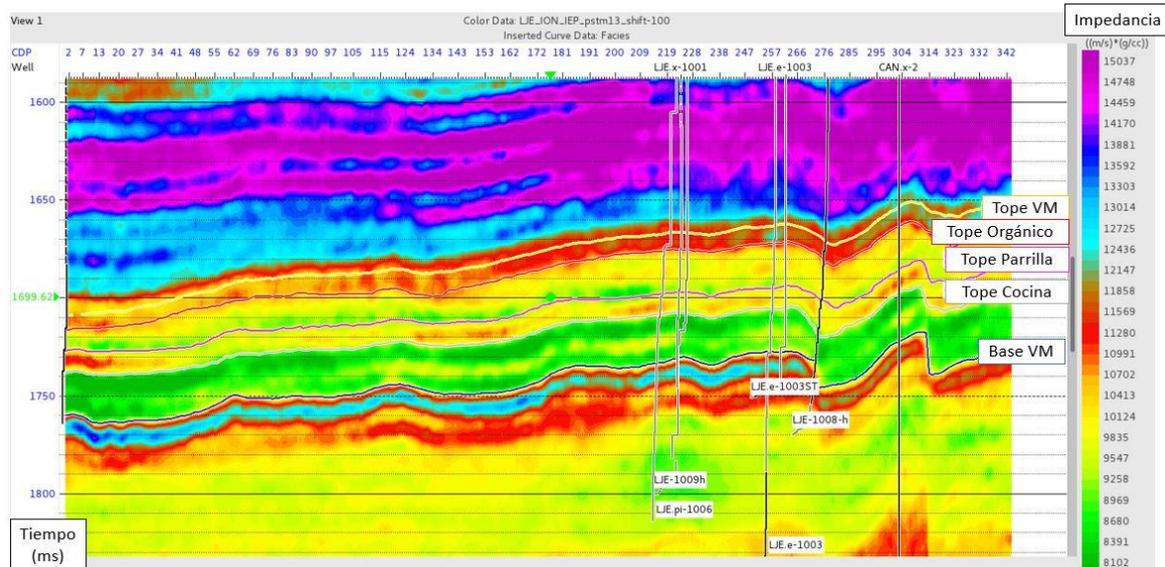




Universidad Nacional del Comahue
Facultad de Ingeniería
Departamento de Geología y Petróleo
Licenciatura en Ciencias Geológicas

2021

**TRABAJO FINAL DE LICENCIATURA:
CARACTERIZACIÓN DE LA FORMACIÓN VACA MUERTA MEDIANTE
ATRIBUTOS SÍSMICOS EN EL YACIMIENTO LOMA JARILLOSA ESTE,
CUENCA NEUQUINA**



**Alumna: Ing. Verónica Laura Irazuzta
Legajo 102388.
Directora: Geof. Cintia Ielca Martinic
(Pluspetrol S.A.)
Codirectora: Lic. Sheyla Elian Iglesias
(UNCo)**

Pluspetrol S.A. cede los datos para la realización del Trabajo Final de Licenciatura en Geología de la Ing. Verónica Irazuzta.

Se deja constancia que los datos son para uso académico. Se solicita se tenga a bien requerir a Pluspetrol S.A. la venia para la publicación de los mismos para otros efectos que escapen al alcance del objetivo propuesto (Trabajo Final de Licenciatura).

Las conclusiones e interpretaciones aquí presentadas son personales y no representan necesariamente las de la empresa Pluspetrol S.A.

Contenidos

Resumen	4
Abstract.....	4
Introducción.....	6
Objetivos propuestos y estructura del informe.....	6
Marco geológico	8
Descripción sintética del relleno sedimentario de la cuenca Neuquina	8
Descripción regional de la Fm. Vaca Muerta	12
Marco teórico	15
Perfiles eléctricos usados para la caracterización petrofísica	15
Análisis en muestras de roca	17
Cálculos a partir de perfiles	21
Registro sísmico e inversión	23
Descripción general del Yacimiento Loma Jarillosa Este	27
Estructura del área	28
Estratigrafía del área.....	30
Registro sísmico en LJE	32
Datos de pozo disponibles en LJE	34
Flujo de trabajo.....	35
Análisis de información de pozos	36
Carga y selección de datos de pozo.....	36
Identificación de la Fm. Vaca Muerta en perfiles de pozo	37
Base de Fm. Vaca Muerta	37
Tope de la Fm. Vaca Muerta (base de la Fm. Quintuco).	39
Identificación de intervalos dentro de la Fm. Vaca Muerta	41
Intervalo Cocina	41
Intervalo Parrilla	42
Intervalo Orgánico	43
Intervalo T3-T5.....	43
Comparación con intervalos y superficies identificados en trabajos previos	44
Caracterización de Intervalos según TOC	45
Análisis mineralógico de los Intervalos.....	49
Productividad de intervalos punzados en pozos con objetivo Vaca Muerta	51
Cálculo de la impedancia acústica a partir de perfiles	53
Interpretación de información sísmica.....	59
Interpretación de horizontes límites de intervalos formacionales	59
Comparación entre volúmenes de impedancia.....	63

Generación de volúmenes de atributos mediante regresión lineal multiatributos	66
Volumen de rayos gamma	66
Volumen de intervalos formacionales	72
Volumen de TOC	76
Estimación de zonas con mejor TOC y productividad	81
Conclusiones	83
Anexo I: Mapas isocronales de los horizontes interpretados.....	85
Anexo II: Relación entre los volúmenes sísmicos disponibles, los generados y los intervalos interpretados.	87
Referencias bibliográficas	89

Resumen

El yacimiento Loma Jarillosa Este es operado actualmente por la empresa Pluspetrol S.A y se encuentra en una etapa exploratoria de la Fm. Vaca Muerta. Cuenta con tres pozos perforados con objetivos no convencionales que llevan a la fecha casi diez años de producción y numerosas mediciones para poder caracterizarlos. Además cuenta con cobertura sísmica 3D en la totalidad del área.

A partir del análisis de los perfiles eléctricos, se pudieron distinguir cuatro intervalos en la Fm. Vaca Muerta en los pozos analizados, de forma similar a los que se reconocen en áreas vecinas. Los intervalos formacionales informales delimitados en los pozos dentro de la Fm. Vaca Muerta corresponden a: Cocina, Parrilla, Orgánico y T3-T5. Cada uno de estos presenta una composición mineralógica, contenido orgánico y respuesta a los registros eléctricos particulares, correspondiéndose con características petrofísicas diferentes. Las secciones con mayor contenido orgánico son las denominadas Cocina y Orgánico.

La estimación del contenido orgánico total (TOC) realizada mediante el cruce de Passey mostró un buen ajuste con los datos de *cutting*. Por otro lado se confirmó una relación inversa entre el TOC y la impedancia acústica calculada en los pozos. A partir de esta correlación se construyó un volumen de TOC utilizando los volúmenes de impedancia disponibles.

También se analizaron las relaciones entre atributos sísmicos y propiedades petrofísicas que resultó en la generación de un volumen de Gamma Ray y otro de intervalos formacionales determinados en los pozos. Por último, se relacionó la información de la producción de los pozos exploratorios con objetivo en la Fm. Vaca Muerta con las características petrofísicas de cada sección.

Abstract

Pluspetrol S.A. operates Loma Jarillosa Este field and has drilled three vertical wells in order to explore the unconventional shales of Vaca Muerta formation. This wells accumulate almost ten years of oil production and numerous measurements and logs have been performed on them so as to characterize the shale. In addition to well data, 3D seismic covers the whole area and has been reprocessed in order to optimize seismic quality in Vaca Muerta formation.

Four zones could be delimited using the available electrical logs in correspondence with nomenclature used in nearby areas. These informal intervals were limited using formational tops and have been named: Cocina, Parrilla, Orgánico and T3-T5. Each of these sections has a distinctive mineralogical composition, organic rich content and electrical logs behavior consistent with the distinguished petrophysical characteristics. The major organic richness is found in La Cocina and Orgánico interval.

A very good correlation between cutting TOC and Passey log estimation has been found, as well as an inverse correlation between Passey's TOC and well acoustic impedance. This correlation was used in the creation of a TOC volume using available impedance volumes. In addition, different relations were obtained between generated and available attributes and a Gamma Ray volume, and intervals volume were created using multiattribute linear regressions. Furthermore, the production information from the exploratory wells from Vaca Muerta formation in Loma Jarillosa Este was correlated to the petrophysical characteristics of each section.

Agradezco en primera instancia a mi directora y co-directora de tesis: Ielca y Sheyla, que estuvieron presentes siempre para guiarme y brindarme su tiempo ante cualquier consulta. Sumado al aporte de las damas, agradezco a Martín Alarcón y Juan Soldo de Pluspetrol S.A. por hacer sus valiosos aportes al trabajo.

A mis amigos y compañeros de oficina y jefes varios (en especial Norah y Sergio), que durante la carrera entera entendieron que era un desafío para mi estudiar Geología mientras trabajaba a tiempo completo y me apoyaron escuchando lecciones, anécdotas y todo lo que había aprendido el día anterior en clase.

A mi familia que siempre estuvo segura de que íbamos a terminar la carrera aún desde que dijimos que solamente íbamos a hacer “un par de materias para capacitarnos”.

A la Facultad de Ingeniería de la Universidad del Comahue, que ya me preparó en dos carreras. En especial a todos los profesores que ponen más de lo que se les pide y hacen las clases interesantes y contagian las ganas de aprender siempre más.

Y por último a mi compañero de carrera y vida Santi con quien emprendimos esta aventura tan linda de convertirnos en Ingeólogos. Él me cebó los mejores mates durante todos los teóricos, me acompañó en los múltiples fines de semana de estudio revisando entre nosotros los resúmenes/apuntes, compartiendo juntos los nervios antes de entrar a rendir y los festejos por los finales aprobados.

Introducción

El presente trabajo se centra en el estudio de la Fm. Vaca Muerta (Weaver, 1931) de edad tithoniana – valanginiana temprana, la cual se destaca como la principal roca generadora de la cuenca Neuquina. La Fm. Vaca Muerta se está estudiando masivamente en el presente debido a su potencial no convencional en una cuenca carente de grandes nuevos descubrimientos de hidrocarburos convencionales en los últimos 20 años. Tiene como propiedades sobresalientes con respecto a otros reservorios no convencionales en el mundo una extensión regional de aproximadamente 25.000 km² en ventanas de petróleo y gas de gran espesor (50 m a 700 m), contenido orgánico de 2% a 15% y una sobrepresión suficiente que la hace atractiva para su desarrollo mediante fracturas hidráulicas. Actualmente está siendo explotada por varias compañías con productividades rentables (Licitra *et al.*, 2018).

El yacimiento Loma Jarillosa Este (LJE) es operado desde 1997 por Pluspetrol S.A. Se encuentra ubicado en la provincia del Neuquén, a unos 60 kilómetros al noroeste de la ciudad capital. El desarrollo inicial consistió en la producción de petróleo convencional de las arenas de la Fm. Sierras Blancas con doce pozos perforados. En una etapa posterior comenzó la exploración de la Fm. Vaca Muerta con tres pozos verticales adicionales, los cuales llevan a la fecha casi diez años de producción y a los que se les realizaron numerosas mediciones para poder caracterizar el reservorio no convencional.

Tanto los pozos verticales, que actualmente se encuentran produciendo de la Fm. Vaca Muerta, como los que lo hacen o hicieron de la Fm. Sierras Blancas presentan el tramo de la Fm. Vaca Muerta perfilado y con datos disponibles para utilizar en este trabajo. Además se cuenta con cobertura sísmica 3D de la totalidad del área, a la cual se le realizó un reproceso enfocado en la Fm. Vaca Muerta.

Todos los pozos se encuentran ubicados hacia el este del yacimiento. Por este motivo, para poder caracterizar a la Fm. Vaca Muerta en la extensión total del bloque, es necesaria una correlación entre los datos de los pozos y la información sísmica.

En el área existe un antecedente de trabajo final de licenciatura de la Universidad del Comahue donde se efectuó un análisis sismoestratigráfico de la Fm. Vaca Muerta mediante el análisis del cubo sísmico, la correlación sísmica-pozos y la obtención de atributos de amplitud (Garrone, 2018) que son considerados para este estudio.

Objetivos propuestos y estructura del informe

El objetivo de este trabajo final es la identificación y caracterización de los intervalos de la Fm. Vaca Muerta en el yacimiento Loma Jarillosa Este a partir de datos de pozos (perfiles eléctricos, coronas, etc.) y volúmenes sísmicos disponibles. En la Figura 1 se puede observar el flujo de trabajo propuesto.

En la propuesta inicial se había definido trabajar con facies en lugar de intervalos. Luego de realizar la interpretación y análisis de los perfiles eléctricos de pozos existentes y analogías con yacimientos linderos se optó por trabajar con intervalos (o secciones) intra-Vaca Muerta definidos por pases correlacionables. Como se verá a lo largo del presente informe, se puede realizar una clara delimitación de intervalos en Cocina, Parrilla, Orgánico y T3-T5 en el área, donde cada una de estas zonas identificadas presenta una composición mineralógica, contenido orgánico y respuesta a los registros eléctricos particulares, correspondiéndose con características petrofísicas diferentes entre sí.

En una segunda etapa luego de la caracterización de las secciones y haciendo uso de la correlación encontrada en los pozos entre las propiedades petrofísicas y la impedancia acústica, se buscó extender esta relación mediante los volúmenes de atributos sísmicos disponibles.

Finalmente se obtuvieron volúmenes de propiedades características como TOC, Gamma Ray y un volumen de intervalos formacionales, que permiten la caracterización del área en las zonas donde no se cuenta con información de pozo o la misma es insuficiente.

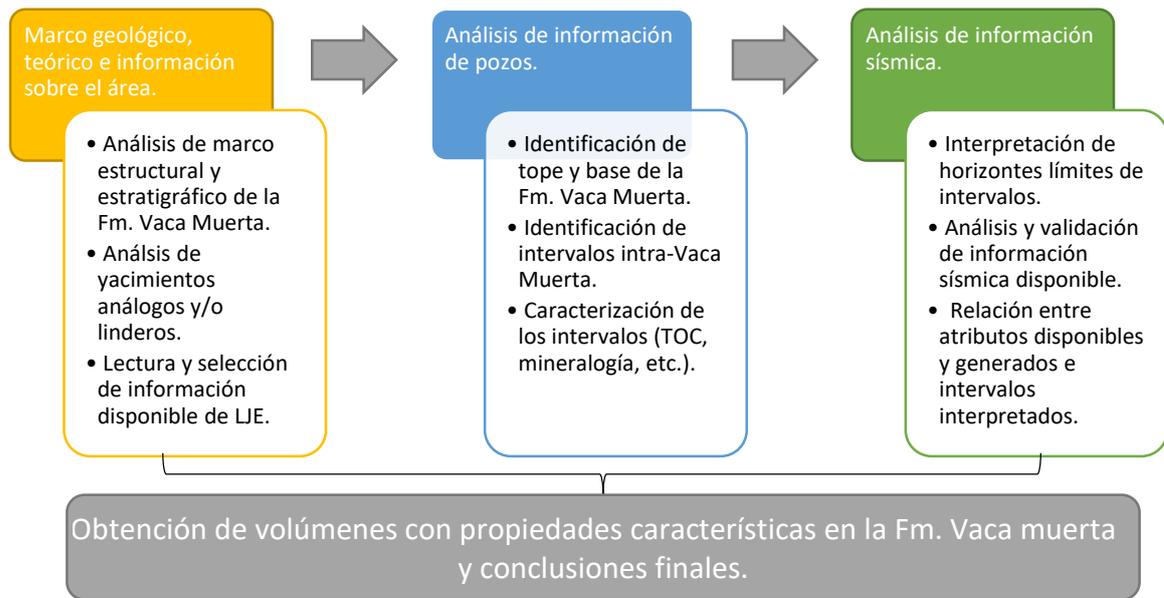


Figura 1 - Flujo de trabajo a seguir para alcanzar los objetivos propuestos en el presente trabajo.

Para realizar la interpretación de perfiles eléctricos y correlación entre los mismos se utilizó el software Petrel®. Una vez interpretados los intervalos y calculados los perfiles sintéticos, se migró la información al software Hampson Russell®, donde se realizó la interpretación sísmica, extracción de atributos y generación de volúmenes de propiedades características de la Fm. Vaca Muerta.

Marco geológico

Descripción sintética del relleno sedimentario de la cuenca Neuquina

La cuenca Neuquina ocupa un área de aproximadamente 120.000 km² y está ubicada en el centroeste de Argentina, abarcando casi la totalidad del área de la provincia de Neuquén y parte de las provincias de Mendoza, Río Negro y La Pampa. Presenta una sedimentación continua en el Jurásico y Cretácico y han quedado plasmados en la misma grandes cambios eustáticos y efectos tectónicos del margen andino, datados bioestratigráficamente con gran precisión gracias a la cantidad y variedad de registros de amonites presentes (Benedetto, 2012).

Debido a sus características geológicas, la Cuenca Neuquina es una de las mayores productoras de hidrocarburos entre las cuencas sudamericanas, con reservas de petróleo convencional y no convencional estimadas en 300 MMm³ y de gas de 450.000 MMm³ (Secretaría de Energía de la Nación: Informe de reservas dic. 2019). Los espesores de sedimentos en el depocentro superan los 5000 m.



Figura 2 - Ubicación de la cuenca Neuquina en sudamérica y principales explotaciones de petróleo y gas (extraído de Mendiberry y Carbone, 2018).

El sector este de la cuenca se conoce como engolfamiento y se encuentra menos deformado por la orogenia Andina. Es el área donde se encuentran la mayoría de los campos petrolíferos y gasíferos (Figura 2). Hacia el oeste la cuenca está delimitada por el arco andino, cuya actividad se inició en el Jurásico y continuó durante el Cenozoico con actividad volcánica episódica, alternando momentos de expansión con otros de retracción. Este arco, la variación en el nivel del mar y la deformación tectónica

determinaron el grado de conexión de la cuenca con el proto océano Pacífico y Atlántico, marcando las características de la columna sedimentológica (Casadío y Montagna, 2015).

Las rocas sedimentarias se depositaron en ambientes marinos a continentales, según el período geológico y la posición en la cuenca que se analice. En la región cordillerana afloran gran parte de las unidades litológicas mesozoicas productivas en el centro de cuenca, lo que ha permitido caracterizarlas e incorporar esta información a la gran cantidad de registros de pozos y sísmica adquirida durante un siglo de actividad petrolera (Vergani *et al.*, 2011).

La evolución de la cuenca puede simplificarse según la configuración geodinámica (Benedetto, 2012) en tres grandes etapas: rift, post-rift y antepaís.

La etapa de rift se inició a fines del Triásico asociada a un régimen extensional debido a la separación de Pangea y asociado a zonas de debilidad preexistentes. Como resultado se generó un conjunto de hemigrábenes rellenos de depósitos continentales, fluviales y lacustres del Ciclo Pre-Cuyano (Figura 3). Entre los mismos se intercalan tobas dacíticas y basaltos olivínicos de la Fm. Lapa. En este marco extensional se depositaron grandes espesores de sedimentos marinos denominados actualmente como Grupo Cuyo Inferior (Vergani *et al.*, 2011).



Figura 3 - Esquema de la etapa de rift en la cuenca Neuquina.

En el Jurásico Medio y Superior la actividad extensional declinó y la geodinámica evolucionó a una etapa de post rift con el hundimiento térmico de la cuenca y el ingreso del mar desde el margen oeste a través de canales entre los arcos volcánicos. Esto generó el solapamiento de sedimentos marinos hacia la cuenca y un engolfamiento de retroarco (Figura 4). Debido a esta configuración, los sedimentos del Grupo Cuyo Superior son interpretados como pertenecientes a ambientes marinos de menor profundidad que se distribuyeron de forma más continua y regional que los del Grupo Cuyo Inferior. El aporte mayoritario de sedimentos clásticos tuvo procedencia desde el sur y sudeste (Vergani *et al.*, 2011).

Durante esta disposición tectónica comenzó un régimen compresivo en la región de la Dorsal de Huincul que desplazó la sedimentación jurásico-cretácica hacia el norte de la misma. Dependiendo del grado de conexión con el mar durante esta etapa de subsidencia térmica, se depositaron las rocas clásticas, carbonáticas o evaporíticas del Grupo Lotena.

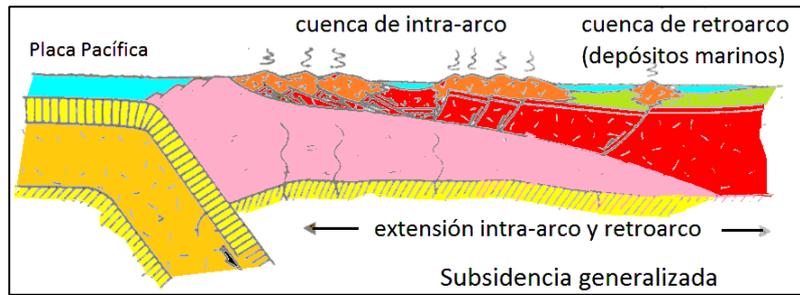


Figura 4 - Esquema de la etapa de retroarco de la cuenca Neuquina (modificado de Benedetto, 2012).

La Fm. Tordillo representa un episodio de continentalización de la cuenca con importantes espesores fluviales y eólicos. Sobre estas sedimentitas ocurre la vasta ingresión marina que da origen a la Fm. Vaca Muerta representada por lutitas y margas con importante contenido orgánico, característica que la hace destacar como principal roca generadora de la Cuenca Neuquina. La columna sedimentaria evoluciona luego a depósitos clásticos y carbonáticos de la Fm. Quintuco, clásticos marinos y continentales de la Fm. Mulichinco y pelíticos y carbonáticos de la Fm. Agrio (Vergani *et al.*, 2011).

La transición entre la etapa de trasarco y la de antepaís la marca el ascenso del arco Andino, generando una restricción a la humedad de la cuenca y al ingreso del agua de mar, resultando en grandes depósitos eólicos y fluviales de la Fm. Huitrín en primera instancia y luego más de 200 m de evaporitas y carbonatos.

La etapa de antepaís inició a fines del Cretácico (Figura 5). El arco magmático fue sitio de grandes batolitos y se produjo su migración en el sentido del antepaís. En esta fase se inició la deformación y progresiva elevación de la región Andina mediante la reactivación de las fallas normales desarrolladas en la fase de rift (faja corrida y plegada del Agrio).

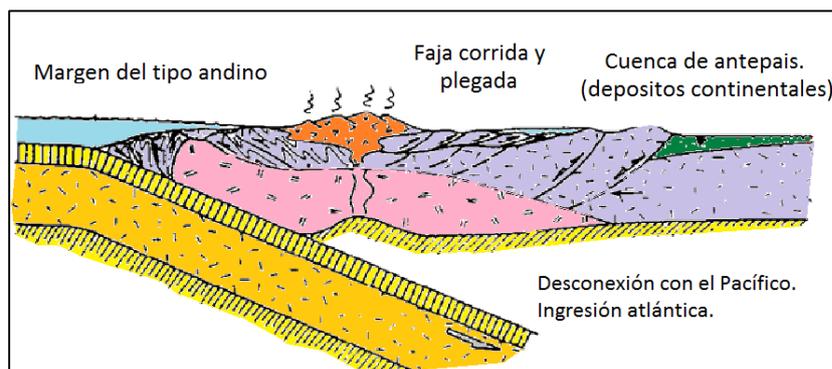


Figura 5 - Esquema de la etapa de antepaís de la cuenca Neuquina (modificado de Benedetto, 2012).

La cuenca de antepaís se rellenoó con 2000 m de sedimentos clásticos continentales correspondientes al Grupo Neuquén y al Grupo Malargüe. El cambio de pendiente regional de la cuenca posibilitó el ingreso del mar desde el este y a fines del Cretácico se generó una transgresión marina desde el Atlántico que inundó la cuenca. En el sector oeste la gran actividad volcánica generó depocentros con sedimentación volcanoclástica durante parte del Terciario.

Un resumen de esta sedimentación desde el Paleozoico tardío hasta el Cenozoico, con sus nomenclaturas formacionales y diferencias a lo largo de una línea sur-norte en la cuenca se muestra en la Figura 6.

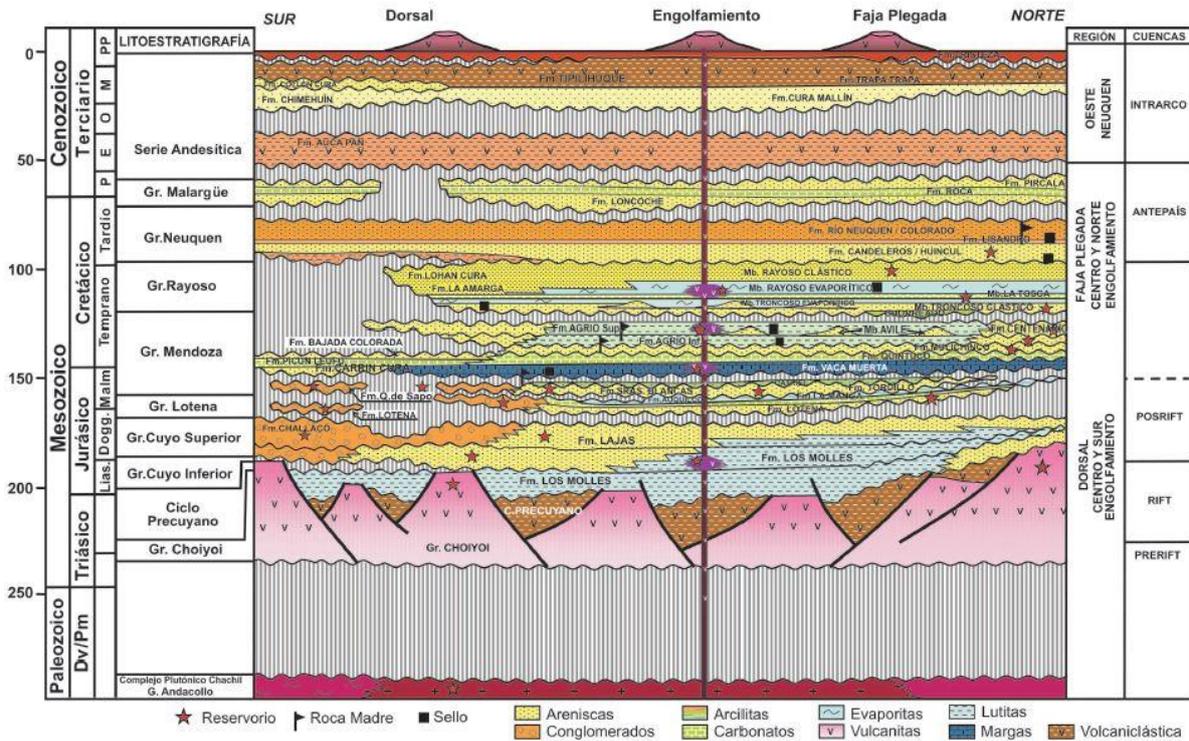


Figura 6 - Cuadro tectono-estratigráfico simplificada de la cuenca Neuquina mostrando las diferencias norte-sur y las rocas reservorio, madre y sello de los sistemas petroleros (extraído de Vergani et al., 2011).

En la Figura 6 también se pueden observar las rocas madre, reservorio y sello de los cinco sistemas petroleros identificados por Vergani *et al.* (2011). Las características fisiográficas del engolfamiento neuquino hicieron posible que la materia orgánica acumulada durante las transgresiones marinas o episodios lacustres pudiera acumularse y preservarse. Las rocas madre más importantes de la cuenca son de origen marino y fueron depositadas en el Jurásico y Cretácico con condiciones subóxicas o anóxicas y una historia de soterramiento que generó condiciones propicias para la generación de hidrocarburos.

Descripción regional de la Fm. Vaca Muerta

La Fm. Vaca Muerta de edad tithoniana – valanginiana temprana se destaca como la principal roca generadora de la cuenca Neuquina. Esta unidad está conformada por una sucesión de fangolitas siliciclásticas a calcáreas de origen marino y su contenido orgánico se clasifica como kerógeno tipo II (Bernhardt *et al.*, 2017). Desde el punto de vista del potencial no convencional, la Fm. Vaca Muerta se distingue por su extensión regional de aproximadamente 25.000 km² en ventanas de gas seco a petróleo negro (oeste-este) con espesores que van de 50 m a 700 m (ver Figura 7). La formación presenta secciones con contenidos orgánicos de 2% a 15% que están siendo explotados en la actualidad con productividades rentables por varias compañías petroleras (Licitra *et al.*, 2018).

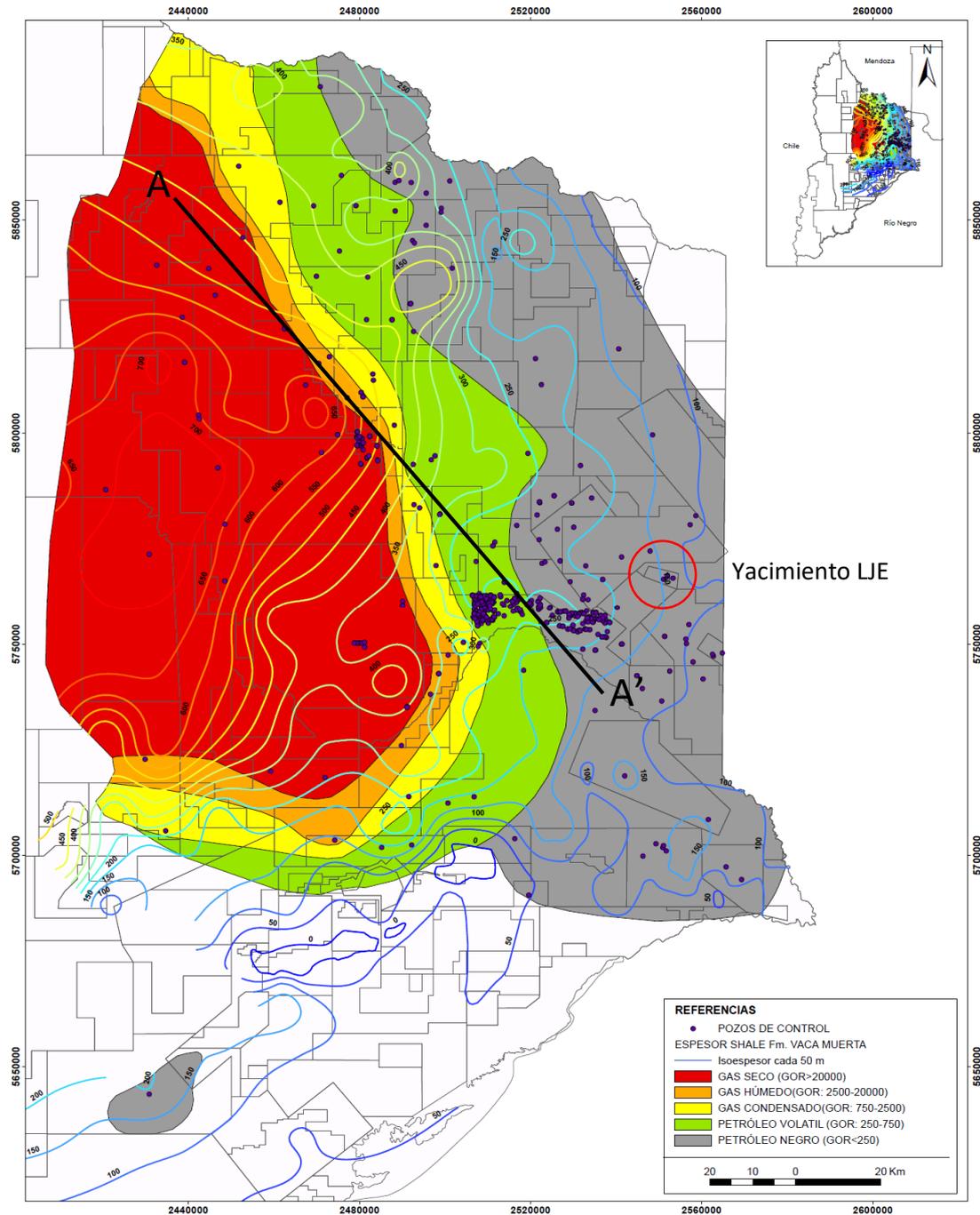


Figura 7 - Mapa isopáquico de la Fm. Vaca Muerta indicando en colores los diferentes tipos de fluido producido por los pozos. En rojo se muestra el Yacimiento LJE. (Extraído de la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la Provincia de Neuquén, año 2021).

Como se puede observar en la Figura 7, en el yacimiento Loma Jarillosa Este la Fm. Vaca Muerta se encuentra en ventana de petróleo negro con espesores entre 100 m y 150 m y todos los pozos de control se ubican hacia el este del área.

Tomando como base el marco estratigráfico secuencial propuesto por Mitchum y Uliana (1985), la publicación de la Transecta Regional (Desjardins *et al.*, 2016) permitió la identificación de 6 unidades estratigráficas limitadas por 7 superficies regionales a lo largo de 3 secciones sísmicas compuestas que atraviesan los ámbitos de principal interés no convencional de la Cuenca Neuquina (ver Figura 8). Las dos unidades inferiores incluyen a la Cocina, el Orgánico y las Progradaciones (nomenclatura informal proveniente de Loma Campana que se extiende a toda la cuenca), desarrollándose principalmente en la región centro – sudeste de la cuenca. Hacia el norte se incorporan unidades más jóvenes a la sección *shale* (Licitra *et al.*, 2018).

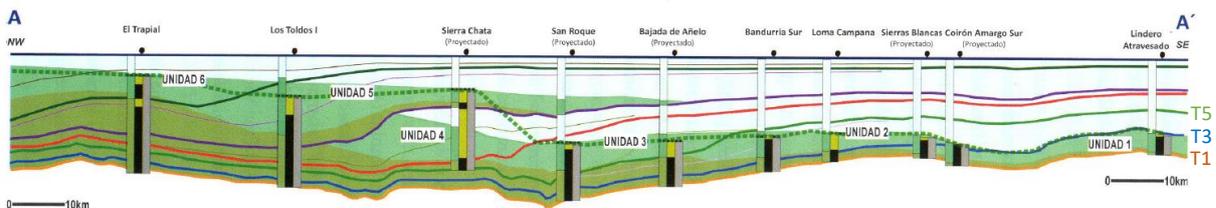


Figura 8 - Transecta regional NO (A) - SE (A') obtenida de Desjardins *et al.* (2016), en donde se identifican las diferentes unidades estratigráficas. Loma Jarillosa Este se ubica lindero a Coirón Amargo Sur. La localización aproximada del corte se indica en la Figura 7.

La depositación de la Fm. Vaca Muerta presenta un patrón inicialmente agradacional y luego marcadamente progradacional con escasos registros retrogradantes (Desjardins *et al.*, 2016). Se identifican dos inundaciones predominantes en la base de la Unidad 1 y en la Unidad 6, mientras que en el resto del período se registran transgresiones menores y cambios sucesivos en el nivel del mar. La depositación de todo el espesor es diacrónico y esto hace que el contacto entre las Fms. Quintuco y Vaca Muerta no corresponda a la misma superficie sísmica para toda la cuenca. En la zona de Loma Jarillosa Este sólo se encontrarían asociadas a la Fm. Vaca Muerta las unidades 1 y 2, las cuales se describen a continuación.

La Unidad 1 tiene gran continuidad lateral a lo largo de toda la cuenca ya que se trataría de una gran y repentina inundación que cubrió los extensos campos de dunas de la Fm. Tordillo y permitió su conservación. Está compuesta de fangolitas de composición silíceas intercaladas con fangolitas arcillosas orgánicas. Tiene en general un perfil agradacional en zona de *bottomsets* excepto en el sector sudeste donde el tope de esta unidad transiciona hacia levemente progradacional y dominan las litologías de fangolitas calcáreas. El contenido orgánico disminuye de máximos del 10% – 12 % para La Cocina al 2% – 3% en zonas superiores. Los fósiles guía para esta unidad están bien definidos como *Virgatosphinctes mendozanus* (Tithoniano inferior alto), *Aulacosphinctes proximus* (Tithoniano medio alto) y *Windhausenicerias internispinosum* (Tithoniano superior bajo) (Desjardins *et al.*, 2016). Equivale a la unidad A de Mitchum y Uliana (1985) y está limitada por las superficies sísmicas identificadas como T1-T3 (Desjardins *et al.*, 2016).

