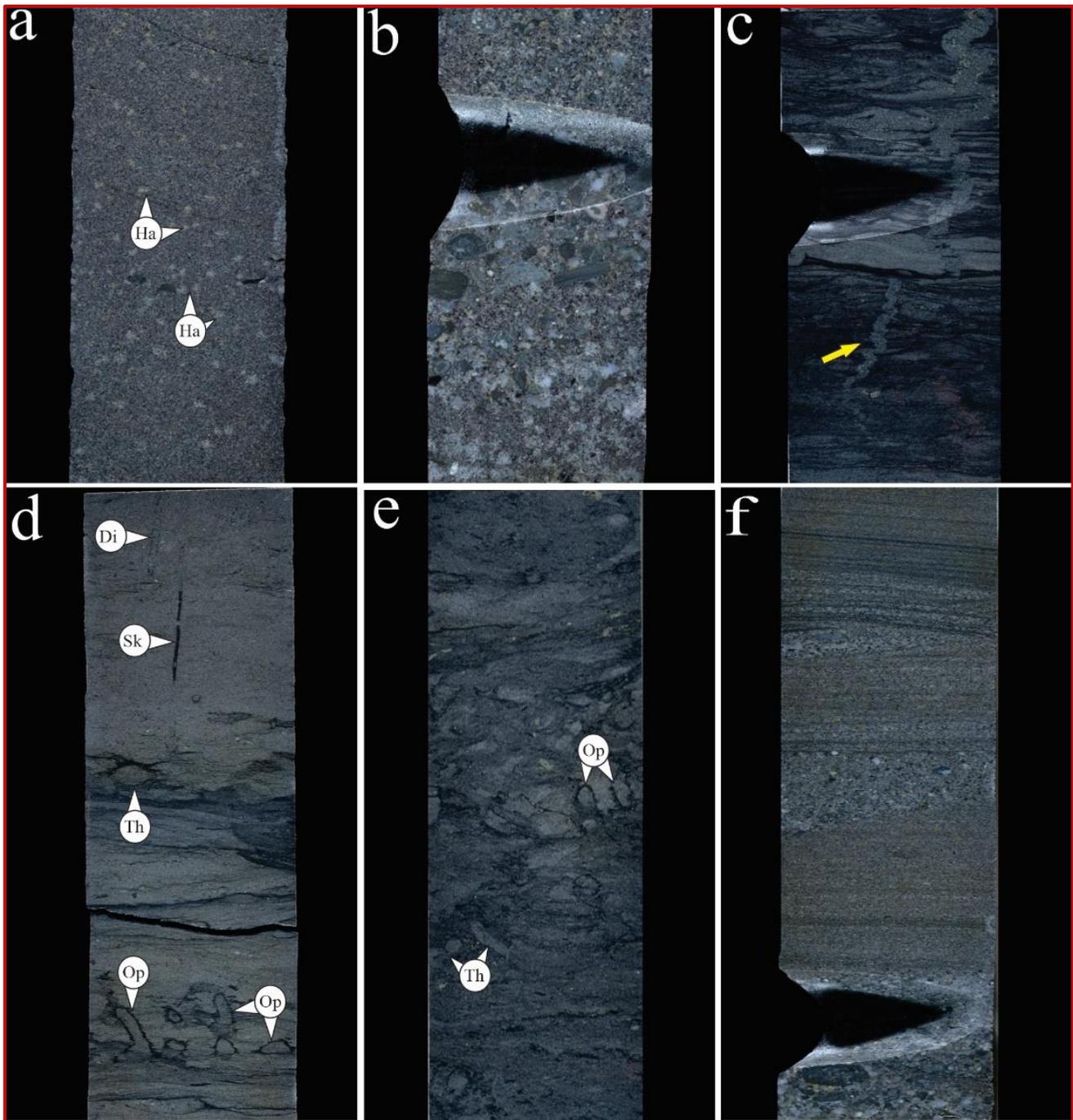


Figura 11. *a.* Arenisca mediana con laminación entrecruzada tangencial, materia orgánica y trazas fósiles asignadas a *Haentzschelina* (Ha). *b.* Conglomerado mediano a grueso, mal seleccionado, con clastos subredondeados. *c.* Heterolita fangosa con presencia de grietas de sinéresis (flecha amarilla). *d.* Arenisca fina, con presencia de *Ophiomorpha* (Op), *Thalassinoides* (Th), *Skolithos* (Sk) y *Diplocraterion* (Di). *e.* Heterolita arenosa con intensa bioturbación de *Ophiomorpha* (Op) y *Thalassinoides* (Th). *f.* Arenisca mediana con laminación paralela y laminación entrecruzada tangencial de bajo ángulo, intercalada con conglomerados.

9.2.1 Perfil Selley

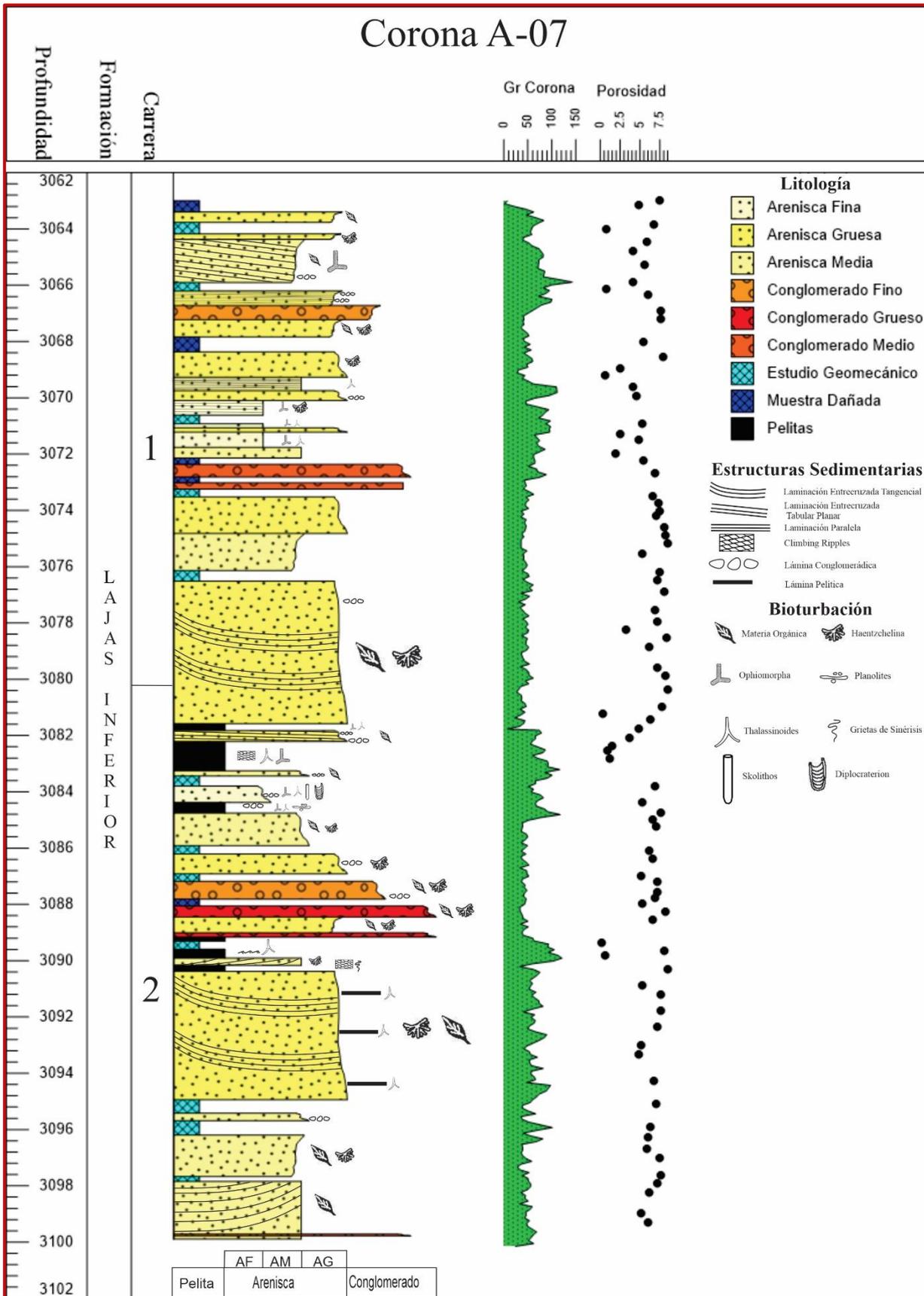


Figura 12. Perfil Selley realizado a partir de la descripción del testigo corona del pozo A-07.

9.3 Correlación de Pozos

Se procedió a cargar la información de trayectorias, logs y sísmica de los pozos en el *software tNavigator* y se definieron los cortes entre pozos para llevar a cabo la correlación. En la Figura 13 se presentan los cortes realizados. En primer lugar, se estableció un corte en sentido SE - NO (representado por líneas azules), paralelo a la dirección de sedimentación. Posteriormente, se definió un segundo corte en sentido SO - NE (representado por líneas rojas), perpendicular a la dirección de sedimentación. Por último, se empleó la técnica de los triángulos para ajustar la correlación (Figura 14). Esta técnica consiste en correlacionar tres pozos y luego, utilizando dos de ellos, correlacionar un cuarto pozo. En este caso, se utilizaron los pozos A-15, A-14 y A-09 para la primera correlación, y luego, utilizando los pozos A-15 y A-09, se ajustó el pozo A-11 para completar el proceso de correlación.

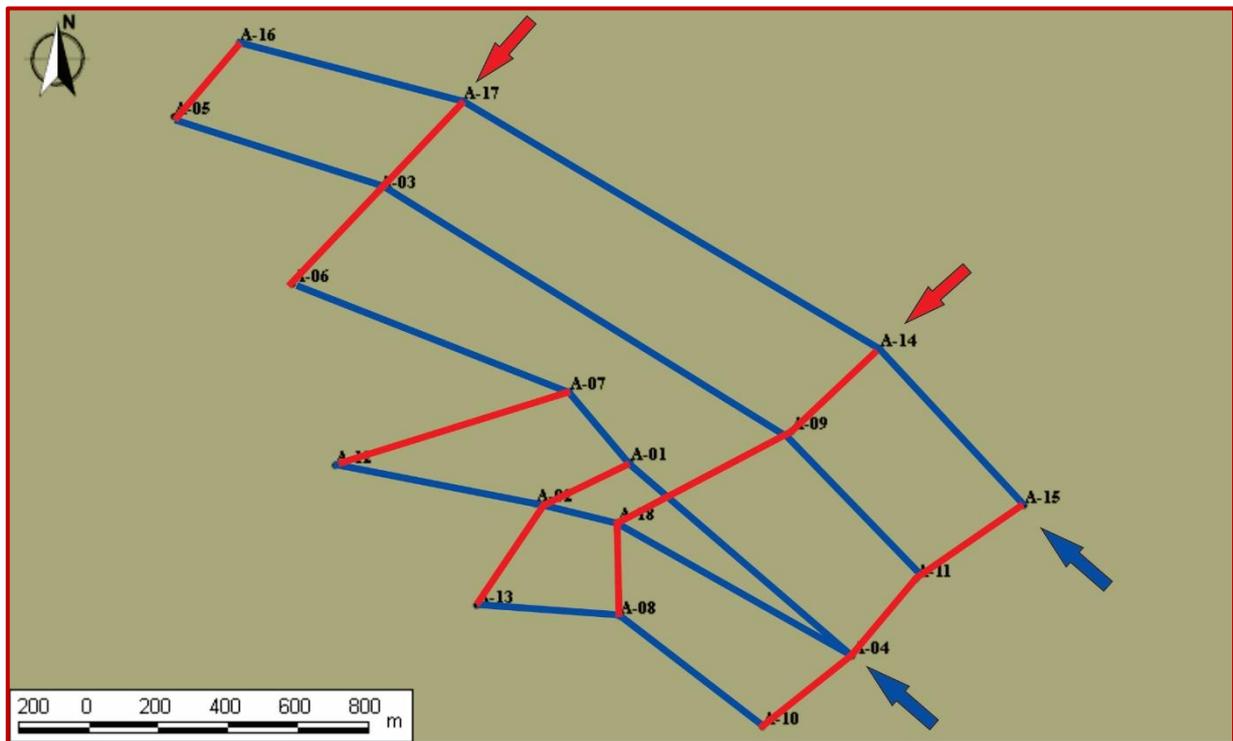


Figura 13. Cortes entre pozos en sentido SE-NO y SO-NE, utilizado para realizar la correlación entre los pozos.

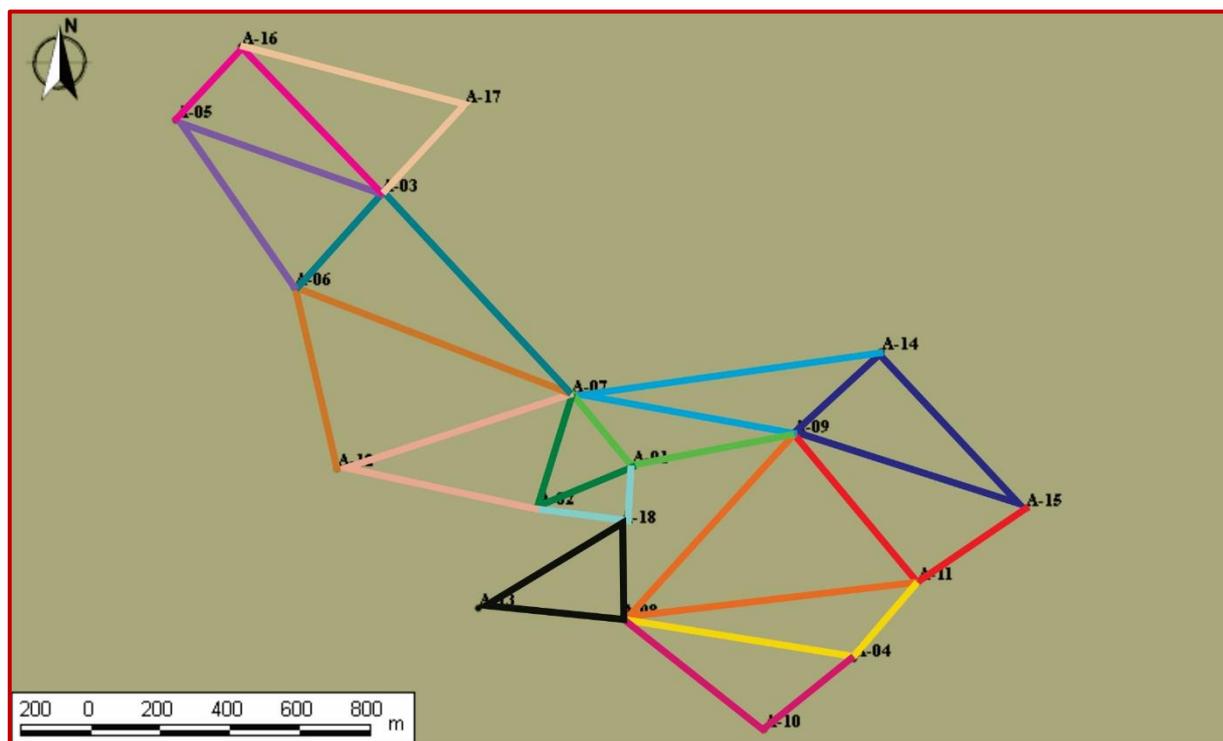


Figura 14. Técnica de los triángulos, empleada para ajustar la correlación entre los pozos.

Para llevar a cabo la correlación de los pozos, se emplearon diversas herramientas y recursos. Se utilizaron los perfiles eléctricos, el control geológico, la información sísmica y la herramienta "Ghost Curve" del software *tNavigator*. Además, se contó con tres superficies sísmicas proporcionadas por la empresa YPF, correspondientes a la base de la Formación Vaca Muerta, el tope de la Formación Lajas y el tope del Ciclo 1, las cuales se ajustaron y a partir de ellas se generaron los demás marcadores.

El proceso de ajuste de los horizontes sísmicos se inició con la base de la Formación Vaca Muerta, la cual se identificó como un nivel pelítico de alta radioactividad, baja resistividad eléctrica y coincidente con un reflector sísmico muy marcado, debido al contraste de impedancia acústica existente entre las pelitas de esta formación y las areniscas de la Formación Lotena. Este reflector sísmico se pudo seguir a lo largo de todos los pozos. Luego se ajustó el tope de la Formación Lajas, lo cual presentó cierta dificultad debido a las firmas eléctricas muy similares que presentan el tope de esta formación y la base de la Formación Lotena. Por ello, para colocar este pase, se utilizó como referencia un nivel arenoso de gran espesor y continuidad lateral, depositado por encima del último paquete espeso de pelitas. Finalmente, se ajustó el Ciclo 1 (adjudicado en este trabajo como marcador "2") hacia el tope del primer banco de arenas de la formación (Figura 15).

Luego de que se ajustaran las tres superficies sísmicas, se generaron los demás marcadores, discriminando entre niveles principalmente arenosos y niveles principalmente pelíticos (Tabla 3), propuestos a partir del análisis de los registros de pozo y validados con la información del control geológico (descripciones de *cutting*). Esto se realizó sobre el pozo A-15 (Figura 15), ya que es el más próximo al área de aporte de sedimento. Una vez generados todos los marcadores, se utilizó la herramienta “*Ghost curve*” (Figura 16) para correlacionar todos los pozos, siguiendo los métodos de correlación previamente definidos (Figura 17 y Figura 18).