La Unidad 2 es predominantemente progradacional excepto en el sector noroeste de la cuenca donde es agradante, por lo que presenta predominancia de geometrías tipo *foresets* y *topsets* o *bottomsets* respectivamente según sea el caso. Las transgresiones de esta segunda unidad y las subsiguientes no habrían alcanzado la magnitud de la primera. En las zonas agradantes predominan las fangolitas de composición mixta y silíceas con valores de contenido orgánico del 2% al 8 %. Por el contrario, en las zonas central y sudeste las litologías son predominantemente calcáreas con menores valores de TOC (de 1% al 2%). Los fósiles guía para esta unidad están bien definidos, desde los *Windhausenicerias internispinosum* (Tithoniano superior bajo) que se superponen con la unidad anterior a *Corongocera alternans* pertenecientes al mismo periodo, pero con características de esta

unidad (Desjardins *et al.*, 2016). La Unidad 2 equivale a las unidades B y C de Mitchum y Uliana (1985) y está limitada por las superficies sísmicas identificadas como T3 – T5 (Desjardins *et al.*, 2016).

El resto de las unidades de 3 a 6 alternan zonas agradantes y progradantes con predominancia de una u otra según sea el sector de la cuenca que se analice.

La Unidad 3 es predominantemente progradacional pero se identificaron zonas de regresión forzada con reflectores sísmicos caóticos y discontinuos, con presencia de *build-ups* carbonáticos y deslizamientos. La Unidad 4 es mayormente agradante con alta impedancia acústica salvo en el sector noroeste de la cuenca, donde es objetivo no convencional con zonas en las que el contenido orgánico alcanza el 5%. La Unidad 5 es la segunda gran transgresión en la cuenca por lo que en algunos yacimientos se la conoce como “la segunda Cocina” (Desjardins *et al.*, 2016) y predominan las terminaciones tipo *downlap* en su parte inferior con fangolitas ricas en materia orgánica. La parte superior de esta unidad presenta mayor contenido carbonático con progradaciones y agradaciones que preservan *topsets* y *bottomsets*. La Unidad 6 presenta alto contenido de arcilla en todo su espesor y bajo contenido orgánico. Las facies de *foreset* proximales y *topset* distales superiores ya se identifican como Fm. Quintuco.

Si bien todo el espesor de la Fm. Vaca Muerta presenta contenido orgánico, no toda la columna posee el mismo potencial productivo. Los parámetros de corte normalmente utilizados en la industria son: TOC mayor a 2%, volumen de arcilla menor al 40%, porosidades mayores a 6% y saturación de petróleo mayor a 50%. Las ramas horizontales de los pozos con objetivo en la Fm. Vaca Muerta buscan atravesar la roca de mejores características petrofísicas y menor anisotropía mecánica (zonas homogéneas de bajo módulo de Young y alto coeficiente de Poisson); con propiedades geomecánicas similares, evitando contrastes litológicos marcados y planos de debilidad que pudiesen influenciar el desarrollo de fracturas hidráulicas.

Marco teórico

Perfiles eléctricos usados para la caracterización petrofísica

A continuación se realizará una breve descripción del tipo de medición física y utilidad de los registros eléctricos empleados en este trabajo: rayos Gamma, densidad, sónico compresional y resistividad. Un resumen de las características más importantes de cada uno se presenta la Tabla 1.

Tabla 1 - Resumen de principales perfiles eléctricos utilizados para la caracterización de la Fm. Vaca Muerta en este Trabajo Final.

	Rayos Gamma	Densidad	Sónico P	Resistividad
Unidad	°API	g/cm ³	µs/ft	ohm.m
Qué mide	Rayos Gamma emitidos naturalmente por torio 232, uranio 238 y potasio 40.	Se emiten rayos Gamma hacia la formación y se miden rayos retrodispersados (proporcional a densidad de Fm.)	Tiempo de tránsito de ondas compresionales en la formación. A mayor porosidad menor velocidad.	Se induce corriente en la Fm. y se registra su conductividad. Hidrocarburos no conducen.
Usos comunes	Identificar arenas y arcillas	Indicador de porosidad y densidad	Indicador de porosidad	Indicador de fluidos.
Usos en formaciones no convencionales	Registros altos de GR indican alto contenido de uranio asociado a materia orgánica.	Densidad baja indica alto TOC debido a que materia orgánica es más liviana que la roca.	Tiempos de tránsito mayores en materia orgánica o kerógeno.	Incremento de resistividad por el reemplazo de agua de formación por hidrocarburo no conductivo.

Rayos Gamma (GR)

El registro de rayos Gamma mide la energía de este tipo de rayos emitidos de forma natural por la formación en unidades °API. Los elementos presentes en las rocas que emiten rayos Gamma son el Torio 232, Uranio 238 y Potasio 40, los cuales decaen espontáneamente ya que son isótopos de cada uno de los elementos mencionados.

La cantidad y energía de los rayos emitidos puede medirse con un detector de centelleo. En general se registra un perfil GR total pero también hay herramientas que pueden distinguir entre la proporción de cada elemento debido a que presentan energías características, registrando la fracción de potasio (%), torio (ppm) y uranio (ppm).

Este registro, al igual que el de potencial espontáneo es muy utilizado en la industria de hidrocarburos para identificar arenas y arcillas debido al alto contenido de Uranio, Torio y Potasio de las últimas. De aquí en adelante el registro GR se presentará en la pista 1 como referencia.

En los registros eléctricos de la Cuenca Neuquina se puede ver claramente un gran incremento en el perfil de GR (cientos de °API) a la profundidad de la base de la Fm. Vaca Muerta. Este aumento repentino se debe principalmente al contenido de uranio asociado a la materia orgánica de la roca generadora.

Densidad (RHO)

El registro de densidad consiste en una fuente radioactiva que emite radiación Gamma hacia la formación y un detector que mide la energía de los rayos retrodispersados por la misma. Esta radiación emitida interacciona con los electrones de la formación según el efecto Compton en el que los rayos son dispersados. La reducción del flujo de rayos Gamma en la roca es función de la densidad de electrones en la formación, la cual a su vez es proporcional a la densidad de la misma. Este registro se corrige por el efecto del lodo de perforación y del revoque de filtración mediante el empleo de dos o más detectores con diferentes espaciamentos respecto de la fuente. Se expresa en g/cm^3 y es un buen indicador de porosidad ya que, si la formación es porosa, su densidad total será menor.

Al registrar las lutitas de la Fm. Vaca Muerta la densidad baja debido a que la materia orgánica es más liviana que la matriz rocosa. Sin embargo, el perfil de densidad tiene la desventaja de verse muy afectado por el calibre del pozo y debe corregirse cuando las cavernas son muy profundas. Esta curva se ve influida por la presencia de pirita o algún mineral denso en la roca.

Sónico compresional (DTC)

El perfil sónico compresional es un registro acústico que mide el tiempo de tránsito de las ondas compresionales en la formación. La herramienta utilizada emite una onda acústica que se propaga desde la fuente a través de la formación y luego es registrada por un receptor ubicado a una distancia fija, que permite calcular el tiempo de tránsito de la onda en la formación. Sus unidades se expresan en $\mu\text{s/ft}$.

Este registro se utiliza también para estimar la porosidad de la formación ya que las ondas compresionales que pasan a través de las rocas de formaciones porosas que contienen agua, petróleo o gas presentan tiempos de tránsito más largos (velocidades más bajas) que la roca de porosidad nula. El registro sónico es el perfil que permite la correlación sísmica-pozo junto con el perfil de densidad.

La velocidad disminuye ante la presencia de kerógeno o materia orgánica por lo que este perfil es de gran utilidad para caracterizar a la Fm. Vaca Muerta.

Resistividad (R)

El perfil de resistividad consiste en la inducción de lazos de corriente alterna en la formación y la medición de la señal de respuesta resultante. La corriente alterna induce un campo magnético en la formación y este campo magnético induce a su vez una corriente en la bobina de recepción de la herramienta, donde la intensidad registrada es proporcional a la conductividad de la roca. La resistividad puede registrar un amplio rango de valores a lo largo de un pozo, por lo que se suele representar en escala logarítmica en ohm.m .

El registro de resistividad es utilizando en la evaluación de formaciones ya que los hidrocarburos (gaseosos o líquidos) no conducen la electricidad, en tanto que el agua salada de formación sí lo hace.

En cuanto a la evaluación de formaciones no convencionales, Schmoker y Hester (1989) descubrieron que existe un incremento de los valores registrados por el mismo en presencia de rocas madre maduras debido al reemplazo de agua de poro conductiva por hidrocarburo no conductivo. Sin embargo, la sobrepresión de la Fm. Vaca Muerta genera el efecto contrario sobre el perfil resistivo (Meissner, 1978) bajando los valores de la resistividad.

Espectroscopía de Captura Elemental (ECS)

El perfil de Espectrometría de Captura Elemental (ECS) permite una estimación precisa de la mineralogía, de la concentración de arcilla y de la litología. Utiliza un espectrómetro de captura de rayos Gamma mediante una estimulación a partir de un generador de neutrones pulsados. Según la

energía de los rayos Gamma generados a partir del choque de las partículas en la formación, se registran las concentraciones relativas de elementos como calcio, aluminio, sulfuro, hierro, titanio, sodio, magnesio y silicio. Luego estas concentraciones se procesan y se calcula un porcentaje mineralógico distinguiendo entre cuarzo + feldespato + mica (llamado como silicio en el triángulo mineralógico ternario), carbonatos, arcillas, pirita, anhidrita, carbón, siderita y otras sales. Los minerales se reportan en porcentaje en peso.

En el caso de la Fm. Vaca Muerta este perfil es muy útil porque las zonas con mayor riqueza de materia orgánica en general son menos carbonáticas y con mayor contenido de arcilla y sílice. Además el contenido de sílice permite estimar la elasticidad de la roca cuando se planifica una fractura hidráulica.

Análisis en muestras de roca

Cutting

El *cutting* o recorte son los fragmentos de formación que retornan a la boca de pozo transportadas por el lodo de inyección cuando se realiza la perforación de un pozo. El control geológico de un pozo se realiza durante la perforación en las profundidades de interés y consiste en la recolección del *cutting* para su posterior almacenamiento e interpretación, en la medición de los gases de salida del pozo y su cromatografía, y el monitoreo de ciertos parámetros de perforación. Además de la descripción litológica de los recortes, se pueden realizar estudios especiales como la medición del contenido orgánico total y la realización de ensayos de pirólisis de las muestras en laboratorios especializados.

La descripción litológica del *cutting* es muy útil para ubicar topes formacionales preliminares en el pozo. Los mismos pueden tener un error en profundidad mayor al de los registros eléctricos ya que su puesta en profundidad se realiza a partir de cálculos dependientes de la velocidad de retorno del lodo de perforación.

Corona

Durante la perforación del pozo existe la posibilidad de extraer cilindros de roca del subsuelo y, mediante su correcta preservación, llevarlos a un laboratorio especializado para realizarle diferentes estudios petrofísicos y así caracterizar la roca.

Además de una inspección visual de la formación, se pueden obtener parámetros como porosidad, permeabilidad, densidad, curvas de presión capilar (indispensables para realizar pronósticos de producción), estimaciones de volúmenes a drenar en el reservorio y simulaciones numéricas.

En los pozos no convencionales se acostumbra a realizar ensayos de pirólisis en las muestras, la obtención de valores de carbono orgánico total y diferentes mediciones de parámetros geomecánicos que permiten inferir la respuesta de la roca ante una fractura hidráulica.

Carbono Orgánico Total (TOC)

El TOC es medido en porcentaje en peso e indica el contenido total de materia orgánica presente en el sedimento. Es una medición que se realiza de forma relativamente simple y con bajo costo, tanto en una muestra de pozo (*cutting* o corona) como en una muestra de afloramiento. Según Peters (1986) una roca madre se puede clasificar según su TOC como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2 - Calidad de roca madre según valores medidos de TOC (Peters, 1986).

Riqueza	TOC (% en peso)
Pobre	0-0.5
Suficiente	0.5-1.0
Buena	1.0-2.0
Muy buena	> 2.0

En general se mide por el método indirecto de combustión de oxidación catalítica que permite medir componentes orgánicos insolubles y macromoléculas (Peters, 1986). Se utiliza como detector un sensor de infrarrojo no dispersivo (NDIR). El análisis se divide en dos etapas, una primera donde se mide el carbono total (TC) y la segunda donde se utiliza ácido clorhídrico para disolver el carbono inorgánico (IC) de acuerdo al esquema de la Figura 9.

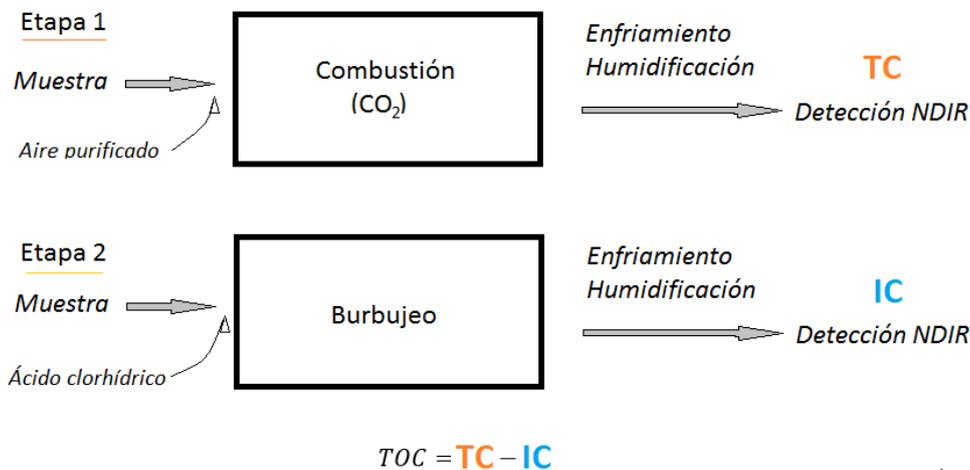


Figura 9 - Etapas de medición de TOC en laboratorio a partir del método de combustión de oxidación catalítica.

Esta medición debe complementarse con otros indicadores debido a que no todo tipo de materia orgánica tienen la capacidad de generar hidrocarburos. Para que esta materia orgánica pueda generar hidrocarburos el carbono debe estar en asociación con el hidrógeno. La cantidad de hidrógeno puede ser obtenida por el método indirecto, fácil y poco costoso de pirólisis Rock-Eval.

Pirólisis

La pirólisis consiste en el calentamiento progresivo de las muestras pulverizadas con contenido de materia orgánica en ausencia de oxígeno para generar componentes orgánicos. La temperatura libera el bitumen y craquea los productos de la materia orgánica insoluble (kerógeno). De alguna manera se busca repetir el proceso que le ocurre a la materia orgánica durante sus diferentes etapas de soterramiento.

El sensor es un detector ionizante de llama y se miden diferentes máximos de masa de gas (Figura 10). El primero S_1 representa los miligramos de hidrocarburo que pueden ser destilados térmicamente de un gramo de roca. Este valor se interpreta como el hidrocarburo que ya se transformó en la roca madre pero que no se pudo expulsar por lo que es un potencial de producción para el yacimiento no convencional.

El máximo S_2 , en cambio estima la cantidad de hidrógeno ya que indica los miligramos de hidrocarburos formados durante la descomposición termal del kerógeno en un gramo de roca. Se interpreta como la cantidad de materia orgánica que todavía no se había transformado en

hidrocarburo. El valor de temperatura a la que este pico ocurre se correlaciona con el tipo de materia orgánica.

El tercer máximo S_3 indica los miligramos de dióxido de carbono generado a temperaturas mayores a 300°C y es detectado en este caso por un sensor de conductividad térmica (Peters, 1986).

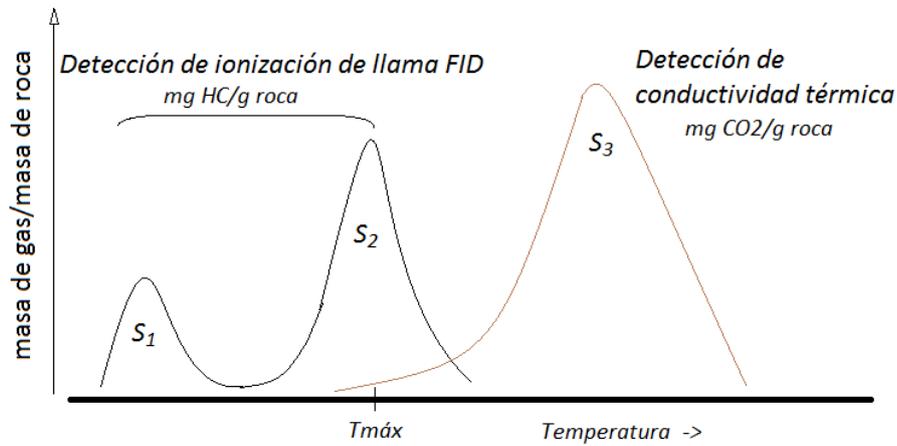


Figura 10 - Pirograma esquemático mostrando los diferentes máximos a medida que aumenta la temperatura (Basado en Peters, 1986).

En línea con estas definiciones, en este trabajo se utilizan los siguientes índices (Peters, 1986):

- Índice de Producción $\frac{S_1}{S_1+S_2}$ vs. T_{max} (°C) indicando el potencial generador de la roca madre y el tipo de fluido esperado según la temperatura (Figura 11a).
- Rendimiento potencial de hidrocarburos $S_1 + S_2$ vs. TOC indicando el potencial generador de la roca madre (Figura 11b).

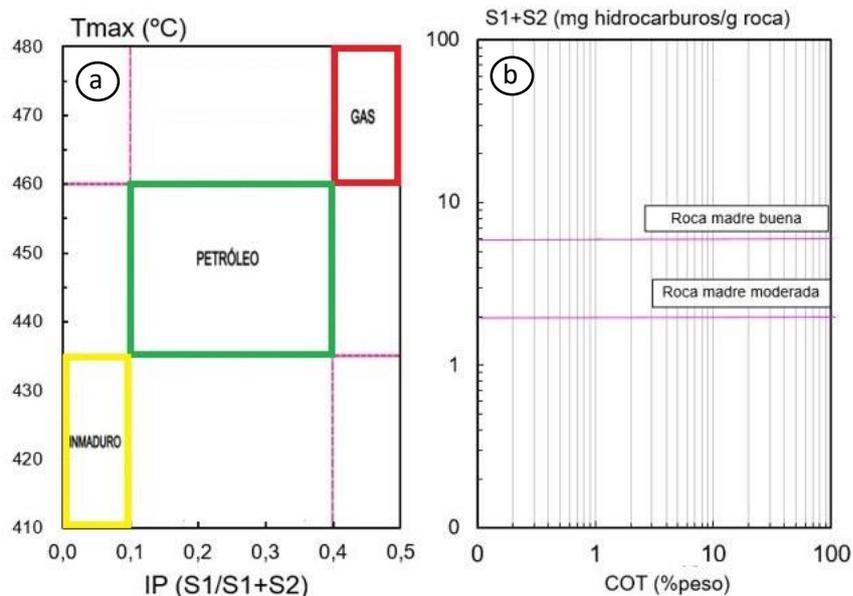


Figura 11 – Índices especializados para evaluar potencial generador (a) y rendimiento potencial de hidrocarburos (b) de la roca madre (modificado de Peters, 1986).

- A partir de la combinación del análisis de TOC y el de pirólisis, se calcula el índice de hidrógeno IH como $\frac{S_2 \times 100}{TOC}$ vs. el índice de oxígeno IO $\left(\frac{S_3 \times 100}{TOC}\right)$ para calcular el tipo de roca

madre entre los números I a IV según su origen sedimentario con el diagrama de Van Krevelen (1950) (Figura 12).

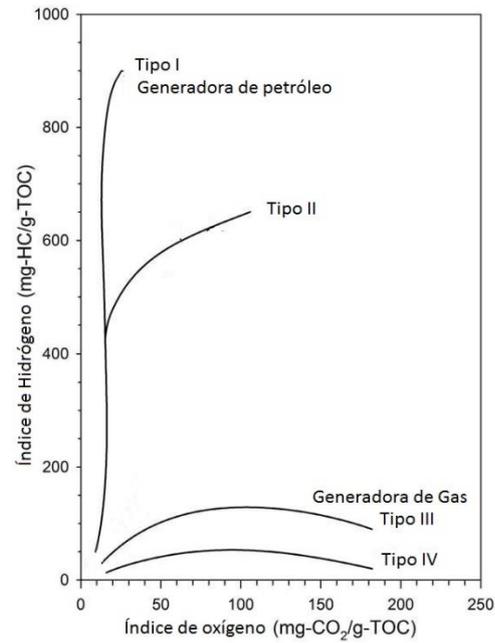


Figura 12 - Diagrama de Van Krevelen mostrando el tipo de roca madre (modificado de Van Krevelen, 1950).

Cálculos a partir de perfiles

Cálculo de TOC a partir del cruce de Passey

El valor de TOC obtenido a partir del *cutting* o de corona normalmente no se obtiene en todos los pozos ni de forma continua. Para poder calcular el TOC en los pozos o secciones en las que no existe muestra, se utiliza el método de Passey (Passey *et al.*, 1990) el cual emplea la curva de resistividad (preferentemente de una lectura profunda) y el perfil sísmico con escala invertida.

Estos perfiles tienen la ventaja de responder del mismo modo ante variaciones de porosidad en la formación caracterizada como reservorio. Sin embargo, en rocas orgánicas que no son reservorio ambas curvas se separan. Esta separación se produce debido a que el registro sísmico responde a la presencia de kerógeno (baja velocidad) y la resistividad a la densidad del fluido de formación. Además de indicar la diferencia de porosidad, la resistividad aumenta debido a la presencia de hidrocarburo generado. La magnitud de la separación entre las curvas se puede correlacionar con la presencia de carbono orgánico total y la madurez de la roca madre.

Para poder aplicar el método cuantitativamente se correlacionan 100 $\mu\text{s}/\text{ft}$ del perfil sísmico en escala invertida cada dos ciclos completos logarítmicos de resistividad en ohm.m. Las curvas se superponen en la porción de perfil donde no hay roca madre, donde se toman los valores de línea base de resistividad (R_{base}) y del registro sísmico (DT_{base}) como valores constantes.

Como primera instancia se calcula el valor del $\Delta \log R$ en cada punto del perfil utilizando el valor de la resistividad (R) y el perfil sísmico (DT), según la siguiente fórmula:

$$\Delta \log R = \log \left(\frac{R}{DT} \right) + 0.02 * \log \left(\frac{R_{\text{base}}}{DT_{\text{base}}} \right)$$

El TOC surge como una multiplicación de este $\Delta \log R$ y un escalar que depende del LOM (*Level of Organic Maturity* o nivel de madurez orgánica). El valor de LOM se puede obtener a partir de la medición de madurez orgánica en coronas y está cuantificado en unidades de metamorfismo orgánico (Passey *et al.*, 1990). Para el caso de una roca generadora de petróleo, el inicio de la ventana de generación se corresponde con un valor LOM de 6-7 y un valor de 12 ya es considerado sobremaduro (Figura 13).

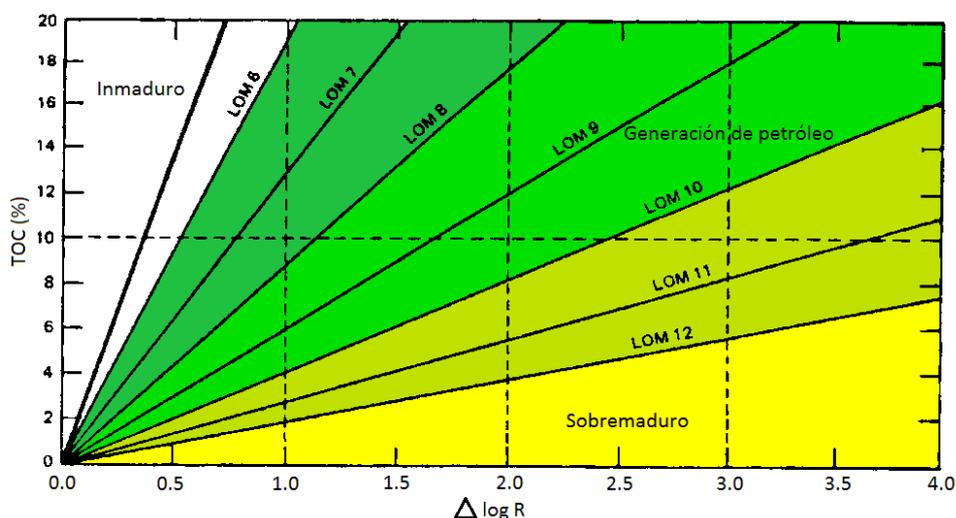


Figura 13 - Relación entre TOC (%) y $\Delta \log R$ en función del valor de LOM según la ventana de generación para una roca generadora de petróleo - kerógeno tipo II (Modificado de Passey *et al.*, 1990).

Cálculo de perfil de densidad a partir de la ecuación de Gardner

En los pozos en los cuales no se cuenta con los datos del registro de densidad, se puede utilizar la ecuación de Gardner (Gardner *et al.*, 1974) para generar un perfil sintético. En la misma se propone una relación exponencial entre la densidad y la velocidad de onda P registrada por el perfil sísmico de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\rho = \alpha V_p^\beta$$

β = parámetro de ajuste. Valor sugerido 0.25.

α = parámetro de ajuste. Valor sugerido 0.23.

V_p = Velocidad de onda P en ft/s.

Registro sísmico e inversión

Sísmica de reflexión

La sísmica de reflexión es un método de prospección ampliamente utilizado en la industria de hidrocarburos. Permite obtener información de la geología del subsuelo a partir de los tiempos de arribo de ondas elásticas, generadas de forma artificial mediante explosiones o camiones vibradores desde la superficie. La detección de estas ondas después de reflejarse en las distintas interfases (contrastes de impedancia), se registra en los geófonos. Luego de realizar la adquisición, los datos se procesan para obtener un volumen sísmico a partir del cual se analiza la estructura de la geología en el subsuelo.

La propagación de una onda sísmica a través de un medio origina la vibración de las partículas que lo componen. Existen dos tipos básicos de ondas elásticas de acuerdo con la dirección relativa del movimiento de las partículas respecto a la dirección de propagación de la onda: las ondas compresionales o P, en las cuales la dirección del movimiento de las partículas es paralela a la dirección de propagación y las ondas transversales o S, en las que la dirección del movimiento de las partículas es perpendicular a la dirección de propagación de la onda.

La resistencia que ejerce un medio homogéneo al paso de una onda de sonido se conoce como impedancia acústica (IA). Para el caso de la IA de onda P (la cual es la que comúnmente se utiliza) se define como el producto entre la velocidad compresional (v_p) de la onda en un determinado medio y su densidad total (ρ). También se representa como z_p o simplemente z ya que es la impedancia más utilizada en el análisis geofísico.

$$IA = z_p = \rho \times v_p$$

Si se considera al subsuelo como estratificado en interfases definidas por cambios en la impedancia acústica, se puede definir al dato sísmico como aquel que resulta de registrar en escala de tiempo mediante receptores una onda compleja generada por un microsismo provocado, la cual ha viajado a través de la tierra transmitiéndose y reflejándose en los contrastes de impedancia acústica. La proporción de energía reflejada se mide en términos del coeficiente de reflexión (R) y será mayor en la medida en que los medios que definen la interfase entre las capas i y la inmediatamente inferior $i+1$ (Figura 14) tengan mayor contraste de impedancia acústica.

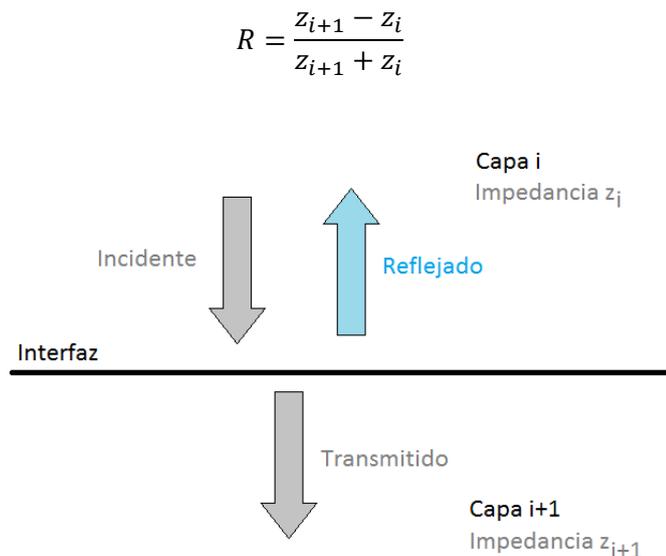


Figura 14 - Modelo de traza sísmica: ondas planas en incidencia-emergencia vertical.

En la sísmica de reflexión convencional, a los efectos de poder realizar el análisis de la información geológica contenida en el dato sísmico, se corrigen las reflexiones para generar las señales que se obtendrían si las mismas proviniesen solamente de ondas P planas incidiendo y reflejándose verticalmente en interfaces horizontales (Figura 14). Se asume además que la operación matemática de convolución es capaz de sintetizar la interacción de una onda acústica con las interfaces del subsuelo, dando como resultado una traza sísmica.

El proceso de convolución se ilustra en la Figura 15, donde se muestra la geología simplificada como una columna litológica con capas discretas en distintos colores, la impedancia correspondiente a cada una de las capas y la serie de coeficientes de reflexión generados por cada contraste de impedancia acústica en la columna litológica. A continuación se muestran las reflexiones asociadas a cada uno de los tres coeficientes de reflexión considerados con su amplitud y signo correspondiente, es decir aquella onda compleja que partiendo de la fuente se refleja en ese contraste y regresa al receptor. Los eventos sucesivos se interfieren dando origen a la traza sísmica, que es la superposición de todas las respuestas anteriores.

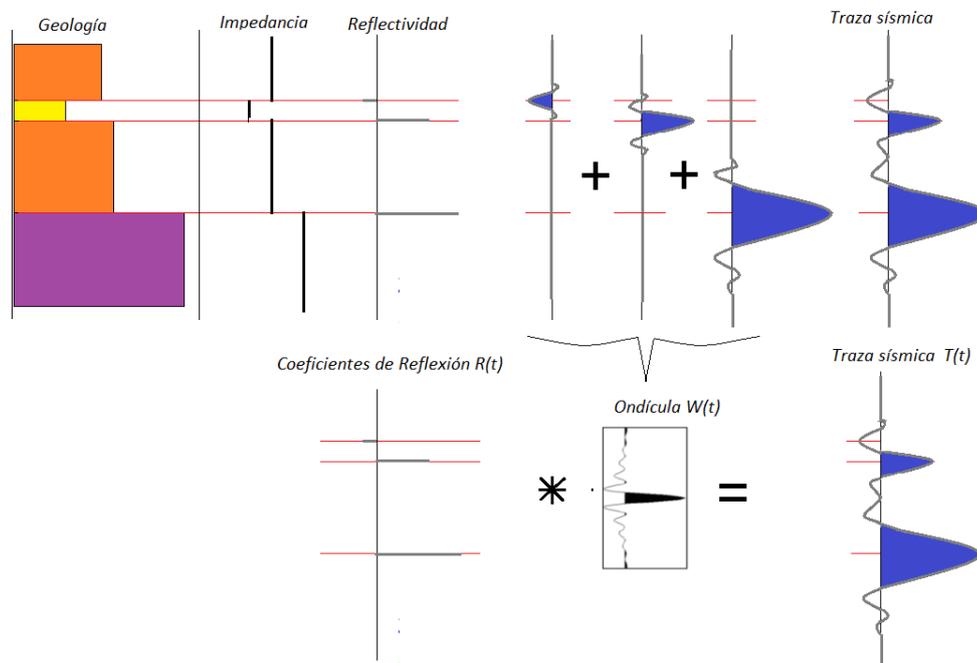


Figura 15 – Modelo convolucional de la traza sísmica.

La traza sísmica $T(t)$, puede sintetizarse entonces mediante la convolución de los coeficientes de reflexión $R(t)$, con la ondícula $W(t)$ y el ruido estocástico $N(t)$.

$$T(t) = R(t) * W(t) + N(t)$$

Donde t es el tiempo empleado por la onda sísmica para recorrer la trayectoria desde la fuente hasta las interfaces reflectoras y desde allí hasta el receptor. La medición de los tiempos de arribo de las ondas reflejadas y su posterior procesamiento permite delinear la disposición estructural en tiempo de los horizontes o interfaces a lo largo de la línea o zona de estudio. Luego, con la determinación de las velocidades se puede estimar la profundidad de cada una de ellas.

Inversión sísmica

El método se denomina inversión ya que para su cálculo se realiza el proceso inverso al modelo convolucional (Figura 16) donde se infiere el modelo geológico a partir de los datos sísmicos medidos. Mientras que el problema directo (representado por el modelo convolucional) tiene solución única, el problema inverso (representado por la inversión sísmica) no la tiene. Por este motivo en este último caso se necesita explicitar cualquier información disponible de los parámetros del modelo (interpretación y/o registros de pozo disponibles).

De esta manera, del volumen de impedancia obtenido se puede inferir información litológica y petrofísica muy importante para la interpretación de variaciones laterales geológicas en los niveles de interés. En esencia, la amplitud de la reflexión sísmica muestra los límites entre los estratos, en tanto que la impedancia acústica muestra las propiedades de las capas.

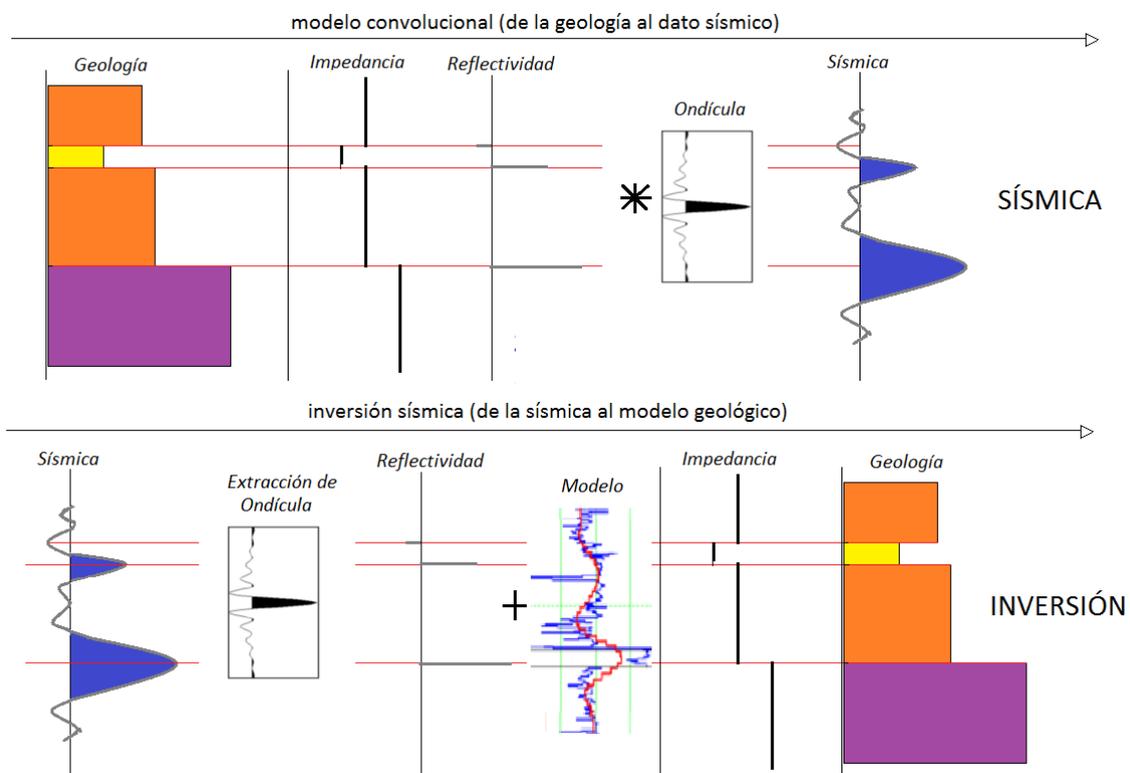


Figura 16 - Diagrama conceptual de la sucesión de procesos para obtener la traza sísmica y el procedimiento inverso realizado para obtener un volumen de impedancias a partir del volumen sísmico.