Como resultado de la correlación, se definieron los horizontes utilizados para generar los mapas estructurales e isopáquicos. De esta forma, se crearon los horizontes “Tope_Lajas_A” y “2”, utilizando como tendencia los horizontes sísmicos “Tope_Lajas” y “Ciclo 1” respectivamente. A continuación, utilizando como tendencia al horizonte “2” creado en el paso anterior, se generaron los horizontes “1” y “3”. Luego, con el horizonte “1” se generó el horizonte “Base_Lajas” y con el “3” se generaron, en sentido ascendente, los horizontes “4”, “5” y “6”. Por último, utilizando como tendencia el horizonte “Tope_Lajas_A” se generaron, en sentido descendente, los horizontes “11”, “10”, “9”, “8” y “7” (Figura 19).

Marcador	Espesor Promedio	Litología Predominante
Tope_Lajas	50.89	Areniscas
11	46.96	Areniscas a la base, pelitas al techo
10	128.43	Pelitas
9	50.07	Pelitas en la base, areniscas al techo
8	52.56	Pelitas en la base, areniscas al techo
7	123.31	Areniscas
6	44.08	Pelitas
5	75.13	Areniscas
4	74.57	Areniscas
3	80.79	Pelitas
2	154.12	Areniscas
1	92.12	Pelitas

Tabla 3. Marcadores propuestos en este trabajo, para los pozos analizados en el yacimiento ATSB.

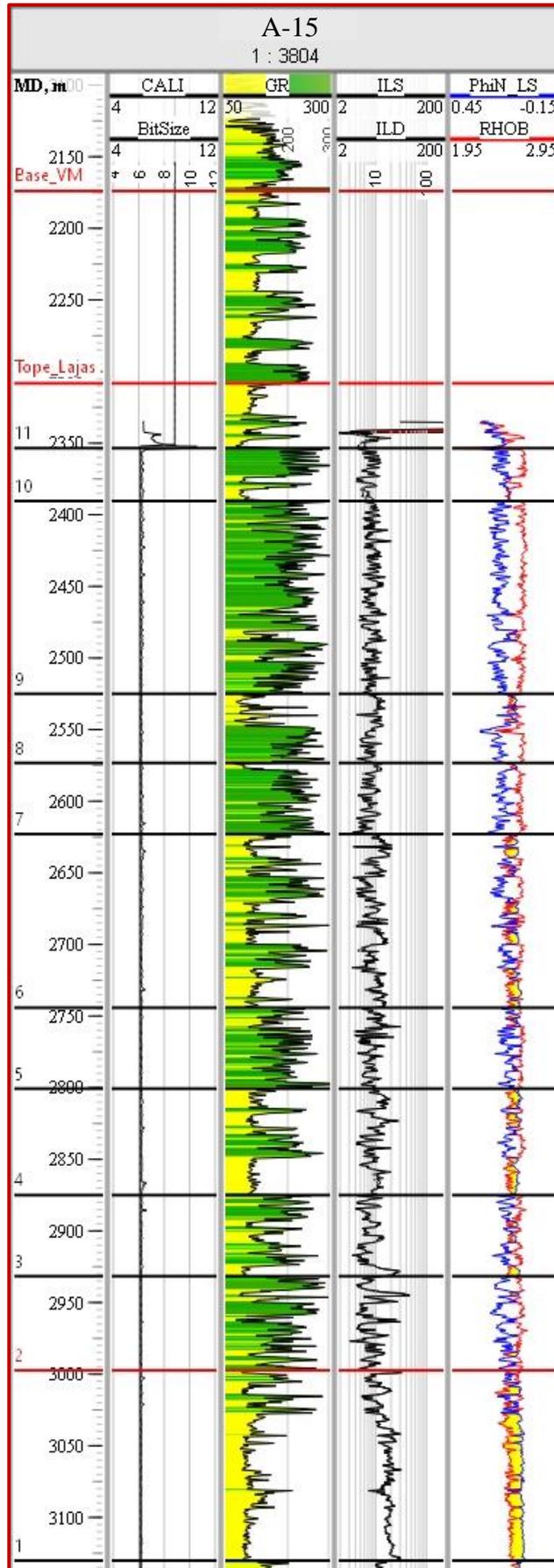


Figura 15. Esquema de marcadores, colocados en el pozo A-15.

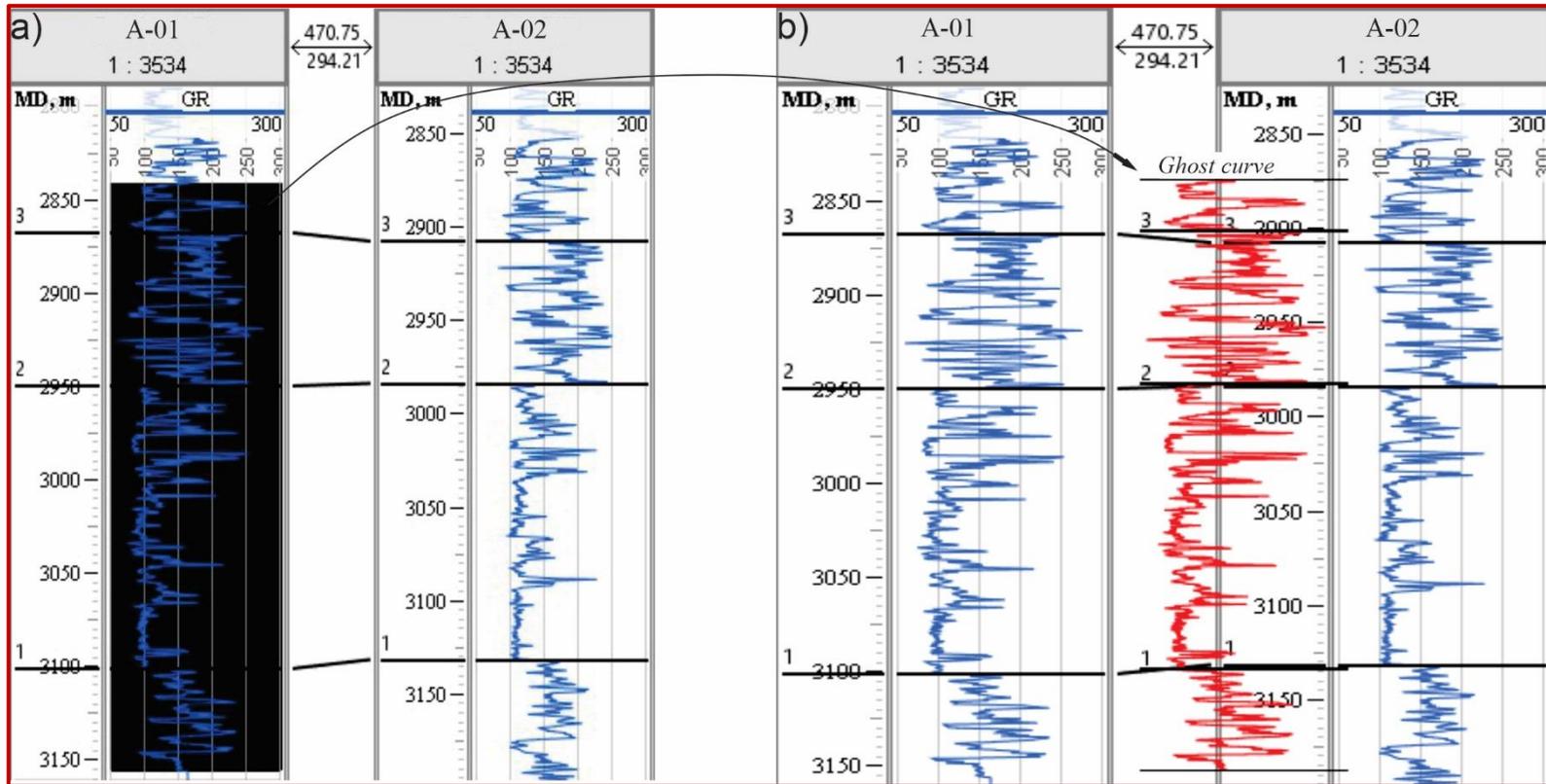


Figura 16. Ejemplo del funcionamiento de la herramienta Ghost curve, utilizando registro el Gr de los pozos A-01 y A-02. Esta herramienta nos permite seleccionar y extraer un intervalo de un registro de pozo y extrapolarlo a uno o varios pozos.

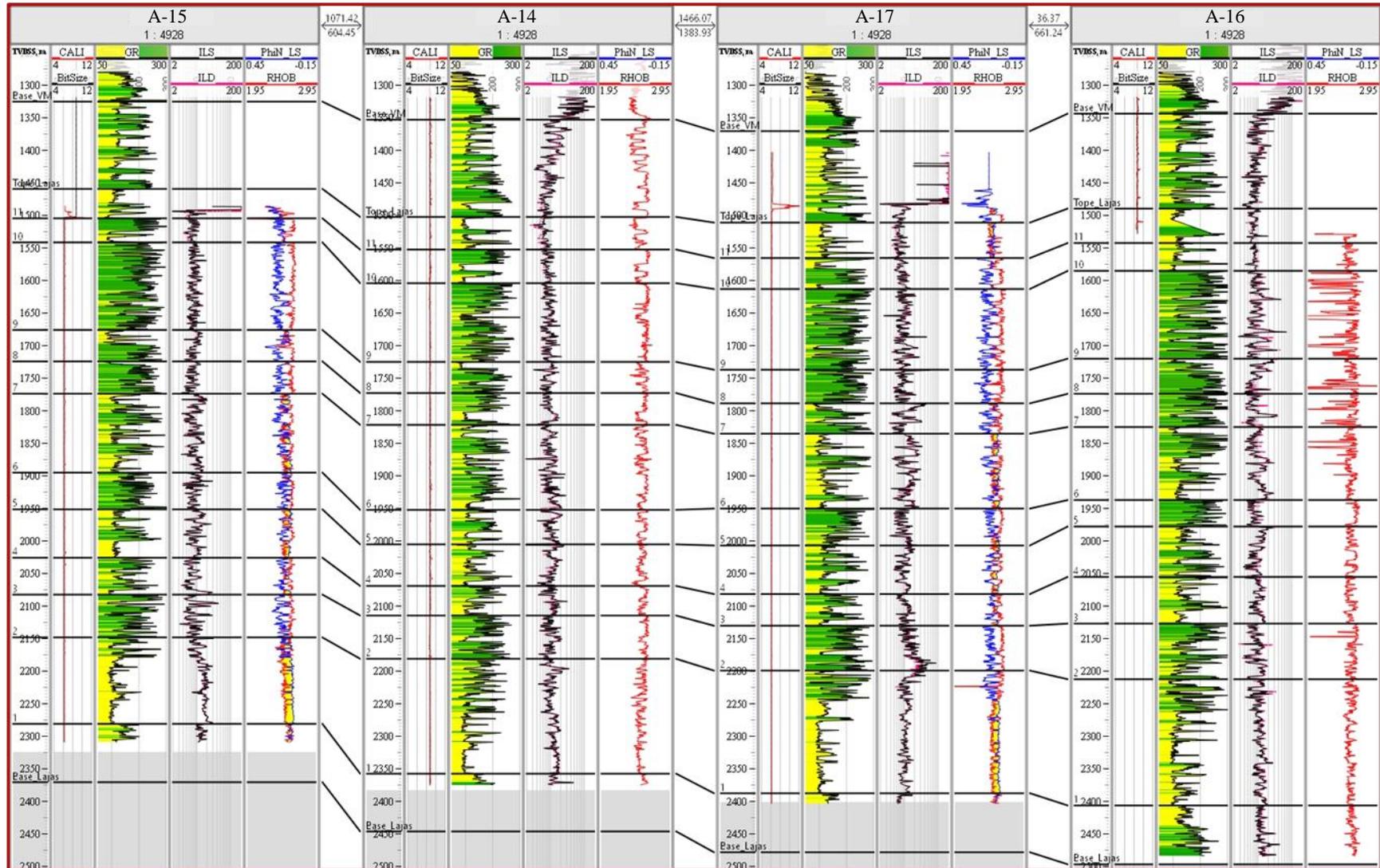


Figura 17. Correlación de uno de los cortes en sentido SE – NO. Los pozos se encuentran horizontalizados al nivel del mar (0 m TVDSS).

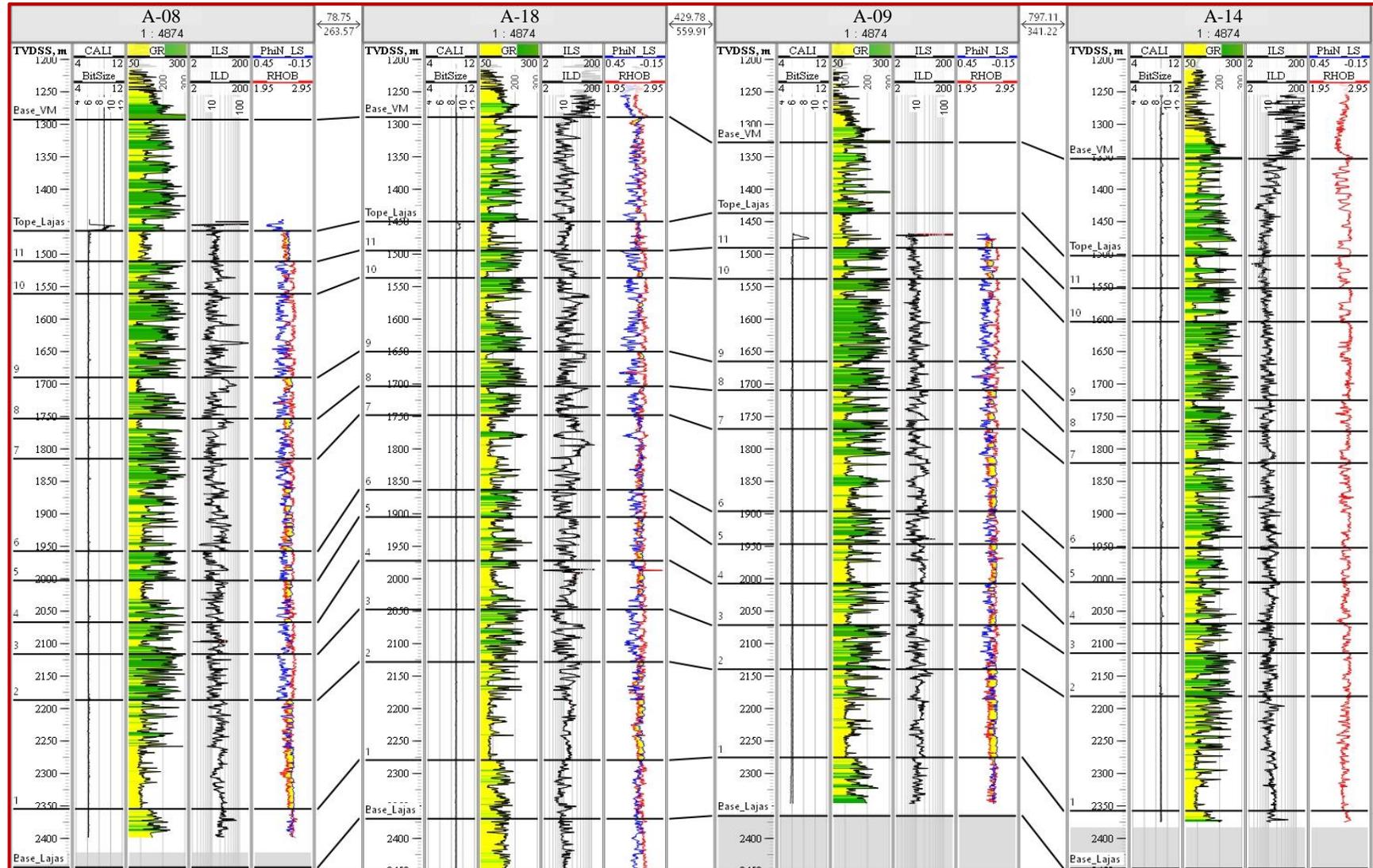


Figura 18. Correlación de uno de los cortes en sentido SO-NE. Los pozos se encuentran horizontalizados al nivel del mar (0 m TVDSS).