De acuerdo al dato de entrada: sísmica sumada (*poststack*) o pre-apilada (*prestack*) se obtiene una inversión *poststack* (o acústica) o *prestack* (hay varios tipos que escapan al alcance de este trabajo) respectivamente. En ambos casos se emplean el volumen sísmico, la ondícula y los datos de pozo (estrictamente hablando hay inversiones acústicas que se pueden hacer sin datos de pozo). Estos últimos, junto a los horizontes interpretados se utilizan en la generación del modelo de baja frecuencia mediante el cual se aumenta la resolución por incorporación de las bajas frecuencias que amplían el ancho de banda de la sísmica original.

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

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

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

Las ecuaciones de Zoeppritz (1919) describen el comportamiento de una onda en un medio elástico para todo ángulo de incidencia (θ) en función de la densidad (ρ), la velocidad compresional (v_p), y la velocidad de ondas de corte (v_s). Debido a la complejidad de estas ecuaciones y su costo computacional, se utilizan aproximaciones lineales para realizar la inversión. El dato de entrada en este caso son los volúmenes de sumas parciales agrupados en ángulos cercanos, medios y lejanos.

De los tres volúmenes resultantes (impedancia de onda S, impedancia de onda P y densidad), la densidad es el parámetro más difícil de resolver. Esto es debido a que en su formulación se requiere la información de los ángulos mayores (los cuales no siempre están disponibles y además se ven afectados por una baja relación señal/ruido) y datos de calidad.

Mientras que ciertas características geológicas se comportan de modo similar ante las ondas P, sólo algunas lo hacen del mismo modo para las ondas S, P y la densidad en simultáneo, por lo que contar con los tres volúmenes permite una mejor identificación de la geología en una misma zona. El volumen de impedancia elástica S es especialmente útil para computar los parámetros geomecánicos de los pozos de petróleo y gas que luego serán utilizados para diseñar su perforación y estimulación. También se utiliza en análisis especializados para identificar fluidos en las capas.

Descripción general del Yacimiento Loma Jarillosa Este

El yacimiento Loma Jarillosa Este (LJE) es operado desde 1997 por Pluspetrol S.A. El mismo, se encuentra ubicado en la provincia del Neuquén, a unos 60 kilómetros al noroeste de la ciudad capital (Figura 17). Se desarrolla en el engolfamiento neuquino en la región centro-este de la Cuenca Neuquina y se encuentra limitado hacia el norte por el lineamiento estructural Charco Bayo-Entre Lomas y hacia el sur por la Fosa de Añelo, depocentro de la cuenca con gran espesor de sedimentos jurásicos y cretácicos. El área limita hacia el norte con el bloque Bajada del Palo, hacia el este con Coirón Amargo Norte y hacia el sur con el yacimiento Cruz de Lorena.

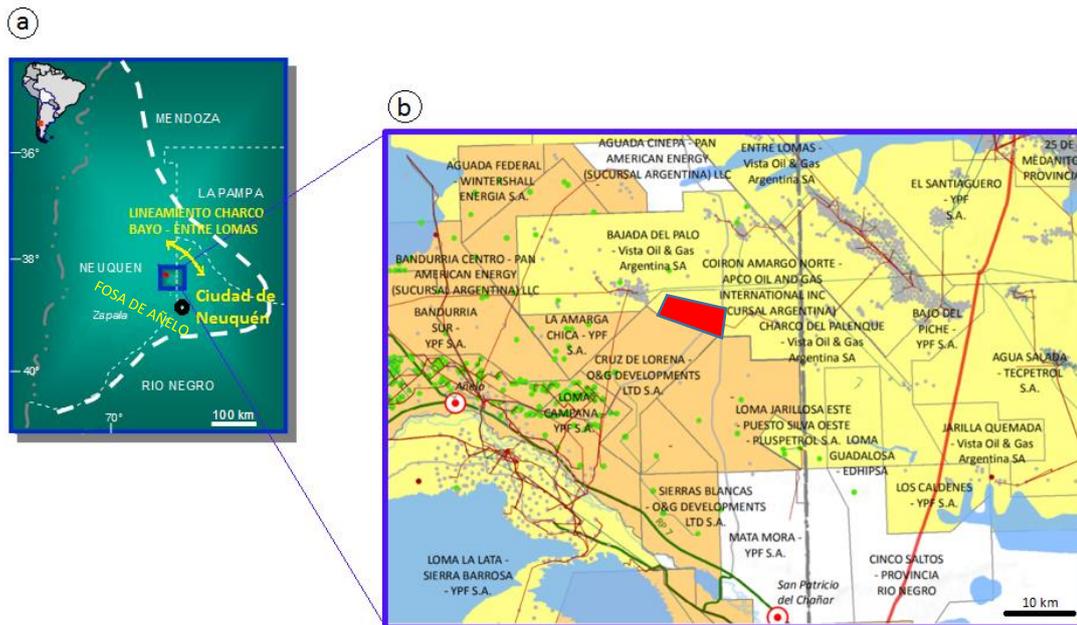


Figura 17 - a) Localización general del Yacimiento LJE en la provincia de Neuquén. b) Zoom de la ubicación del área de estudio (marcada en rojo) con respecto a otras áreas productivas (Modificado de Mapa de Vaca Muerta, Secretaría de Energía de la Nación).

Esta acumulación fue descubierta por Pluspetrol en el año 1991 cuando el área se denominaba Loma del Mojón y era más extensa abarcando también al yacimiento Puesto Silva Oeste. Las formaciones productivas de petróleo son Fm. Sierras Blancas (equivalente a las sedimentitas inferiores de la Fm. Tordillo) y Vaca Muerta, la cual además de ser la roca generadora de la zona se explota como reservorio no convencional.

La Fm. Sierras Blancas corresponde a sedimentos de origen eólico y forma parte del sistema petrolero convencional Vaca Muerta - Sierras Blancas. El entrapamiento es predominantemente estructural en un anticlinal contra falla, con una componente subordinada estratigráfica relacionada con la propia heterogeneidad del reservorio. El sello lo constituye la Fm. Vaca Muerta tanto en sentido vertical como lateral por la acción del fallamiento y la Fm. Catriel, equivalente al intervalo superior de la Fm. Tordillo (Malone y Ragazzi, 2008). En la Figura 18 se puede observar la columna sedimentaria del área y hacia la derecha se indica el sistema petrolero convencional. El yacimiento tuvo una primera fase de explotación de esta formación eólica a partir de los pozos numerados consecutivamente desde LJE.x-1001 hasta el LJE-1009h.

En el año 2012 se inició la exploración de la Fm. Vaca Muerta como reservorio no convencional con tres pozos verticales: LJE.x-1010, LJE.x-1011 y LJE.x-1014. El yacimiento Loma Jarillosa Este cuenta en la actualidad con un total de 15 pozos perforados con diferentes objetivos productivos, todos los datos disponibles serán utilizados para el presente trabajo.

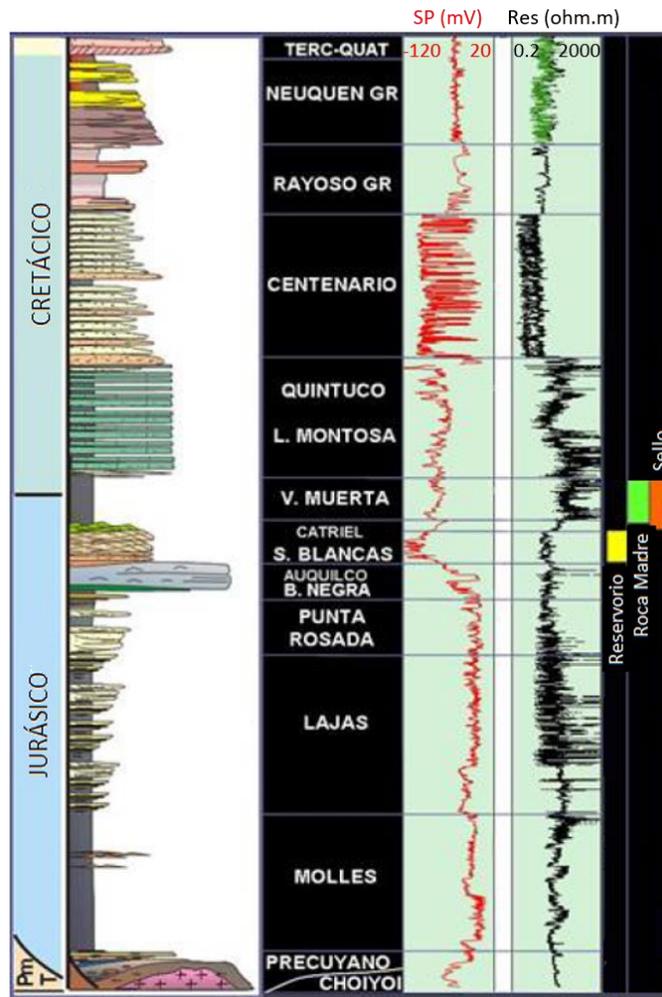


Figura 18- Columna estratigráfica del área LJE (Modificado de Malone y Ragazzi, 2008).

Estructura del área

La evolución estructural de esta zona del engolfamiento está relacionada en particular con el sistema de Entre Lomas y en menor medida con el Dorso de Los Chihuidos y por este motivo presenta características afines a ambas unidades morfoestructurales (Figura 19a). La estructura profunda está representada por un patrón ONO vinculado a fallas que limitaban los hemigrábenes durante la extensión de la cuenca en el Triásico Superior – Jurásico Inferior, que fueron sometidas a una componente de rumbo dextral durante el Jurásico. Ya durante el Jurásico Superior - Cretácico Inferior, fallas normales de orientación NNO de menor importancia se disponen de forma escalonada nucleándose sobre las anteriores (Cristallini *et al.*, 2008). Estas estructuras se pueden observar en la zona de LJE en la Figura 19b.

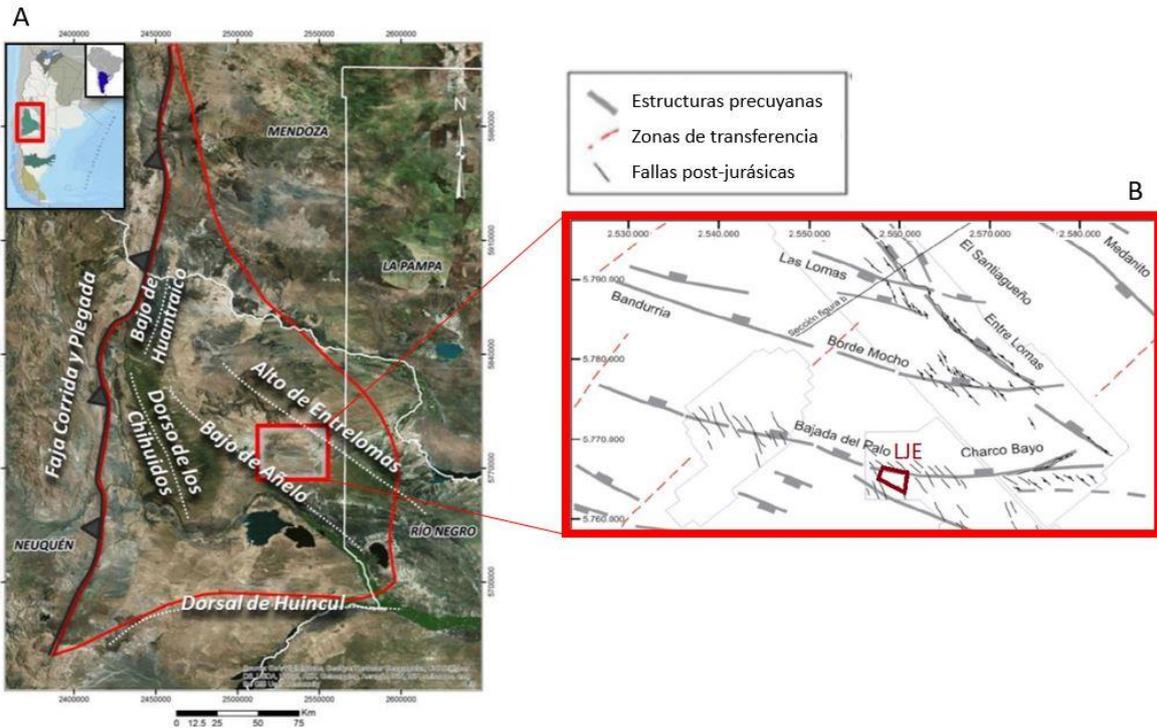


Figura 19 - a) Ubicación de la zona del engolfamiento neuquino donde se encuentra el yacimiento LJE con respecto a las principales unidades morfoestructurales (extraído de Lazzari et al., 2019) y b) Fallas que caracterizan la estructura de la zona (modificado de Cristallini et al, 2008).

En particular el área Loma Jarillosa Este se presenta como un extenso homoclinal comprendido entre el alto de Entre Lomas y el Bajo de Añelo, atravesado por sistemas de fallas con rumbo NNO (Figura 20) de desarrollo regional. Las fallas que lo constituyen tienen poca extensión y presentan rechazos menores a 40 metros para el Gr. Lotena y la base del Gr. Mendoza. Para el techo de la Fm. Vaca Muerta las mismas prácticamente no tienen expresión y se reconocen sólo flexuras de esta estructura más profunda (Feinstein y De la Cal, 2016).

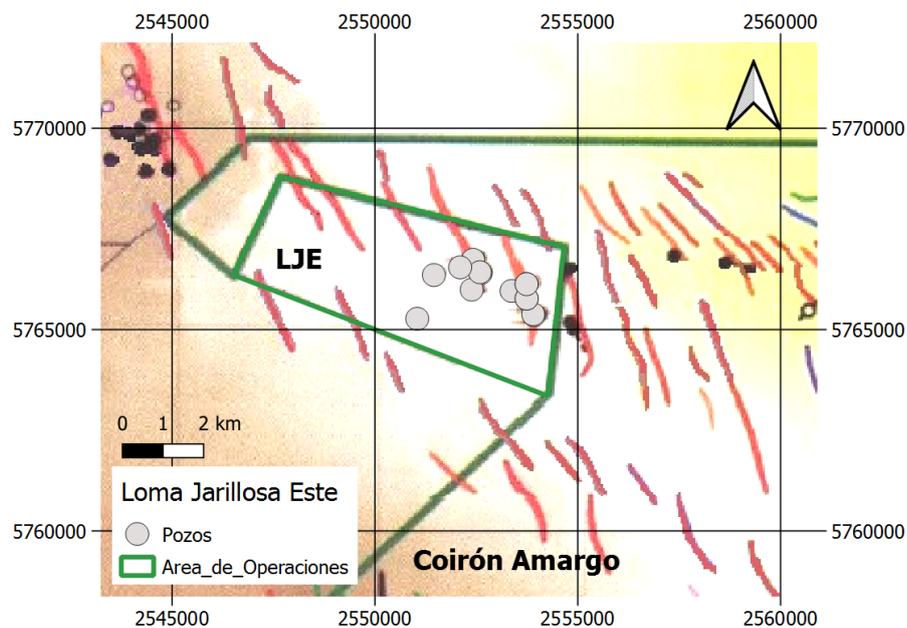


Figura 20 - Fallas (en rojo) NNO identificadas en las áreas LJE y Coirón Amargo (modificado de Feinstein y De la Cal, 2016).

Estratigrafía del área

En la zona de Loma Jarillosa Este sólo se encontrarían asociadas a la Fm. Vaca Muerta las unidades 1 y 2 definidas en la Transecta de Vaca Muerta (Desjardins *et al.*, 2016) y el tope de Vaca Muerta estaría dado dentro de la unidad definida entre las superficies T3 y T5. En la Figura 21 se puede observar la ubicación del yacimiento LJE en la Transecta regional NO (A) – SE (A') en un rectángulo color violeta. Si bien este corte no pasa exactamente por el yacimiento LJE ni por el lindero Coirón Amargo, se proyectan ambos sobre la sección.

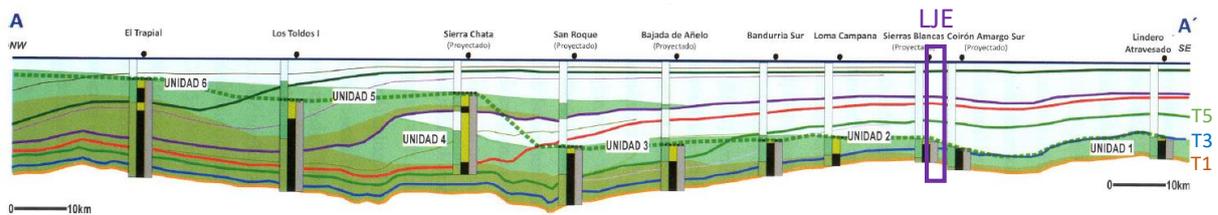


Figura 21 - Transecta regional NO (A) - SE (A') extraída de Desjardins *et al.* (2016), en donde se identifican las diferentes unidades estratigráficas y la ubicación aproximada de LJE en violeta.

Garrone (2018) identificó en el área 10 intervalos entre el tope de la Fm. Catriel y el tope de la Fm. Quintuco en la interpretación sismoestratigráfica de la Fm. Vaca Muerta. Para este mismo segmento, en el volumen sísmico se interpretó un cortejo inferior agradacional-retrogradacional compuesto por reflectores horizontales continuos, interrumpidos solamente por fallas clasificándolo como transgresivo. Suprayaciendo se definió un cortejo progradacional con terminaciones de *toplap* (provenientes del NO y extendiéndose hasta el centro del área) asociándose con un cortejo de mar alto (Figura 22).

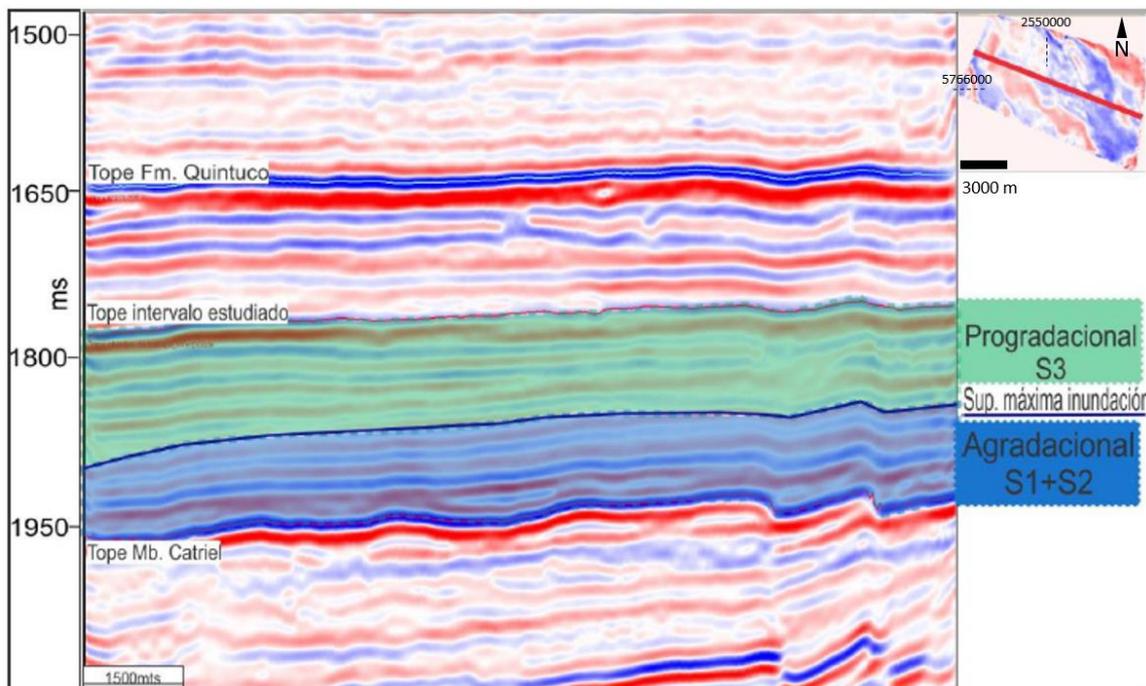


Figura 22 - Interpretación sismo-estratigráfica de la Fm. Vaca Muerta donde se pueden observar dos cortejos definidos como agradacional (azul) y progradacional (verde) (Extraído de Garrone, 2018).

Esta interpretación se encuentra en consonancia con la que se realizó en la Transecta donde se especificaron las superficies sismoestratigráficas T1, T2 y T3 dentro de la Fm. Vaca Muerta en el yacimiento lindero Coirón Amargo (Feinstein y De La Cal, 2016) como se puede observar en la Figura 23. En este yacimiento el intervalo T1-T2 corresponde a fangolitas calcáreas bituminosas con laminación regular y concreciones, de aproximadamente 40 m de espesor y valores de TOC promedio del 5.6%. La sección T2-T3 está compuesta por fangolitas calcáreas con laminación ondulosa y moderado a bajo grado de bioturbación de 50 m de espesor y TOC promedio de 3.4%. Ambas secciones corresponden a la Unidad 1 predominantemente agradacional.

El intervalo T3-T5 (Figura 23) abarca parte de la Fm. Vaca Muerta y Quintuco Inferior. El espesor contenido dentro de la Fm. Vaca Muerta es de 45 m y los valores de TOC promedian 1.8 %. Se corresponde con la Unidad 2 predominantemente progradacional. Desde la base de la Fm. Vaca Muerta hasta esta sección hay un progresivo empobrecimiento en sílice y un aumento de los carbonatos que alcanzan el 55%. El ambiente de depositación general se relaciona a procesos marinos de cuenca y rampa ocurridos en el Jurásico Medio a Tardío (Feinstein y De La Cal, 2016).

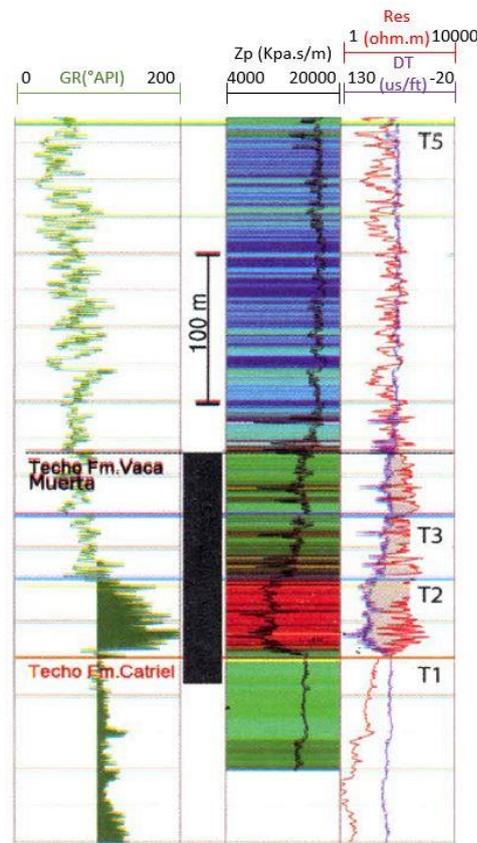


Figura 23 - Interpretación de un perfil eléctrico en la zona de Coirón Amargo usando las superficies sismoestratigráficas definidas en la Transecta dentro de la Fm. Vaca Muerta. Se muestra el perfil de GR (pista 1), el de resistividad (pista 2) y el cruce de Passey (pista 3) a partir del perfil sísmico y el de resistividad (Extraído de Feinstein y De la Cal, 2016).

Debido a que no es objetivo del presente trabajo realizar una interpretación de estratigrafía secuencial, se dan por conocidas y aceptadas las antes mencionadas y se hará referencia a las mismas a lo largo del informe.

Registro sísmico en LJE

El primer registro sísmico del área Loma Jarillosa Este corresponde a sísmica 2D registrada por YPF cubriendo la totalidad del área Loma del Mojón en 1983. Posteriormente en 1998 se registró sísmica 3D cubriendo los 25 km² del área LJE con *full fold* (Figura 24) y una cobertura total de 80 km².

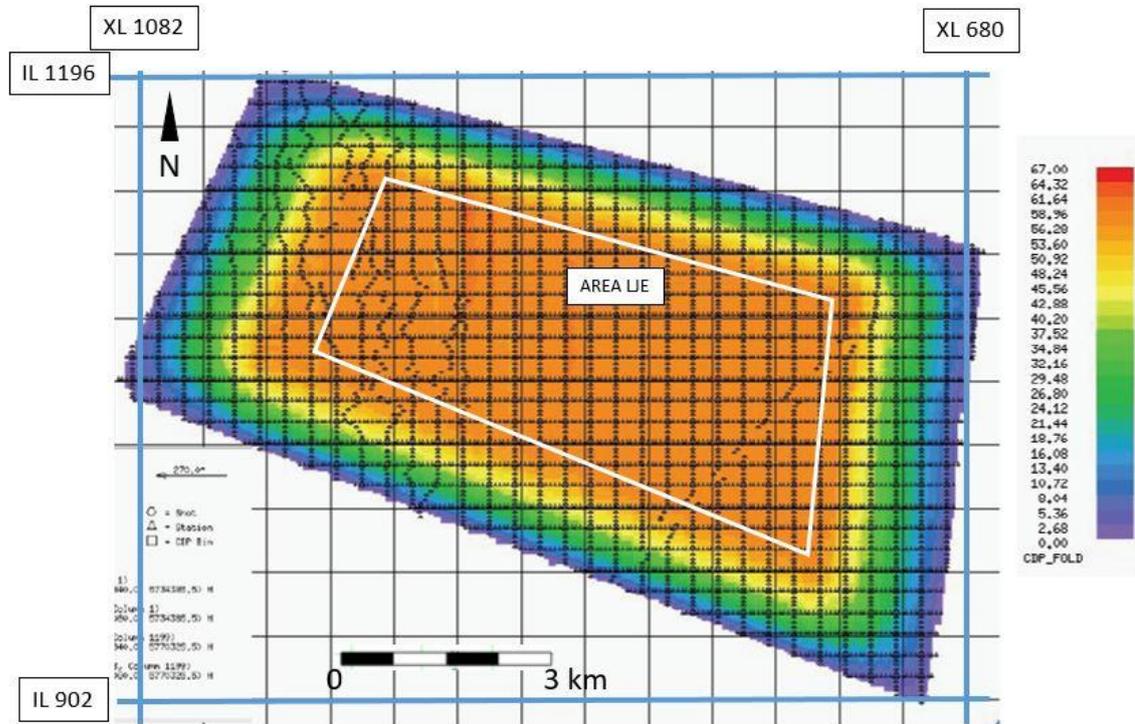


Figura 24 - Zona de *full-fold* (naranja) y ubicación de líneas en el registro sísmico del área. En blanco se muestra el área de la concesión LJE (modificado de informe de procesamiento sísmico).

El cubo sísmico 3D del área utilizado corresponde a la última adquisición realizada y fue procesado por Veritas GeoServices en 2005 y reprocesada en 2013 por la empresa ION con el objetivo de mejorar la imagen en la Fm. Vaca Muerta para poder caracterizar y explorar el reservorio no convencional en el área. Como resultado de este reproceso además de la migración *prestack* en tiempo centrada en el objetivo no convencional se generó una inversión elástica (impedancia P, S y de densidad).

Para realizar el modelo de baja frecuencia se utilizaron seis pozos de LJE y un pozo al este perteneciente a un área lindera, topes formacionales y horizontes interpretados; en una ventana de interés de 400 ms sobre el tope de la Fm. Vaca Muerta hasta 250 ms por debajo de su base. El ajuste se ve representado en la Figura 25 en una imagen extraída del informe de inversión elástica. Para el caso de la impedancia S sólo se utilizaron los pozos LJE.x-1011 y LJE.x-1010 que eran los que contaban con sísmico *shear*.

Los *stacks* (sumas parciales) de ángulos elegidos para la inversión fueron 10°, 14°, 22°, 30° y 38° grados. Se tomaron *stacks* con diferencia de ángulos de 8° salvo el primero ya que los *stacks* con ángulos menores a 10 grados eran muy ruidosos.

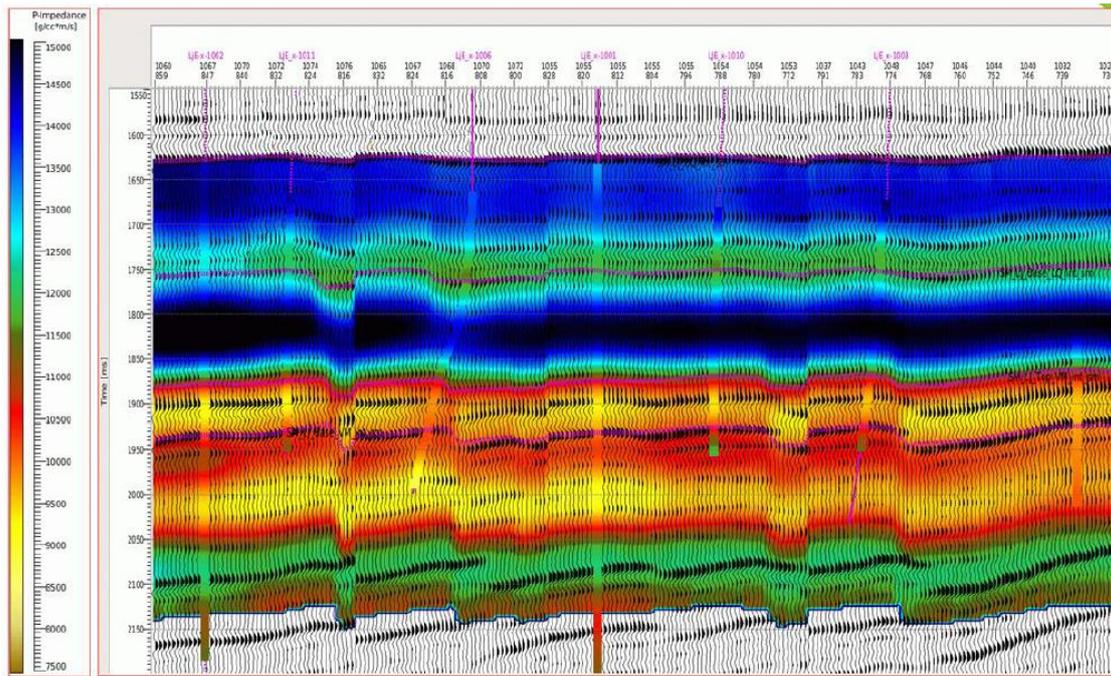


Figura 25 - Ajuste de modelo de baja frecuencia para la impedancia P a partir de los pozos de control (obtenido del informe de la inversión sísmica de ION, 2013).

Posteriormente se realizó una inversión acústica *in-house* (por la compañía Pluspetrol S.A.) que utilizó la misma sísmica, horizontes y topes formacionales. A diferencia de la inversión elástica previa se utilizaron sólo tres pozos, uno perteneciente al área (LJE.x-1014).

A continuación, en la Tabla 3 se resumen los volúmenes sísmicos y de impedancia disponibles para trabajar al momento de realizar este trabajo final. Además se utilizarán atributos extraídos a partir de la información del volumen de sísmica procesada (ION_pstm_FG).

Tabla 3 - Información sísmica disponible para el área Loma Jarillosa Este.

Volumen	Tipo	Descripción
ION_pstm_FG	Sísmica procesada	Trazas sísmicas en amplitud.
ION_IES_pstm13	Impedancia elástica S	Impedancia elástica S procesada por ION
ION_IEP_pstm13	Impedancia elástica P	Impedancia elástica P procesada por ION
ION_den_pstm13	Cubo de densidad	Inversión elástica procesada por ION
ION_inver_Hard5_7iter	Impedancia acústica	Inversión realizada <i>in-house</i> por Pluspetrol
P_modP_invk	Cubo de Vp	Cubo de velocidad de ondas P realizado <i>in-house</i>
ION_ondaS_MA1p4at	Cubo de Vs	Cubo de velocidad de ondas S realizado <i>in-house</i>
Offsetpstm_angle_06-18	Near <i>offset</i>	Sumas parciales de ángulos cercanos
Offsetpstm_angle_16-28	Middle <i>offset</i>	Sumas parciales de ángulos medios
Offsetpstm_angle_26-38	Far <i>offset</i>	Sumas parciales de ángulos lejanos

Datos de pozo disponibles en LJE

Se presenta en la Tabla 4 un resumen de los perfiles disponibles por pozo. Sólo se consideran los perfiles que fueron registrados en la profundidad de interés.

Tabla 4- Perfiles de pozo disponibles para el análisis de la Fm. Vaca Muerta.

Pozo	GR	SP	DT	RHO	Neutrón	Resistividad	Mineralogía	Imágen y RMI
LJE.x-1001	X	X	X	X		X		
LJE.x-1002	X	X	X	X	X	X		
LJE.pi-1003	X	X	X			X		
LJE-1004h	X	X		X		X		
LJE-1005h	X							
LJE.pi-1006	X	X	X			X		
LJE-1008h	X		X					
LJE-1009h	X					X		
LJE.x-1010	X	X	X	X	X	X	X	X
LJE.x-1011	X	X	X	X	X	X		X
LJE.x-1014	X	X	X	X	X	X	X	X

Además se cuenta con información de datos de corona del pozo LJE.x-1010 y cálculos de pirólisis en el cutting de los tres pozos con objetivo Vaca Muerta (LJE.x-1010, LJE.x-1011 y LJE.x-1014).

En el pozo LJE.x-1014 el TOC en *cutting* se sólo se midió hasta el punto donde se extrajo una corona por lo que no hay datos más allá de ese punto. Los valores de TOC medidos en la corona no se encuentran disponibles al momento de escribir este trabajo final.

Como se puede observar en la Figura 20, la totalidad de los pozos pertenecientes al área se ubican en la mitad este del yacimiento por lo que hay mayor densidad de datos en esta zona. A los efectos de mejorar el análisis en la zona oeste, se incorporó la información de un pozo de control ubicado hacia el oeste (a unos 2 km del límite de bloque). El mismo no pertenece LJE por lo que su nombre no será mencionado.

Flujo de trabajo

En la Figura 26 se presenta el flujo de trabajo que se adoptó para alcanzar los objetivos propuestos, una vez realizada la recopilación de información sobre el área y el estudio del marco teórico antes descripto. El mismo es una ampliación de la Figura 1 en la instancia de análisis de información de sísmica y pozo.

Las siguientes secciones de este informe siguen la lógica de este flujo de trabajo con el fin de ordenar la información y las conclusiones obtenidas.

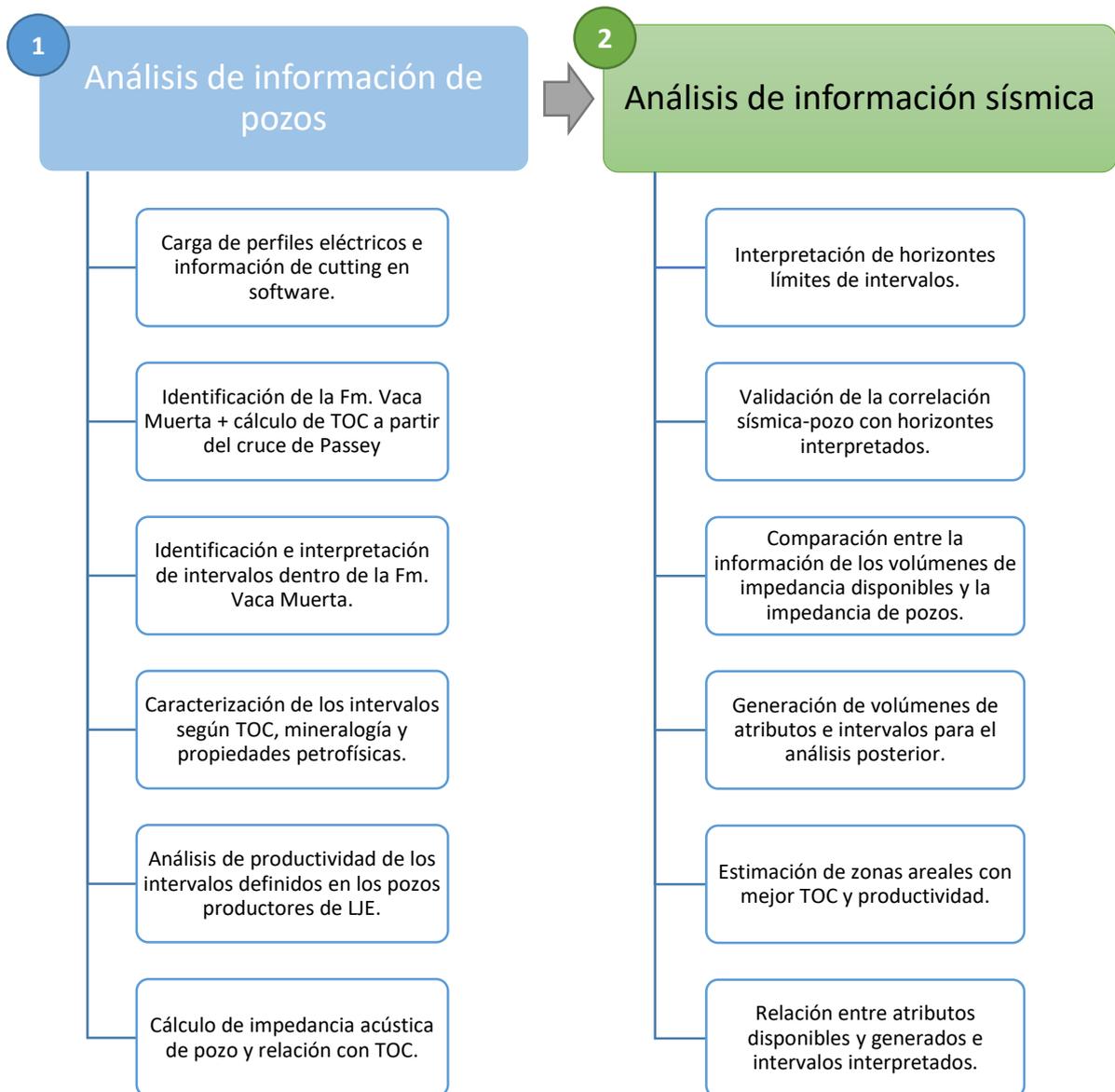


Figura 26 - Diagrama de flujo que muestra en orden cómo se realizó la interpretación y el análisis de la información disponible en el yacimiento LJE para lograr los objetivos propuestos en el presente trabajo.

Análisis de información de pozos

Carga y selección de datos de pozo

La carga de datos en el software seleccionado para poder realizar la interpretación de perfiles se realizó utilizando los legajos de pozo y archivos asociados a los mismos.

Se cargaron los siguientes elementos:

- Archivo vector (*Shapefile*) con el polígono de la concesión de LJE.
- Archivo vector con la traza de las líneas sísmicas 2D y el área cubierta por la sísmica 3D.
- Coordenadas y datum por pozo (Figura 27).
- Perfiles de desviación de los pozos.
- Perfiles crudos a pozo abierto en formato “.las”.

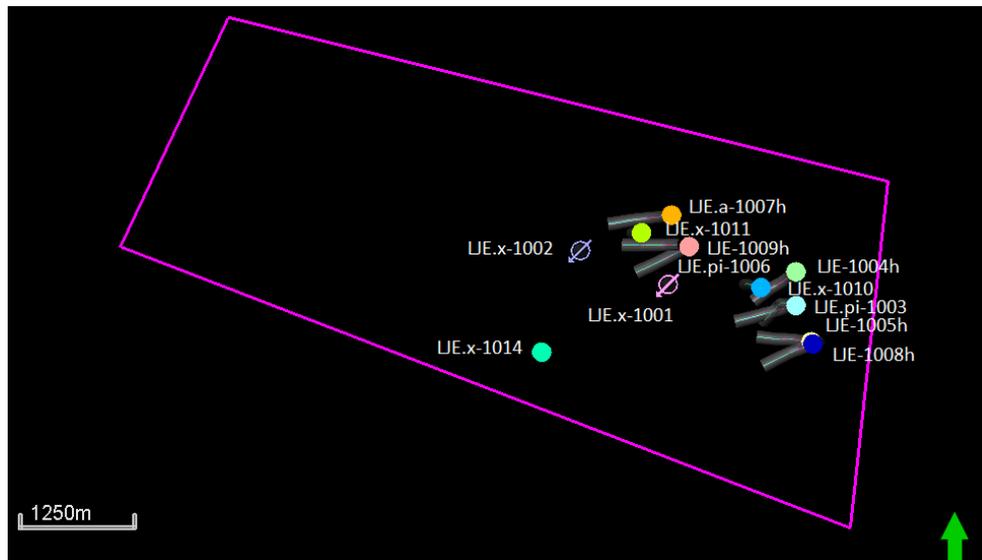


Figura 27- Pozos cargados en el software con sus trayectorias y su ubicación relativa con respecto a los límites del área.

A la profundidad de la formación de interés, la mayoría de los pozos tiene desviaciones menores a los 3° por lo que prácticamente son verticales. De todas maneras, se cargaron los perfiles direccionales de los pozos para corregir esta inclinación en el cálculo de espesores. En la Figura 28 se puede observar el perfil de GR de los pozos cargados y los topes de los cuatro intervalos identificados: Cocina, Parrilla, Orgánico y T3-T5 que se describirán en secciones siguientes.

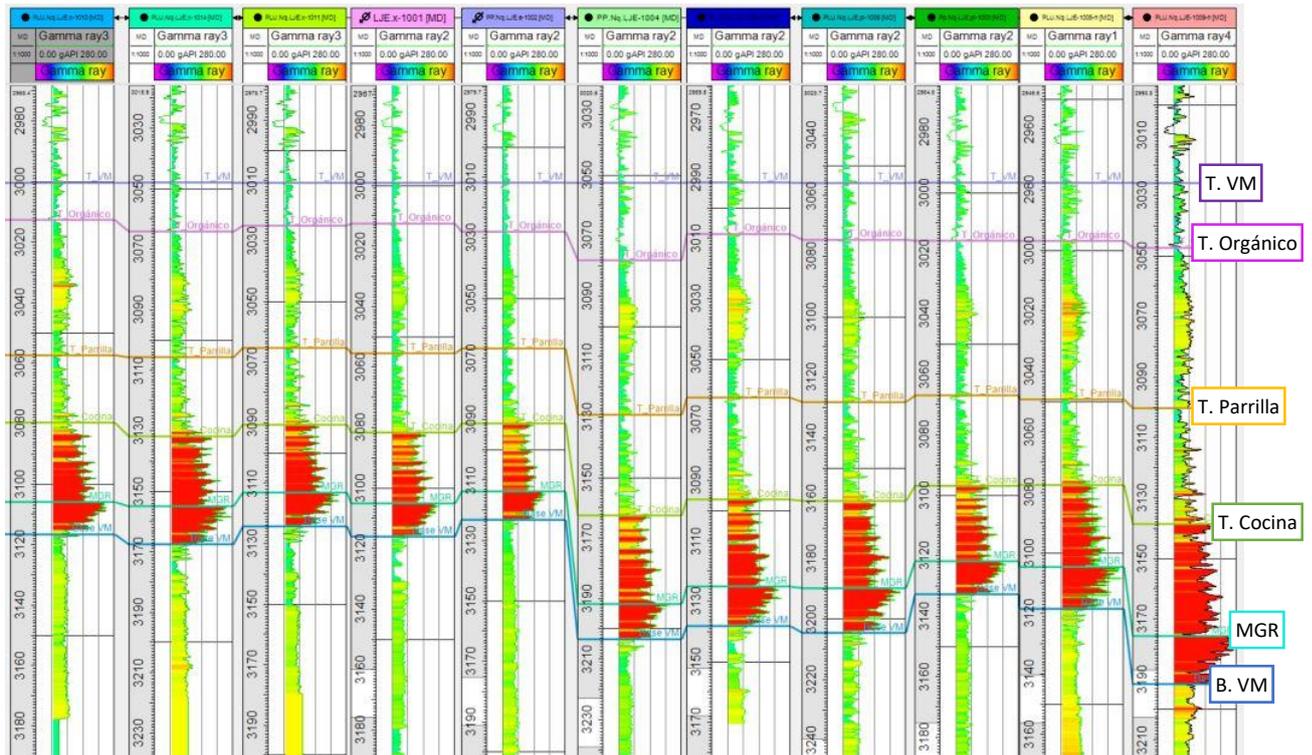


Figura 28- Interpretación de perfiles de pozo de LJE en Fm. Vaca Muerta (VM). Se muestra el perfil de rayos Gamma de todos los pozos cargados y los topes interpretados que se describirán en las secciones siguientes.

Identificación de la Fm. Vaca Muerta en perfiles de pozo

Base de Fm. Vaca Muerta

Para poder asignar el pase formacional de la Base de la Fm. Vaca Muerta se utilizó fundamentalmente el perfil de rayos Gamma el cual está presente en todos los pozos. Estos perfiles GR son muy similares en todos los pozos de LJE. Se puede ver claramente un gran incremento en el perfil de GR que llega hasta 280 °API en la base de la Fm. Vaca Muerta. Este incremento repentino se debe principalmente al contenido de uranio asociado a la materia orgánica de la roca generadora.

Por otro lado, al registrar las lutitas de la Fm. Vaca Muerta, la densidad disminuye debido a que la materia orgánica es más liviana que la matriz rocosa. Sin embargo, el perfil de densidad tiene la desventaja de verse muy afectado por el calibre del pozo por lo que cuando existen cavernas profundas debe corregirse. Además este registro se ve influido por la presencia de pirita o algún mineral pesado en la litología por lo que no es concluyente en algunos casos para definir por sí solo el pase formacional. Por otro lado, el perfil sónico presenta velocidades más lentas en presencia de kerógeno o materia orgánica.

En cuanto al perfil de resistividad, Schmoker y Hester (1989) descubrieron que existe un incremento de los valores registrados por el mismo en presencia de rocas madres maduras debido al reemplazo de agua de poro conductiva por hidrocarburo no conductivo. Sin embargo, la sobrepresión de Vaca Muerta genera el efecto contrario sobre el perfil resistivo (Meissner, 1978) bajando los valores de la resistividad.

Una vez identificada la base de la Fm. Vaca Muerta en los perfiles de Loma Jarillosa Este, se comparó esta profundidad con la que se reportó durante el control geológico. A continuación se

presentan en la Tabla 5 las profundidades detectadas durante el registro de control geológico (CG) y la interpretación propia a partir de perfiles, en profundidad medida a lo largo del pozo (MD) o profundidad vertical verdadera (TVD) en metros bajo boca de pozo (mbbp).

Tabla 5- Comparación de tope formacional "Base de Vaca Muerta" (Base VM) detectado en el control geológico (CG) y la interpretación propia realizada en base a los perfiles de pozo.

Pozo	Base VM CG MD	Base VM Perfiles MD	Base VM Perfiles TVD
LJE.x-1001	3114	3116	2422
LJE.x-1002	3128	3119	2425
LJE.pi-1003	3133	3135	2408
LJE-1004h	3205	3149	2456
LJE-1005h	3127	3127	2412
LJE.pi-1006	3215	3204	2513
LJE-1008h	3145	3145	2418
LJE-1009h	3158	3191	2446
LJE.x-1010	3114	3117	2415
LJE.x-1011	3125	3124	2424
LJE.x-1014	3166	3168	2466

Los valores señalados en rojo en la Tabla 5 indican las profundidades con mayor desvío con respecto a lo registrado en el *cutting* por control geológico. Como se puede notar, el pase identificado coincide con una diferencia menor a 10 m en todos los pozos salvo el LJE-1004h y LJE-1009h. Para estos dos pozos, en los que la interpretación de la Fm. Vaca Muerta se tornó dudosa, se validaron las profundidades interpretadas utilizando además los perfiles sísmicos y de densidad para verificar la presencia de materia orgánica e identificar la base de la formación.

En la Figura 29 se presentan los perfiles que se utilizaron para interpretar la base de la Fm. Vaca Muerta, nivelados al tope de la misma. En los mismos se puede observar el incremento del perfil GR (verde, pista 1) que llega hasta 280 °API, el aumento del tiempo de tránsito del sísmico (azul, pista 2) en 30-40 $\mu\text{s}/\text{ft}$, la densidad (negro, pista 3) que disminuye de 2,5-2,6 g/cm^3 a valores tan bajos como 2,3 g/cm^3 y el aumento de la resistividad (negro, pista 2) en un orden de magnitud cuando se recorre la columna desde la Fm. Tordillo hacia la Fm. Vaca Muerta.

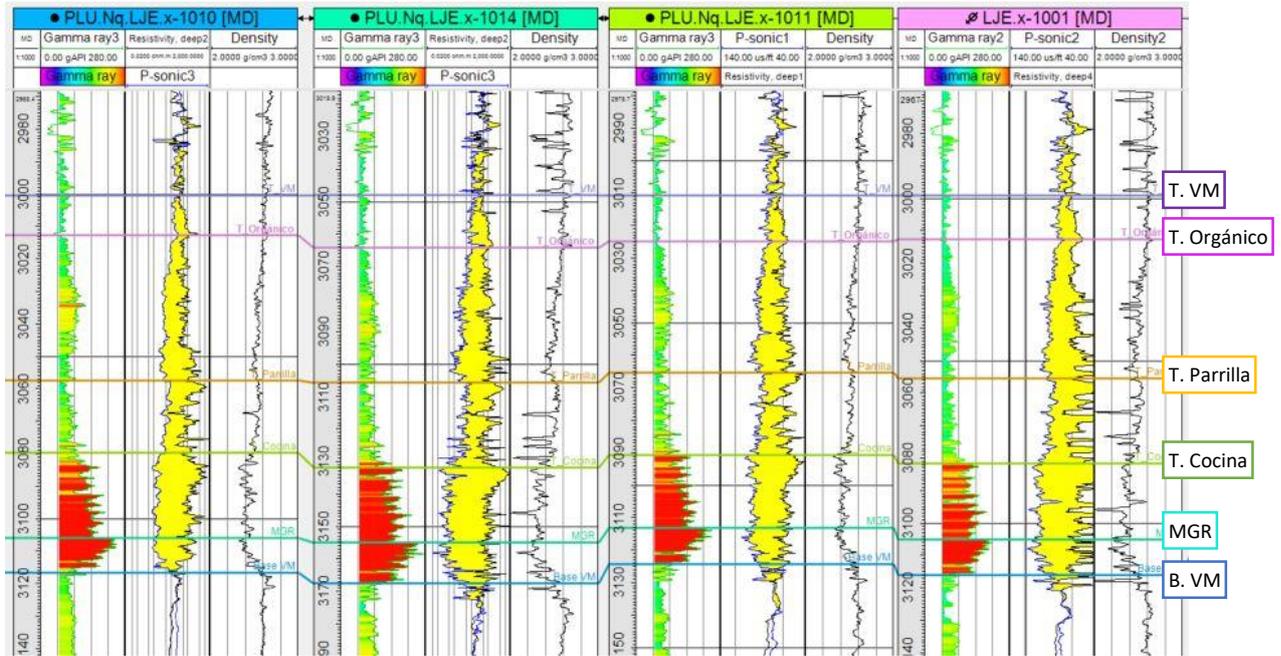


Figura 29- Perfiles utilizados para interpretar la base de la Fm. Vaca Muerta, nivelados al tope de esta formación. Nótese el incremento del perfil GR (verde, pista 1), la disminución de la velocidad del sónico (azul, pista 2) y densidad (negro, pista 3) y el aumento de la resistividad (negro, pista 2).

Tope de la Fm. Vaca Muerta (base de la Fm. Quintuco).

Tal como es descripto en Desjardins *et al.* (2016), en áreas linderas como Coirón Amargo, el límite entre las formaciones Vaca Muerta y Quintuco es transicional. Esto conlleva a que sea difícil interpretarlo sobre todo en áreas extensas, ya que no corresponde a una superficie cronoestratigráfica, sino a un límite litológico. Para poder interpretar el mismo se utilizó el método de Passey (Passey *et al.*, 1990) y las litologías identificadas por *cutting* en el control geológico de cada pozo, donde se interpreta el contacto entre formaciones cuando dejan de dominar las margas bituminosas frente a los carbonatos.

Para evaluar el contenido orgánico en la Fm. Vaca Muerta en zonas donde no hay datos de muestras de *cutting* ni corona, se utiliza el cruce de Passey. Como se mencionó en el marco teórico, este método usa la curva de resistividad profunda y el perfil sónico. Estos perfiles responden del mismo modo ante variaciones de porosidad en la formación caracterizada como reservorio (como por ejemplo la Fm. Sierras Blancas en LJE) pero se separan en la Fm. Vaca Muerta debido a su alto contenido de materia orgánica. La magnitud de la separación entre las curvas se puede correlacionar con la presencia de carbono orgánico total y la madurez de la roca madre.

En el caso de la identificación del tope de la Fm. Vaca Muerta, el análisis se hizo de forma cualitativa. Es por ello que se hizo coincidir las curvas en los tramos del perfil donde se tenía certeza que no se trataba de una roca madre con contenido orgánico. Por lo tanto no se respetó la relatividad de escalas entre la resistividad y el sónico del método de Passey, como se puede ver en la Figura 30.

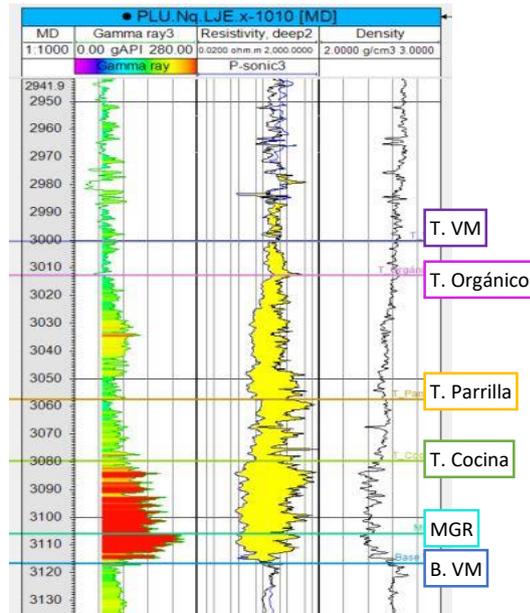


Figura 30- Se muestra un zoom de la Figura 29 en uno de los pozos. En el Cruce de Passey (pista 2), nótese el solapamiento entre el perfil sónico y el de resistividad por encima y por debajo de la Fm. Vaca Muerta. La separación entre las mismas se pintó con color amarillo.

En la Tabla 6 se compara el tope de la Fm. Vaca Muerta identificado en el control geológico (a partir de la relación entre carbonatos y margas en el *cutting*) con el identificado a partir del método de Passey en los perfiles eléctricos. Los pozos en los que la profundidad del pase se presenta con un asterisco en la tabla son aquellos que no contaban con información de perfil sónico y resistividad para realizar el cálculo de TOC y fueron correlacionados usando otros perfiles. En el caso del pozo LJE-1002, el tope no fue informado en el informe de control geológico. Se puede observar que las diferencias entre los valores informados son menores en los pozos con objetivo a la Fm. Vaca Muerta, posiblemente debido a que se tomaron mayor densidad de muestras.

Tabla 6- Comparación de tope formacional "Tope de Vaca Muerta" (Tope VM) detectado en el control geológico (CG) y la interpretación realizada en los perfiles de pozo. Los topos marcados con * fueron correlacionados a partir de pozos que tenían los perfiles requeridos para realizar la interpretación mediante el cruce de Passey.

Pozo	Tope VM CG MD	Tope interpretado por perfiles MD	Diferencia (m)
LJE.x-1001	3015	2999	16
LJE.x-1002	N/I	3012	N/I
LJE.pi-1003	3040	2997*	43
LJE-1004h	3042	3053*	11
LJE-1005h	3005	2978*	27
LJE.pi-1006	3083	3056	27
LJE-1008h	3008	2992*	16
LJE-1009h	3036	3026	10
LJE.x-1010	3010	3001	9
LJE.x-1011	3024	3011	13
LJE.x-1014	3056	3048	8

Luego la validación a partir de la comparación con el obtenido por CG, se tomó como límite superior de la Fm. Vaca Muerta el interpretado a partir de perfiles utilizando el método de Passey.

Identificación de intervalos dentro de la Fm. Vaca Muerta

El espesor total de la Fm. Vaca Muerta en el yacimiento LJE se dividió en cuatro intervalos formacionales informales: Cocina, Parrilla, Orgánico y T3-T5, los cuales se describirán a continuación. La nomenclatura y determinación de los límites de las secciones se basó en denominaciones y características aceptadas y ya descritas en la bibliografía en yacimientos análogos o linderos.

Intervalo Cocina

Esta sección basal es fácilmente identificable en todos los pozos debido a que se corresponde con los mayores valores de GR y contenido orgánico. Los valores de GR tienen un rango de 120°API a 220 °API, la densidad oscila entre 2,3 g/cm³ y 2,5 g/cm³ y el cruce de Passey es marcado y presenta la mayor área entre las curvas de toda la formación indicando un mayor contenido orgánico (5% -9%).

El contenido de arcilla promedia un 21%, el contenido de carbonato un 29% y predomina la sílice (cuarzo, feldspato y mica) con un 50%, como se muestra en la Figura 31.

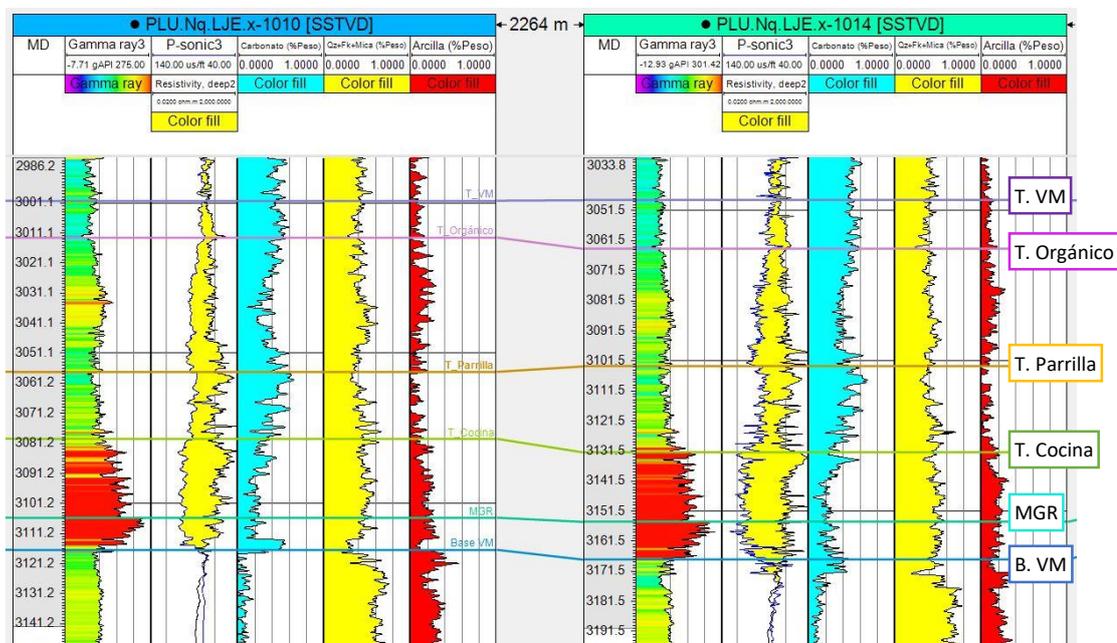


Figura 31- Perfiles mineralógicos mostrando contenido de arcilla, sílice y carbonato de la Fm. Vaca Muerta. Se puede observar que el intervalo La Cocina presenta el menor contenido carbonático con un 29%, sílice del 50% y un mayor contenido de arcilla con un 21%.

Para calcular el espesor de La Cocina se tomó la diferencia entre el tope y la base en profundidad vertical (TVD). El mismo se muestra en la Tabla 7, donde se observa que el espesor promedia 32 m y es relativamente homogéneo en todo el área. Todo el espesor de la zona identificada como La Cocina está comprendido en el intervalo sísmico regional T1-T3 (Desjardins *et al.*, 2016).

El pozo LJE-1004h presenta un espesor de esta sección significativamente menor ya que su trayectoria se ubica sobre una falla a esa profundidad (con una inclinación de 30° para lograr la horizontalidad en la Fm. Sierras Blancas).

Tabla 7- Tope interpretado de La Cocina y espesor total en metros de profundidad vertical (TVD).

Pozo	Espesor Cocina	Tope Cocina MD (mbbp)
LJE.x-1001	35	3082
LJE.x-1002	32	3091
LJE.pi-1003	32	3097
LJE-1004h	23	3163
LJE-1005h	32	3078
LJE.pi-1006	34	3161
LJE-1008h	31	3096
LJE-1009h	30	3139
LJE.x-1010	37	3080
LJE.x-1011	34	3091
LJE.x-1014	36	3132

Dentro de esta secuencia se marcó la superficie de máxima respuesta a rayos Gamma (MGR). La misma se puede observar en todos los perfiles y si bien no se utiliza para separar intervalos se correlaciona como un nivel de referencia para la interpretación de horizontes.

Intervalo Parrilla

El segmento denominado informalmente como Parrilla se distingue de la zona subyacente debido al contraste que presentan los perfiles GR y densidad con respecto a La Cocina. En la bibliografía citada está contenido dentro del segmento sísmico T1-T3 (Desjardins *et al.*, 2016) en conjunto con La Cocina. En esta sección se mantienen los contenidos orgánicos altos según el cruce de Passey pero los valores de GR disminuyen de 120°API – 280°API (en La Cocina) a 50 °API -100 °API (en La Parrilla). La densidad tiene un valor entre 2.45 g/cm³ y 2.55 g/cm³ en todo el segmento. El promedio de espesor de esta zona en los pozos es de 26 m, como se puede ver en la Tabla 8.

Según los perfiles mineralógicos se evidencia en esta sección una disminución del contenido de sílice y un aumento progresivo del porcentaje de carbonatos, que alcanza el 60% (ver Figura 31). El contenido de arcilla promedia un 8% en tanto que el TOC medido oscila entre el 3% y 4,5% en todos los pozos.

Tabla 8- Espesor de La Parrilla en metros TVD y tope identificado en perfiles en metros medidos desde boca de pozo (mbbp).

Pozo	Espesor (m)	Tope Parrilla MD (mbbp)
LJE.x-1001	27	3054
LJE.x-1002	26	3066
LJE.pi-1003	28	3065
LJE-1004h	25	3129
LJE-1005h	25	3049
LJE.pi-1006	26	3128
LJE-1008h	28	3063
LJE-1009h	27	3100
LJE.x-1010	22	3057
LJE.x-1011	27	3063
LJE.x-1014	26	3106

Intervalo Orgánico

En este intervalo se evidencia una disminución del contenido de carbonato, promediando un 42%, y un aumento en el contenido de sílice y arcilla. Pese a este cambio en la proporción mineralógica, el contenido orgánico continúa en disminución con respecto a La Parrilla y La Cocina. Esta zona se encuentra suprayaciendo el tope T3 identificado en Desjardins *et al.* (2016).

El espesor de esta sección promedia 43 m, como se muestra en la Tabla 9. El TOC varía ampliamente entre 1,5% y 5%, sobre todo en el tope donde el contacto con la zona superior es transicional. Este valor es relativamente bajo con respecto al que se identifica en el mismo intervalo en otros yacimientos, pero se mantiene la denominación de “Orgánico” por correlación regional. En el centro de cuenca el Orgánico llega a tener 200 m de espesor y valores de TOC que alcanzan el 8%.

Tabla 9- Espesor del Orgánico en metros TVD y tope identificado en perfiles en metros medidos desde boca de pozo (mbbp).

Pozo	Espesor (m)	Tope Orgánico MD (mbbp)
LJE.x-1001	43	3013
LJE.x-1002	39	3028
LJE.pi-1003	46	3015
LJE-1004h	39	3078
LJE-1005h	49	2997
LJE.pi-1006	42	3075
LJE-1008h	49	3009
LJE-1009h	44	3047
LJE.x-1010	45	3013
LJE.x-1011	40	3025
LJE.x-1014	42	3064

Intervalo T3-T5

La sección entre el tope del Orgánico y el tope de la Fm. Vaca Muerta no tiene un nombre en particular asignado en la bibliografía, siendo la transición hacia la Fm. Quintuco. En la actualidad no reviste interés hidrocarburífero en la Fm. Vaca Muerta debido a su empobrecimiento en materia orgánica. En este trabajo se lo denominó T3-T5 debido a su correlación con el espesor entre estas interfases a nivel regional a partir de la correlación con el yacimiento lindero Coirón Amargo (Feinstein y De la Cal, 2016).

Mineralógicamente continúa el empobrecimiento en sílice (39%) y el aumento de la cantidad de carbonatos que oscila entre el 45% y 55%. El intervalo promedia 28 m (como se puede ver en la Tabla 10) y presenta los valores más bajos de TOC de toda la formación, en transición a la Fm. Quintuco con un promedio del 1,7%.

Tabla 10- Espesor del intervalo T3-T5 en metros TVD y tope identificado en perfiles en metros medidos desde boca de pozo (mbbp).

Pozo	Espesor (m)	Tope Vaca Muerta MD (mbbp)
LJE.x-1001	14	2999
LJE.x-1002	16	3012
LJE.pi-1003	18	2997
LJE-1004h	21	3053
LJE-1005h	19	2978
LJE.pi-1006	15	3056
LJE-1008h	16	2992
LJE-1009h	19	3026
LJE.x-1010	12	3000
LJE.x-1011	14	3011
LJE.x-1014	16	3048

Luego de analizar todos los intervalos, se puede decir que la Fm. Vaca Muerta presenta buena continuidad lateral en toda el área perforada. Tomando el tope de la formación en el cruce de Passey, su espesor promedio es de 120 m, en línea con los 130 m descriptos en el área lindera Coirón Amargo (Feinstein y De la Cal, 2016).

Comparación con intervalos y superficies identificados en trabajos previos

En la Figura 32 se puede observar la comparación visual entre los topes de intervalos formacionales identificados en el pozo LJE.x-1010 en el presente trabajo, los identificados en el trabajo de Garrone (2018) y los de la Transecta Regional (Feinstein y De la Cal, 2016) . Los mismos se detallan en la Tabla 11.

Con respecto a las secciones identificadas en la Transecta Regional, el tope de la Fm. Vaca Muerta en la zona de LJE está identificado por debajo de la superficie cronoestratigráfica T5. Como era de esperarse el intervalo T1-T3 incluye a La Cocina y La Parrilla. El tope del Orgánico no presenta correspondencia con ninguna superficie, pero si se sabe que se ubica entre las T3 y T5 y justamente por ese motivo se denominó T3-T5 al último intervalo formacional en Vaca Muerta.

La base de la formación se marca claramente en todos los registros eléctricos y en la sísmica debido al contraste entre Fm. Catriel y Fm. Vaca Muerta por lo que todos los autores lo marcan como una superficie o marcador en particular, en este caso denominada T1 e I1 (Tabla 11).

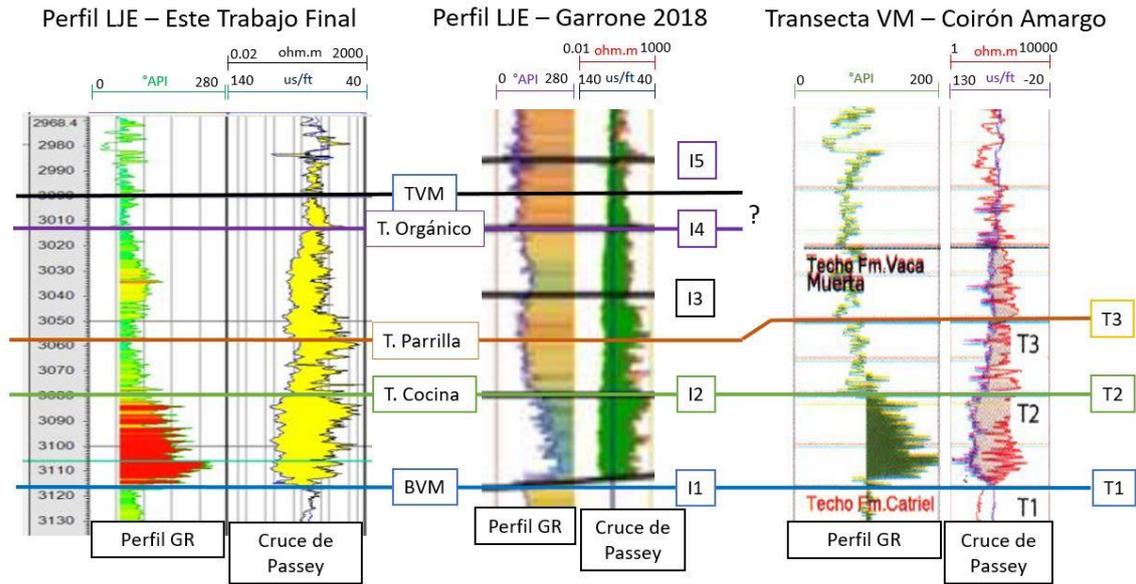


Figura 32- Correlación visual entre perfiles de pozo LJE.x-1010 en la formación Vaca Muerta para comparar intervalos identificados. A la derecha se puede ver la imagen extraída del Trabajo Final de Licenciatura de Marina Garron (modificado de Garrone, 2018) y la extraída de la Transecta de VM (Feinstein y De la Cal, 2016).

Tabla 11- Comparación entre topes interpretados en este trabajo con los identificados en trabajos previos.

Tope interpretado en este trabajo	Transecta VM (Feinstein y De la Cal, 2016)	Tesis MG (Garrone, 2018)
-	T5	-
Tope VM	-	-
-	-	-
Tope Orgánico	-	I4
-	-	I3
Tope Parrilla	T3	-
Tope Cocina	T2	I2
MGR	-	-
Base VM	T1	I1

Caracterización de Intervalos según TOC

Los tres pozos con objetivo Vaca Muerta (LJE.x-1010, LJE.x-1011 y LJE.x-1014) presentan varios sets de perfiles especiales que se utilizaron para la caracterización de dicha formación. Entre ellos se encuentran el perfil mineralógico, la pirólisis y medición de TOC (en coronas y *cutting*).

Como ya se expresó, en el pozo LJE.x-1014 el TOC en *cutting* se midió hasta el intervalo Orgánico. A partir de este punto se extrajo una corona por lo que no hay datos de TOC de *cutting* para los intervalos Parrilla y Cocina. El pozo LJE.x-1010 presenta valores de TOC medidos tanto en corona (en La Cocina y parte de La Parrilla) como en *cutting* (en la totalidad de la formación), mientras que el LJE.x-1011 sólo presenta mediciones de *cutting* en todo el espesor de la Fm. Vaca Muerta.

Todos los datos disponibles de TOC se compararon con los valores obtenidos a partir del cruce de Passey utilizando el escalador 4 en la relación TOC vs. $\Delta \log R$, ya que con este valor se obtuvo el mejor

ajuste de los tres pozos utilizando el TOC de *Cutting* (Figura 33). Los valores de TOC de corona se muestran como referencia.

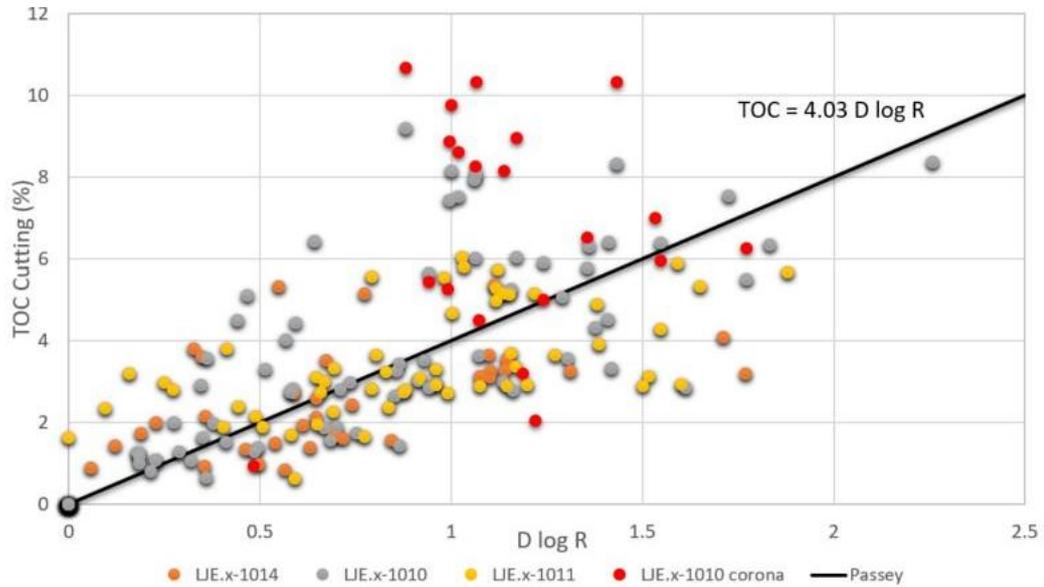


Figura 33- Cálculo de escalar de Passey para todos los puntos de TOC medidos por *cutting* en los pozos con objetivo Fm. Vaca Muerta. Se obtuvo un valor de 4 entre ambos parámetros.