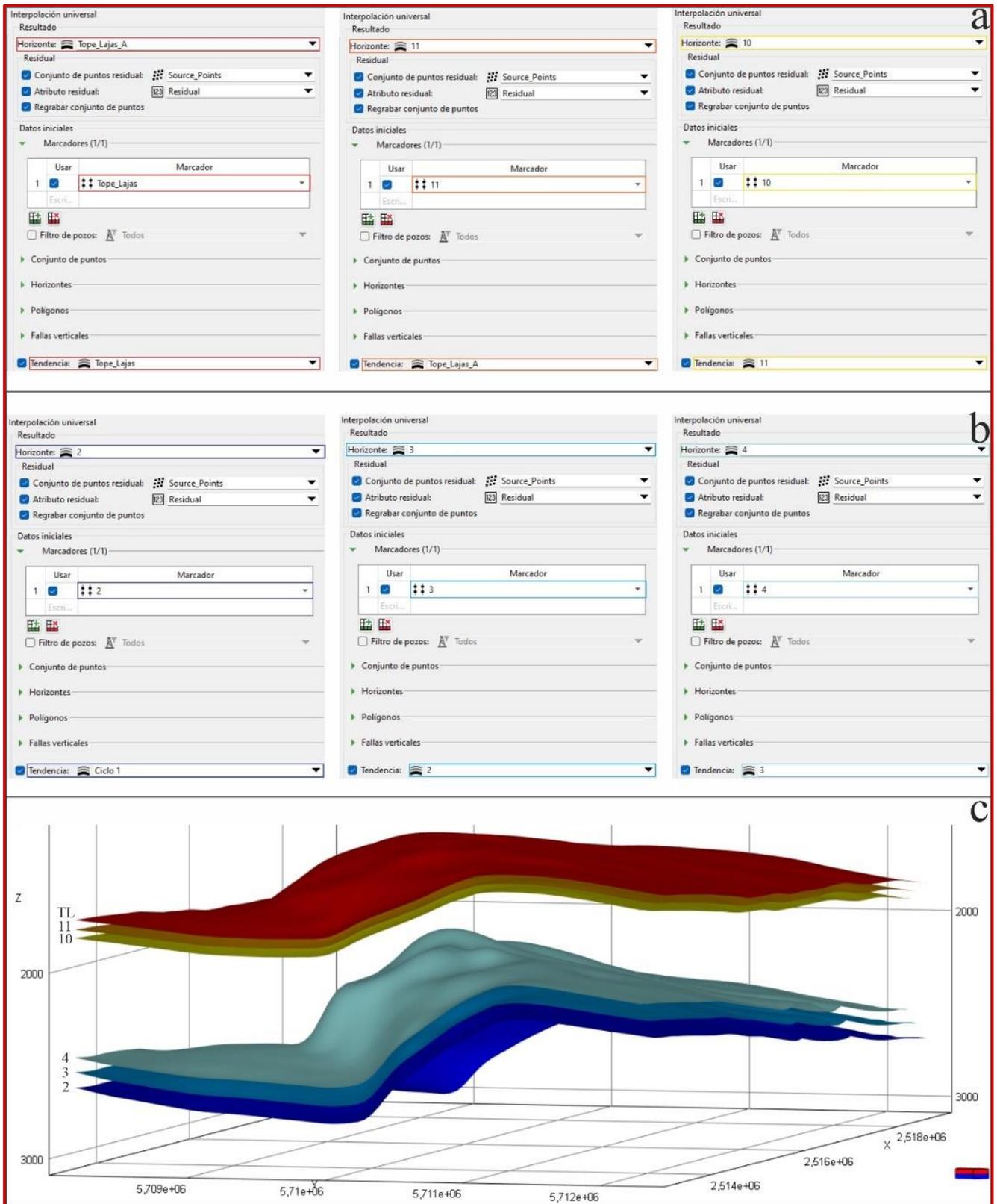


Figura 19. Ilustración del proceso de generación de los horizontes. **a.** Se creó el horizonte “Tope_Lajas_A”, usando como tendencia el horizonte sísmico “Tope_Lajas” y luego, en sentido descendente, se generaron los horizontes “11” y “10”. **b.** Se creó el horizonte “2”, usando como tendencia el horizonte sísmico “Ciclo 1” y luego, de manera ascendente, se crearon los horizontes “3” y “4”. **c.** Ilustración en 3D de las secuencias ascendentes y descendentes de los horizontes creados.

9.4 Evaluación Petrofísica

9.4.1 Análisis de datos

Uno de los objetivos del trabajo fue realizar los cálculos petrofísicos en los diferentes pozos, con el fin de poder determinar cuantitativamente las propiedades físicas de las rocas del subsuelo y de los fluidos presentes en estas. Entre los cálculos realizados, se incluyen el volumen de arcillas, porosidades y saturación de agua y a partir de estos, los espesores netos, porosos y útiles, así como el volumen de hidrocarburo alojado.

El primer paso consistió en el análisis de la información petrofísica de testigos corona y testigos laterales de los pozos A-01, A-03, A-04 y A-07. Dicha información, proporcionada por la empresa YPF, constó de datos medidos en condiciones estándar (STD) y de reservorio (NOBP, *Net Over Burden Pressure*) de las diferentes muestras, con sus respectivas profundidades, densidades, permeabilidades, porosidades y observaciones (Tabla 4).

Estudios realizados en condiciones STD						Estudios realizados en condiciones N.O.B.P.					
Muestra	Profundidad	Densidad	Porosidad	Permeabilidad	Observaciones	Muestra	Profundidad	Densidad	Porosidad	Permeabilidad	Observaciones
Nº	Corregida	Real	%	Al gas		Nº	Corregida	Real	%	Al gas	
	mbbp	gr/cm ³		mD			mbbp	gr/cm ⁴		mD	
1-9-8	2542.87	2.64	3.72	0.0004		1-9-8	2542.87	2.64	1.34	0.00002	
1-8-1	2543.60	2.68	2.05	0.003		1-8-1	2543.60	2.68	0.27	0.00002	
1-6-2	2545.90	2.65	2.18	73.159	Fisurada	1-6-2	2545.90	2.65	0.64	0.84335	Fisurada
1-4-3	2547.50	2.66	0.28	2.454	Fisurada	1-4-3	2547.50	2.66	0.21	0.00330	Fisurada
1-4-7	2547.96	2.68	1.92	0.0003		1-4-7	2547.96	2.68	0.36	0.00002	
1-2-4	2549.50	2.72	4.12	0.0004		1-2-4	2549.50	2.72	0.19	0.00001	
1-2-6	2550.00	2.68	4.36	0.0001		1-2-6	2550.00	2.68	0.85	0.00002	
2-13-1V	2553.75	2.67	1.30	0.00003		2-13-1V	2553.75	2.67	0.15	0.00002	
2-13-1	2553.78	2.70	4.70	0.0001		2-13-1	2553.78	2.70	0.05	0.00001	
2-13-2	2554.30	2.70	11.65	0.102		2-13-2	2554.30	2.70	8.82	0.01304	
2-12-3V	2554.76	2.63	8.88	0.040		2-12-3V	2554.76	2.63	7.50	0.00331	
2-12-3	2554.80	2.63	5.53	0.005		2-12-3	2554.80	2.63	4.25	0.00035	
2-12-4	2555.30	2.64	10.29	0.558		2-12-4	2555.30	2.64	8.84	0.03862	
2-11-5	2555.80	2.62	10.33	0.256		2-11-5	2555.80	2.62	2.95	0.02285	
2-11-6	2556.30	2.62	6.13	0.039		2-11-6	2556.30	2.62	0.93	0.00153	
2-10-7	2556.77	2.64	9.66	0.234		2-10-7	2556.77	2.64	8.16	0.01545	
2-10-8	2557.30	2.66	6.03	0.062		2-10-8	2557.30	2.66	4.29	0.00166	
2-9-9	2557.80	2.66	10.55	0.217		2-9-9	2557.80	2.66	7.95	0.01451	
2-9-10	2558.30	2.62	8.23	0.114		2-9-10	2558.30	2.62	7.74	0.00743	
2-8-11	2558.80	2.61	7.16	0.077		2-8-11	2558.80	2.61	7.01	0.00481	
2-8-12	2559.30	2.66	10.90	0.258		2-8-12	2559.30	2.66	9.15	0.02258	
2-7-13V	2559.76	2.63	6.14	0.056		2-7-13V	2559.76	2.63	4.41	0.00117	
2-7-13	2559.80	2.65	6.69	0.058		2-7-13	2559.80	2.65	5.28	0.00271	
2-7-14	2560.30	2.64	12.24	0.860		2-7-14	2560.30	2.64	10.91	0.01077	
2-5-15	2562.00	2.65	7.65	0.005		2-5-15	2562.00	2.65	7.40	0.00002	
2-3-16	2563.97	2.64	1.70	0.0002		2-3-16	2563.97	2.64	0.20	0.00001	
2-1-17	2565.74	2.67	3.54	6.998	Fisurada	2-1-17	2565.74	2.67	0.72	0.00285	Fisurada

Tabla 4. Información de testigos corona del pozo A-04, proporcionada por la empresa YPF. Las muestras resaltadas en amarillo fueron descartadas luego del análisis de datos.

Utilizando el programa Excel, se realizó el control de calidad de los datos, mediante el cual se efectuó una limpieza de los mismos. En primer lugar, se removieron las muestras que se encontraban fisuradas ya que sus mediciones resultaron anómalas y poco confiables. Luego se analizó la relación entre la porosidad medida en condiciones STD y NOBP utilizando diferentes gráficos: primero, se

construyeron gráficos binarios en los cuales se compararon directamente los valores de porosidad STD versus porosidad NOBP de las diferentes muestras, estableciendo una relación entre ambas mediciones e identificando aquellas muestras con una relación anómala (Figura 20 a). Adicionalmente, se construyeron gráficos donde se analizó la variación de la porosidad con la presión de la medición, identificando una tendencia general e identificando aquellas muestras alejadas de la misma (Figura 20 b). Por último, se generaron tablas dinámicas para obtener los promedios de densidad y porosidad (Tabla 5).

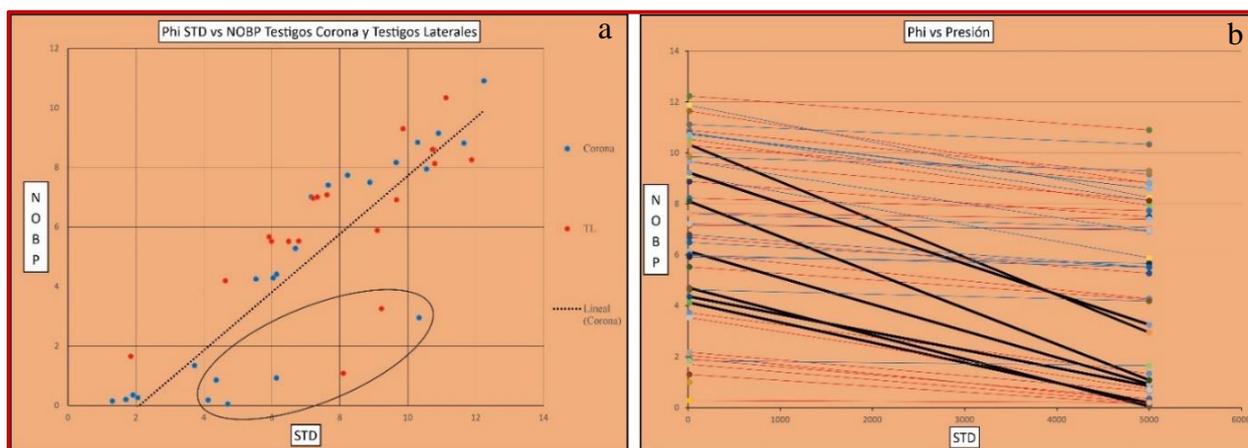


Figura 20. **a.** Porosidad en condiciones STD vs porosidad en condiciones NOBP, de testigos corona y testigos laterales; **b.** Variación de la porosidad, en función de la presión. Con ayuda de estos gráficos, se pudo observar el comportamiento anómalo de siete muestras.

Testigos Corona		
Marcador	Promedio de Densidad	Promedio de Porosidad
10	2.673	1.29
8	2.669	0.65
7	2.646	6.38
2	2.633	7.08
Total	2.638	6.50

Testigos Corona y Laterales		
Marcador	Promedio de Densidad	Promedio de Porosidad
TL	2.480	1.61
11	2.597	9.10
10	2.667	2.14
9	2.639	5.08
8	2.669	0.65
7	2.638	6.30
5	2.619	7.30
4	2.639	7.65
3	2.660	7.46
2	2.631	6.94
1	2.621	2.95
Total	2.633	6.47

Tabla 5. **a.** Tabla dinámica realizada con datos de testigos corona. **b.** Tabla dinámica realizada a partir de datos de testigos corona y testigos laterales.

Una vez completado el proceso de control de calidad de los datos, se procedió a realizar diversos cálculos petrofísicos. Para llevar a cabo estos cálculos, se generó un registro de las diferentes zonas que se encontraban entre los marcadores para poder analizar cada zona de manera individual y precisa (Tabla 6). Sin embargo, es importante destacar que debido a que la base de la Formación Lajas se encuentra presente únicamente en cuatro pozos, la zona “1” no fue considerada al momento de generar el modelo petrofísico.

Marcador Superior	Marcador Inferior	Zona
Tope_Lajas	11	TL
11	10	11
10	9	10
9	8	9
8	7	8
7	6	7
6	5	6
5	4	5
4	3	4
3	2	3
2	1	2
1	Base_Lajas	1

Tabla 6. Registros de las zonas utilizadas.

9.4.2 Modelo de Arcillosidad

Para obtener el volumen de arcillas (VSh) se realizó una tabla de registros Gr de todos los pozos, con el valor mínimo y máximo de cada zona (Tabla 7) y se utilizó la siguiente fórmula:

$$VSh_{Gr} = \frac{Gr_{Perfil} - Gr_{Arena}}{Gr_{Arcilla} - Gr_{Arena}} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

- Gr_{Perfil} = Gr leído en la profundidad a evaluar.
- Gr_{Arena} y $Gr_{Arcilla}$ = Gr en niveles de arenas y de arcillas, extraídos de la Tabla 7.

Por último, se ajustó el volumen de arcillas calculado, con la fracción de arcillas total obtenida de análisis de DRX realizados en muestras de los testigos corona de los pozos A-07, A-01 y A-04 (Figura 21).

A modo de ejemplo, se calculó el VSh para la muestra 2-13-2, correspondiente al pozo A-04 y ubicada en la zona “7”, a una profundidad de 2554.3 mbbp. Dicha muestra, cuenta con un valor de arcilla total del 6 %, según la información obtenida del testigo corona y con un VSh del 5.61%, obtenido utilizando la ecuación 1.

Pozo	Zona	Registro	Mín	Max
A-04	TL	GR	81.45	305.29
A-04	11	GR	83.27	288.15
A-04	10	GR	68.38	308.59
A-04	9	GR	80.36	301.51
A-04	8	GR	79.79	300.05
A-04	7	GR	74.71	403.89
A-04	6	GR	103.38	252.56
A-04	5	GR	92.46	263.77
A-04	4	GR	84.24	292.21
A-04	3	GR	84.01	291.68
A-04	2	GR	87.34	300.35
A-04	1	GR	98.91	214.80

Tabla 7. Valores máximos y mínimos del registro GR obtenidos para cada zona, del pozo A-04.

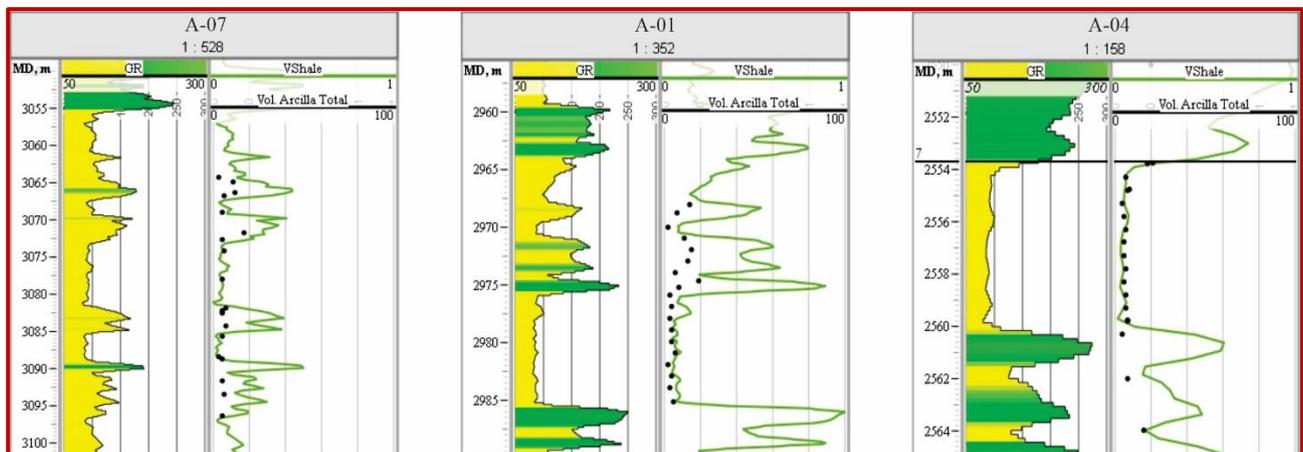


Figura 21. Se puede apreciar el buen ajuste entre los datos de arcillosidad obtenidos en laboratorio (análisis de DRX), con los calculados por perfiles de pozos.

9.4.3 Modelo de Porosidad Efectiva (PhiE)

La porosidad total es la fracción del volumen total de una roca ocupada por poros, los cuales tienen la capacidad de alojar fluidos como agua o hidrocarburo. Si estos poros se encuentran interconectados entre sí, permitiendo el flujo de fluidos a través de la roca, se denomina porosidad efectiva.

En este trabajo, se calculó la porosidad efectiva utilizando los perfiles densidad y sísmico (ecuación de Wyllie) (Schlumberger, 1990).

Porosidad Efectiva a partir del Registro de Densidad

$$\text{PhiE} = (\phi_{\text{Densidad}}) - (\text{VSh} * \phi_{\text{Arcilla}}) \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

- Porosidad Total: $\phi_{Densidad} : \frac{\rho_{Perfil} - \rho_{Matrix}}{\rho_{Fluido} - \rho_{Matrix}}$ donde:
 - ρ_{Perfil} : Densidad leída en la zona a evaluar.
 - ρ_{Matrix} : Se utilizó el valor 2.633 g/cm³, el cual se obtuvo del análisis de los datos del laboratorio (Tabla 5 b).
 - ρ_{Fluido} : El fluido de reservorio es una mezcla entre agua salada / gas y varía entre 0.8 g/cm³ y 1.1 g/cm³, según la proporción de estos. Para este trabajo se utilizó un valor de 0.9 g/cm³.
- Volumen de Arcillas (VSh).
- Porosidad de Arcillas: $\phi_{Arcilla} \text{ (densidad)} = \frac{\rho_{Perfil} - \rho_{Matrix}}{\rho_{Fluido} - \rho_{Matrix}}$ donde:
 - ρ_{Perfil} : Densidad leída en la zona a evaluar.
 - ρ_{Matrix} : Se utilizó el valor 2.69 g/cm³. Este valor es un dato provisto por YPF.
 - ρ_{Fluido} : Se utilizó el valor 0.9 g/cm³.