Este valor de escalar se corresponde con un valor de LOM de 10. De acuerdo a lo anteriormente mencionado, el valor de LOM está relacionado con la madurez de la materia orgánica. En la Figura 34 se superponen gráficamente la relación encontrada por Passey y los valores de TOC (medidos en *cutting* y en corona) vs. el $\Delta \log R$ calculado a partir del perfil sónico y el densidad en los pozos de Loma Jarillosa Este. El valor obtenido es coherente para una roca madre en ventana de petróleo, como la de LJE (un valor de LOM de 7 corresponde al inicio de la ventana de generación y 12 es sobremaduro).

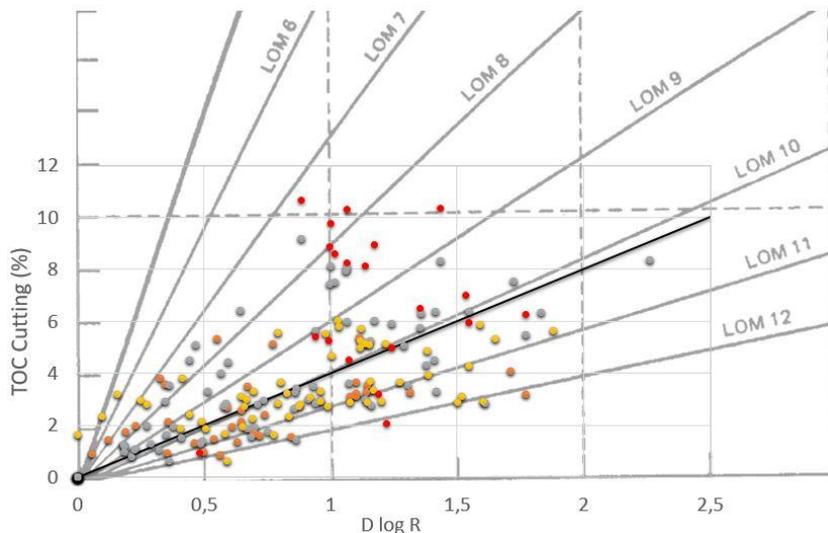


Figura 34- Regresión entre TOC (%) y valor de $\Delta \log R$ y gráfico de trabajo de Passey et al., 1990. Como se puede observar el escalar de 4 se corresponde con un LOM de 10.

En la Figura 35 se puede observar un buen ajuste entre los valores de TOC de *cutting* y los calculados mediante el cruce de Passey en los tres pozos utilizando un mismo escalar. Estos valores son consistentes con los medidos en el yacimiento vecino Coirón Amargo Norte (Feinstein y De la Cal, 2016).

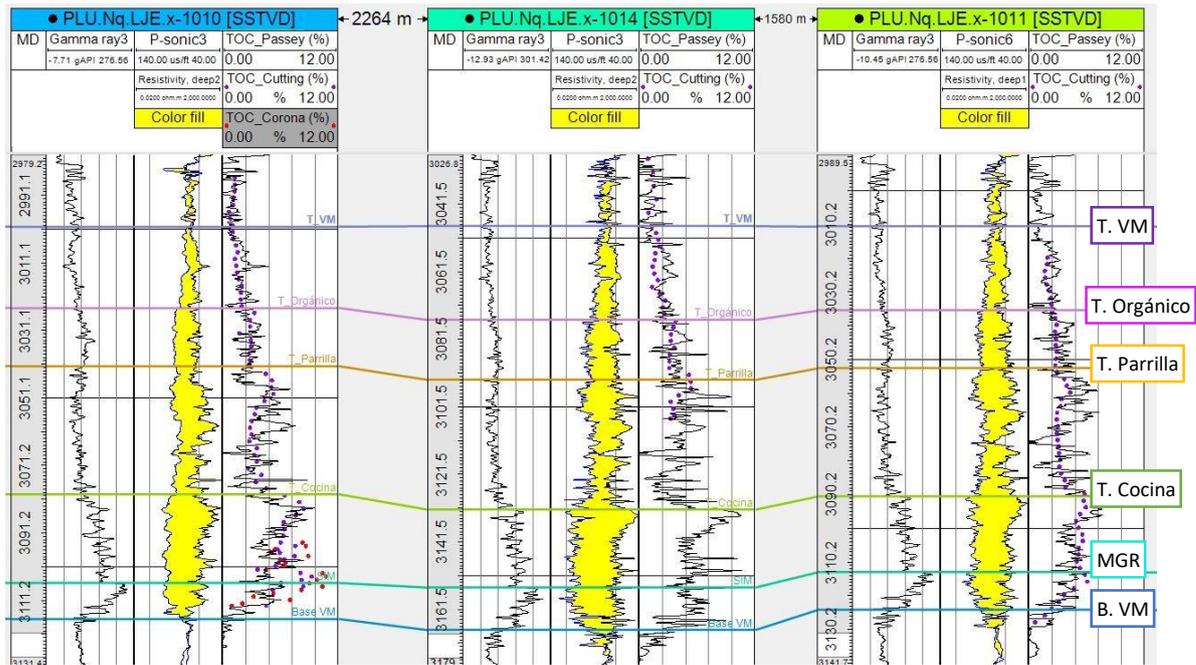


Figura 35- Perfiles de pozos. En la pista 3 se observa la curva correspondiente al cálculo cuantitativo del cruce de Passey, los datos puntuales de COT medido en cutting (violeta) y en corona (rojo).

Los puntos rojos de la Figura 35, los cuales indican los valores de TOC medidos en la corona, resultan en valores sensiblemente mayores de TOC (%). Según Jarvie (2012) esto está asociado a la dilución de los altos valores de contenido orgánico en las zonas supra e infrayacentes debido a la mezcla del *cutting* durante la perforación. Este rasgo es común en algunos yacimientos y se suele utilizar como dato duro de calibración los valores medidos en la corona. Sin embargo, debido a que el análisis propuesto en este trabajo es establecer una relación entre los intervalos identificados y el TOC, se utilizará el valor obtenido a partir del *cutting* como válido para realizar el análisis ya que no se cuenta con valores obtenidos en corona en todas las secciones como para realizar una calibración. Si eventualmente se obtuviesen los datos de la corona del pozo LJE-1014, se podría evaluar la necesidad de calibrar los valores de TOC obtenidos por medio del *cutting*.

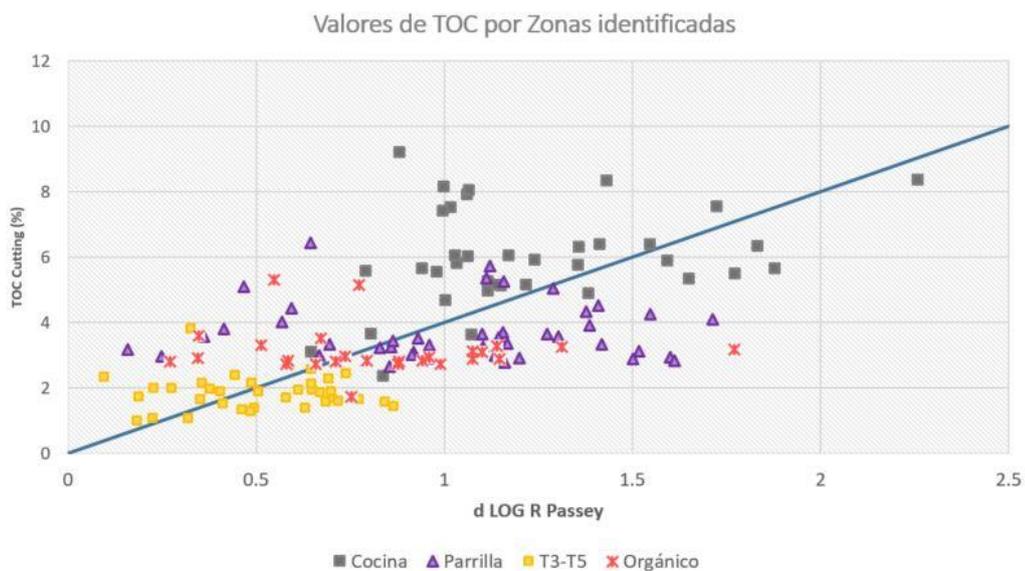


Figura 36- Valores de TOC por intervalos identificados en los 3 pozos con objetivo Vaca Muerta.

En la Figura 36 se puede observar la misma correlación clasificando los puntos medidos de TOC en *cutting* según los intervalos formacionales descriptos con anterioridad. Además de las diferencias descriptas previamente con respecto a los valores de TOC en cada segmento, se evidencia una mayor variación porcentual en el valor de $\Delta \log R$ que en el TOC para un mismo grupo de datos.

A los *cuttings* de los pozos LJE.x-1010 y LJE.x-1014 y la corona del pozo LJE.x-1010 se les realizó también un estudio de pirólisis para caracterizar la roca madre. A continuación se presentan los resultados en un mismo gráfico en la Figura 37.

En la Figura 37a se puede observar el diagrama de Van Krevelen relacionando el índice de hidrógeno $IH \left(\frac{S_2 \times 100}{TOC} \right)$ vs. el índice de oxígeno $IO \left(\frac{S_3 \times 100}{TOC} \right)$. Del mismo se confirma lo ya ampliamente conocido: la Fm. Vaca muerta es una roca generadora del tipo II (marina).

La Figura 37b muestra el Índice de Producción $\frac{S_1}{S_1+S_2}$ vs. la temperatura máxima. Los puntos se ubican dentro de la ventana de generación de petróleo, coincidiendo con el fluido extraído en los pozos que ensayaron la formación.

La Figura 37c indica el potencial generador de la roca madre relacionando el potencial de hidrocarburos $S_1 + S_2$ vs. el TOC. En LJE estos valores superan el umbral de 6 por lo que se considera una roca madre con buen potencial de hidrocarburos.

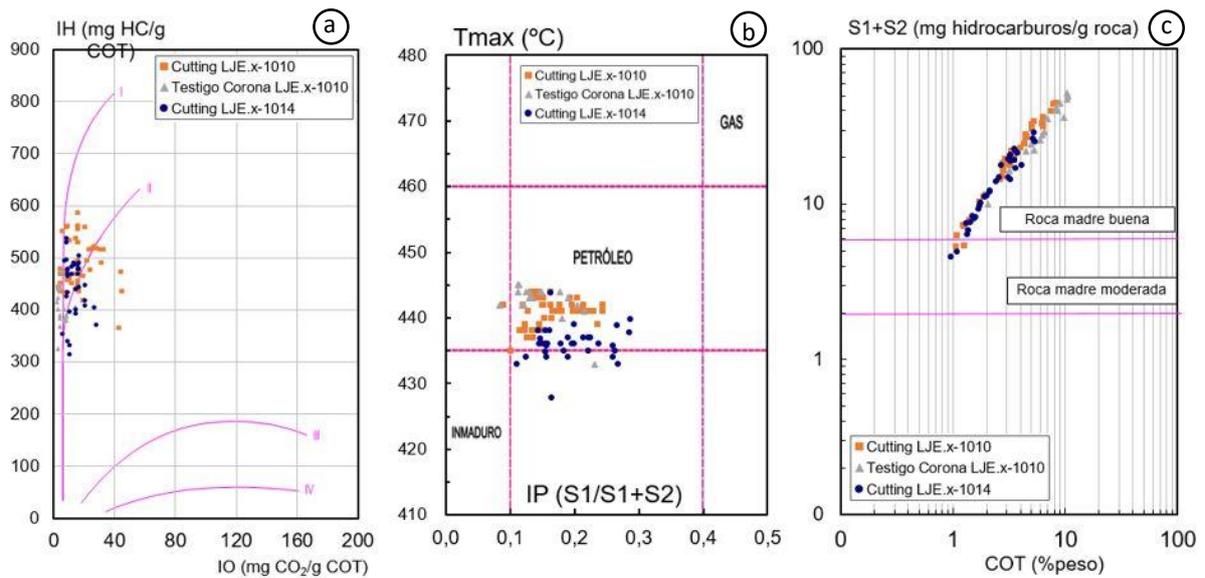


Figura 37- Análisis de pirólisis en pozos con objetivo Vaca Muerta (*cutting* y coronas).

Para poder realizar el análisis de intervalos formacionales, se incorporó a los gráficos anteriores la información de los topos definidos para estos pozos en la Figura 38. Como era de esperarse, la zona con mejor potencial generador es La Cocina. Por otro lado La Parrilla presenta mayor dispersión y en el intervalo Orgánico se ve un notable mejoramiento de la calidad de la roca madre con respecto a la tendencia decreciente general hacia la Fm. Quintuco. Aunque la zona transicional T3-T5 presenta propiedades desmejoradas aún se la considera como roca madre de buena calidad según este análisis.

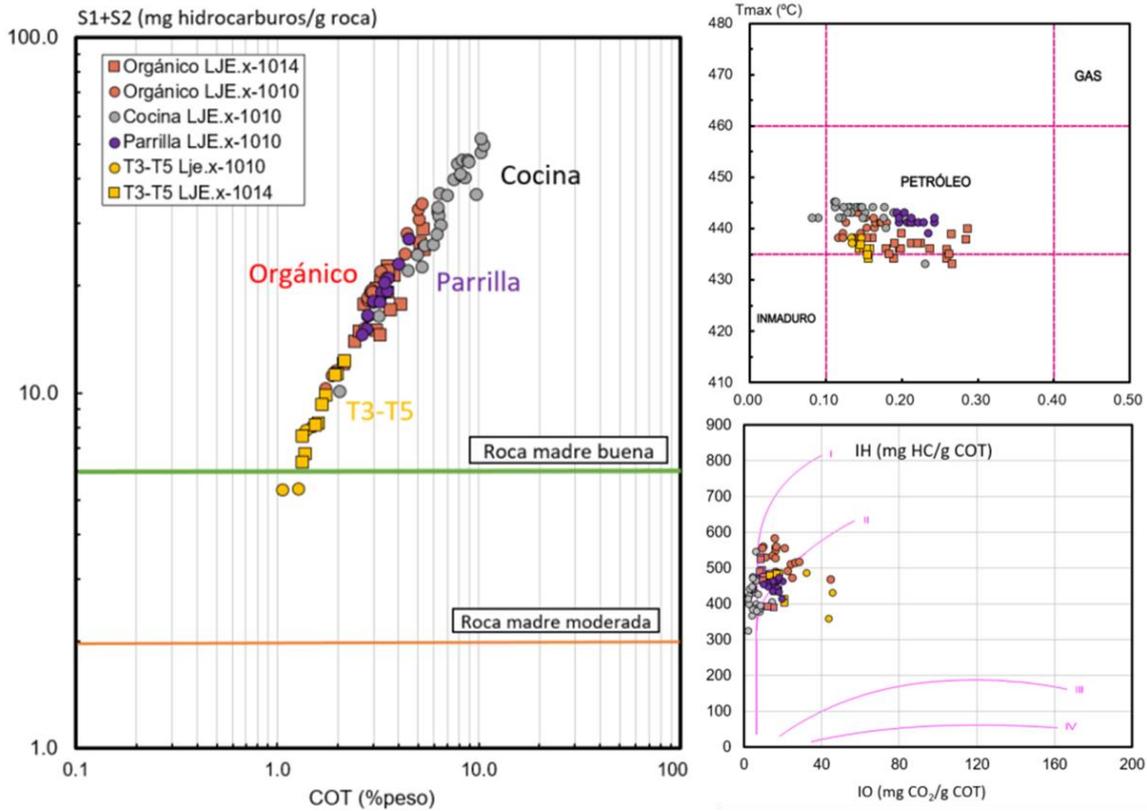


Figura 38- Clasificación de resultados del análisis de pirólisis según intervalos identificados.

Análisis mineralógico de los Intervalos

Como se definió en el marco teórico, el perfil registrado en los pozos LJE.x-1010 y LJE.x-1014 de Espectrometría de Captura Elemental (ECS) permite una estimación precisa de la mineralogía, de la concentración de arcilla y de la litología del segmento registrado a pozo abierto.

Para realizar la comparación entre la mineralogía de las zonas identificadas se tomaron los perfiles mineralógicos disponibles y se normalizó el porcentaje en peso del carbonato, sílice y arcilla para construir el diagrama ternario. Se promediaron los valores cada 1 metro para disminuir la dispersión de los puntos.

Cuando se compara el diagrama ternario de LJE (Figura 39) respecto al publicado en la transecta del yacimiento lindante Coirón Amargo Norte (CAN) (Feinstein y De la Cal, 2016), se puede observar que las muestras de la formación en CAN presentan menos carbonatos y más contenido de arcilla y sílice. Cabe destacar que los valores de dicho yacimiento se obtuvieron a partir de ensayos de difracción de rayos X en *cutting*, mientras que los valores obtenidos en Loma Jarillosa Este están dados por los resultados del perfil mineralógico registrado a pozo abierto.

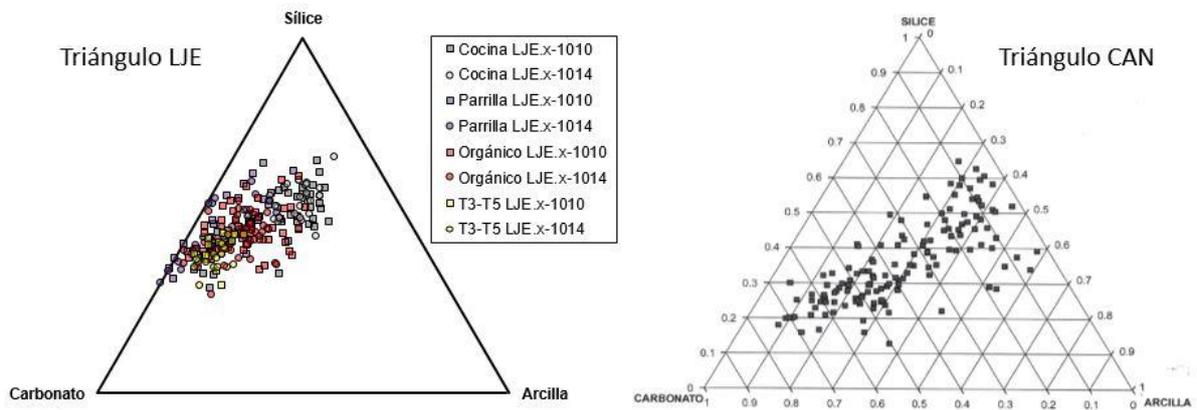


Figura 39- Comparación entre triángulo mineralógico en % en peso de Coirón Amargo Norte (CAN) publicado en la transecta (Feinstein y De la Cal, 2016) y el obtenido para Loma Jarillosa Este (LJE).

Al realizar la clasificación entre las zonas identificadas con el fin de compararlas con mayor claridad, el intervalo Orgánico es el más parecido mineralógicamente a La Cocina (Figura 40). La Parrilla, a pesar de encontrarse entre los anteriores, presenta un mayor contenido de carbonatos con respecto a los restantes, incluso mayor que el de la sección transicional con la Fm. Quintuco.

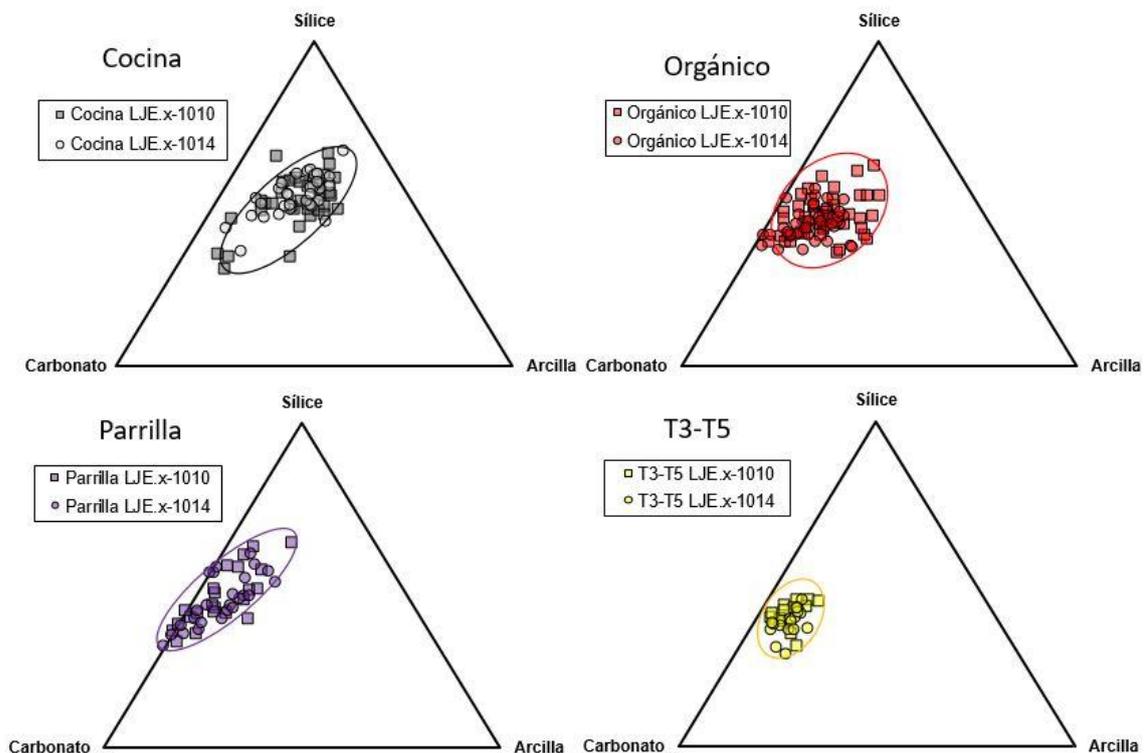


Figura 40- Diferencias mineralógicas (% en peso) para las diferentes secciones identificadas.

Las zonas identificadas en ambos pozos son muy parecidos mineralógicamente. En tanto que el intervalo que presenta la mayor diferencia es el Orgánico, con un contenido de sílice significativamente mayor en el pozo LJE.x-1010, mientras que en el pozo LJE.x-1014 aumenta la cantidad de carbonatos.

En la siguiente tabla se promedian los valores obtenidos para cada uno de los los intervalos definidos:

Tabla 12- Caracterización en contenido mineralógico y en TOC de las secciones identificados.

Intervalo	Arcilla (%)	Sílice (%)	Carbonato (%)	COT % rango
T3-T5	10	39	51	1,5-2,0
Orgánico	13	45	42	1,5-5,0
Parrilla	8	44	48	3,0-4,5
Cocina	21	50	29	5,0-9,0

Productividad de intervalos punzados en pozos con objetivo Vaca Muerta

Los pozos LJE.x-1010, LJE.x-1011 y LJE.x-1014 fueron punzados y estimulados en la Fm. Vaca Muerta. A continuación, en la Tabla 13 se presenta un resumen de los punzados productivos y la correspondencia de los mismos con respecto a los intervalos formacionales identificados. En la última columna se registra el porcentaje de producción proveniente de cada uno de los punzados.

Tabla 13- Espesores de punzados en la Fm. Vaca Muerta (estimulados en diferentes etapas de fractura) y su correspondencia con los intervalos identificados. Se indica además la información del TOC promedio de los 20 m estimulados y el % de producción registrado en cada segmento según registro de producción.

Pozo	Espesor de punzado (m)	Etapas de fractura	Intervalo asignado	TOC promedio 20 m s/perfil de Passey	% Producción
LJE.x-1010	1.5	2	Orgánico	2.6	5.5
	0.5		Orgánico	3.5	5.5
	0.5		Orgánico	4.5	13.3
	0.7	1	Cocina	4.9	12.7
	0.7		Cocina	5.5	63.0
LJE.x-1011	0.5	2	Orgánico	2.5	1.8
	0.5		Orgánico	3.1	5.7
	0.8		Orgánico	3.8	5.2
	0.7	1	Parrilla	4.8	0.5
	1		Cocina	5.3	34.0
LJE-1014	2	1	Cocina	5.5	100.0

Los registros de producción se realizaron en los pozos luego de aproximadamente un mes de producción de los mismos. Se puede observar una mayor productividad de La Cocina en los dos pozos con más de un intervalo punzado.

De acuerdo en la Tabla 13, en los pozos LJE.x-1010 y LJE.x-1011 varias zonas se fracturaron en conjunto, pero si se considera la proporción de la cantidad de sacos de arena utilizados en cada etapa se podría asumir un alto de ala de fractura promedio de 20 m similar para todos los intervalos. Para realizar un análisis con estos registros, se asume un perfil de producción constante a lo largo de la vida de los pozos (desde 2012). Teniendo en cuenta estas consideraciones, se puede observar en la Figura 41 una relación exponencial entre el TOC calculado por Passey (promedio de los 20 m de formación con centro en el punzado) y la producción inicial de petróleo del punzado. Esta misma relación se

observa con respecto a la producción acumulada de petróleo asociada a cada punzado al 15 de marzo del 2021 en los tres pozos considerados (Figura 42).

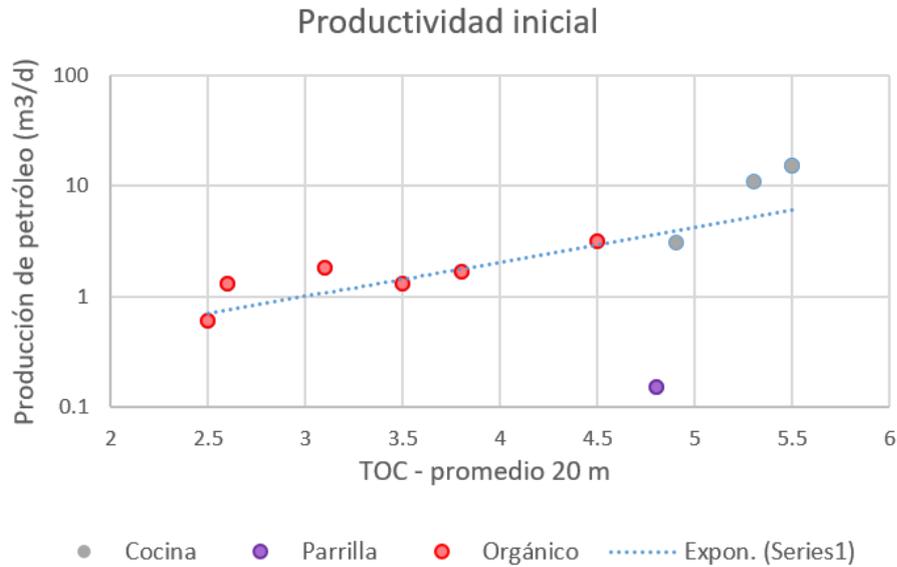


Figura 41 - Relación entre productividad inicial (máximo caudal de petróleo ensayado) de los pozos punzados en Fm. Vaca Muerta versus el TOC del intervalo de 20 metros con centro en el punzado.

Para poder estimar la producción acumulada de petróleo por punzado se asumió que la productividad inicial medida según el perfil de distribución de producción se mantenía constante en el tiempo.

El punto que más se aleja de la relación exponencial entre el TOC y la productividad de cada punzado es el correspondiente al intervalo identificado como La Parrilla. Esto ocurre posiblemente debido a que, a pesar de tener un alto contenido orgánico, la misma presenta peores propiedades geomecánicas en consonancia con su bajo contenido de arcilla y alto contenido de carbonatos. Probablemente la calidad de la fractura haya resultado mucho menor que en el resto de las secciones.

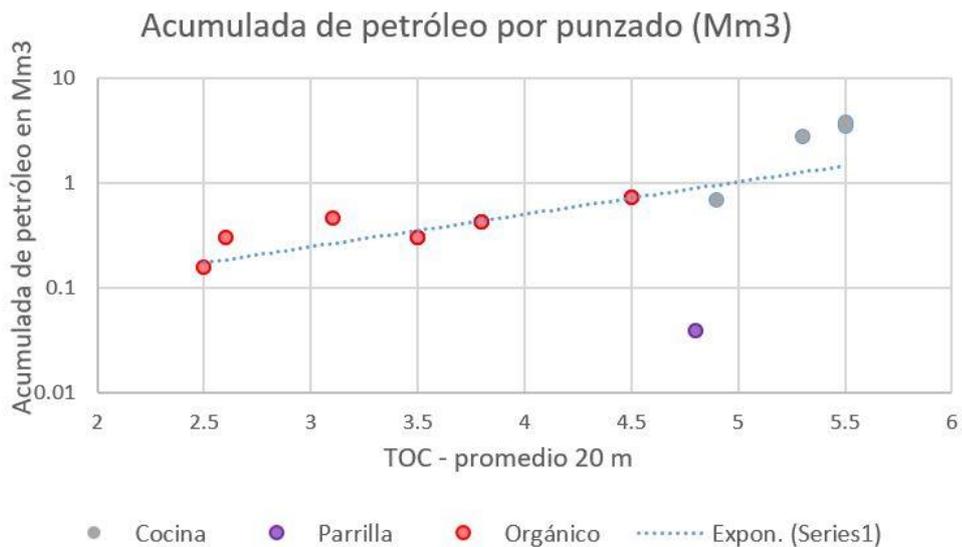


Figura 42- Relación entre acumulada de petróleo a marzo del 2021 de los punzados en Fm. Vaca Muerta versus el TOC del segmento de 20 metros con centro en el punzado. Se asume que la productividad de cada punzado se mantiene en el tiempo según lo medido en el perfil de producción de los primeros meses.

Cálculo de la impedancia acústica a partir de perfiles

Para poder calcular el perfil de impedancia acústica de un pozo es necesario contar con los perfiles sísmico y de densidad. Como se pudo observar en la Tabla 4, ocho pozos poseen perfil sísmico registrado a la profundidad de la Fm. Vaca Muerta, cinco de los cuales también tienen perfil de densidad.

Como ya se expresó, el perfil densidad se ve muy influenciado por el calibre del pozo, razón por la cual se utilizó el registro de calibre para corregir los valores anómalos. En cada caso, se aplicó un filtro para suavizar la curva cada 10 muestras, eliminando los datos ubicados a más de dos desvíos estándar para ambos perfiles. Los desvíos que no se lograron ajustar con este filtro se borraron manualmente. Un ejemplo del filtrado se muestra en la Figura 43 para el pozo LJE.x-1014. Los círculos azules remarcan la influencia del mal calibre en los perfiles de pozo.

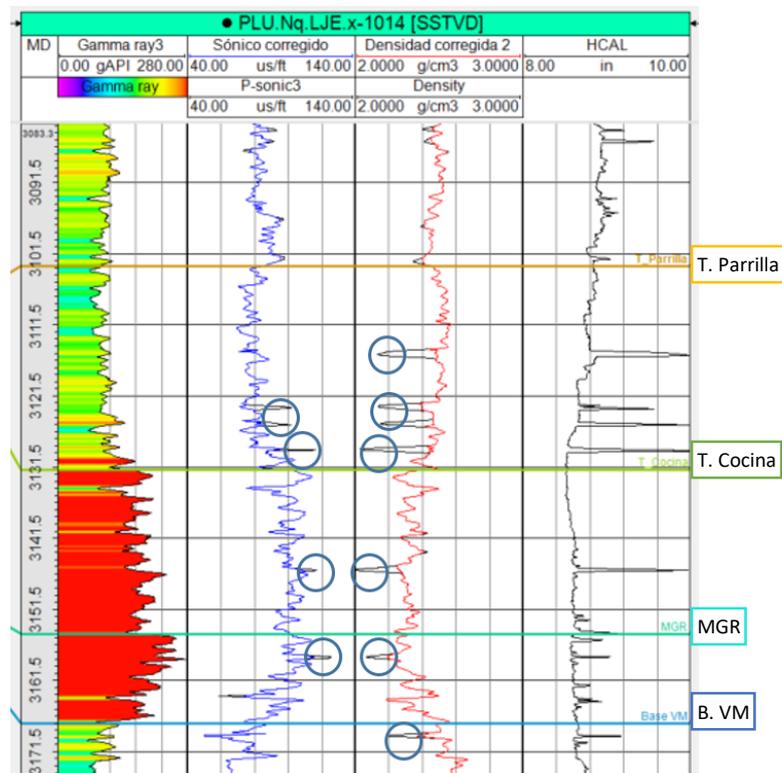


Figura 43- Filtrado de perfiles sísmico y densidad para poder calcular la impedancia acústica. En la pista 2 se ve en negro el registro sísmico sin corregir y en azul el sísmico corregido. En la pista 3 se puede ver el perfil densidad sin corregir en negro y en rojo el corregido. La pista 4 muestra el calibre en pulgadas.

En la Tabla 14 se detalla la información disponible de los pozos que cuentan con perfil sísmico compresional para el cálculo de la impedancia acústica. Se indican además los pozos en los que se requirió un filtrado de los datos en los perfiles sísmico y densidad y los pozos en los que se calculó un perfil de densidad sintético.

Tabla 14- Perfiles utilizados para calcular la impedancia acústica en los pozos que cuentan con perfil sísmico compresional.

Pozo	GR	DT	RHO	Edición realizada
LJE.x-1001	X	X	X	RHO y DT Filtrado por calibre
LJE.x-1002	X	X	X	
LJE.pi-1003	X	X	Sintético	RHO generado a partir de DT
LJE.pi-1006	X	X	Sintético	RHO generado a partir de DT
LJE-1008h	X	X	Sintético	RHO generado a partir de DT
LJE.x-1010	X	X	X	
LJE.x-1011	X	X	X	
LJE.x-1014	X	X	X	RHO y DT Filtrado por calibre

En los pozos en los cuales no se realizó registro de densidad, como el LJE.pi-1003, LJE.pi-1006 y LJE-1008, se utilizó la ecuación de Gardner (Gardner *et al.*, 1974) para generar un perfil sintético. El valor de los parámetros de dicha ecuación para la Fm. Vaca Muerta en LJE pudo ser calculado en base a la información de los pozos con ambos registros (densidad y sísmico). En la Figura 44 se puede observar el valor de estos coeficientes obtenidos en cuatro pozos.

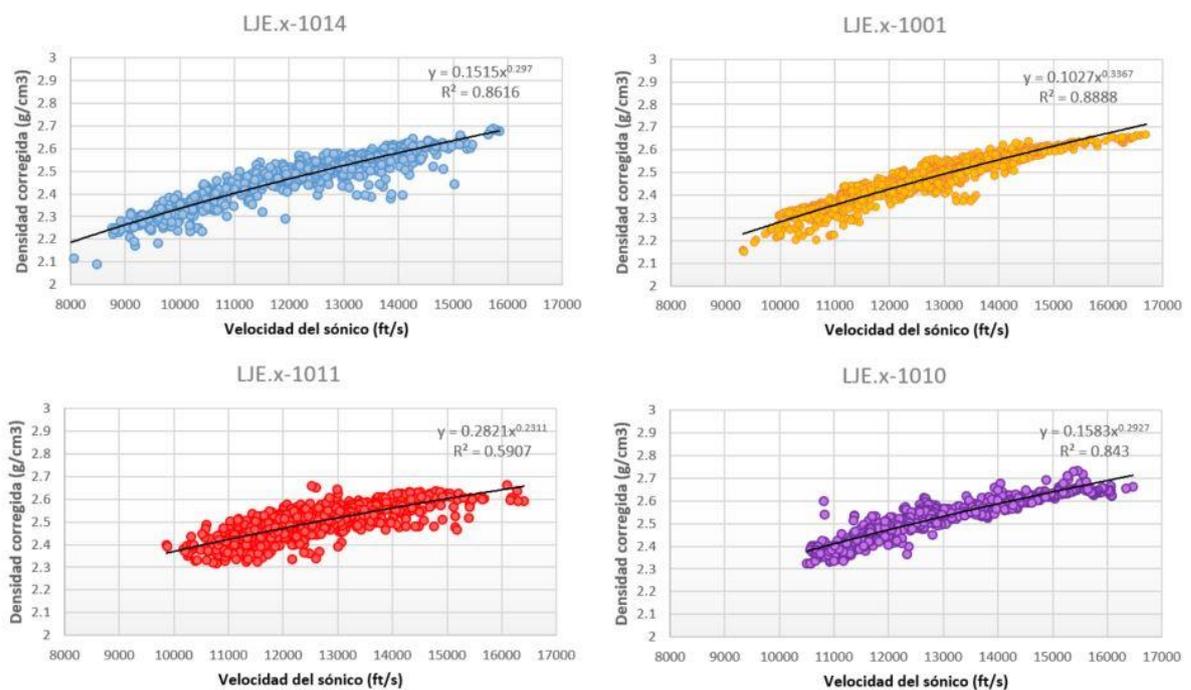


Figura 44- Relación entre la velocidad del sísmico (pies sobre segundo) y la densidad corregida (g/cm³) para cuatro pozos que cuentan información de ambos perfiles.

Los pozos LJE.x-1014 y LJE.x-1010 presentan coeficientes de Gardner similares y coeficiente de regresión R^2 mayores a 0.84. En tanto que los pozos LJE.x-1001 y LJE.x-1011 presentan coeficientes α y β muy diferentes. A raíz de esto, se revisaron los perfiles y se verificó su validez.

Se promediaron los valores de α y β de los cuatro pozos. Los valores obtenidos para los parámetros de Gardner son: $\alpha=0.150$ y $\beta=0.298$. En la Figura 45 se observa el ajuste de esta regresión con un $R^2= 0.80$.



Figura 45- Relación entre la velocidad del sónico (pies sobre segundo) y la densidad corregida (g/cm3) para los pozos de LJE. Se ajustaron con coeficientes de Gardner de $\alpha=0.150$ y $\beta=0.297$.

Debido a la naturaleza del cálculo de la impedancia, los valores de densidad tienen un menor peso relativo en el cálculo de la misma ya que su variación es porcentualmente menor que la del registro sónico. Por este motivo, si se compara el perfil de impedancia acústica de un pozo utilizando el registro de densidad real versus el que utiliza el perfil calculado con la correlación de Gardner global obtenida ($\alpha=0.150$ y $\beta=0.297$), no se advierten diferencias significativas que afecten los cálculos posteriores. Este hecho se puede observar para el pozo LJE.x-1014 en la Figura 46.

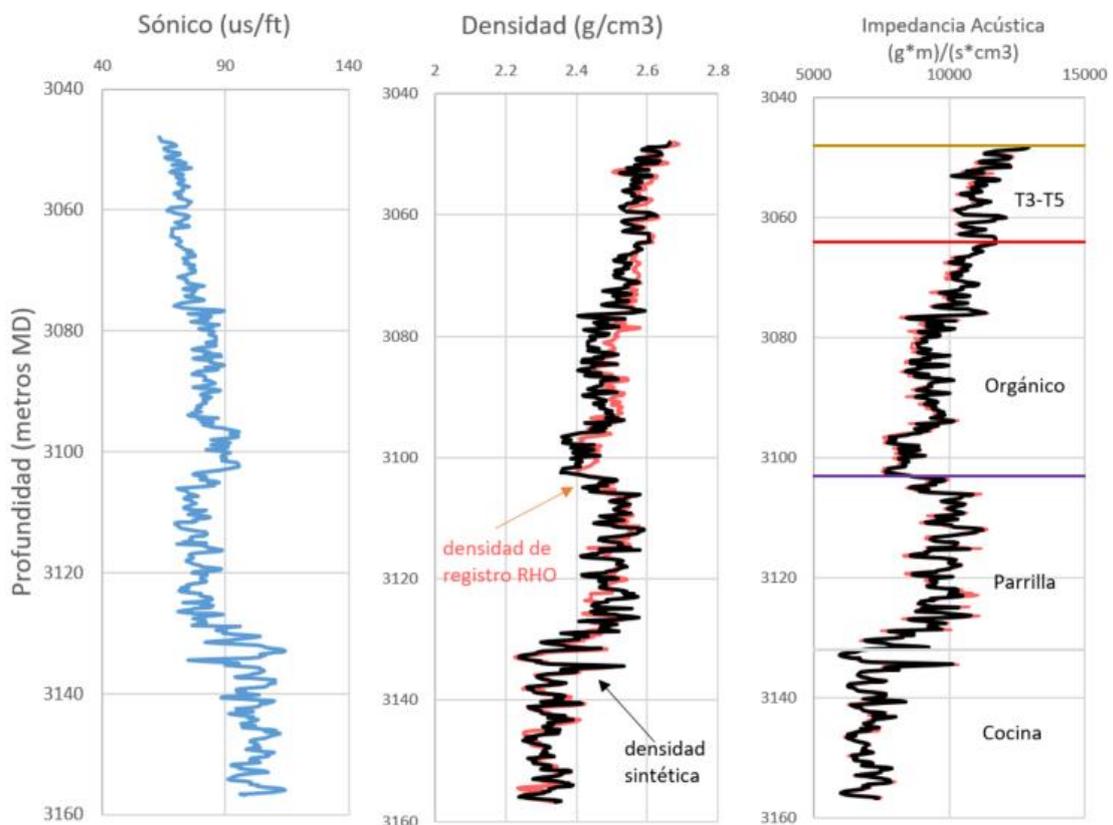


Figura 46- Diferencias entre los valores de densidad registrados en el pozo LJE.x-1014 (rojo) versus los calculados por la ecuación de Gardner (negro) en pista 2. Se puede ver la diferencia entre las impedancias acústicas calculadas a partir de cada uno de esos registros en la pista 3.

Las impedancias acústicas resultantes en los pozos presentan un comportamiento similar entre la calculada mediante el perfil de densidad y el sintético a lo largo de toda la profundidad de la Fm. Vaca Muerta.

Se pueden identificar marcadas diferencias en los valores de impedancia entre un intervalo formacional y otro (Figura 47). La Cocina presenta los menores valores, de 7000 a 9000 m³g/(cm³*s). Los máximos corresponden al intervalo T3-T5 con 11000-13000 m³g/(cm³*s). La Parrilla contrasta fuertemente con el tope de La Cocina y la base del Orgánico ya que los valores de impedancia oscilan entre 9000 y 1100 m³g/(cm³*s). El Orgánico es el tramo más heterogéneo ya que se reconoce una transición entre su base rica en contenido orgánico, con valores de impedancia cercanos a los de la Cocina, hasta perder estas propiedades hacia el tope.

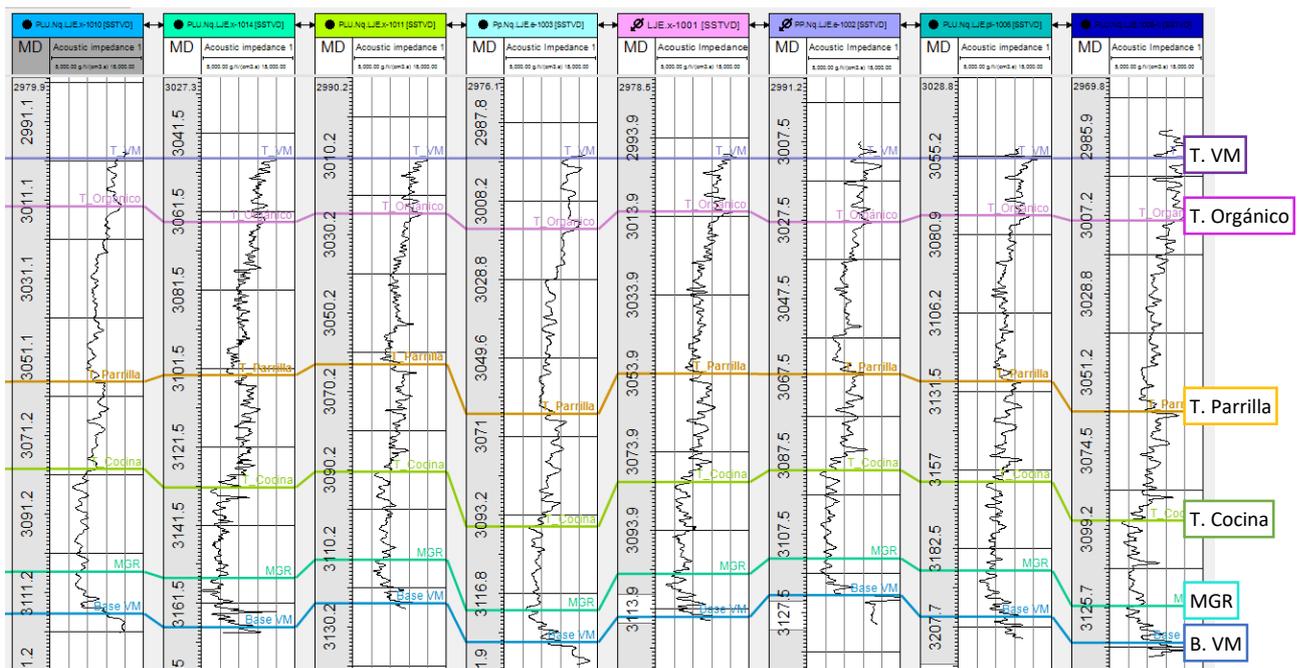


Figura 47 - Impedancia acústica calculada en el tramo de la Fm. Vaca Muerta para los pozos con registro de perfil sísmico compresional.

En los pozos en los que se calculó la impedancia acústica se realizó el cálculo del TOC según Passey (salvo en el LJE.x-1008 el cual no contaba con perfil de resistividad) utilizando los parámetros de ajuste antes mencionados. A partir de estos dos perfiles se buscó la relación entre el TOC y la impedancia acústica (IA) de pozo, como paso previo al análisis del cubo sísmico de impedancia. Para poder realizar los gráficos y disminuir la dispersión de los puntos, se promediaron los valores de impedancia acústica y TOC por Passey cada 1 metro de perfil. Es decir, cada pozo tendrá aproximadamente 125 pares de valores. Los mismos se graficaron en la Figura 48, resultando en una relación lineal entre la impedancia y el TOC de:

$$TOC(\%) = \frac{IA \left(\frac{g * m}{cm^3 * s} \right)}{1000} + 13.55$$

Los parámetros resultantes de la regresión lineal, así como los intervalos de confianza del 99% graficados en la Figura 48 se especifican numéricamente en la Tabla 15.

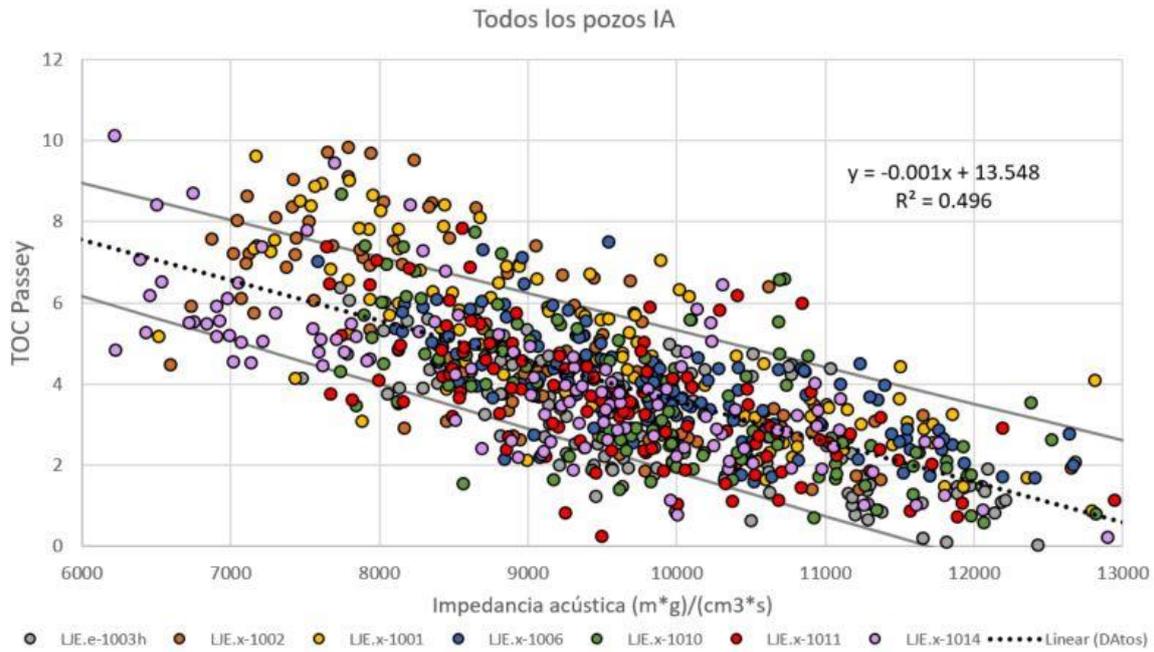


Figura 48- Relación entre el TOC calculado por Passey versus la impedancia acústica en los pozos en los que se contaba con los registros sísmico y resistividad. La relación es lineal con coeficiente de correlación de 0.5. Se muestra el mejor ajuste y los intervalos de confianza 99%.

Tabla 15- Regresión lineal e intervalos de confianza obtenidos para la relación TOC de Passey versus Impedancia Acústica.

	Regresión	Menor 95%	Mayor 95%	Menor 99.0%	Mayor 99.0%
Intercepción b	13.5478	12.8935	14.2021	12.6872	14.4084
Pendiente	-0.0010	-0.0011	-0.0009	-0.0011	-0.0009

En la Figura 49 se representan los intervalos formacionales identificadas en los pozos con diferentes colores y se agruparon por medio de elipses. Al igual que como ocurre con los parámetros utilizados anteriormente (mineralogía, TOC, etc.) como para la impedancia, se observa una clara delimitación en las zonas de La Cocina, Parrilla y T3-T5. Por otro lado, el Orgánico presenta mayor rango de variación de valores de impedancia manteniendo la correlación lineal.

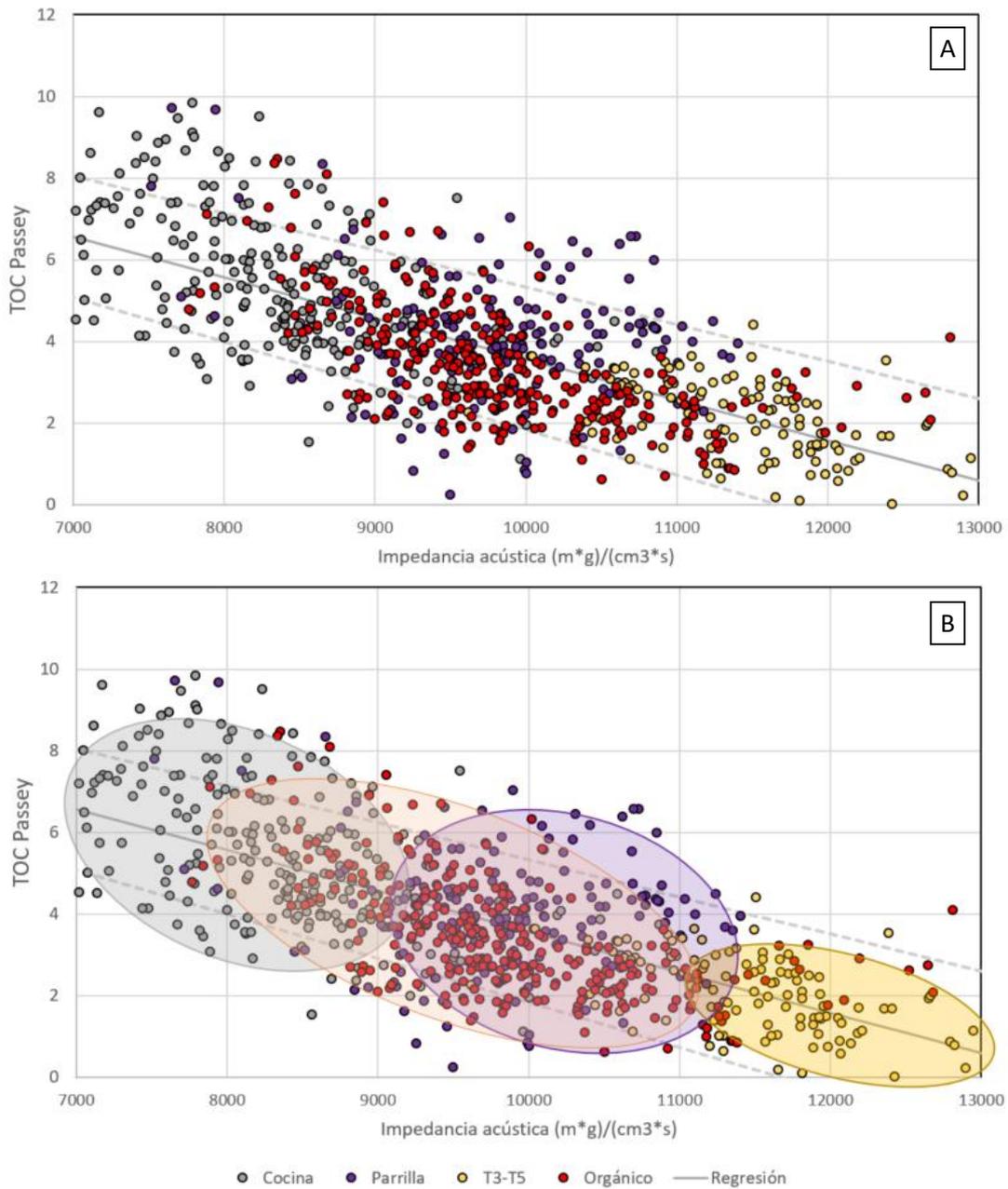


Figura 49 - Relación entre el TOC calculado por Passey versus la impedancia acústica en los pozos en los que se contaba con los registros sísmico y resistividad. En colores se pueden ver los pares de valores correspondientes a cada intervalo. Se muestra el mismo gráfico con (B) y sin (A) las elipses propuestas que delimitan las secciones para una mejor interpretación.

Los intervalos de confianza permiten afirmar que si a determinada profundidad se registra una impedancia de pozo de 8000 $m^*g/(cm^3*s)$ por ejemplo, el contenido orgánico total resultante estará 99 de cada 100 veces entre 4% y 7%.

Interpretación de información sísmica

Interpretación de horizontes límites de intervalos formacionales

Una vez definidos los intervalos en los perfiles de pozo, se procedió a verificar la correlación sísmica-pozos y realizar la identificación de los horizontes dentro de la Fm. Vaca Muerta según los topes límites de las secciones. Los horizontes se interpretaron sobre el volumen sísmico migrado *prestack* reprocesado en 2013.

El proyecto de sísmica que se utilizó como punto de partida para este trabajo final contaba con la ley de velocidad de cada pozo, por lo que solamente se realizó el control de calidad de la correlación sísmica-pozo existente. En primera instancia, se identificó en la sísmica el tope y la base de la Fm. Vaca Muerta y luego se realizó la interpretación de horizontes intra-Vaca Muerta detallados en la Tabla 16. Los límites sísmicos de la Fm. Vaca Muerta lo conforman dos reflectores positivos.

Tabla 16 - Horizontes límites de intervalo interpretados en el volumen sísmico.

Horizonte	Característica	T medio (ms)	Rango (ms)
Tope VM	Positivo	1683	1625-1741
Tope Orgánico	Negativo	1694	1641-1751
Tope Parrilla	Positivo	1712	1659-1768
Tope Cocina	Negativo	1725	1675-1776
Base VM	Positivo	1750	1700-1800

En la Figura 51 se muestran varios segmentos de secciones sísmicas para destacar la correspondencia entre los horizontes y los topes identificados para los pozos del proyecto.

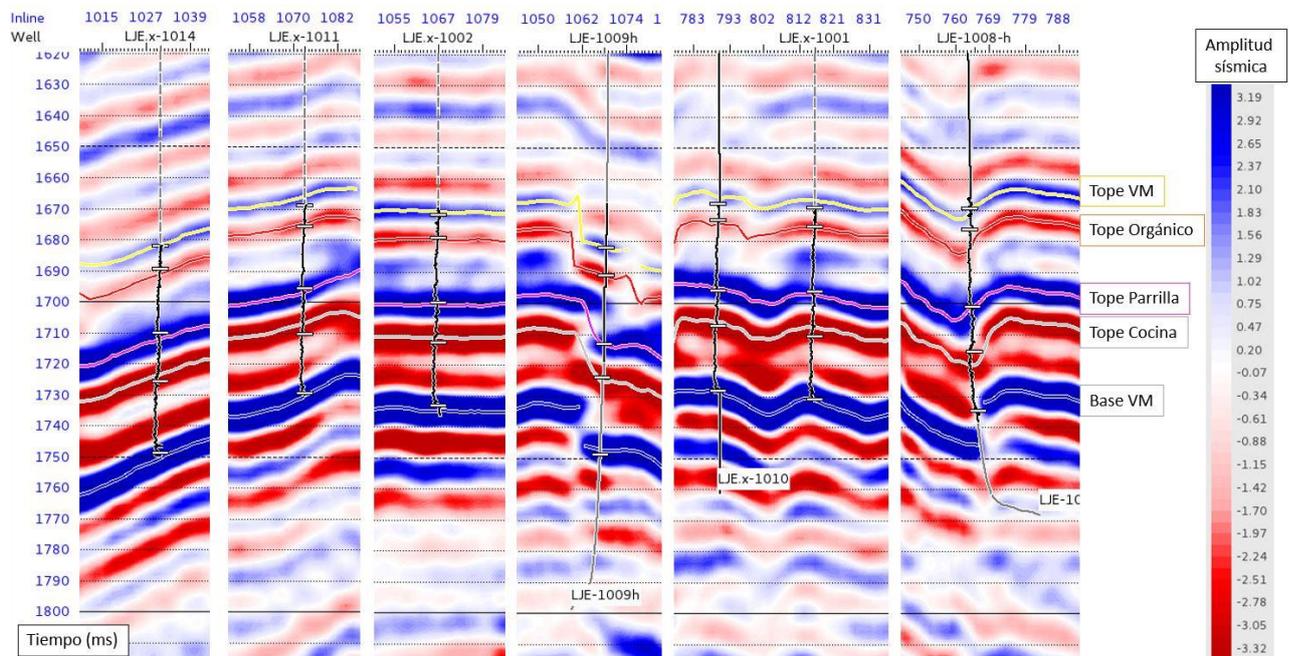


Figura 50 - Segmentos sísmicos mostrando la correspondencia entre horizontes y topes identificados para los pozos. En la escala vertical puede verse el tiempo en milisegundos.

Los pozos que no poseían registro sísmico fueron correlacionados con una ley de velocidad sintética entre los topes interpretados en los pozos y los horizontes sísmicos. Un ejemplo es el pozo

LJE-1009h que se puede ver en la Figura 51, en el cual sólo se había registrado perfil de rayos Gamma y resistividad.

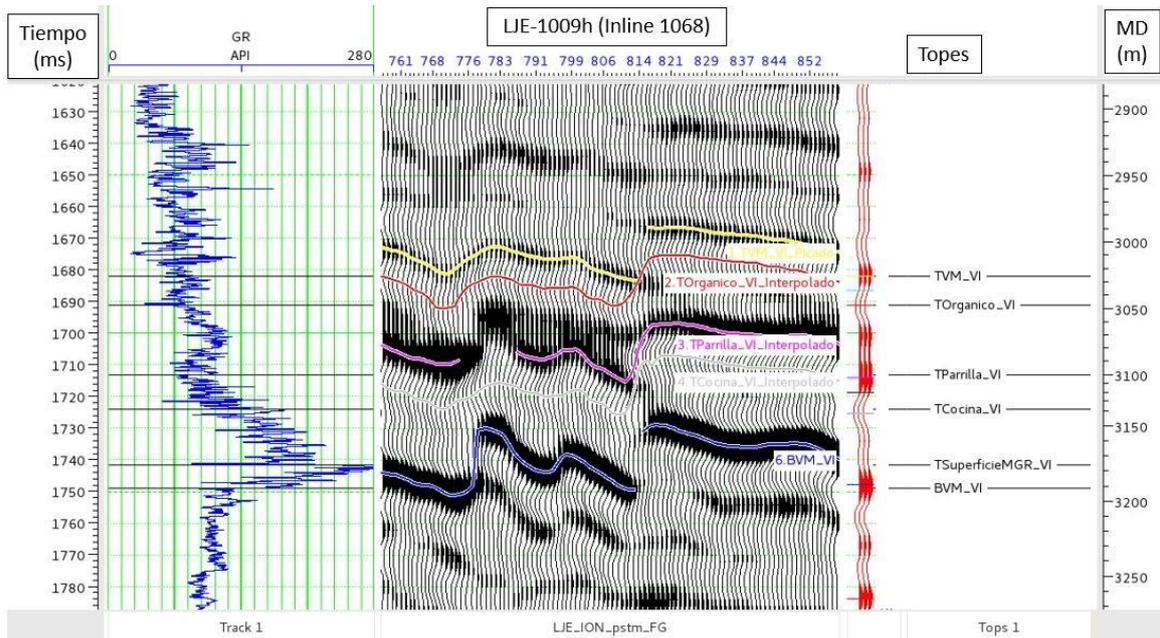


Figura 51 - Atado de pozo LJE-1009h correlacionando topes-horizontes identificados.

Se definió una sección sísmica arbitraria ONO-ESE cercana a la mayoría de los pozos del área. La misma se puede observar en la Figura 52 y será utilizada como línea de referencia para analizar el comportamiento de los volúmenes de atributos del área. Hacia el oeste se incorporó en el análisis la información de un pozo fuera del bloque que será útil al correlacionar los datos de pozo con los atributos sísmicos.

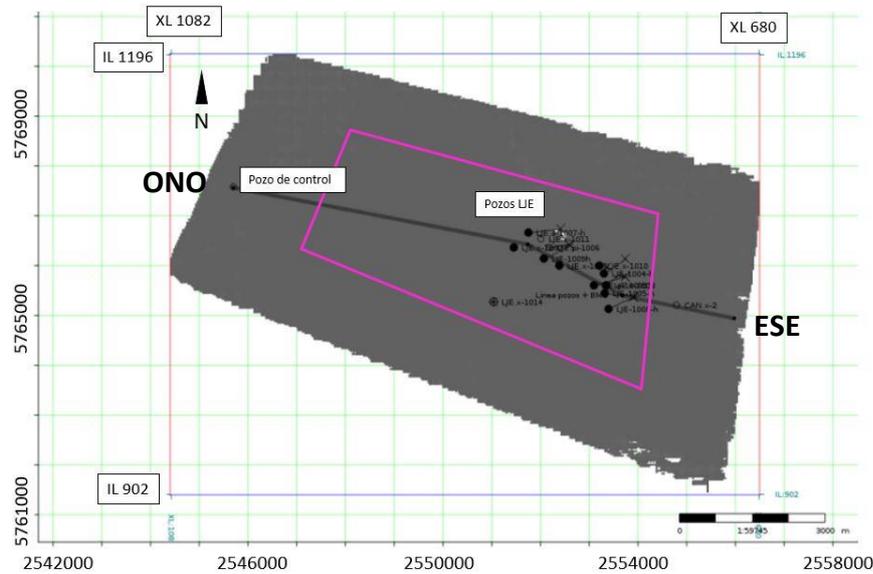


Figura 52 - Ubicación de línea ONO-ESE que pasa por la mayoría de los pozos de LJE y que se utilizará para los análisis subsiguientes.

En la Figura 53 se observa la sección sísmica de la línea ONO-ESE, los horizontes interpretados y los topes formacionales en cada pozo.

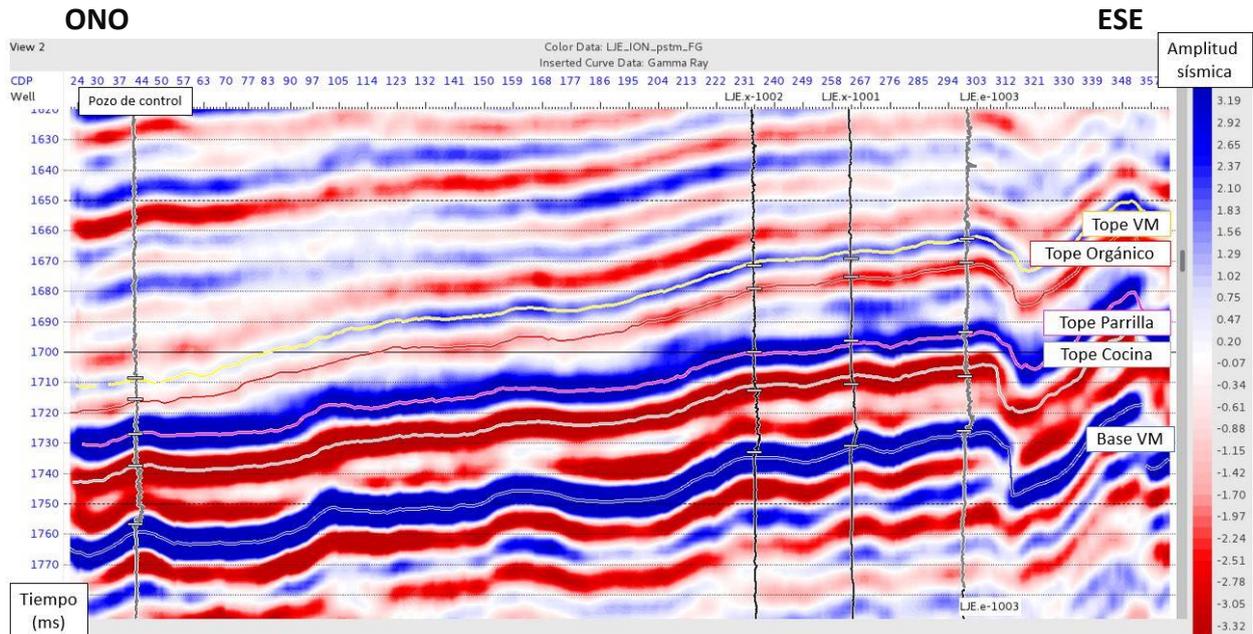


Figura 53- Línea ONO-ESE que pasa por los pozos del bloque, mostrando la interpretación de horizontes realizada.

La Fm. Vaca Muerta en LJE presenta un espesor prácticamente constante, con una profundización hacia el oeste. Esto mismo se corrobora en cualquier mapa isócrono de los horizontes interpretados. En la Figura 54 se puede observar un mapa en tiempo (de ida y vuelta) de la base de la Fm. Vaca Muerta, donde los menores tiempos (color rojo) pueden interpretarse como de menor profundidad. Los mapas de los horizontes restantes se incluyen en el Anexo I.

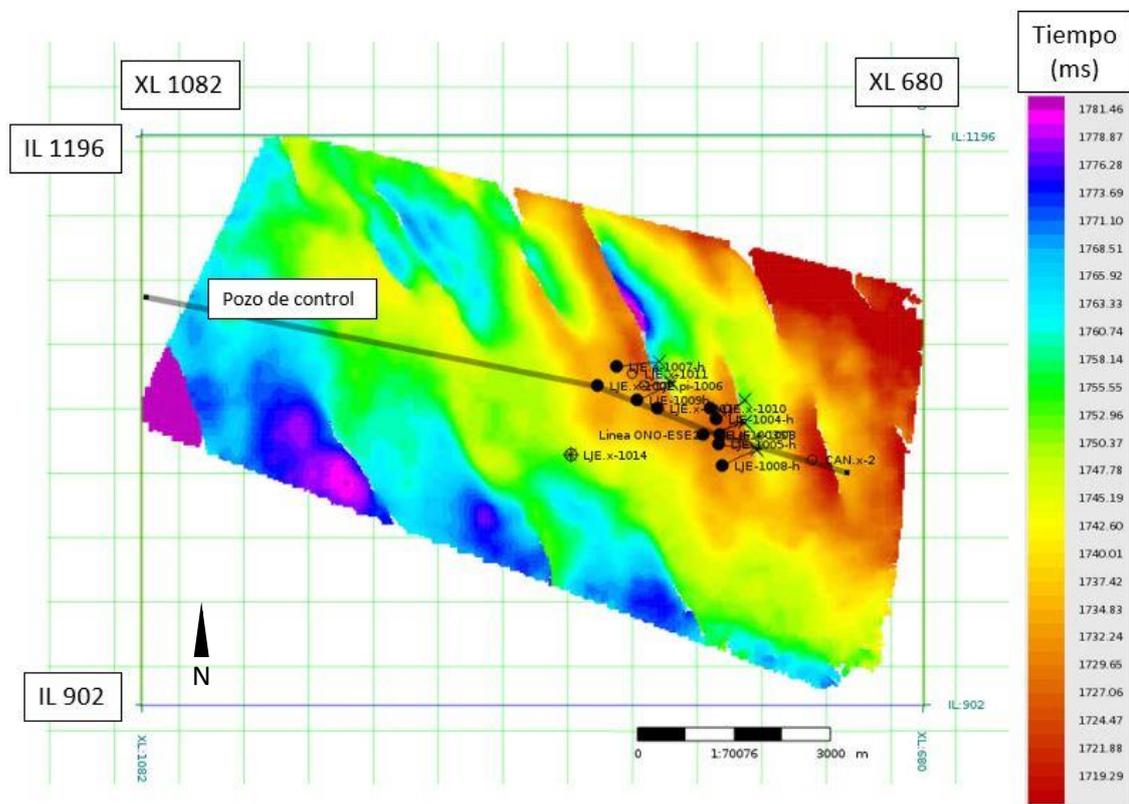


Figura 54 - Mapa en tiempo de la base de la Fm. Vaca Muerta. Los colores rojos indican menores tiempos, mientras que los azules indican tiempos mayores.

Luego de la interpretación de horizontes, se analizaron los mapas isocronopáquicos (espesores en tiempo) de cada una de los intervalos definidos. Como se puede observar en la Figura 55, la Cocina y Parrilla poseen un espesor en tiempo más homogéneo que las secciones superiores, con valores que van desde 20 ms a 30 ms para La Cocina y 7 ms a 15 ms para la Parrilla. El intervalo Orgánico presenta un rango más amplio de valores entre 7 ms hacia el NO y 25 ms hacia el SE, coincidiendo con la zona definida como progradacional de *highstand* hacia el NO por Garrone (2018). Los espesores de todas las secciones se ven influenciados por la estructura de fallas NNO-SSE.

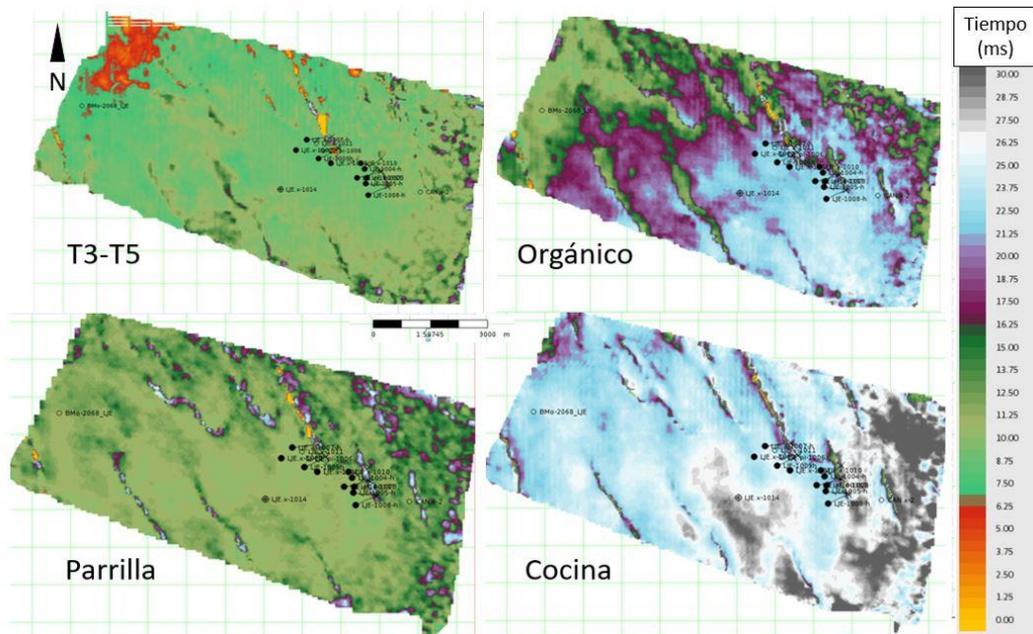


Figura 55- Mapas isocronopáquicos de las secciones identificados en una misma escala temporal. Se puede observar el mayor espesor de La Cocina y la disminución de espesor hacia el NO del intervalo Orgánico. Los intervalos T3-T5 y la Parrilla poseen espesores constantes.