Porosidad Efectiva a partir del Registro Sónico

$$\Phi_{Sónico} = \frac{\Delta_{Perfil} - \Delta_{Matrix} - VSh * (\Delta_{VSh} - \Delta_{Matrix})}{(\Delta_{fluido} * S_{xo} + \Delta_{hy} * (1 - S_{xo}) - \Delta_{Matrix}) * Cp} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

- Δ_{Perfil} : Tiempo de tránsito leído en la zona a evaluar.
- Δ_{Matrix} : Se utilizó el valor 55 μ s/ft (Tiempo de tránsito en arenas).
- VSh: Volumen de Arcillas.
- Δ_{VSh} : Valor del perfil sónico de la arcilla. Se utilizó el valor 76 μ s/ft.
- Δ_{Fluido} : Se utilizó el valor 189 μ s/ft, el cual corresponde a lodos de perforación de agua dulce.
- S_{xo} : Saturación de agua de la zona lavada o invadida. Se utilizó el valor 0.5.
- Δ_{hy} : Valor del sónico del hidrocarburo. Se utilizó el valor 200.
- Cp: Factor de compactación. Se utilizó el valor 1.

Después de calcular las porosidades efectivas, se procedió a graficarlas junto con las porosidades de testigos corona, obtenidas del análisis del laboratorio de los pozos A-04, A-01 y A-07. El objetivo era observar cuál de las dos curvas se ajustaba mejor. En la Figura 22, se puede

apreciar que la curva de porosidad efectiva calculada con el perfil de densidad presentó un mejor ajuste que la curva de porosidad efectiva calculada con el perfil sísmico. Debido a esto, se utilizó el perfil de densidad para generar el modelo petrofísico de porosidad.

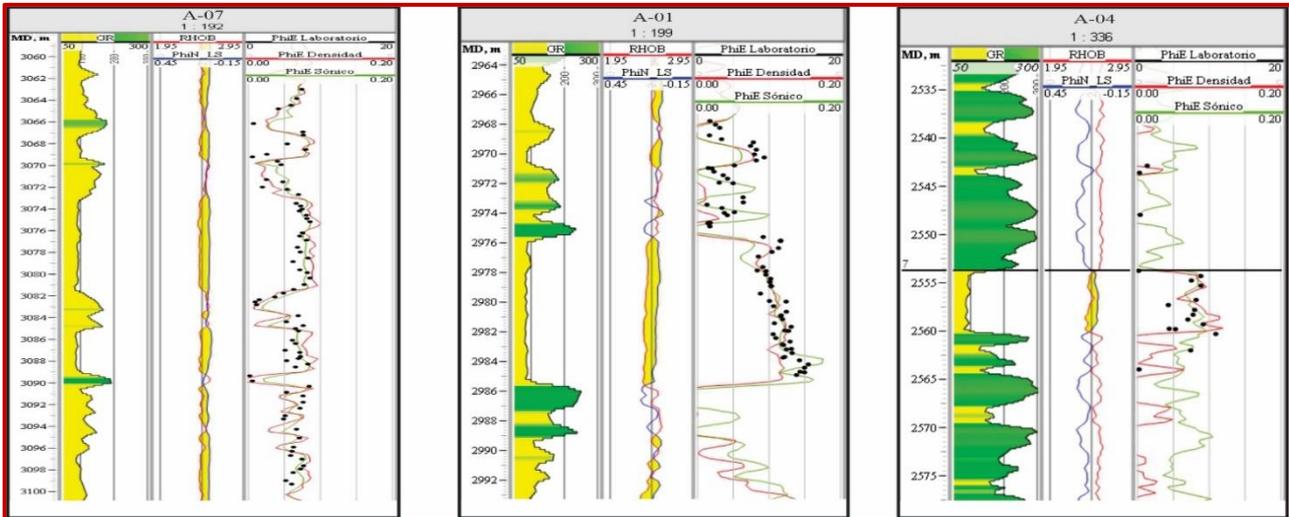


Figura 22. Calibración del modelo de porosidad, con los datos obtenidos del laboratorio.

9.4.4 Saturación de Agua (S_w)

Se realizó el cálculo petrofísico de saturación de agua, el cual corresponde a la fracción del volumen poral de un reservorio, que es ocupada por agua. La saturación de agua es un parámetro petrofísico importante en la evaluación de los yacimientos de hidrocarburos, ya que su valor puede afectar tanto la productividad como la calidad de los hidrocarburos recuperados y su determinación es fundamental para la toma de decisiones en la industria petrolera.

Se utilizó la fórmula de saturación de agua de Simandoux, la cual considera la conductividad adicional que las arcillas generan debido a la presencia de agua de adsorción.

$$SW = \frac{a \cdot R_w}{2 \cdot \phi^2} * \left(\sqrt{\left(\frac{VSh}{Rsh}\right)^2 + 4 * \frac{\phi^m}{a \cdot R_w \cdot R_t}} - \frac{VSh}{Rsh} \right) \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

- Factor de Tortuosidad (a): 1
- Resistividad del Agua de Formación (R_w): 0.0264 ohm.m
- Porosidad Efectiva (ϕ): Porosidad efectiva calculada en la zona a evaluar.
- Exponente de Cementación (m): 2.1
- Resistividad de Formación (R_t): Resistividad leída en la zona a evaluar.

- Resistividad de Arcilla (R_{sh}): Se utilizó el valor 5 ohm.m, obtenido por medio de un *crossplot* (Figura 23).
- VSh: Volumen de Arcillas.

Los datos “a”, “m” y “Rw” utilizados para calcular la SW, fueron provistos por YPF.

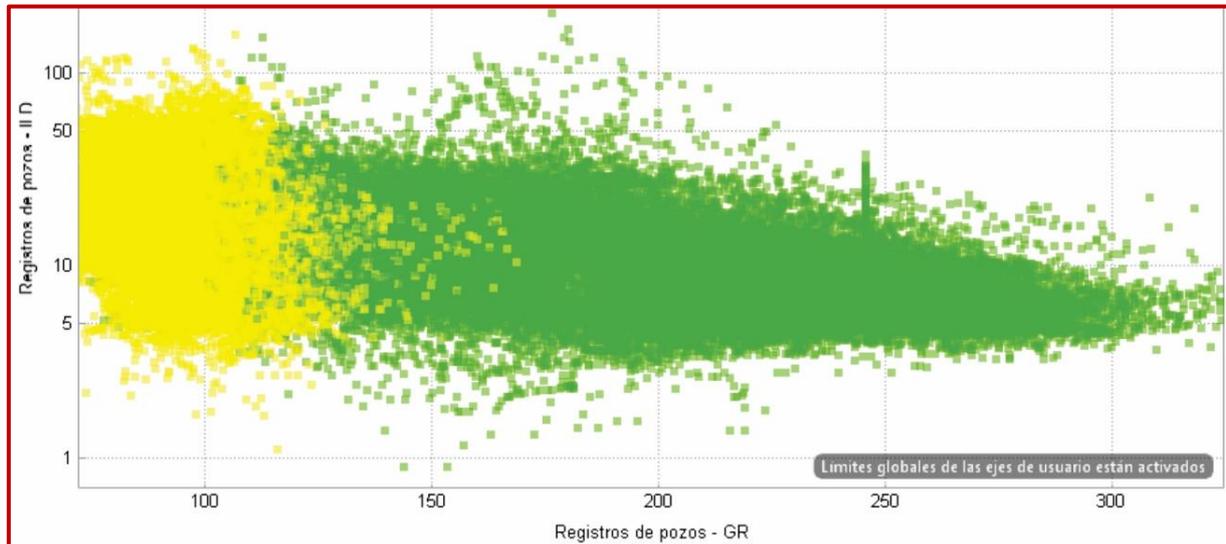


Figura 23. Se generó un *crossplot* para conocer la resistividad de arcilla, a partir de los registros de pozo ILD y Gr. En este gráfico se observa que para valores altos de Gr (litología arcillosa), los valores de resistividad se aproximan a los 5 ohm.m.

9.5 Determinación de Espesores Netos

Para evaluar la calidad de un reservorio, estimar el volumen de hidrocarburos que este pueda producir y planificar la producción, es necesario calcular los espesores netos de arena (*Net Sand*), de reservorio (*Net Reservoir*) y útiles (*Net Pay*). Estos espesores se determinan mediante la aplicación de valores de corte (*cut off*) de los parámetros petrofísicos VSh, PhiE y SW, respectivamente.

El espesor *Net Sand*, se define como el espesor de la columna sedimentaria que resulta luego de aplicar el *cut off* de VSh. En este trabajo, se utilizó un valor de corte del 20 %, por lo tanto, se consideraron arenas netas a todos los niveles que presentaban menos del 20 % de arcillas. Por su parte, el espesor *Net Reservoir* se refiere al intervalo vertical poroso de la columna sedimentaria, que permite el almacenamiento de hidrocarburos. Este espesor se obtiene luego de aplicar los *cut off* de VSh y PhiE. Para este trabajo, se consideró reservorio neto a aquellas arenas que contaban con una porosidad efectiva mayor al 5 %. Finalmente, el espesor *Net Pay* es el espesor útil del reservorio saturado en hidrocarburos en un pozo y resulta de aplicar los *cut off* de VSh, PhiE y SW. En este trabajo se consideró espesor útil, a las arenas porosas que presentaba una saturación de agua menor al 60 %.

En la Figura 24, se observa el modelo petrofísico completo para el pozo A-18 del yacimiento ATSB, realizado a partir de las curvas calculadas y de los espesores interpretados.

A fin de presentar de manera clara y visual los diferentes espesores netos calculados, se generaron gráficos que permitieron una mejor comprensión de los resultados obtenidos. En la Figura 25 y Figura 26, se resume la sumatoria de los espesores netos obtenidos para cada pozo y cada zona analizada en este trabajo. Estas representaciones gráficas nos permiten observar cómo disminuye el espesor de la columna sedimentaria a medida que se aplican los diferentes *cut off* y a identificar los pozos y zonas con las mejores condiciones de *Net Pay*.

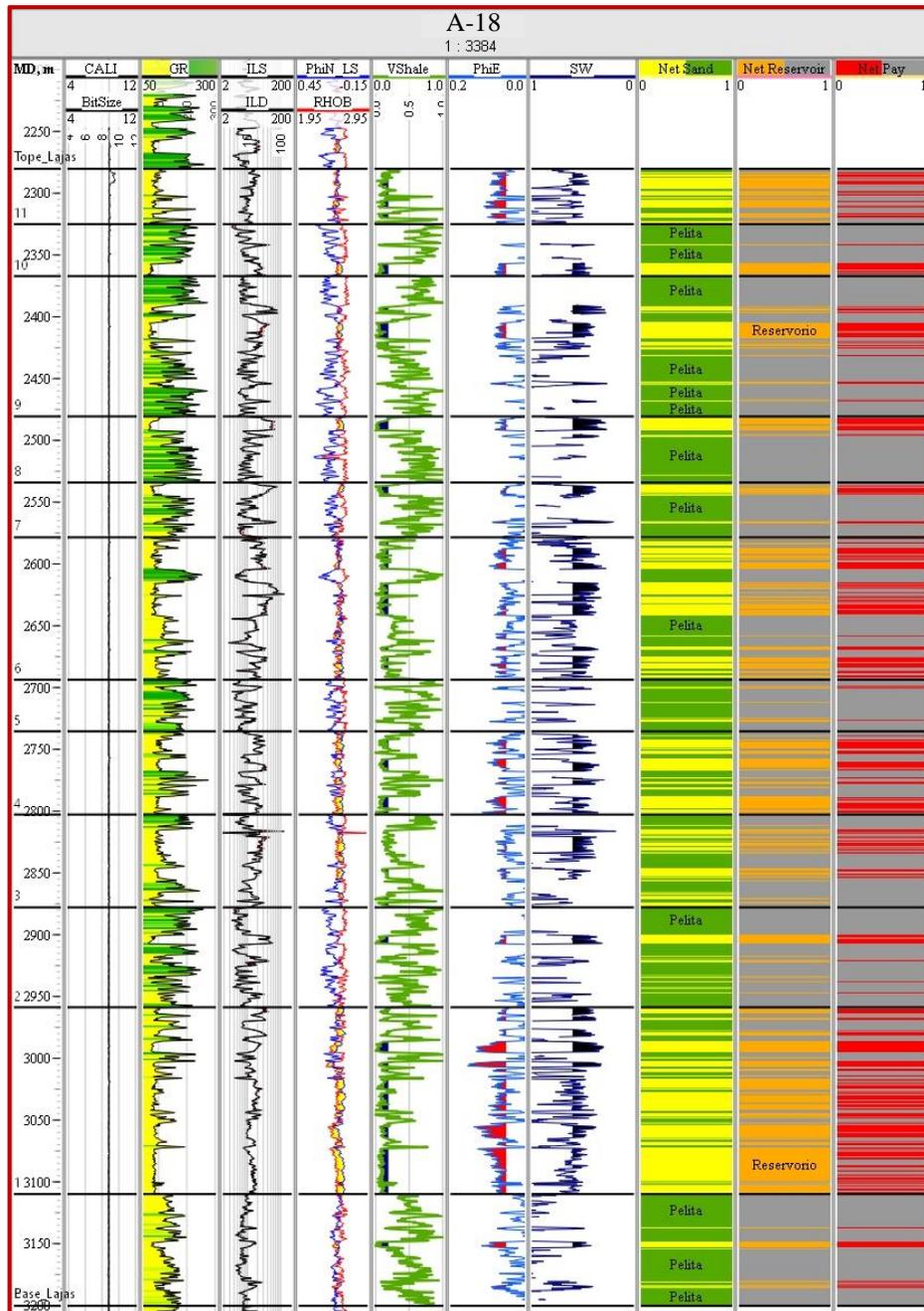


Figura 24. Modelo Petrofísico completo, para el Yacimiento Aguada Toledo – Sierra Barrosa, visualizado en el pozo A-18.

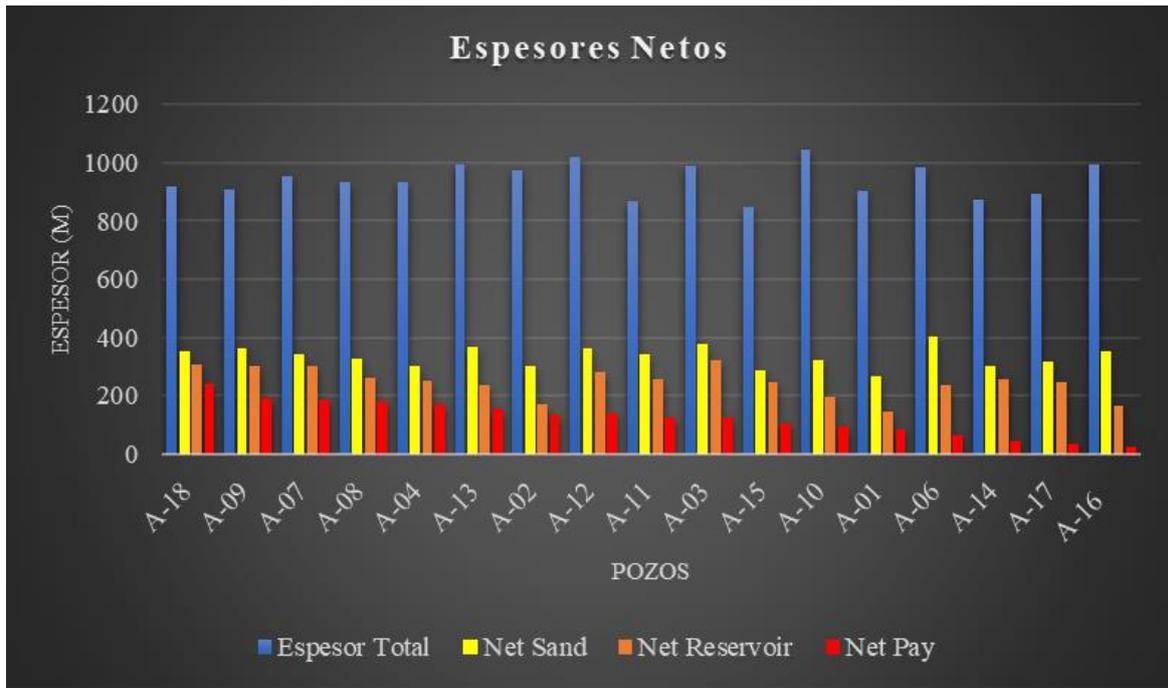


Figura 25. Suma de los espesores netos calculados para cada pozo, ordenados de mayor a menor Net Pay.

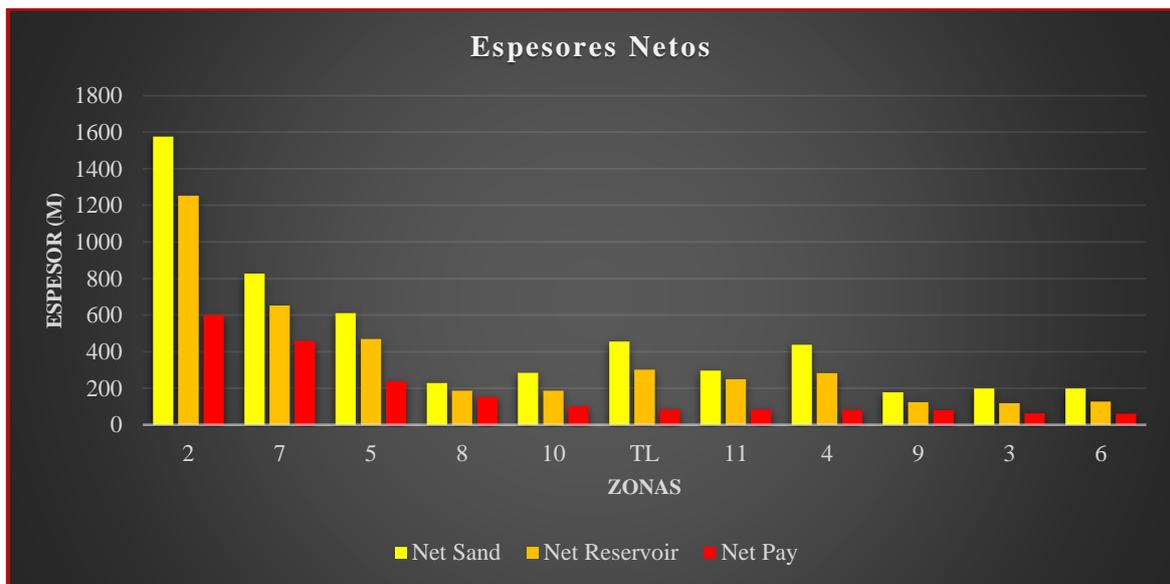


Figura 26. Suma de los espesores netos calculados para cada zona, ordenados de mayor a menor Net Pay.

9.6 Integración entre la Descripción de Testigo Corona y el Modelo Petrofísico

9.6.1 Net to Gross (NTG)

Se calculó el parámetro NTG correspondiente al pozo A-07, en el intervalo 3099.89 – 3063, en base a la descripción realizada del testigo corona. Este parámetro, obtenido de la división entre el espesor de arenas y el espesor total del intervalo, se utilizó para comparar y validar el *net to gross* calculado

a partir de los perfiles de pozo (Figura 32). En este caso, el espesor de arenas obtenido del testigo corona fue de 27.11 m, mientras que, de los perfiles de pozo, se obtuvo un espesor de 25.31 m (valor obtenido de la curva *Net sand*) (Figura 27).

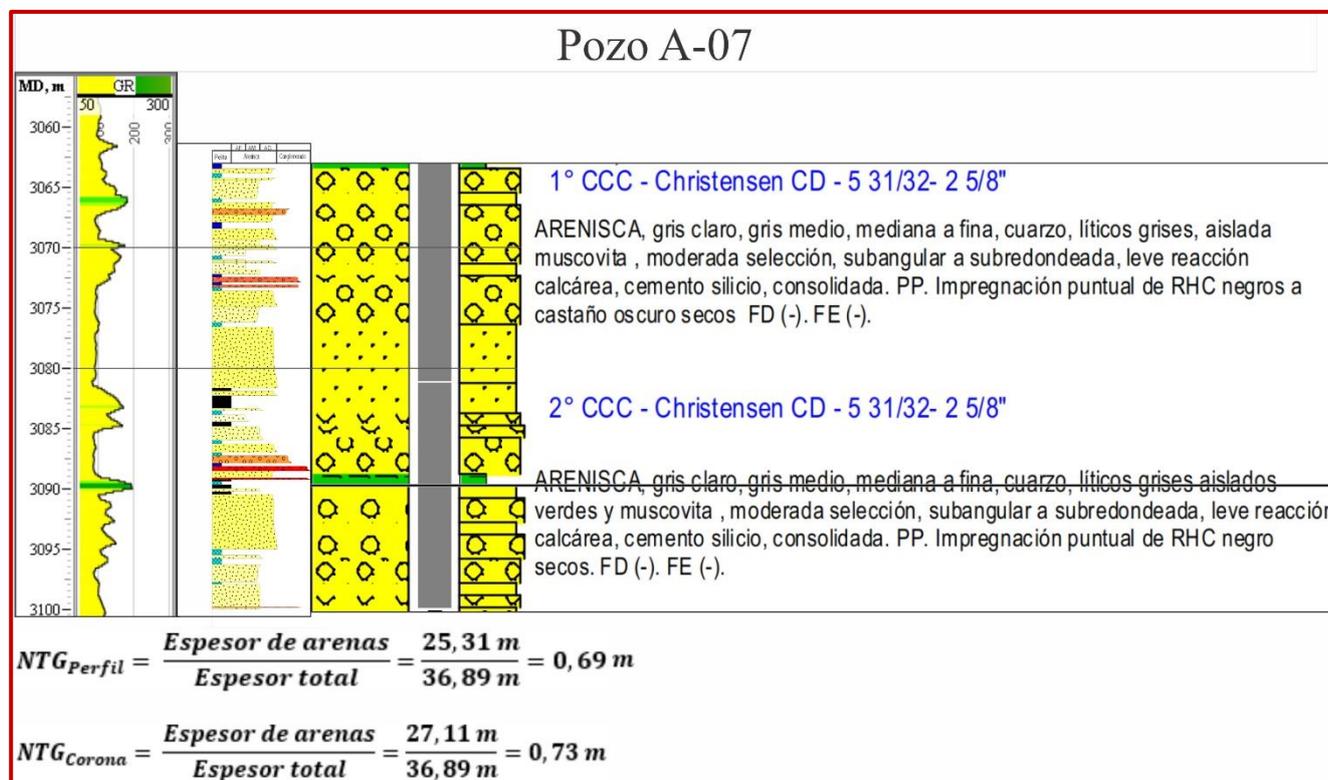


Figura 27. En esta figura se observa hacia la izquierda el registro eléctrico GR, en el centro perfil Selley y hacia la derecha el control geológico del pozo A-07 en el intervalo 3099.89 – 3063 y los valores NTG calculados.

9.6.2 Perfil Selley y modelo petrofísico

En la Figura 28 se muestra la integración, a igual escala, del perfil *Selley* realizado a partir de la descripción del testigo corona extraído del pozo A-07, en conjunto con el modelo petrofísico generado para el yacimiento ATSB. En esta figura se puede observar que las principales facies identificadas en el testigo se correlacionan con los niveles arenosos y pelíticos obtenidos del *Net sand* del modelo petrofísico. A su vez, de esta integración es posible identificar cuál de los niveles descriptos en el testigo corona, podrían albergar hidrocarburos, identificándolos como *Net pay*. Un dato a resaltar, es que de los paquetes conglomerádicos identificados, únicamente en la sección inferior del perfil, forman parte del *Net pay*, mientras que, en la sección superior, son “vistos” como niveles pelíticos, posiblemente debido a un incremento en la radioactividad natural, relacionado a la presencia de feldespatos potásicos y otros minerales/elementos radioactivos en los clastos conglomerádicos. En estos casos, para incorporar estos niveles dentro del *Net sand* nos apoyamos en la separación de las curvas densidad – neutrón, la cual indicaría presencia de gas.

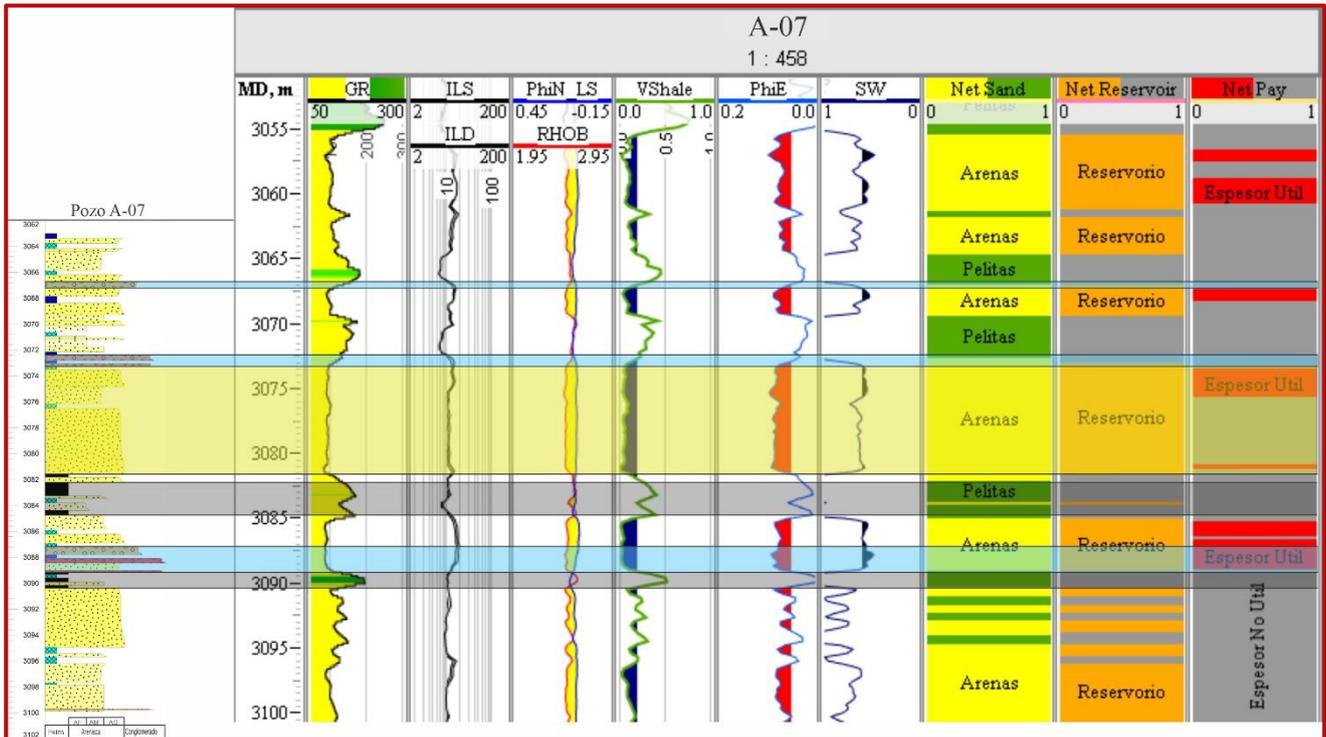


Figura 28. Integración, a igual escala, de la descripción del testigo corona, con el modelo petrofísico desarrollado. En esta figura se puede observar la correlación tanto de las facies arenosas (resaltadas con un rectángulo amarillo), como de las pelíticas (resaltadas con un rectángulo gris). Los principales paquetes de conglomerados, están identificados con un rectángulo celeste.

10. MAPAS

Se crearon mapas con el propósito de representar la distribución espacial de diferentes características del yacimiento ATSB, tales como estructuras geológicas, espesores y propiedades petrofísicas. Estos mapas se elaboraron utilizando polígonos de fallas suministrados por YPF, que representan las fracturas presentes en el área de estudio. Uno de los juegos de polígonos corresponde al tope de la Formación Lajas (polígonos blancos), mientras que el otro corresponde al Ciclo 1 (polígonos grises) (Figura 29).

10.1 Mapas Estructurales

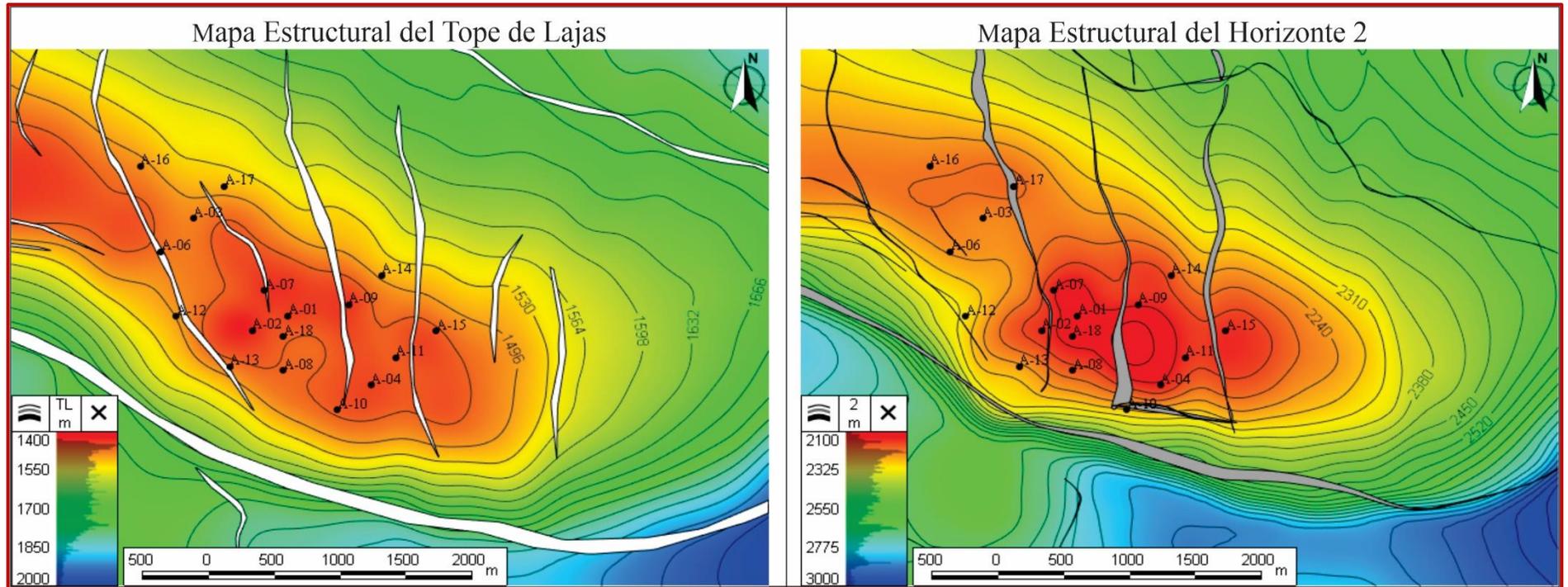


Figura 29. Mapas estructurales realizados al tope de la Formación Lajas y al horizonte 2. En estos mapas se puede observar que la estructura principal del subsuelo de la zona ATSB, es un anticlinal asimétrico cerrado, de rumbo sureste – noroeste, con vergencia hacia el sur – suroeste. Este anticlinal se encuentra intensamente afectado por una serie de fallas de rumbo norte – sur y una falla de rumbo este – oeste localizada a lo largo del flanco sur.

10.2 Mapas Isopáquicos

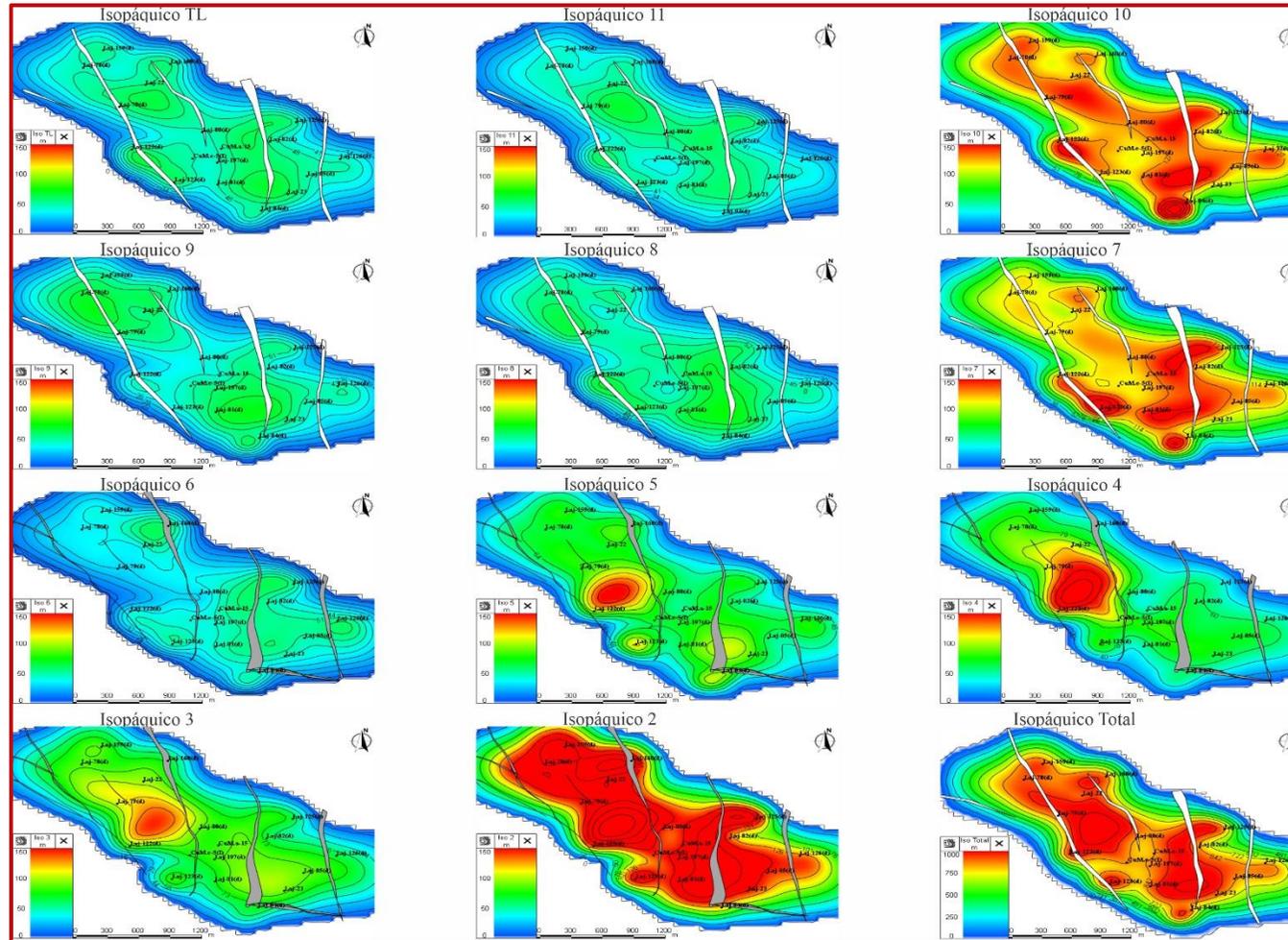


Figura 30. Mapas Isopáquicos de las distintas zonas estudiadas, donde los mayores espesores están representados por los colores rojos (zonas 2, 7 y 10) y los menores por los colores azules (zonas 6, 8, 9, 11 y TL).