Dentro de la etapa de la interpretación de los horizontes sísmicos, se reconocen lineamientos estructurales de orientación NNO. En la Figura 56 se muestra una sección horizontal (*time slice*) de 1800 ms (aproximadamente la base de la Fm. Vaca Muerta) del volumen de atributo de discontinuidad sísmica. En el mismo se identifican claramente las fallas descritas por los autores Feinstein y De la Cal (2016) en la Figura 20 del marco teórico.

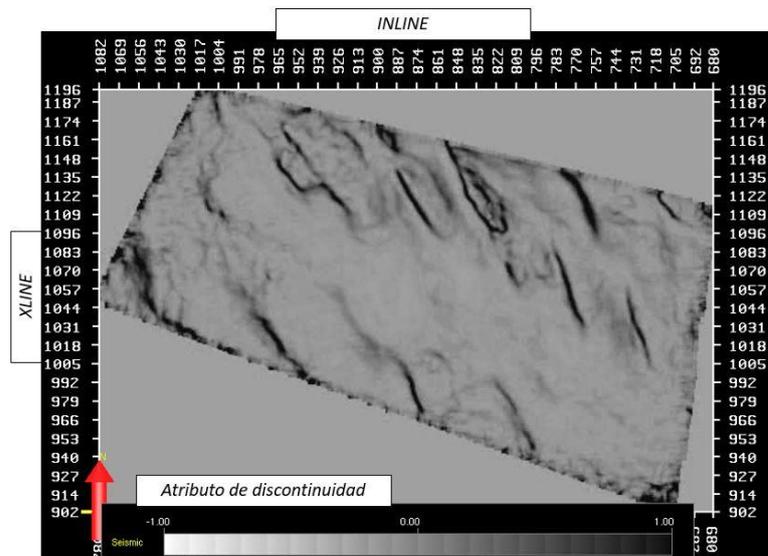


Figura 56 -Corte en tiempo a 1800 ms (por debajo de la base de Vaca Muerta) del volumen de atributo discontinuidad. Se pueden observar las zonas de falla en color negro.

Luego de la interpretación básica de la información de los perfiles de pozo, se analizaron en ambos dominios (profundidad y tiempo) las relaciones entre TOC, impedancia acústica e intervalos formacionales para cada pozo (ver Figura 57). En el pozo de control se interpretaron las secciones con el mismo criterio que en los pozos de Loma Jarillosa.

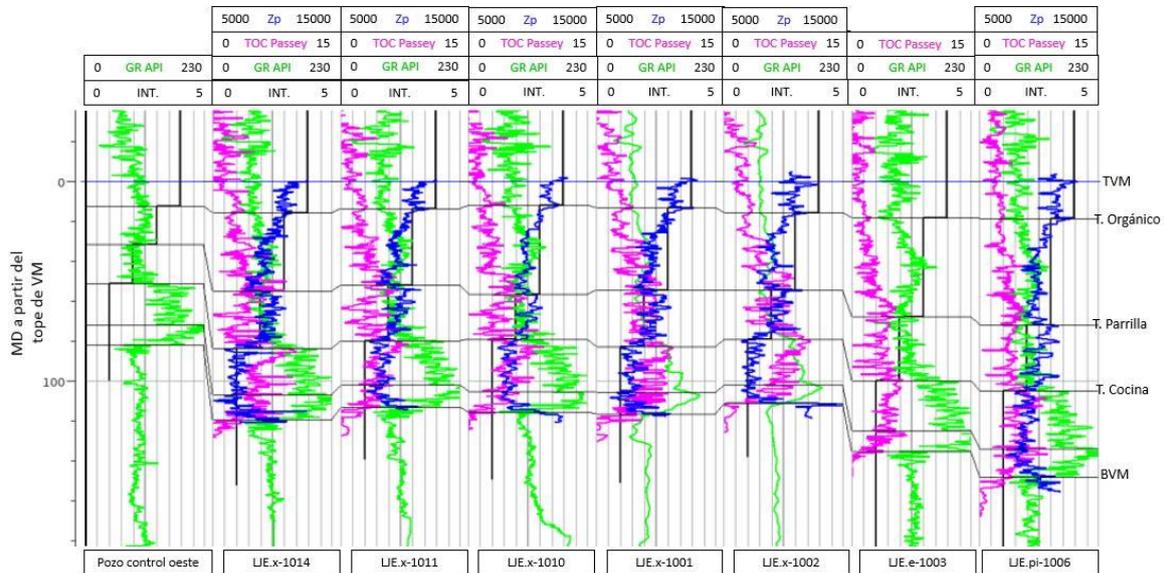


Figura 57- Incorporación de la información obtenida por el análisis de intervalos y correlación con pozo de control. Perfiles nivelados al tope de Vaca Muerta: Zp en $\left(\frac{g \cdot m}{cm^3 \cdot s}\right)$, TOC Passey en %, GR en API e intervalos sin dimensión.

Comparación entre volúmenes de impedancia

Debido a que los volúmenes de impedancia fueron utilizados como datos de entrada para calcular nuevos atributos y/o propiedades petrofísicas correlacionables, se realizó una comparación de la información disponible en relación a los intervalos interpretados en la Fm. Vaca Muerta.

En la Figura 58 se observan los tres volúmenes de impedancia disponibles (acústica P, elástica P y elástica S) en la posición del pozo LJE.x-1014. Las escalas de colores se ajustaron para abarcar la totalidad del rango dinámico de impedancia que se muestran en la *crossline* correspondiente. En cada sección se insertó el perfil de impedancia acústica correspondiente al pozo. En el caso de la Figura 58c, si bien se muestra la impedancia elástica S, la comparación es válida ya que existe una relación prácticamente lineal en esta zona entre la impedancia S y la P. En el caso de este pozo, la impedancia calculada a partir de perfiles tiene un comportamiento similar a la traza en el mismo punto que la inversión acústica (Figura 58a).

El volumen de impedancia elástica P (Figura 58b) está representado en la misma escala de colores que el de la impedancia acústica (Figura 58a) para una mejor comparación. En todo el espesor de la Fm. Vaca Muerta se observa un mayor rango de impedancias en el cubo elástico P mientras que la impedancia acústica es más homogénea. Por ejemplo, La Cocina tiene valores de impedancias elásticas desde 7600 m/s*g/cm³ a 9800 m/s*g/cm³, mientras que las acústicas no superan los 8500 m/s*g/cm³. Estas diferencias podrían deberse a que la impedancia elástica presenta más información (ya que posee un mayor contenido de frecuencias) o bien a que el pozo LJE.x-1014 no se utilizó para realizar el modelo de baja frecuencia de la inversión elástica pero si de la acústica.

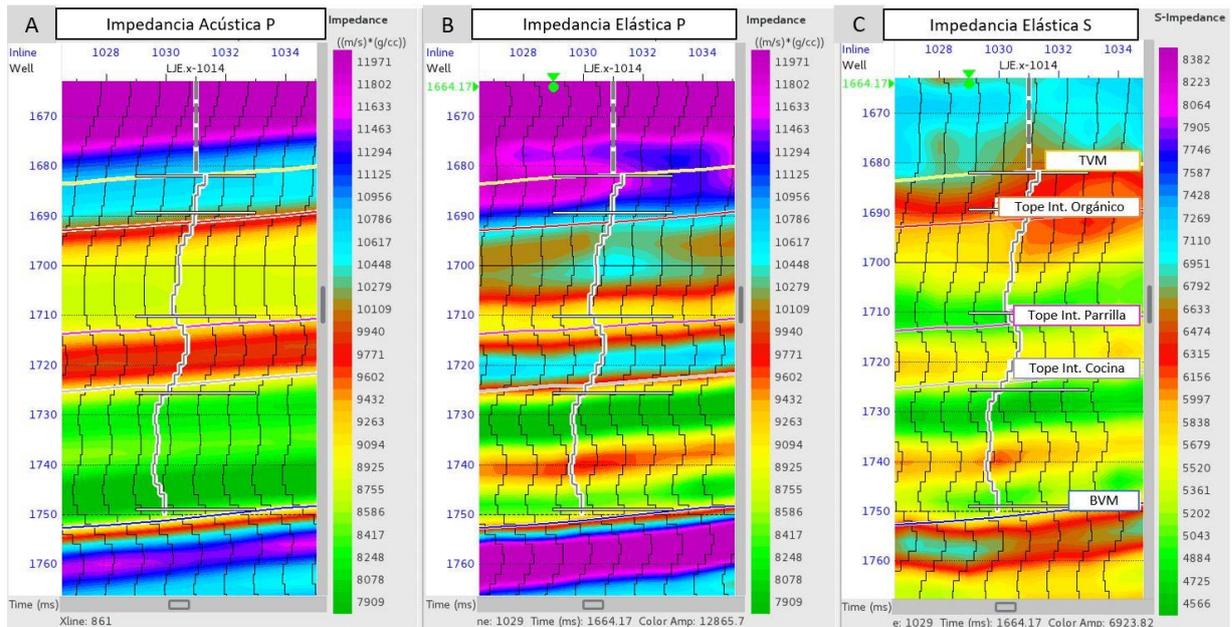


Figura 58- Comparación de información provista por los diferentes volúmenes en el intervalo Vaca Muerta en relación a las zonas interpretadas en el pozo LJE.x-1014. En la traza del pozo se muestra el perfil de impedancia calculado filtrado a 100 Hz.

Este mismo efecto ocurre en el resto de los pozos, aunque con menor contraste. Se muestra como ejemplo el pozo LJE.x-1002 (Figura 59), el cual no fue usado como dato de entrada en ninguna de las inversiones.

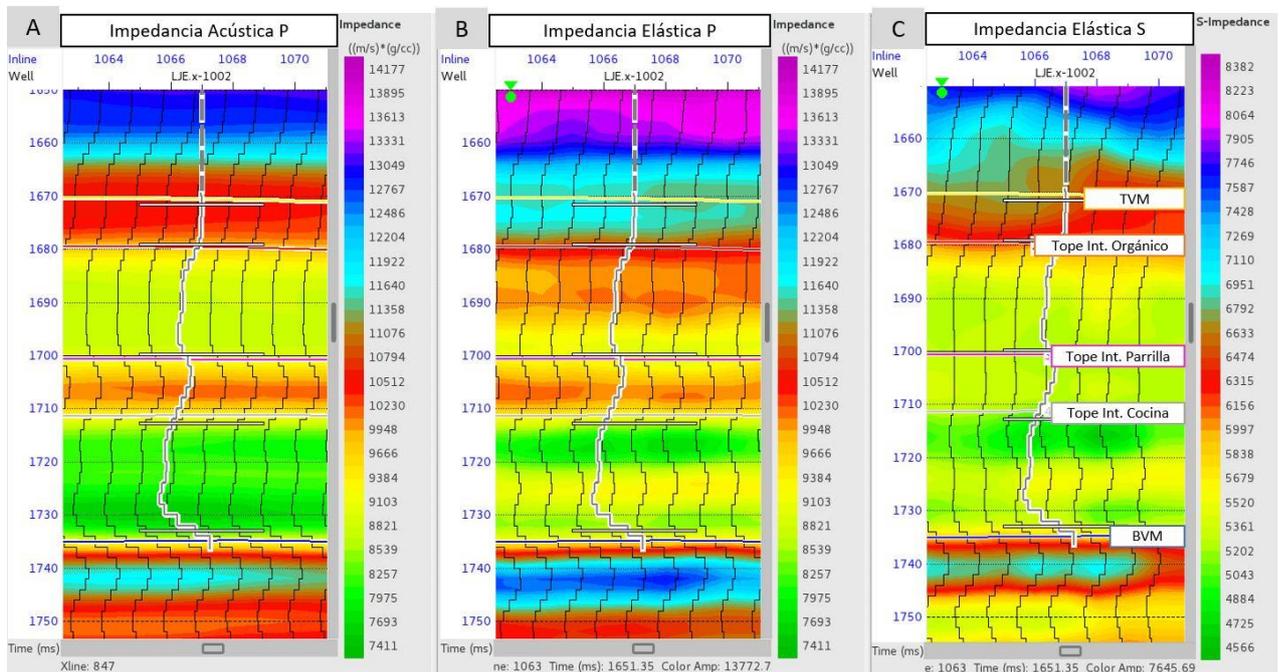


Figura 59- Comparación de información provista por los diferentes volúmenes en el intervalo Vaca Muerta en relación a las zonas interpretadas en el pozo LJE.x-1002. En la traza del pozo se muestra el perfil de impedancia P calculado filtrado a 100 Hz.

En la Figura 60 se puede observar la comparación entre la impedancia P de pozo calculada a partir de perfiles (gris), la impedancia P obtenida a partir de la inversión acústica (rojo) y la obtenida a partir de la inversión elástica (azul) en la posición de los pozos. En este caso se ve claramente una mayor resolución en las variaciones de la impedancia en el volumen elástico. En el intervalo de la Cocina se puede ver un aumento de la impedancia luego de la superficie de máximo GR (marcado como un

horizonte Intra-Cocina) en el volumen de impedancia elástica, mientras que en el acústico hay más uniformidad de valores.

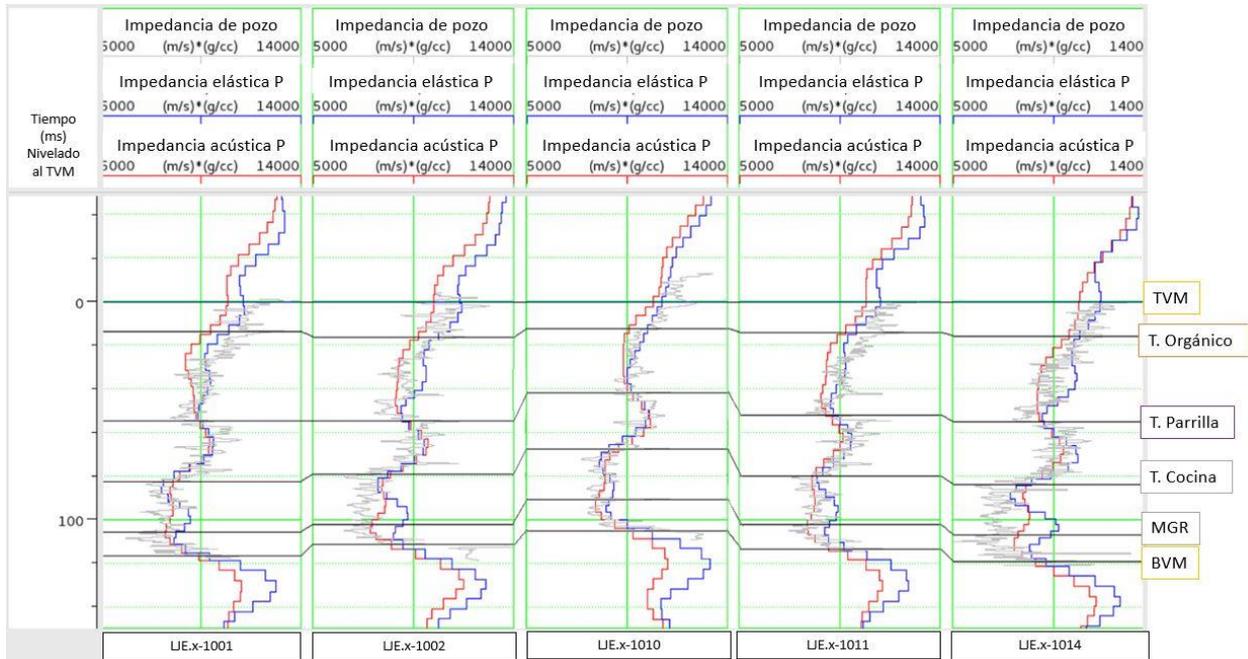


Figura 60 - Comparación ente la impedancia P de pozo calculada a partir de perfiles (gris), la impedancia obtenida a partir del volumen acústico (rojo) y elástico (azul).

El volumen de impedancia elástica S presenta valores menores ya que la onda S es más lenta que la P. Cualitativamente se puede observar (Figura 58 y Figura 59) que posee las mismas variaciones intrazona de impedancia que el cubo elástico P. Se realizó un *cross-plot* de estas variables a lo largo de una sección sísmica ONO-ESE que pasa por todos los pozos observando este comportamiento para la Fm. Vaca Muerta de ambos volúmenes de impedancia (Figura 61).

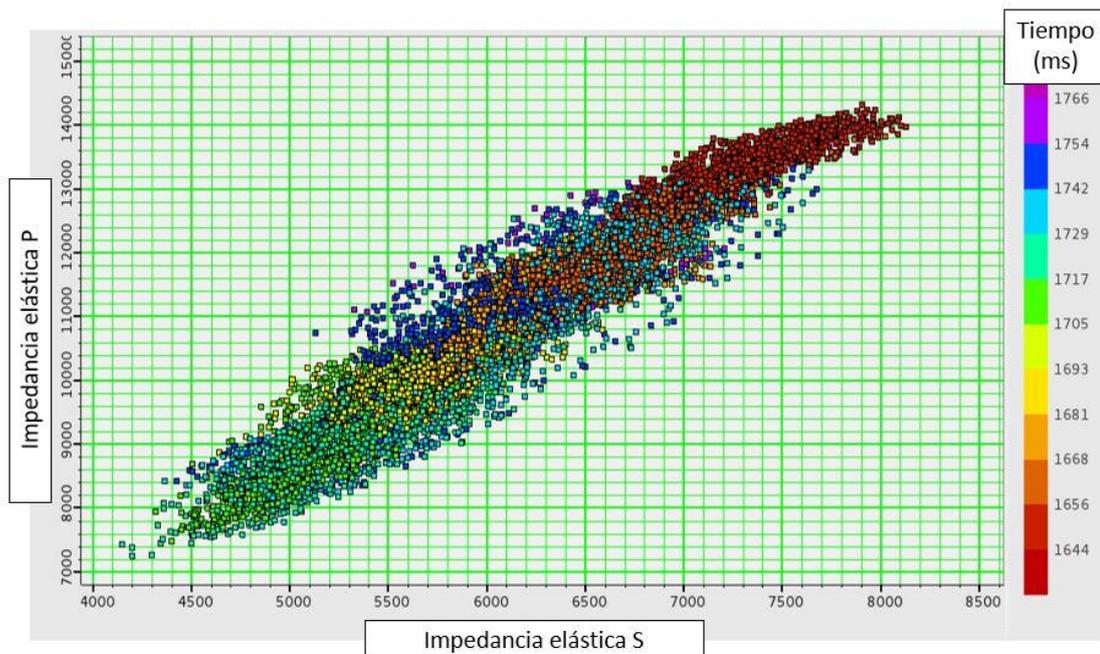


Figura 61 - Relación entre impedancia elástica P y S a lo largo de una línea que pasa por todos los pozos, en el intervalo de la Fm. Vaca Muerta.

Otras relaciones analizadas entre los atributos disponibles se pueden observar en el Anexo II.

Generación de volúmenes de atributos mediante regresión lineal multiatributos

La creación de un volumen de algún parámetro de reservorio a partir de datos de pozo y/u otros atributos tiene como objetivo predecir una propiedad derivada del registro de pozos a nivel areal utilizando atributos del dato sísmico.

Para la generación del nuevo volumen o “de salida” se puede utilizar la técnica del análisis lineal multivariado, denominado de esta forma ya que se recurre a más de una variable para predecir aquella de interés. De esta forma, se realiza una regresión lineal consistente en una suma ponderada de atributos disponibles o “de entrada”. El procedimiento consiste en varios pasos:

- A partir de las relaciones encontradas entre las propiedades petrofísicas y la impedancia en los pozos, se determina el set de atributos sísmicos más apropiado para predecir el parámetro de reservorios deseado.
- Búsqueda de la relación entre ambos usando una relación lineal multivariada o redes neuronales.
- Calibración del atributo sísmico generado y el dato de pozo.
- Aplicación de los resultados anteriores a los pozos seleccionados analizando los errores de correlación.
- Validación de los mismos por medio de *blind-test* (errores de validación).
- Extender la relación seleccionada a toda la región para crear un volumen de la propiedad deseada.

Tanto en la regresión de un atributo como en la multiatributos, se busca minimizar el error cuadrático o RMS entre la predicción y el dato real. Para la regresión multiatributos, primero se selecciona el mejor atributo individual, luego se usa éste para calcular el mejor par y así sucesivamente se van agregando atributos. Este método simplificado es mucho más rápido que si se buscaran todas las combinaciones posibles.

Debido a que el dato de pozo y el sísmico presentan diferente rango de frecuencias la elección de la longitud del operador convolucional (número de puntos aledaños al punto a estimar que se tienen en cuenta para la convolución). A mayor longitud en general menor error de correlación, a riesgo de amplificar el ruido.

El error de *training* o entrenamiento debe ser estrictamente decreciente ya que al agregar más atributos para estimar una curva el resultado debería ser mejor o igual al paso previo. Eventualmente agregar más atributos llevará a predecir el ruido en los perfiles.

El error de validación (o de *blind test*) se calcula quitando uno por uno los pozos del análisis y prediciendo su propio perfil a partir del ajuste obtenido con anterioridad usando los pozos restantes. El software en general lo realiza de forma automática ya que sirve para evaluar si se están utilizando demasiados atributos. En este trabajo se toma como referencia el error de validación para elegir la mejor correlación y sets de atributos necesarios.

El resultado final será una solución de compromiso entre el ajuste obtenido y la resolución deseada dependiendo fuertemente en cada caso de la información disponible (cantidad y calidad).

Volumen de rayos gamma

Se aplicó el proceso para obtener un volumen de GR, que como se advirtió en la sección de perfiles, es muy útil para identificar intervalos, describir zonas y se encuentra registrado en todos los

pozos. Además es el perfil más utilizado para la geonavegación durante la perforación de pozos horizontales.

Para realizar el ajuste se utilizaron todos los pozos del proyecto amarrados a la sísmica con perfiles de GR en la profundidad de Vaca Muerta y se seleccionaron los volúmenes sísmicos mencionados en la Tabla 3 como datos de entrada. Se tomó una ventana de 200 ms por encima del horizonte tope de Vaca Muerta y 100 ms por debajo de la base, ya que si se tomaba sólo la ventana entre estos horizontes no se reproducía el contraste existente con las rocas supra e infrayacentes. Además de esta manera se evita tener problemas de borde en la estimación ya que la finalidad del volumen de GR es poder identificar intervalos y describir zonas.

Al realizar el ajuste de un solo atributo, surgió un desfase vertical de más de 10 ms para el pozo horizontal LJE.x-1009h por lo que se descartan sus perfiles del ajuste. Esto se podría explicar ya, como se expresó con anterioridad, este pozo no contaba con sónico ni densidad por lo que el atado se realizó correlacionando horizontes y topes.

En la predicción con un solo atributo se usó el cubo de impedancia P, obteniendo una correlación de **0.77** a partir de la relación:

$$GR = \frac{1.68 \times 10^6}{Impedancia\ acústica\ P} - 64$$

Se realizó una correlación multiatributos buscando mejorar esta predicción. En este caso se logra un buen error de validación (Figura 62) y una correlación de **0.83** utilizando cinco atributos y un operador de un punto. Los atributos empleados son:

- Impedancia acústica P
- Polaridad Aparente
- Frecuencia promedio
- Filtrado de frecuencias 15/20-25/30
- Filtrado de frecuencias 5/10-15/20

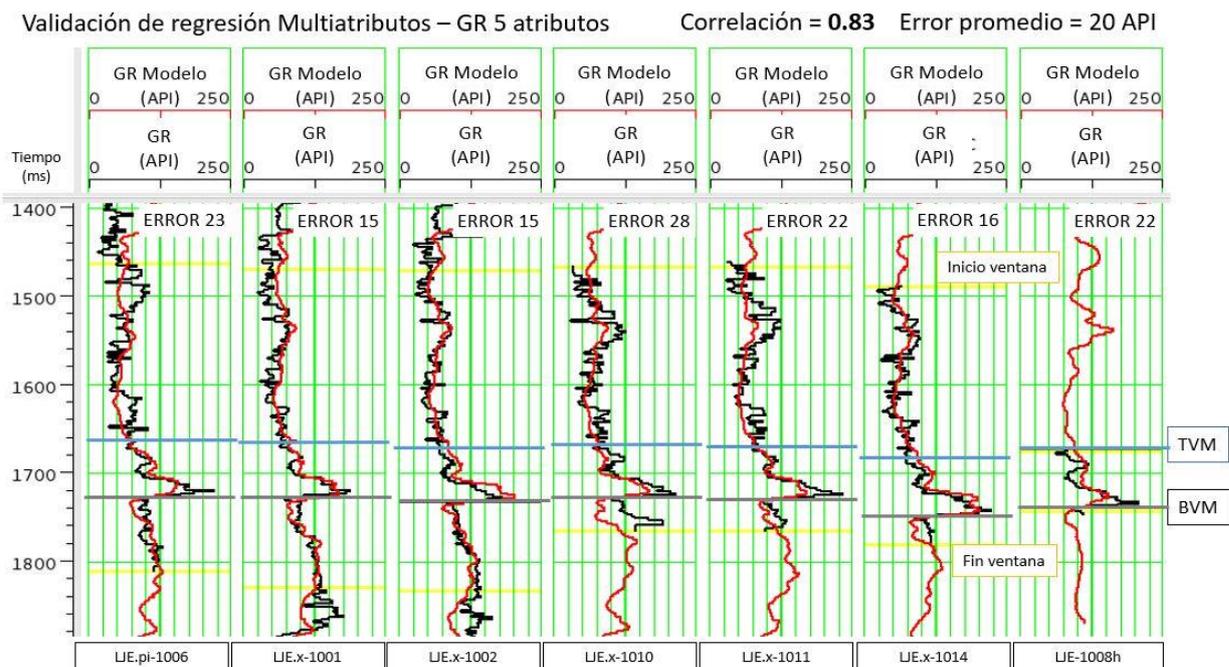


Figura 62 - Ajuste de validación de perfil GR para los pozos en la ventana elegida. En negro se puede ver el perfil registrado en los pozos y en rojo el que surge de la validación. Se indica en el track el error promedio en °API por pozo.

Tomando como válida esta correlación se procedió a realizar un volumen de GR, como se muestra en la Figura 63. Como primer punto se puede observar que los valores del perfil para La Cocina destacan del resto de la sección de Vaca Muerta. Por otro lado, llaman la atención los altos valores de GR hacia el oeste dentro del intervalo Orgánico y sobrepasando lo que se había identificado como tope de la Fm. Vaca Muerta.

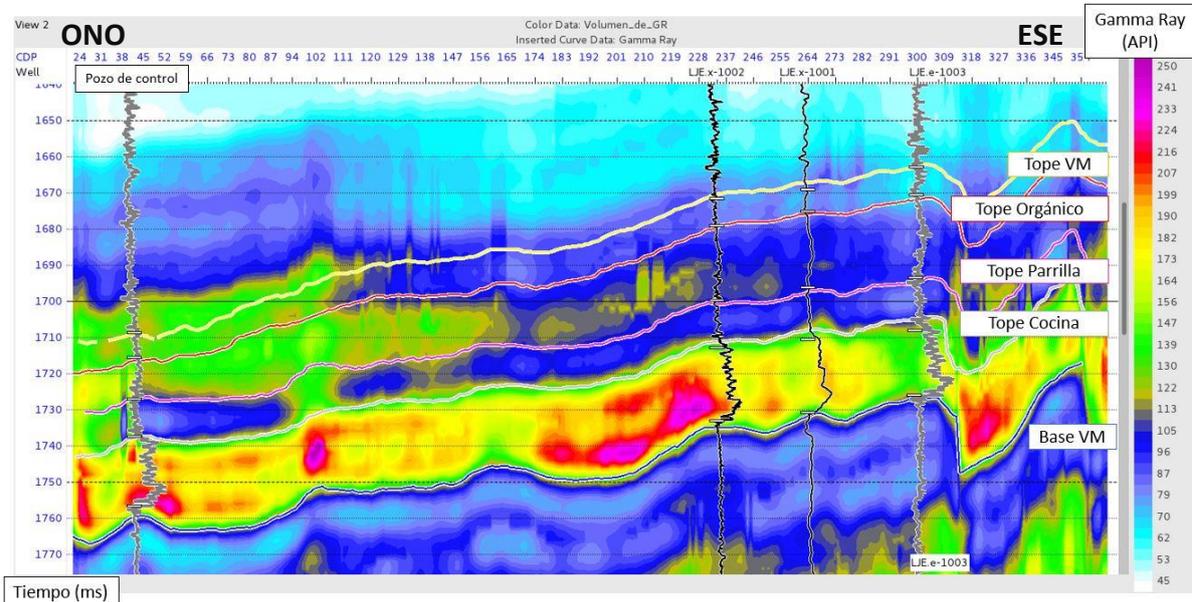


Figura 63 - Línea ONO-ESE en la zona de Vaca Muerta del volumen de GR, mostrando los pozos que tienen perfil sobre el cubo. En el extremo ONO se puede observar el pozo de control perteneciente a un área vecina. La ubicación de la línea se muestra en la Figura 52.

Como ya se expresó, un punto crítico de los volúmenes de atributos es que no presentan puntos de control hacia el oeste del bloque. Por esta razón, se añadió un pozo de control vecino (ubicado en el límite oeste del yacimiento) para verificar el error de predicción en este caso (Figura 63).

Para validar la comparación, se realizó un histograma de los valores de GR de los pozos pertenecientes al bloque LJE con perfil completo desde una profundidad de 1100 m, y el del pozo de control hasta una profundidad de 2500 m (aproximadamente el tope de Fm. Quintuco). De esta manera, el análisis se independiza de las variaciones laterales que pudiesen existir en la Fm. Vaca Muerta que es el objeto de este estudio. Se puede observar en la Figura 64a que los histogramas en los perfiles de los pozos de LJE son muy similares, mientras que el perfil del pozo de control presenta un desplazamiento hacia la izquierda de aproximadamente 10°API. Se procedió a aplicar esta normalización o desplazamiento en el perfil, resultando el histograma mostrado en la Figura 64b.

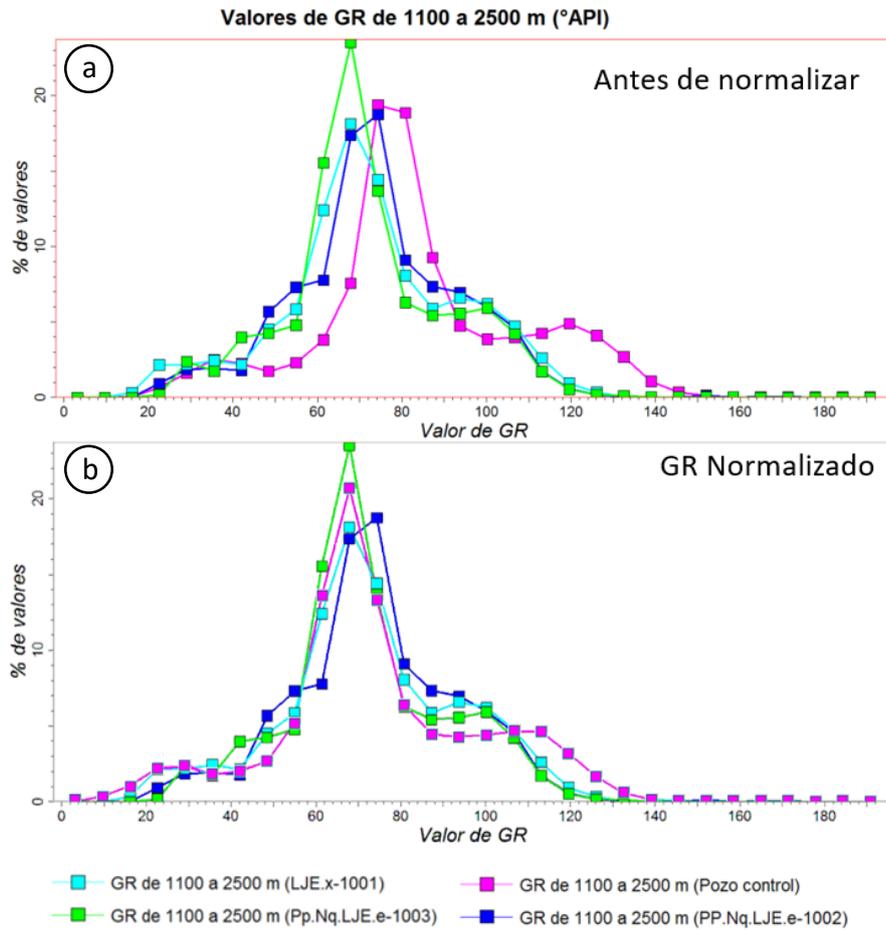


Figura 64 - Histograma de perfiles GR de pozos de LJE de 1100 a 2500 m de profundidad, comparados con el histograma del pozo de control a) sin normalizar, b) normalizado.

Una vez realizada la normalización se compararon los valores de GR en la Fm. Vaca Muerta incorporando la totalidad de los pozos utilizados en la correlación. Los resultados se observan en la Figura 65b donde se verifica que el desplazamiento que se aplicó al perfil del pozo de control (sin considerar los valores en Fm. Vaca Muerta) genera que todos los histogramas presenten un máximo común y una distribución coherente.

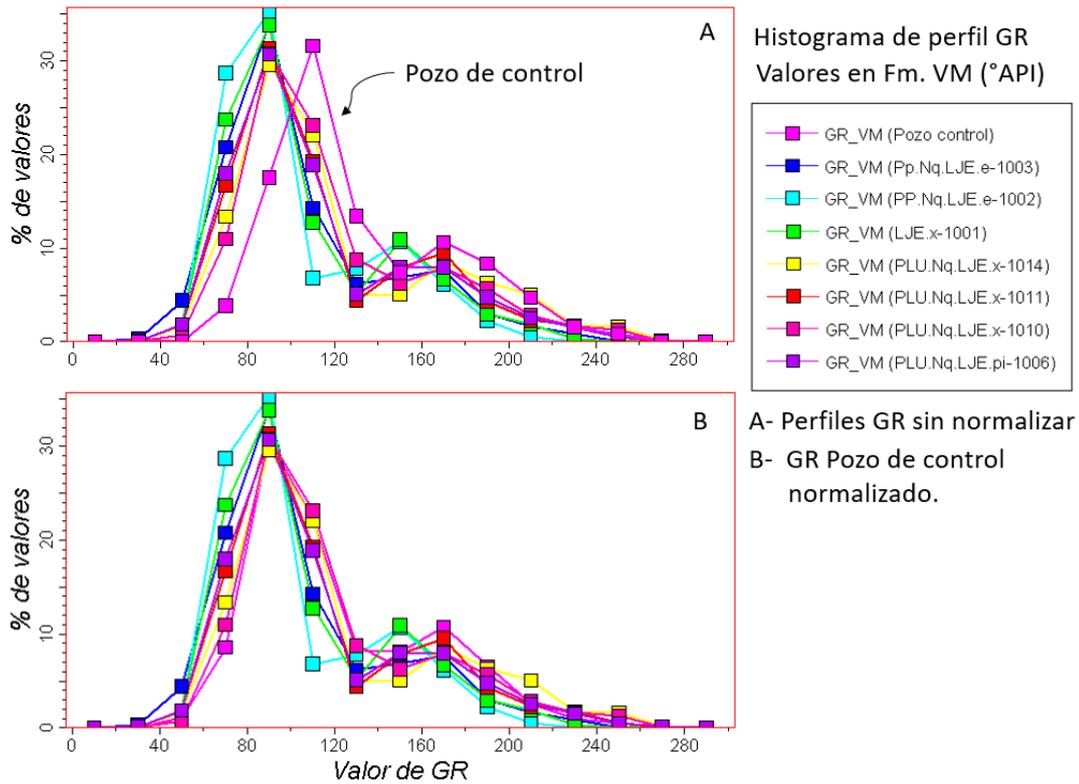


Figura 65 - Histogramas de perfiles GR de pozos de LJE en la Fm. Vaca Muerta, comparados con el histograma del pozo de control A) sin normalizar, B) normalizado.