10.3 Mapas Net Sand

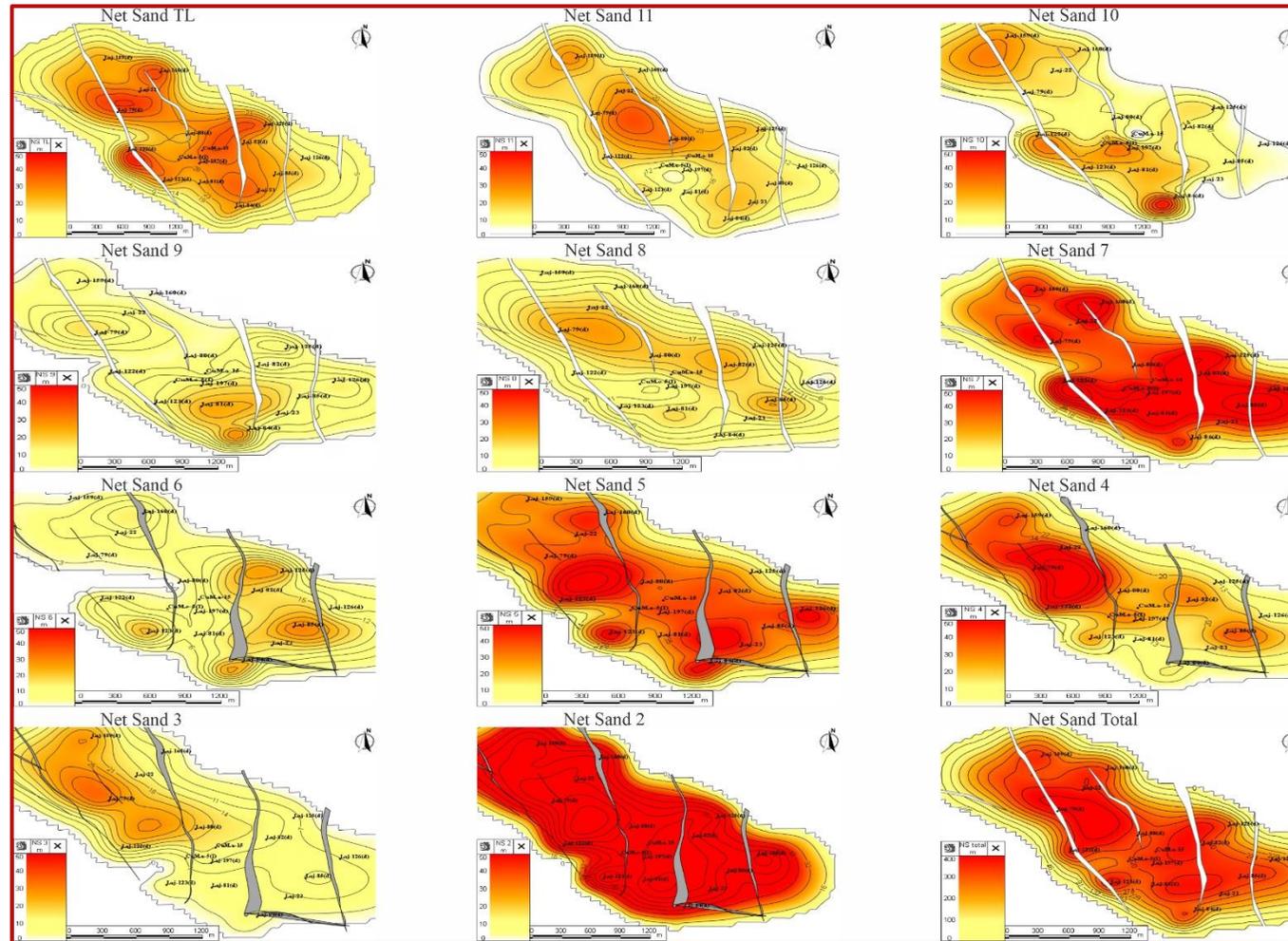


Figura 31. Mapas de espesores Net Sand realizado para cada una de las zonas analizadas, donde los mayores espesores de arenas están representados por los colores rojos (zonas 2, 5 y 7).

10.3 Mapas Net to Gross

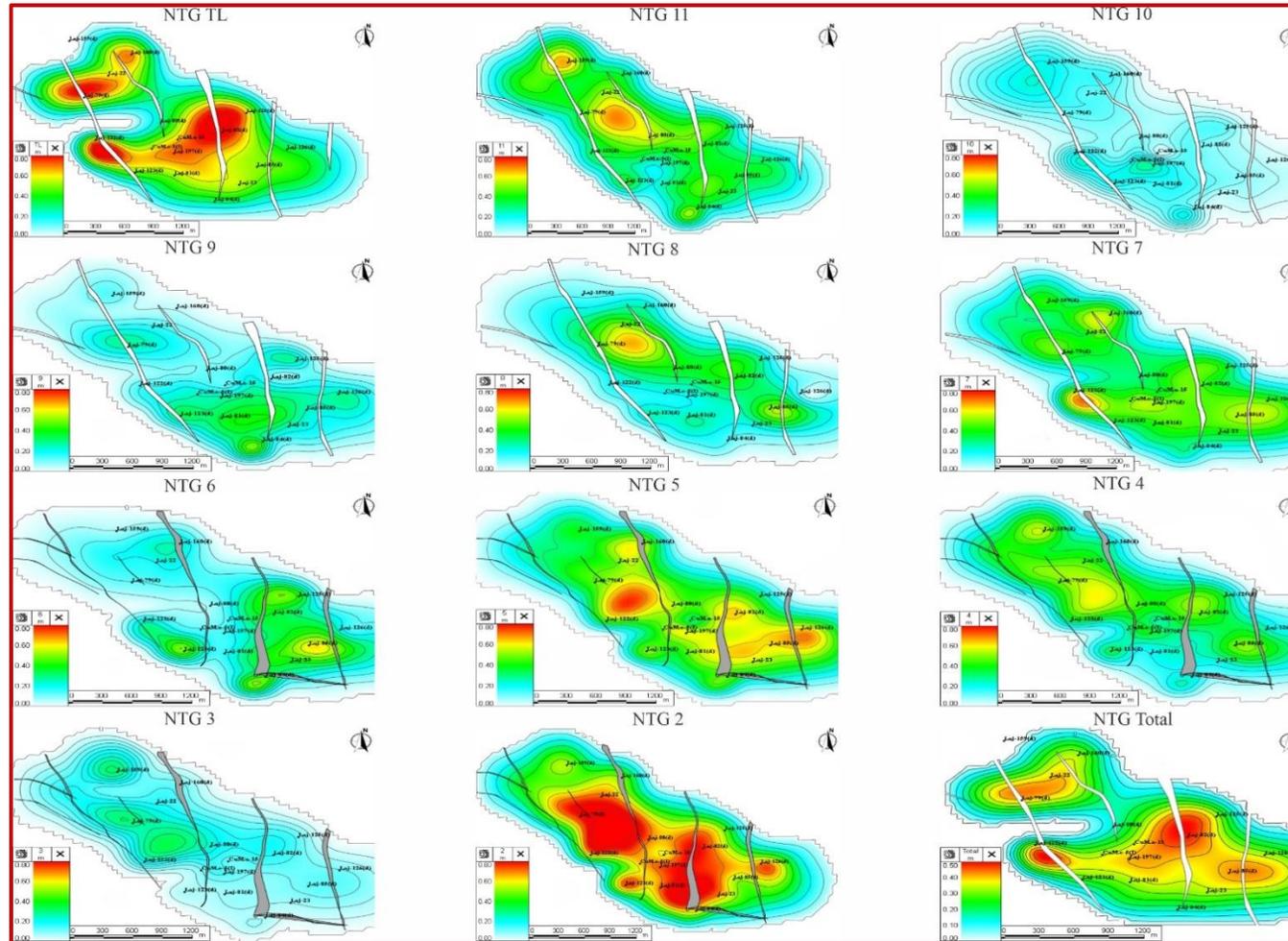


Figura 32. Mapas NTG a escala 0 – 0.80 m, obtenidos de la división entre el espesor de arena y el espesor total. Los mayores espesores (0.80 m), están representados por los colores rojos (zonas 2 y TL).

10.4 Mapas Net Reservoir

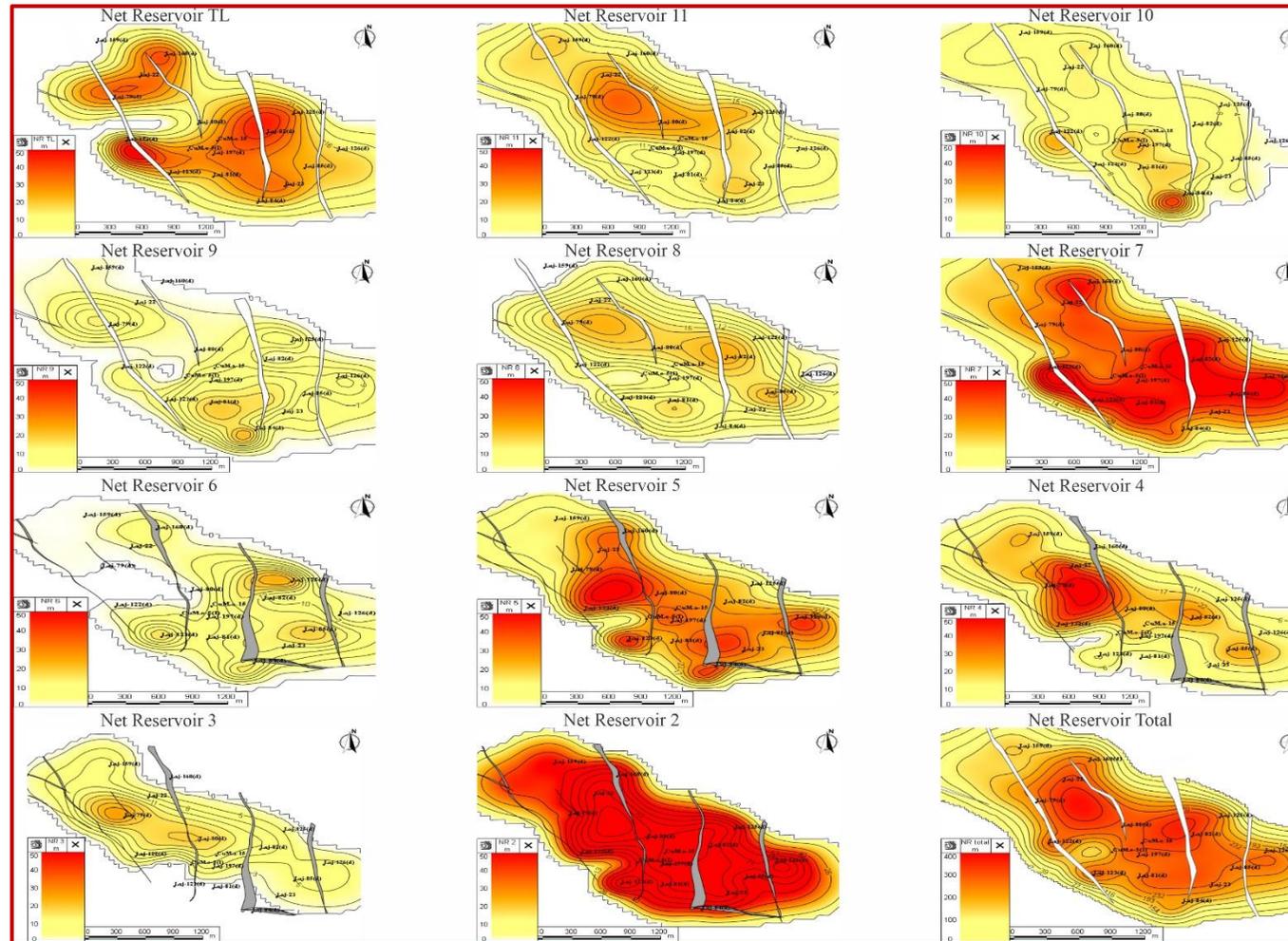


Figura 33. Mapas de espesores Net Reservoir realizado para cada una de las zonas analizadas, donde los mayores espesores están representados por los colores rojos (zonas 2, 5, y TL).

10.4 Mapas Saturación de Agua (SW)

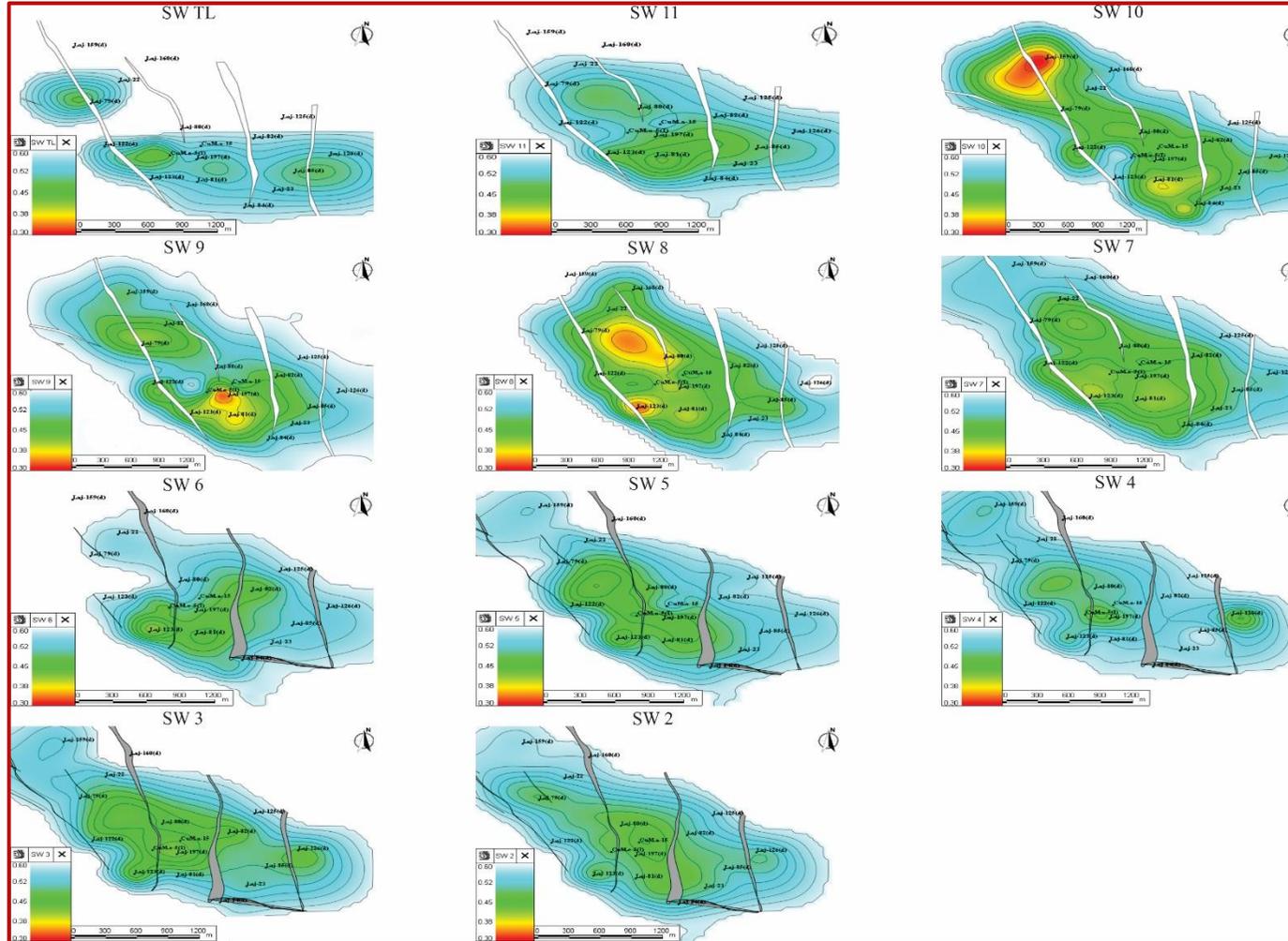


Figura 34. Mapas de Sw realizado para cada una de las zonas estudiadas, utilizando una escala de 0.30 a 0.60. Los niveles con menor Sw (0.30) están representados por colores rojos.

10.5 Mapas Net Pay

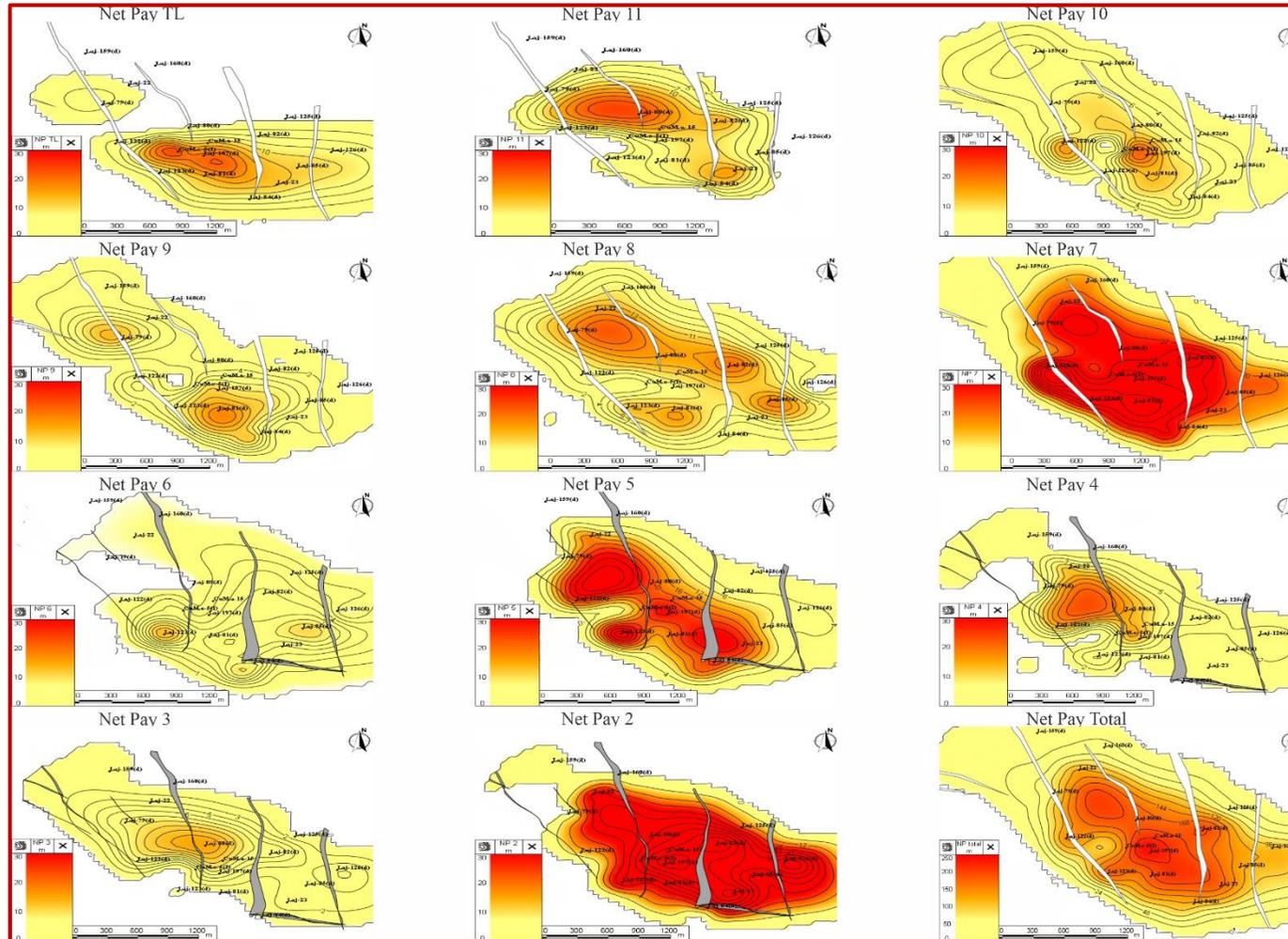


Figura 35. Mapas de espesores Net Pay realizado para cada una de las zonas analizadas, donde los mayores espesores están representados por los colores rojos (zonas 2, 5 y 7).

11. VOLUMEN DE HIDROCARBUROS *IN SITU*

El cálculo del volumen de hidrocarburos *in situ*, representa la estimación del total de gas o petróleo contenido en las rocas del subsuelo del yacimiento, en su estado natural. Para determinar este volumen, se necesita calcular el volumen neto de hidrocarburos en los poros (NHPV) y el gas original *in situ* (GOIS).

11.1 Cálculo de NHPV y GOIS

A partir de los mapas de PhiE, SW y *Net Pay* previamente generados, se procedió a calcular el NHPV utilizando la siguiente ecuación:

$$NHPV = Net\ Pay * PhiE * (1 - SW) \quad \text{Ecuación 5}$$

Una vez hecho esto, se dividió el NHPV por el factor de compresibilidad del gas (BG) estimado para cada zona, a partir de la confección de un PVT sintético (dato provisto por YPF, Tabla 8), lo que permitió obtener el GOIS (Figura 35). Finalmente, se realizó la integral a este último parámetro, para calcular el volumen de gas comprendido entre la superficie GOIS de una determinada zona y el nivel 0 (Tabla 9).

Zona	BG
TL	0.0055
11	0.0055
10	0.0055
9	0.005
8	0.005
7	0.005
6	0.005
5	0.005
4	0.005
3	0.0043
2	0.0043

Tabla 8. Factor BG estimado para cada zona.

GOIS TL Mm ³	GOIS 11 Mm ³	GOIS 10 Mm ³	GOIS 9 Mm ³	GOIS 8 Mm ³	GOIS 7 Mm ³
180.231	170.949	262.690	146.466	312.079	845.231
GOIS 6 Mm ³	GOIS 5 Mm ³	GOIS 4 Mm ³	GOIS 3 Mm ³	GOIS 2 Mm ³	GOIS Total Mm ³
101.595	398.280	171.190	148.513	1,422.364	4,159.588

Tabla 9. Volumen de hidrocarburos alojado en cada una de las zonas analizadas, para el yacimiento ATSB.

12. UBICACIÓN DE POZOS

A través de un análisis de imágenes de pozos y datos de microsismicidad llevado a cabo por Coppo et al., (2018), se logró definir con precisión el actual campo de esfuerzos en la Formación Lajas. De acuerdo con este análisis, se determinó que el esfuerzo horizontal máximo (SH) está orientado según una dirección acimutal cercana a los 315° , mientras que el esfuerzo horizontal mínimo (Sh) se dispone de manera perpendicular a la orientación del SH. En base a esta información y tomando en consideración que las fracturas hidráulicas tienden a expandirse en un plano paralelo al esfuerzo horizontal máximo (Martin y Valko, 2007), se procedió a establecer celdas con dimensiones de 350 x 550 m. Estas celdas están dispuestas en una orientación sureste - noroeste, lo que optimiza su disposición con el objetivo de prevenir la intersección de fracturas entre sí.

A partir del análisis del mapa GOIS y considerando el área de las celdas de cada pozo existente, se propuso la ubicación del pozo "Propuesta-1". Además, se propuso la ubicación para la perforación de dos pozos *infill* (Infill 1 e Infill 2). Estos pozos de hidrocarburos se perforan en una zona previamente desarrollada, cerca de pozos existentes, con el objetivo de optimizar y maximizar la producción en un yacimiento y drenar áreas que no han sido completamente explotadas por los pozos originales.

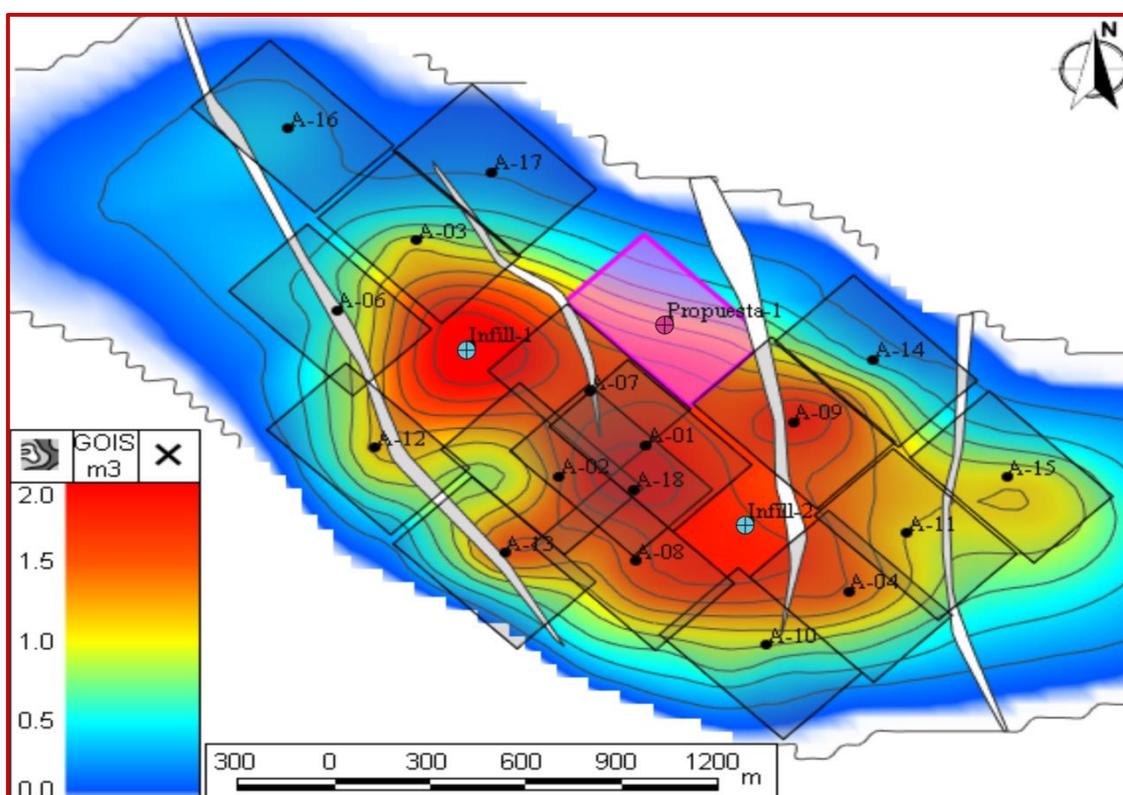


Figura 36. Mapa de GOIS realizado a partir de la suma de los mapas de cada zona. Se puede observar el área de drenaje de los pozos (polígonos negros), así como los nuevos pozos propuestos en este trabajo.

13. SÍNTESIS

El testigo corona del pozo A-07 está integrado principalmente por areniscas medianas a gruesas, cuarzosas, masivas y en partes con laminación entrecruzada tangencial y laminación entrecruzada tabular planar, de moderada selección y presencia de materia orgánica y *Haentzschelinia*. Estas arenas se encuentran intercaladas con niveles de conglomerados finos a gruesos, de mala a muy mala selección, sin presencia de estructura, clastos sostén y en partes matriz sostén con clastos subredondeados y presencia de materia orgánica y *Haentzschelinia*. A su vez, en sectores se reconocieron intercalaciones de facies de areniscas finas con laminación paralela y heterolitas con estructura *Climbing Ripples* y presencia de grietas de sinéresis. Estas facies finas están intensamente bioturbadas, aunque con baja icnodiversidad, identificándose icnofacies de *Skolithos* (*Ophiomorpha*, *Skolithos* y *Diplocraterion*) e icnofacies de *Cruziana* (*Thalassinoides*).

La estructura *Haentzschelinia* indica la actividad de organismos depositívoros - detritívoros y suele encontrarse asociada a ambientes marinos de moderada a alta energía. Por otro lado, las icnofacies de *Skolithos* se caracterizan por ser excavaciones verticales o en forma de "U" y corresponden a organismos suspensívoros y depredadores pasivos, siendo más comunes en ambientes costeros, marginales y marinos profundos. Por último, las icnofacies de *Cruziana* están compuestas por estructuras horizontales generadas por organismos depositívoros y detritívoros, incluyendo trazas de locomoción, alimentación, domicilio y reposo. Estas estructuras se encuentran principalmente en *offshore* y en zonas protegidas de ambientes marinos marginales (Ponce et al., 2018).

La estructura principal del subsuelo de la zona ATSB corresponde a un anticlinal asimétrico cerrado, cuya traza axial sigue una trayectoria general sureste – noroeste y plano axial vergente al sur – suroeste. El flanco norte presenta un buzamiento suave de unos 10°, mientras que, en el flanco sur, la inclinación es más pronunciada, alcanzando los 35° (Figura 29). Esta estructura desempeña un papel fundamental para el yacimiento, debido a que los pozos con las mejores condiciones petrofísicas para la producción de hidrocarburos y mayores espesores útiles se concentran en la parte alta del anticlinal, tal y como se aprecia en el mapa GOIS. Ejemplo de estos pozos son el A-18, A-09, A-07 y A-08, entre otros. Por otro lado, a medida que nos alejamos del núcleo del anticlinal, como ocurre en los pozos A-14, A-15 y A-16, tanto el espesor útil para producir hidrocarburos, como el volumen *in situ* de estos, disminuye considerablemente.

A partir de los mapas de espesores, de petrofísica y de volúmenes, se analizaron las doce zonas propuestas en este trabajo, para dividir a la Formación Lajas en el yacimiento ATSB. La finalidad de esta división fue facilitar la discriminación entre los niveles pelíticos y los arenosos.

De los mapas isopáquicos (Figura 30), se obtuvieron los diferentes espesores para las zonas trabajadas, siendo las zonas “2”, “7” y “10” las de mayor potencia. En la Figura 32 y Figura 34, se observan los mapas NTG y Sw. De estos mapas se obtuvo que las zonas “2”, “5” y “TL” albergan los mayores espesores de arenas, en relación al espesor total, en contraste con las zonas “3”, “6”, “9” y “10”, que muestran los espesores de NTG más bajos. Por otro lado, la saturación de agua no presenta gran variación entre las diferentes zonas, pero si en relación a la estructura, siendo menor en la parte alta del anticlinal. Por último, al examinar los mapas *Net sand* (Figura 31), *Net reservoir* (Figura 33), *Net pay* (Figura 35) y GOIS (Figura 36), se identificó que los mayores espesores útiles de encuentran asociados a la estructura, concentrándose en la parte alta del anticlinal y que las zonas “2”, “7” y “5”, presentan los mayores espesores útiles y albergan un mayor volumen de hidrocarburos (Tabla 9).

De la integración entre las dos etapas del trabajo, se logró observar que los conglomerados reconocidos en la sección superior del perfil *Selley*, se correlacionan con niveles pelíticos del modelo petrofísico. Esto afecta de manera directa al parámetro *Net pay*, ya que conduce a la estimación de espesores de arenas útiles que son inferiores a los espesores reales.

14. CONCLUSIONES

A partir del modelo estático generado, se puede concluir que:

1. La Formación Lajas en el yacimiento ATSB, cuenta con un espesor total que varía entre 850 m y 1046 m, dentro de los cuales se identificó un espesor útil variable entre 22.86 m y 242 m. En cuanto a sus propiedades petrofísicas, la formación presenta valores de permeabilidad entre 1 μD y 100 μD , una porosidad promedio de aproximadamente 6.50 % y una saturación de agua promedio cercana al 49 %.

2. En base a los análisis sedimentológicos e icnológicos, en los que se reconoció una importante presencia de materia orgánica (la cual refleja el aporte de sistemas fluviales activos), a una baja icnodiversidad y valores altos de NTG, se propone, para el testigo corona del pozo A-07, un ambiente sedimentario de frente deltaico, intercalado con facies de prodelta, coincidente con la bibliografía existente. Dicho testigo, corresponde a la zona “2” propuesta en este trabajo.

3. A partir de la correlación, se logró observar que los bancos de areniscas presentan variabilidad en cuanto a su espesor, por ejemplo, el frente deltaico (zona 2), tiende a incrementar su potencia e incorporar facies finas hacia la parte superior, en sentido SE – NO, mientras que, en sentido SO – NE presenta fluctuaciones de espesor posiblemente asociado a presencia de fallas. Por su parte, los niveles pelíticos no presentan importantes variaciones de espesor, sin embargo, en algunos casos

como en la zona 8 o la 10, se observa la incorporación de bancos arenosos. Esto podría deberse a la presencia de pequeños canales o al desarrollo de desbordamiento de los mismos.

4. Se logró un buen ajuste entre las dos etapas propuestas, validando tanto el parámetro NTG, como el modelo petrofísico generado.

5. A partir del análisis de los mapas, se pudo constatar que los pozos situados en la parte alta del anticlinal reúnen las mejores condiciones para la producción de hidrocarburos, observándose un incremento sustancial en el espesor útil de arenas y una mayor concentración de GOIS. Esto es debido a la baja saturación de agua, que presenta ese sector.

6. En base a los resultados obtenidos en este trabajo, se propone la ubicación de tres nuevas perforaciones para el yacimiento, todas ellas situadas estratégicamente en la parte alta de la estructura anticlinal principal del área de estudio. Las zonas que se recomienda fracturar son la "2", "5" y "7", debido a que estas han demostrado presentar los mayores espesores útiles y albergar un mayor volumen de gas natural *in situ*.

7. A partir del modelo petrofísico generado y a los diferentes cálculos de volumen realizados, se estima, para un área aproximada de 5.36 km², un GOIS total estimado de 4,159.588 Mm³, siendo 1,422.364 Mm³ pertenecientes a la zona "2". Este valor es correlacionable al del yacimiento Barrosa Norte, ubicado a 7 km al NO del yacimiento ATSB, donde Guevara (2020) obtuvo, para un área de 3.86 km², un GOIS aproximado de 3,053.291 Mm³.

15. BIBLIOGRAFÍA

Arregui, C., Carbone, O. y Leanza, H. A. 2011a. Contexto tectosedimentario. En Congreso Geológico Argentino (No. 18, pp. 29-36).

Arregui, C., Carbone, O. y Martínez, R. 2011b. El Grupo Cuyo (Jurásico Temprano - Medio) en la Cuenca Neuquina. En Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén: Buenos Aires, Relatorio del 18 Congreso Geológico Argentino (pp. 77-89).

Arregui, C., Carbone, O. y Sattler, F. 2011c. El Grupo Lotena (Jurásico Medio - Tardío) en la Cuenca Neuquina. HA Leanza, C. Arregui, O. Carbone, JC Danieli y JM Vallés (pp. 91-98).

Astini, R.A., Ramos, V.A., Benedetto, J.L., Vaccari, N.E. y Cañas, F.L. 1996. La Precordillera: un terreno exótico a Gondwana. 13° Congreso Geológico Argentino y 3° Congreso de Exploración de Hidrocarburos, 5: 293-324.

Ballent, S.C. y Carignano, A.P. 2008. Morphological abnormalities in Late Cretaceous and early Paleocene foraminifer tests (northern Patagonia, Argentina). *Marine Micropaleontology* 67: 288-296.

Barrionuevo, M., Arnosio, M. y Llambías, E. J. 2013. Nuevos datos geocronológicos en subsuelo y afloramientos del Grupo Choiyoi en el Oeste de La Pampa: implicancias estratigráficas.

Benedetto, J. L. 2018. El Paleozoico tardío y la formación de Pangea. En el continente de Gondwana a través del tiempo. Una introducción a la Geología Histórica (3ra ed., pp. 259-316). Córdoba, Argentina.

Bertels, A. 1970. Los foraminíferos planctónicos de la Cuenca Cretácico Terciaria en Patagonia Septentrional, Argentina, con consideraciones sobre la estratigrafía de General Roca (Prov. de Río Negro). *Ameghiniana* 7 (1): 1-56.

Calvo J.O. y Porfiri, J. 2003. Primer registro de *Aeolosaurus* Powell en la provincia del Neuquén. *Ameghiniana* 40 (4): 82R.

Carbone, O., Franzese, J., Limeres, M., Delpino, D. y Martínez, R. 2011. El Ciclo Precuyano (Triásico Tardío-Jurásico Temprano) en la Cuenca Neuquina. *Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén*. Asociación Geológica Argentina, Buenos Aires, 63-75.

Casadío, S. 1998. Las ostras del límite Cretácico Paleógeno de la Cuenca Neuquina (Argentina). Su importancia bioestratigráfica y paleobiogeográfica. *Ameghiniana*, 35 (4): 449-471. Buenos Aires.

Casadío S. y Montagna A. 2015. Estratigrafía de la Cuenca Neuquina. En Ponce J., Montagna A., Carmona N. (Eds): *Geología de la Cuenca Neuquina y sus sistemas petroleros. Una mirada integradora desde los afloramientos al subsuelo*. Fundación YPF - Universidad Nacional de Río Negro, pp. 8-21. Buenos Aires, Argentina.

Casadío S., Griffin, M. y Parras, A. 2005. *Plicatula* and *Camptonectes* (Bivalvia: Pteriomorpha) from the late Maastrichtian of Northern Patagonia: Palaeobiogeographic implications. *Cretaceous Research* 26: 507-524.

Coppo, R., Christian, G., Montagna, A., Santiago, E., Gustavo, V. y Federico, W. 2018. Los Reservorios Tight de la Formación Lajas en Cupén Mahuida. *Rocas Reservorios de las Cuencas Productivas Argentina*: 427-442.

Corbera R. y Kraemer P. 2001. Aplicación de sísmica 3D en un reservorio no convencional de rocas ignimbríticas. Cuenca Neuquina, Argentina, Exposición Internacional de Tecnología Petrolera (EXITEP), Actas en CD, México DF.

Cristallini, E. O., Tomezzoli, R. N., Pando, G., Gazzera, C., Martinez, J. M., Quiroga, J. y Zambrano, O. 2009. Controles Precuyanos en la estructura de Cuenca Neuquina.

Dellapé, D.A., Pando, G.A., Uliana, M.A. y Musacchio, E.A. 1978. Foraminíferos y ostrácodos del Jurásico en las inmediaciones del arroyo Picún Leufú y la ruta 40 (Provincia del Neuquén, Argentina) con algunas consideraciones sobre la estratigrafía de la Formación Lotena. 7° Congreso Geológico Argentino, Actas 2: 489-507. Buenos Aires.

De Ferrarís, C. 1947. Edad del arco o dorsal Antigua del Neuquén oriental de acuerdo con la estratigrafía de la zona inmediata. *Revista de la Sociedad Geológica Argentina* 2(3): 256-283. Buenos Aires.

Digregorio, J.H. 1972. Neuquén. En: Leanza, A.F. (Ed.): *Geología Regional Argentina*. Academia Nacional de Ciencias de Córdoba 439-506. Córdoba.

Digregorio J.H. y Uliana, M.A. 1980. Cuenca Neuquina. En: Turner, J.C.M. (Ed.): *Geología Regional Argentina*. Academia Nacional de Ciencias 2: 985-1032. Córdoba.

Figueroa, G., Monardez, C. y Balod, M. 2011. El Miembro Troncoso Superior de la Formación Huitrín (Cretácico Temprano). En *XVIII Congreso Geológico Argentino* (pp. 189-198).

Franzese, J. R. y 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(3), 257-270.

Garrido, A.C. 2010. Estratigrafía del Grupo Neuquén, Cretácico Superior de la Cuenca Neuquina (República Argentina): Nueva propuesta de ordenamiento litoestratigráfico. *Revista del Museo Argentino de Ciencias Naturales, Nueva Serie*, 12 (2).

Garrido, A. C. 2011. El Grupo Neuquén (Cretácico Tardío) en la Cuenca Neuquina. En *Relatorio del 18 Congreso Geológico Argentino* (Vol. 1, pp. 231-244).

Gasparini, Z., Casadío, S., Fernández, M.S. y Salgado, L. 2001. Marine reptiles from the Late Cretaceous of northern Patagonia. *Journal of South American Earth Sciences* 14(1): 51-60.

Gómez Omil, R., Giorgetti, M y Borghi, P. 2017. El Grupo Cuyo en la Cuenca Neuquina (Engolfamiento y Dorsal de Huincul). *Modelo sedimentario y Sistema petrolero*.

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.

Guevara, M. A. 2020. Caracterización estática de la Formación Lajas a partir de la integración de datos de roca, perfiles eléctricos de pozo y datos de producción, en el yacimiento Barrosa Norte, cuenca Neuquina.

Gulisano, C. A. 1981. El ciclo cuyano en el norte de Neuquén y sur de Mendoza. 8° Congreso Geológico Argentino 3: 573-592. San Luis.

Gulisano, C. A. y Gutiérrez Pleimling, A. R. 1995. Field guide: The Jurassic of the Neuquen Basin. a) Neuquen province. Revista Asociación Geológica Argentina, Serie E, 2:1111. Buenos Aires.

Gulisano, C. A., Gutiérrez Pleimling, A. R. y Digregorio, R. E. 1984. Esquema estratigráfico de la secuencia jurásica al oeste de la provincia del Neuquén. 9° Congreso Geológico Argentino (Bariloche), Actas 1: 236-259. Buenos Aires.

Gutiérrez Pleimling, A., Olea, G., Suárez, M. y Valenzuela, M. 2011. El Miembro Chorreado de la Formación Huitrín (Cretácico Temprano). En Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén. Relatorio del 18° Congreso Geológico Argentino (pp. 175-188).

Hartz, E. H. y Torsvik, T. H. 2002. Baltica upside down: a new plate tectonic model for Rodinia and the Iapetus Ocean. *Geology*, 30(3), 255-258.

Herrero Ducloux, A. 1946. Contribución al conocimiento geológico del Neuquén extrandino. Boletín de Informaciones Petroleras, 23 (226):139. Buenos Aires.

Holditch, S.A. 2006. Tight Gas Sands. Journal of Petroleum Technology Distinguished Author Series, pp. 84-90.

Howell, J. A., Schwarz, E., Spalletti, L. A. y Veiga, G. D. 2005. The Neuquén basin: an overview. Geological Society, London, Special Publications, 252(1). (pp. 1-14).

Hugo, C. A. y H. A. Leanza, 1998. Hoja Geológica 3969 IV, General Roca, provincias del Neuquén y Río Negro. Programa Nacional de Cartas Geológicas de la República Argentina a escala 1:250.000, (inédito). Buenos Aires.

Kay, S. M., Ramos, V. A., Mpodozis, C. y Sruoga, P. 1989. Late Paleozoic to Jurassic silicic magmatism at the Gondwana margin: Analogy to the Middle Proterozoic in North America?. *Geology*, 17(4), (pp. 324-328).

Legarreta, L. y Villar, H. J. 2012. Las facies generadoras de hidrocarburos de la Cuenca Neuquina. *Petrotecnia*, 54(3), 14-39.

Leanza, H. A. 1973. Estudio sobre los cambios faciales de los estratos limítrofes Jurásico - Cretácicos entre Loncopué y Picún Leufú, provincia del Neuquén, República Argentina. Revista Asociación Geológica Argentina, 28 (2):97-132. Buenos Aires.

Leanza, H. A. 1992. Estratigrafía del Paleozoico y Mesozoico anterior a los Movimientos Internálmicos en la comarca del Cerro Chachil, provincia del Neuquén. Revista Asociación Geológica Argentina, 45 (3-4):272-299. Buenos Aires.

Leanza, H.A. 2009. Las principales discordancias del Mesozoico de la Cuenca Neuquina según observaciones de superficie. Revista Museo Argentino de Ciencias Naturales (n.s.) 11(2):145-184.

Leanza, H. A., Sattler, F., Martinez, R. S. y Carbone, O. 2011. La Formación Vaca Muerta y Equivalentes (Jurásico Tardío – Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén, Neuquén. Buenos Aires: Asociación Geológica Argentina, 113-129.

Leanza, H. A., C. Hugo, D. Repol, R. González, J.C. Danieli y A. Lizuain. 2001. Hoja Geológica 3969-I, Zapala. Provincia del Neuquén. Servicio Geológico Minero Argentino. Instituto de Geología y Recursos Minerales. Boletín 275, 134 p. Buenos Aires.

Licitra, D. T., Bravin, N, E., Montagna, A, O., Gutiérrez, F., Cal, V, M. y Porras, J, C. 2012. Caracterización Petrofísica de la formación Lajas en el yacimiento Lajas Tight Gas, a partir de la definición de tipos de rocas y unidades hidráulica de flujo. Revista Petrotecnia, IAPG: 48-71

Llambías, E. J. y Sato, A. M. 2011. Ciclo Gondwánico: la provincia magmática Choiyoi en Neuquén. En Relatorio XVIII Congreso Geológico Argentino (pp. 53-62).

Llambías, E.J., Caminos, R. y Rapela, C.W. 1984. Las plutonitas y vulcanitas del ciclo eruptivo Gondwánico. En Ramos V.A. (Ed.) Geología y Recursos Naturales de la provincia de Río Negro. 9º Congreso Geológico Argentino, Relatorio: 85-117.

Llambías, E.J., Kleiman, L.E. y Salvarredi, J.A. 1993. El magmatismo Gondwánico. En V.A. Ramos (Ed.): Geología y Recursos Naturales de Mendoza. 12º Congreso Geológico Argentino y 2º Congreso de Exploración de Hidrocarburos (Mendoza) 1(6): 53-64.

Llambías, E.J., Leanza, H.A. y Carbone, O. 2007. Evolución tectonomagmática durante el Pérmico al Jurásico Temprano en la cordillera del Viento (37° 05' S - 37° 15' S): nuevas evidencias geológicas y geoquímicas del inicio de la cuenca Neuquina. Revista de la Asociación Geológica Argentina 62(2): 217-235.

Martínez, A. y Giambiagi, L. 2010. Evolución petrológica y geoquímica del magmatismo bimodal Permo-Triásico del Grupo Choiyoi en el cordón del Portillo, Mendoza, Argentina. *Trabajos de geología*, (30).

Martin, T. y Valko, P. 2007. Hydraulic fracture design for production enhancement. *Modern fracturing: enhancing natural gas production*. ET Publishing, Houston, TX, 95.

Méndez, V., E. Zppettini, E. y J. C. Zanettini, 1995. Geología y metalogénesis del Orógeno Andino Central, República Argentina. Secretaría de Minería. *Publicación Especial*. Buenos Aires.

Mosquera, A., Silvestro, J., Ramos, V. A., Alarcón, M. y Zubiri, M. 2011. La estructura de la Dorsal de Huincul. En *Geología y recursos naturales de la provincia de Neuquén*. Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino, Buenos Aires (pp. 385-397).

Pettinari, G., Giusiano, A. y Ludueña, D. 1999. Arcillas rojas del Grupo Neuquén. Recursos minerales de la República Argentina. Servicio Geológico Minero Argentino. Instituto de Geología y Recursos Minerales, *Anales*, 35, 1103-1112.

Ponce, J. J., Carmona, N. B. y Montagna, A. O. 2018. Atlas de estructuras sedimentarias inorgánicas y biogénicas: descripción, análisis e interpretación a partir de afloramientos, testigos corona y registro de imágenes de pozo.

Ponce J.J., Zavala C., Marteau V. y Drittanti D. 2002. Análisis Estratigráfico y Modelo Depositional para la Formación Rayoso (Cretácico Inferior) en la Cuenca Neuquina, provincia del Neuquén. 15º Congreso Geológico Argentino.

Ramos, V.A. 1981. Descripción geológica de la Hoja 33c, Los Chihuidos Norte. *Boletín Servicio Geológico Nacional*, Boletín 182: 1-103.

Ramos V.A. 1984. Patagonia: ¿Un continente Palaeozoico a la deriva? 9º Congreso Geológico Argentino (Bariloche), Actas 2, (pp. 311-325).

Ramos, V. A. (1999). Rasgos estructurales del territorio argentino. *Geología Argentina*, 29(24), 15-75.

Ramos, V. A., Jordan, T. E., Allmendinger, R. W., Kay, S. M., Cortés, J. M. y Palma, M. A. 1984. Chileña: un terreno alóctono en la evolución paleozoica de los Andes Centrales. En *Congreso Geológico Argentino* (Vol. 9, pp. 84-106).

Rodríguez, M. F. 2011. El Grupo Malargüe (Cretácico Tardío-Paleógeno temprano) en la Cuenca Neuquina. *Geología y recursos naturales de la provincia del Neuquén*. 18 Congreso

Geológico Argentino, Relatorio. *HA Leanza C. Arregui O. Carbone JC Danielli JM Vallés*
Asociación Geológica Argentina Buenos Aires, 245-264.

Rolleri, E.O. y Criado Roqué, P. 1970. Geología de la provincia de Mendoza. 4° Jornadas Geológicas Argentinas, Actas 2: 1-60.

Schiuma, M., Rodríguez, E., Tórtora, L. y Llambías, E. 2011. Depósitos de origen volcánico en el Yacimiento Cupén Mahuida, Cuenca Neuquina Argentina. En VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (pp. 147-167).

Schlumberger. 1990. Principios/Aplicaciones de la interpretación de registros. Houston

Schwarz, E., Spalletti, L. A., Veiga, G. D., Leanza, H. y Arregui, C. 2011. La Formación Mulichinco (Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. En Relatorio del Congreso Geológico Argentino (Vol. 18, pp. 131-144).

Silvestro, J. y Zubiri, M. 2008. Convergencia oblicua: modelo estructural alternativo para la Dorsal Neuquina (39°S)-Neuquén. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 63(1), 49-64.

Stipanovic, P.N. 1951. Sobre la presencia del Oxfordense superior en el arroyo de La Manga. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 6(4): 213-239. Buenos Aires.

Stipanovic, P.N. 1966. El Jurásico en Vega de La Veranada (Neuquén), el Oxfordense y el diastrofismo Divesiano (Agassiz-Yaila) en Argentina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 20(4): 403-478.

Stipanovic, P.N., Rodrigo, F., Bauliés O.L y Martínez, C.G. 1968. Las formaciones preneonianas del denominado Macizo Nordpatagónico y regiones adyacentes. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 23 (2): 367-388. Buenos Aires.

Tunik, M., Folguera A., Naipauer M., Pimentel M. y 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*. *Tectonophysics* 489(1-4): 258-273.

Uliana. M.A. y Dellapé, D.A. 1981. Estratigrafía y evolución paleoambiental de la sucesión eoterciaria del Engolfamiento Neuquino (Patagonia septentrional). 8° Congreso Geológico Argentino, Actas 3: 673-711.

Uliana, M. A. y L. Legarreta. 1993. Hydrocarbons habitat in a Triassic to Cretaceous sub-andean setting: Neuquén Basin, Argentina. *Journal of Petroleum Geology*, 16 (4):397-420. Houston.

Veiga, R., Verzi, H. y Maretto, H. 2001. Modelado bidimensional en el ámbito central de la Cuenca Neuquina (Argentina).

Veiga, G. D., Vergani, G. D., Leanza, H. A., Arregui, C., Carbone, O., Danielli, J. C. y Vallés, J. M. 2011. El Miembro Troncoso Inferior de la Formación Huitrín (Cretácico Temprano). *Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén*, 181-188.

Vergani, G. D., Tankard, A. J., Belotti, H. J. y Welsink, H. J. 1995. Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina.

Vicente, J.C. 2005. Dynamic paleogeography of the Jurassic Andean Basin: pattern of transgression and localisation of main straits through the magmatic arc. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 60(1): 221-250.

Villar, H. J., Legarreta, L., Cruz, C. E., Laffitte, G. y Vergani, G. 2005. Los cinco Sistemas Petroleros coexistentes en el sector sudeste de la Cuenca Neuquina: definición geoquímica y comparación a lo largo de una transecta de 150 km. En VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata, Argentina.

Wagner, F., Alencastre, P., Terrasanta, G y Masiero, D. 2016. Desarrollo Lajas Tight Gas en el área Cupen Mahuida. *Revista Petrotecnia*: 16-30.

Weaver, Ch. 1931. Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of West Central Argentina. University of Washington. Memoir 1: 1469. Seattle.

Wichmann, R. 1924. Nuevas observaciones geológicas en la parte oriental del Neuquén y en el territorio de Río Negro. Ministerio de Agricultura de la Nación, Dirección General de Minas, Geología e Hidrología (Sección: Geología), Publicación 2: 322.

Wichmann, R. 1927. Sobre la Facies Lacustre Senoniana de los Estratos con Dinosaurios y su fauna. *Boletín Academia Nacional de Ciencias, Córdoba*, 30: 383-405.

Windhausen, A. 1914. Contribución al conocimiento geológico de los Territorios del Río Negro y Neuquén. *Anales del Ministerio de Agricultura, Sección Geología y Minería*, 10(1): 1-60.

Zavala, C. y Ponce, J. J. 2011. La Formación Rayoso (Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. En *XVIII Congreso Geológico Argentino, Neuquén* (pp. 2-6).