La comparación del perfil GR normalizado del pozo de control y el de la traza sintética de GR en la posición del pozo obtenida a partir del volumen de GR se expone en la Figura 66. Se puede observar en el *crossplot* una buena correlación evidenciando que el GR modelado puede replicar las variaciones del GR medido en el pozo. Del gráfico se desprende que existe una sobreestimación del GR modelado con respecto al medido en este pozo ya que la recta que mejor los correlaciona no pasa por el origen de coordenadas.

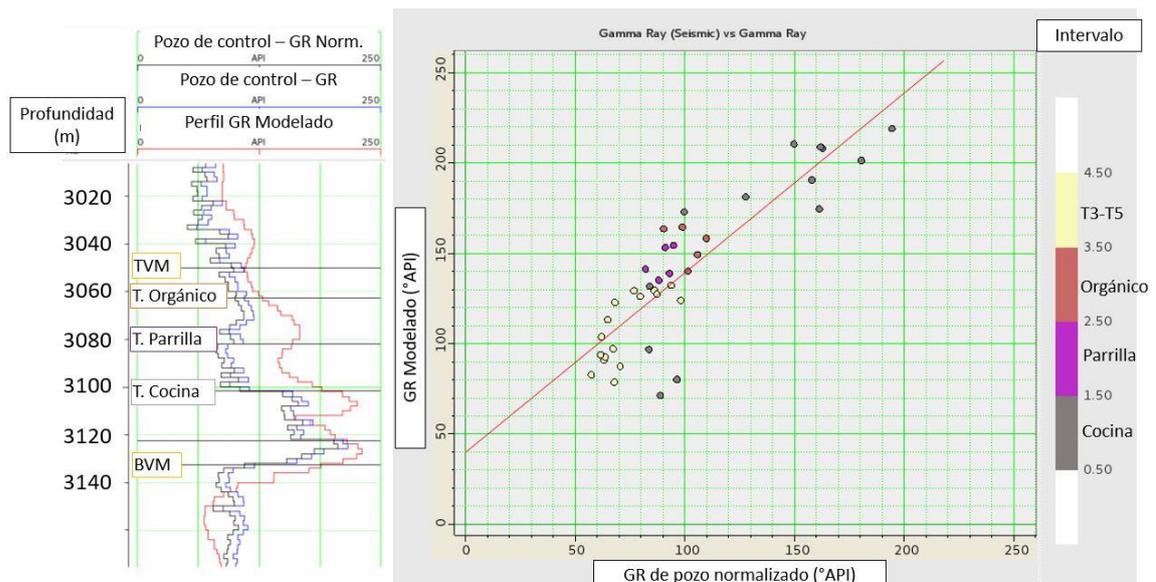


Figura 66 - Comparación entre el perfil GR registrado en el pozo de control (azul), el normalizado (negro) vs. la traza sintética extraída del volumen de GR generado, en la posición del pozo de control. Además se muestra el *crossplot* entre estos puntos cada 4 metros.

Para subsanar este efecto se añadió el pozo de control con perfil de GR normalizado antes mencionado y se generó un nuevo volumen. Los resultados de la nueva correlación se muestran en la Figura 67. En este caso la regresión multiatributos logra una correlación de **0.84** utilizando cinco atributos:

- Impedancia elástica P
- Filtrado de frecuencias 5/10-15/20 de Impedancia elástica P
- Frecuencia promedio
- Filtrado de frecuencias 0/10-50/60 de Impedancia acústica P
- Filtrado de frecuencias 5/10-15/20

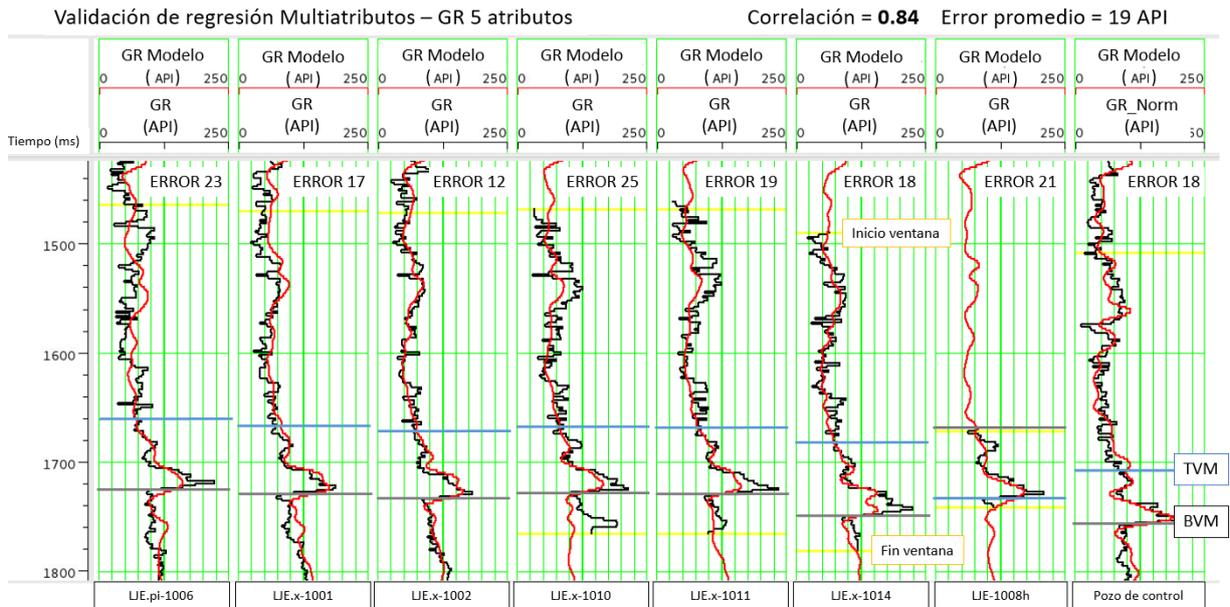


Figura 67 - Ajuste de validación de perfil GR para los incorporando el pozo de control. En negro se puede ver el perfil registrado en los pozos y en rojo el que surge de la validación. Se indica en el track el error promedio en °API por pozo.

En la Figura 68 se puede observar en la sección ONO-ESE el nuevo volumen generado, donde desaparece el efecto de incremento en los valores en la zona oeste que se veía en el primer volumen.

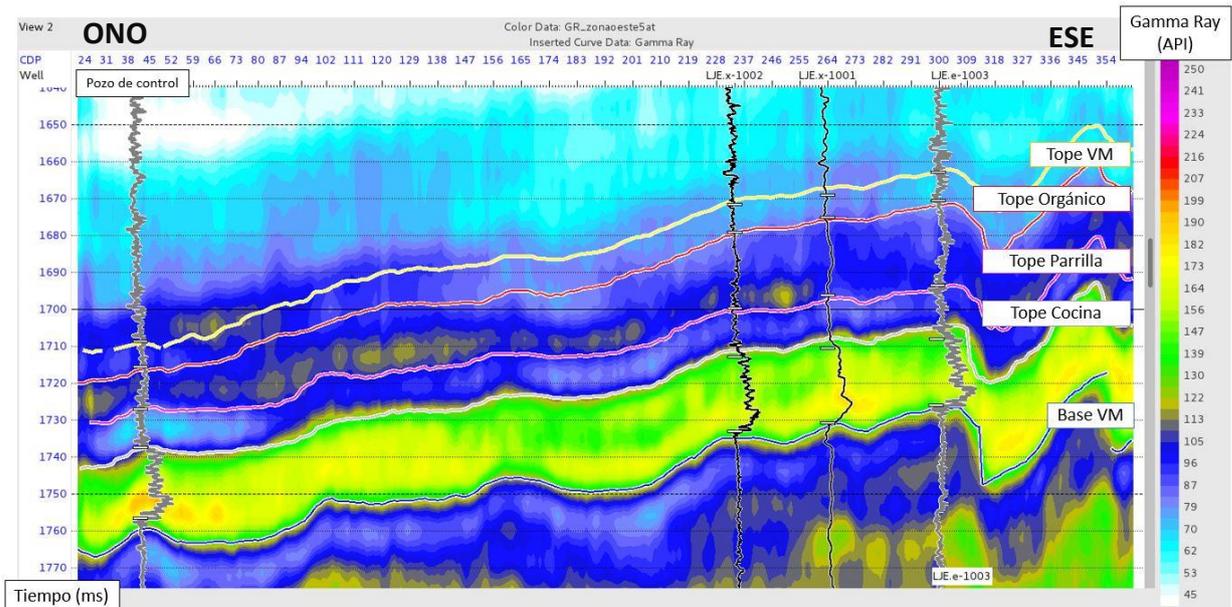


Figura 68 - Línea ONO-ESE en la zona de Vaca Muerta del volumen de GR que incorpora la información del pozo de control. La ubicación de la línea se muestra en la Figura 52.

En la sección también se puede apreciar la delimitación de La Cocina a partir de los valores significativamente mayores de GR en todo el volumen.

En el mapa de la Figura 69 se grafican los valores máximos del intervalo Orgánico para todo el área, los cuales oscilan entre 90 °API y 130 °API. La Cocina en cambio, presenta valores comprendidos entre 140 °API y 220 °API.

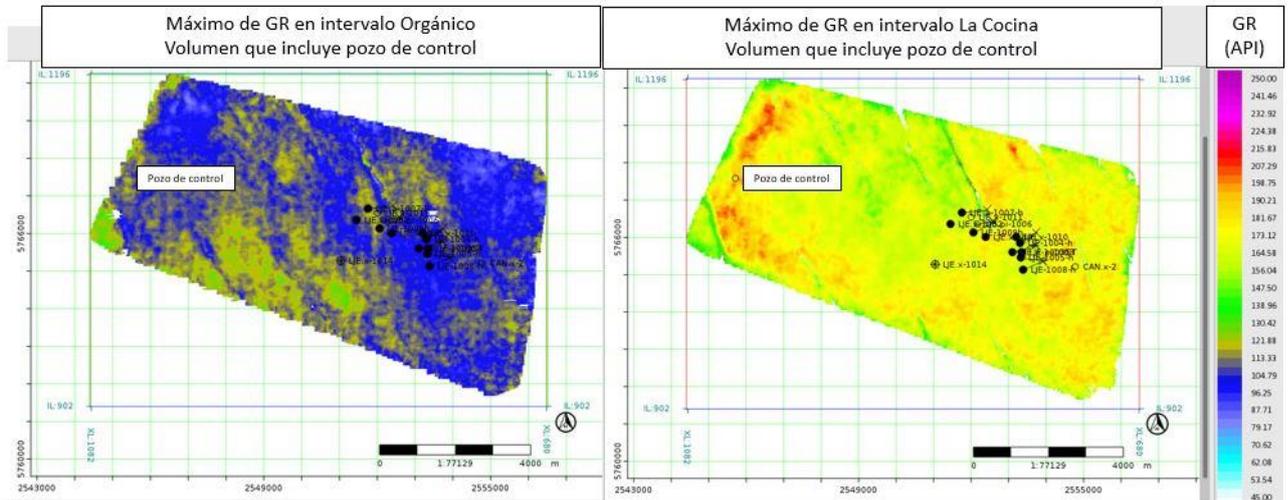


Figura 69 - Valores máximos de GR para el intervalo Orgánico y La Cocina.

Volumen de intervalos formacionales

Se generó en cada pozo un perfil de intervalos. Se le asignó el número 1 a La Cocina, el 2 a La Parrilla, el 3 al Orgánico y el 4 a la sección T3-T5 según las profundidades identificadas a partir de los perfiles de pozo.

Para el cálculo de la regresión lineal multiatributos se utilizaron todos los pozos correlacionados a la sísmica. Como era de esperarse, el cubo que mejor ajusta es el de impedancia elástica P ya que, como se observó en la interpretación de perfiles, el límite de los intervalos formacionales coincide con un cambio en la impedancia.

En el caso de la correlación multiatributos, se consigue un error de validación mínimo de **0.96** con 5 atributos y un operador de 5 puntos (Figura 70), utilizando:

- Impedancia elástica P
- Fase instantánea de coseno de la sísmica de amplitud
- Impedancia acústica P
- Sísmica de amplitud
- Impedancia elástica S

A partir de una longitud de operador de 3 puntos el ajuste es muy bueno (error menor a 0.35). De hecho, un operador de 7 puntos empeora el ajuste. Un error menor a 0.5 implica que no se interpretará un intervalo por otro ya que están clasificados con números enteros.

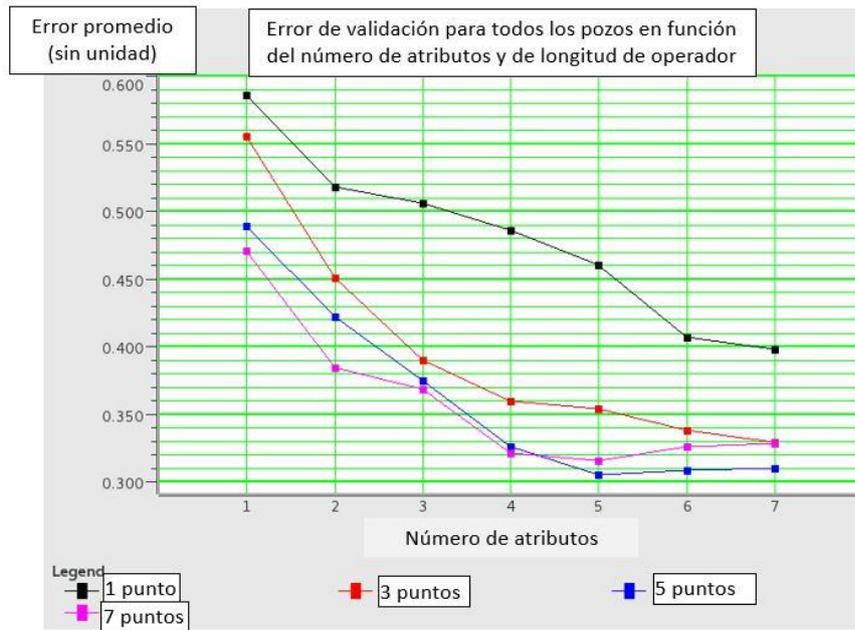


Figura 70 - Errores de validación para diferentes números de atributos (eje x) y longitud de operador (curvas de colores) para el perfil de intervalos.

En la Figura 71 se observa el perfil de intervalos formacionales estimado para cada uno de los pozos. La correlación de validación obtenida es de **0.96** y el error de 0.3 unidades. Cabe aclarar que de la forma en que se planteó el problema el software está limitado a un número entero para clasificar cada zona. Esto es, el software no discrimina si para algún atributo la Cocina es más parecida al Orgánico que a la Parrilla, sino que es una cuestión meramente numérica.

Este enfoque, sin embargo, es útil para validar los horizontes interpretados a partir de la sísmica como límites de intervalos formacionales. Esta relación es particularmente importante en la zona oeste donde no hay pozos y se pretende inferir sus propiedades petrofísicas a partir del volumen calculado.

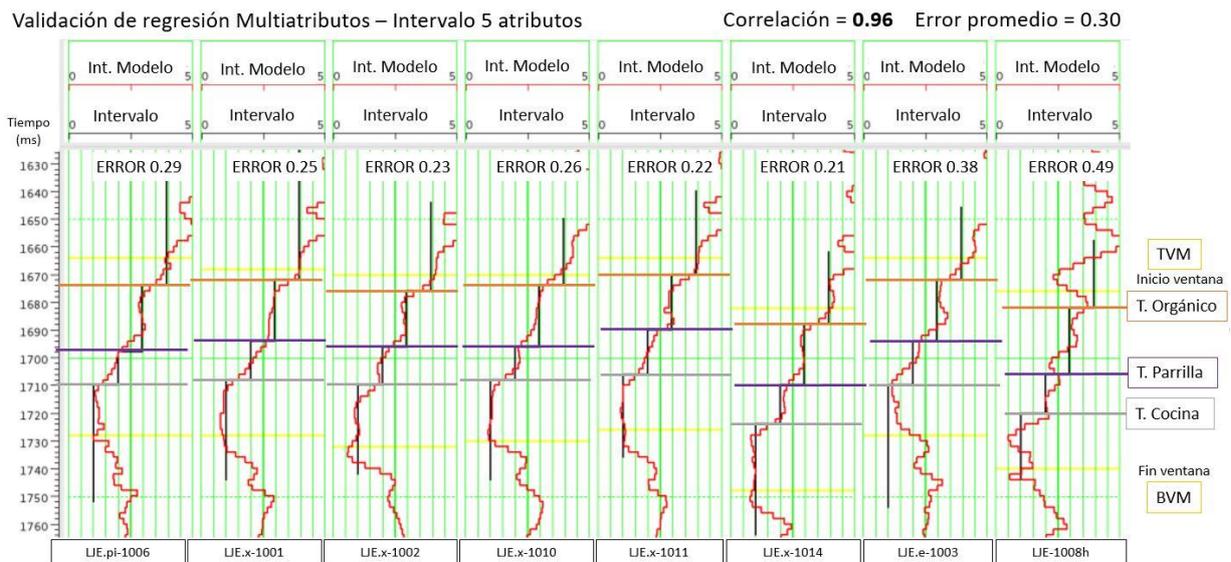


Figura 71 - Errores de validación para la regresión multiatributos de zonas. En negro se observa el valor de intervalo asignado por perfiles y en color rojo el valor estimado por atributos.

En la Figura 72 se muestra la línea ONO-ESE en la Fm. Vaca Muerta en la cual se coloreó cada sección según los valores preestablecidos. Existe una buena correlación entre los horizontes interpretados en la sísmica en la zona este del volumen. Sin embargo, hacia la zona oeste a partir del punto común profundo 124, sólo se mantienen los valores hasta la Cocina, mientras que la zona 3 parece encontrarse por encima de los reflectores interpretados como tope de la Fm. Vaca Muerta. Este efecto es similar al que se podía observar en el volumen de GR y que se corrigió utilizando el dato duro del perfil del pozo del área lindera.

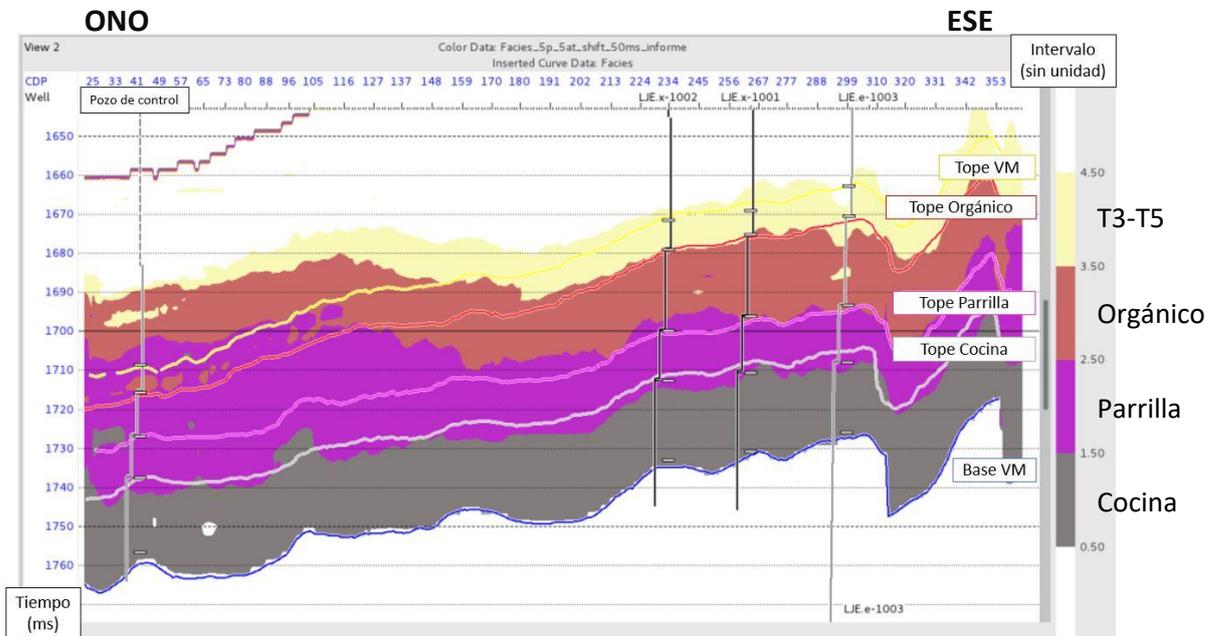


Figura 72 - Resultados del volumen de intervalos a lo largo de una línea ONO-ESE. Se puede observar que en la zona donde se ubican los pozos las zonas identificadas coinciden con los horizontes mientras que en la zona oeste esto deja de ocurrir. La ubicación de la línea se muestra en la Figura 52.

De los resultados se puede interpretar que el intervalo Orgánico presenta una variación lateral este-oeste que los pozos utilizados (ubicados hacia el este) no logran representar o capturar. No obstante, sobre el volumen de impedancias elásticas o acústicas P (Figura 73) los límites de los intervalos formacionales son coherentes con los mayores contrastes de impedancia. Por esta razón se decidió incorporar el pozo de control como dato de nuevo dato de entrada a la regresión.

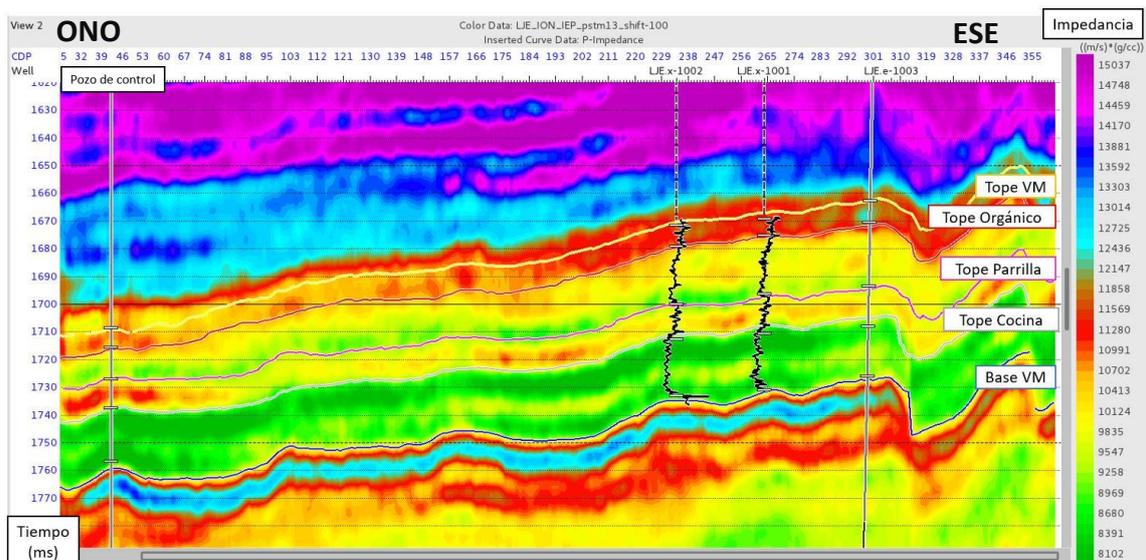


Figura 73 - Relación entre el volumen de impedancia elástica P y los horizontes interpretados en la sísmica de amplitud. La ubicación de la línea se muestra en la Figura 52.

La correlación general del nuevo volumen se mantiene en **0.96**, usando en este caso un set diferente de atributos, a saber:

- Impedancia elástica P
- Impedancia acústica P
- Filtro 0/10-50/60 de impedancia acústica P
- Polaridad aparente de la sísmica de amplitud
- Filtro 5/10-15/20 de impedancia acústica P

En la Figura 74 se observa que los intervalos formacionales coinciden en general con los horizontes sísmicos en todo el volumen. En particular mejora la predicción en la zona oeste para el intervalo Orgánico. En relación a la sección T3-T5 debido a su carácter transicional, su delimitación no es tan neta y los resultados obtenidos parecerían indicar una mejora de sus propiedades hacia el oeste.

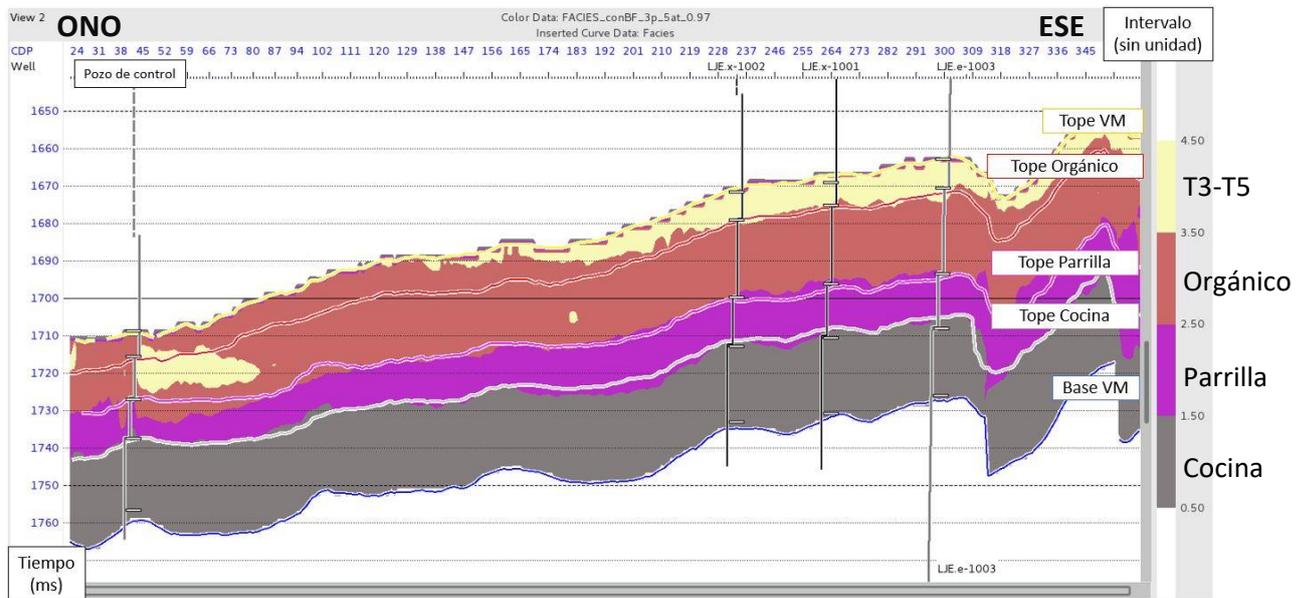


Figura 74 - Resultados del volumen de intervalos utilizando el pozo de control en el sector oeste del área a lo largo de una línea ONO-ESE. Se puede observar que en la que las zonas identificadas coinciden con los horizontes en todo el volumen. La ubicación de la línea se muestra en la Figura 52.

En la Figura 75 se listan diferentes cortes en tiempo (*time slices*) de la Fm. Vaca Muerta a partir de su base. Al igual que en la sección ONO-ESE, se puede ver que los intervalos Cocina, Parrilla y Orgánico tienen leves variaciones laterales mientras que la sección T3-T5 muestra un cambio hacia el oeste, donde mejorarían sus condiciones ya que se le asigna el número 3 (correspondiente al intervalo Orgánico).

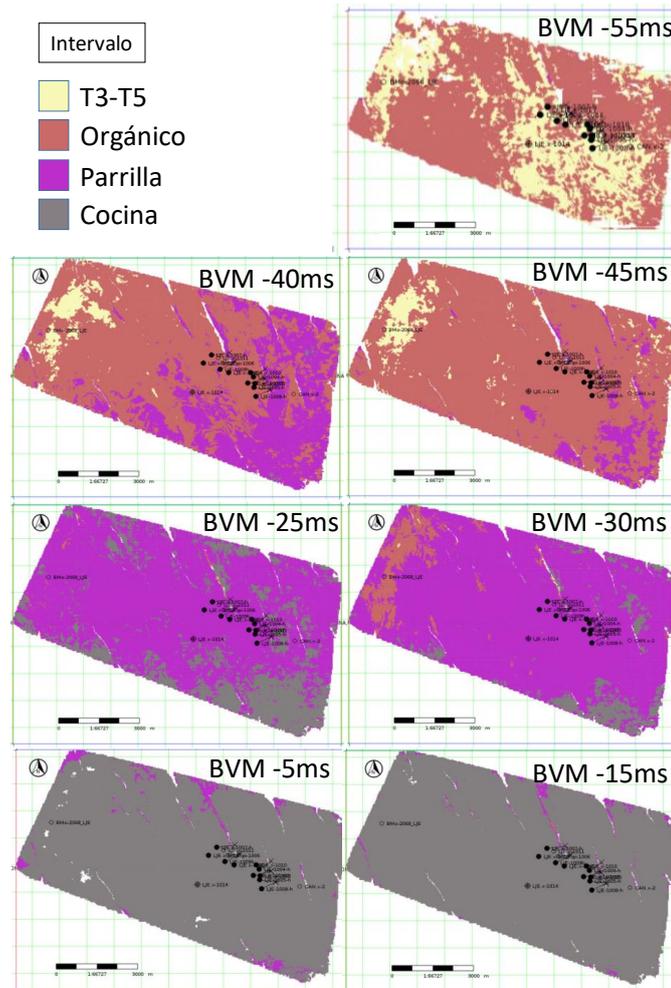


Figura 75 - Selección de cortes cada 5 ms desde la base de la Fm. Baca Muerta (BVM) para mostrar los resultados del volumen de intervalos.

Volumen de TOC

Para poder obtener conclusiones sobre la variación de la calidad orgánica en cada uno de los intervalos a nivel areal, se decidió realizar un volumen de TOC a partir de los perfiles de Passey calculados en los pozos independientemente del intervalo formacional asignado. Este volumen será especialmente útil para caracterizar la zona donde no se cuenta con datos de pozos perforados.

Para realizar el ajuste se utilizaron todos los pozos del proyecto amarrados a la sísmica con cruce de Passey calculado: LJE.x-1001, LJE.x-1002, LJE.pi-1003, LJE.pi-1006 y los tres pozos con objetivo Vaca Muerta: LJE.x-1010, LJE.x-1011 y LJE.x-1014.

La relación encontrada a partir de un solo atributo con el volumen de impedancia elástica P es:

$$\text{TOC Passey} = \frac{159790}{\text{Impedancia } P \text{ elástica}} \pm 12.49$$

La misma presenta un error en TOC del 1.1% y una correlación de **0.86** (correlación de validación **0.84**). En general el ajuste es similar para todos los pozos como se puede ver en la Figura 76, donde se observa la buena representación de las variaciones de TOC de parte de este único atributo. En la Figura 77 esta relación se puede ver en un *crossplot* de datos.

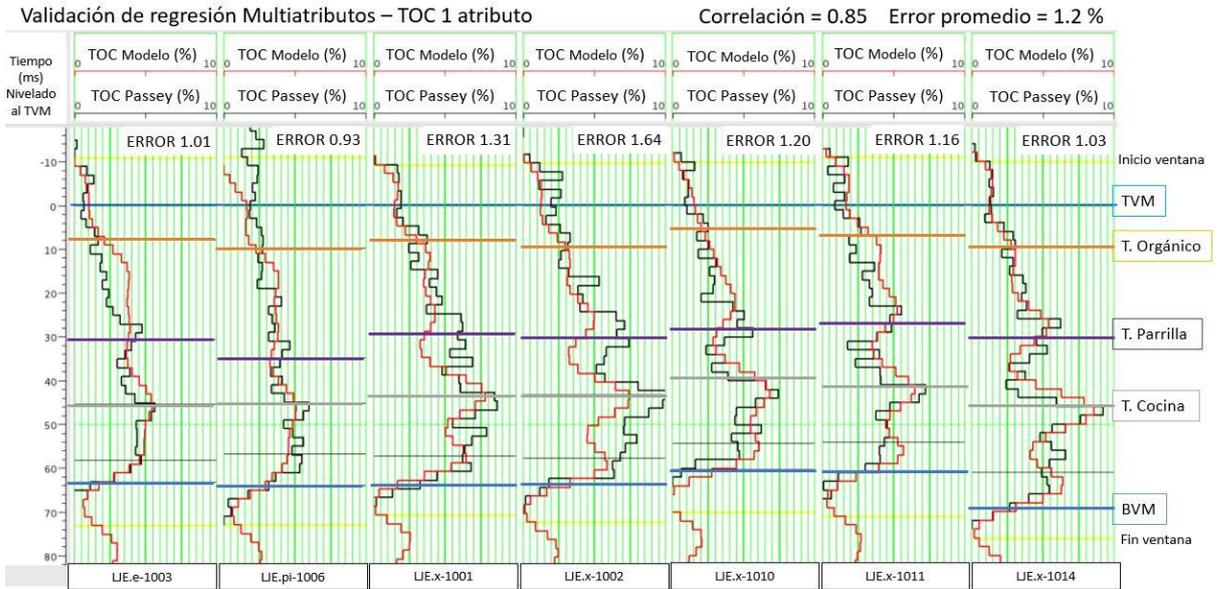


Figura 76 - Error de validación para pozos con TOC calculado a partir de Passey. Se muestra en negro el perfil de cruce de Passey y en rojo el calculado a partir de una regresión con un solo atributo.

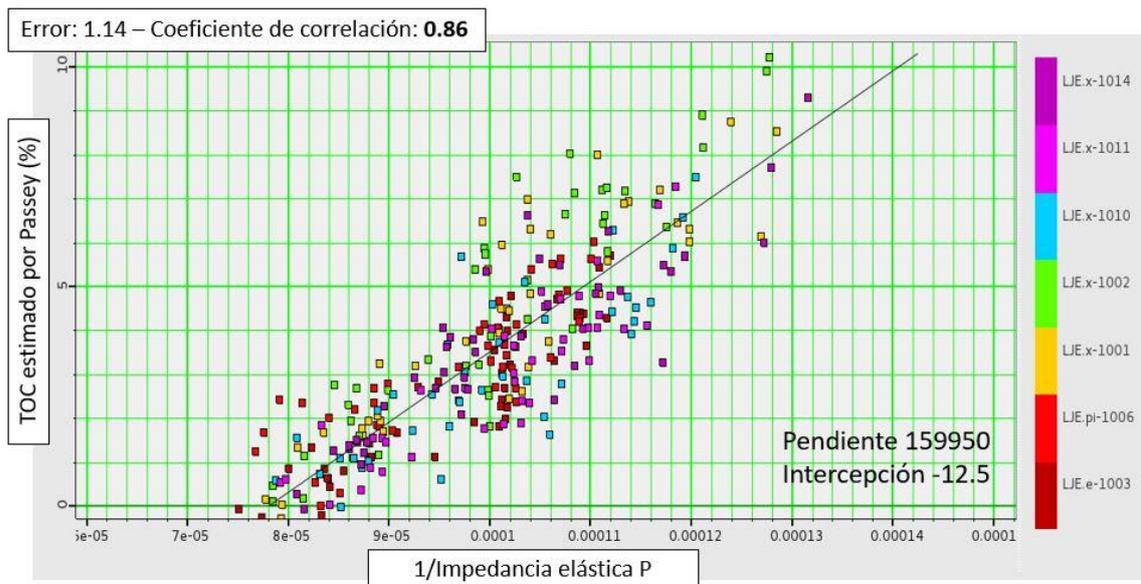


Figura 77 - Crossplot entre valores de TOC calculados por Passey en los pozos y la relación obtenida a partir de la impedancia elástica P por pozo en una regresión de un solo atributo.

Si se compara este mismo resultado utilizando la impedancia acústica P, la correlación baja a 0.79 con un error de 1.38%. **Es decir que la impedancia elástica explica mejor la variación del TOC en un 6%**, tal como se esperaba (debido a que tiene más resolución) luego de comparar los volúmenes en los diferentes pozos, en los intervalos Orgánico y Cocina fundamentalmente (Figura 60).

Posteriormente se realizó la correlación multiatributos. Se obtiene un ajuste óptimo con 6 atributos y un operador de 5 puntos resultando un error de validación cercano al 0.9 % en TOC (Figura 78). Se elige esta longitud de operador versus la de 7 puntos ya que esta última, a pesar de resultar en un error menor para 5 atributos, es una solución que empeora al sumar más atributos indicando inestabilidad en el ajuste.

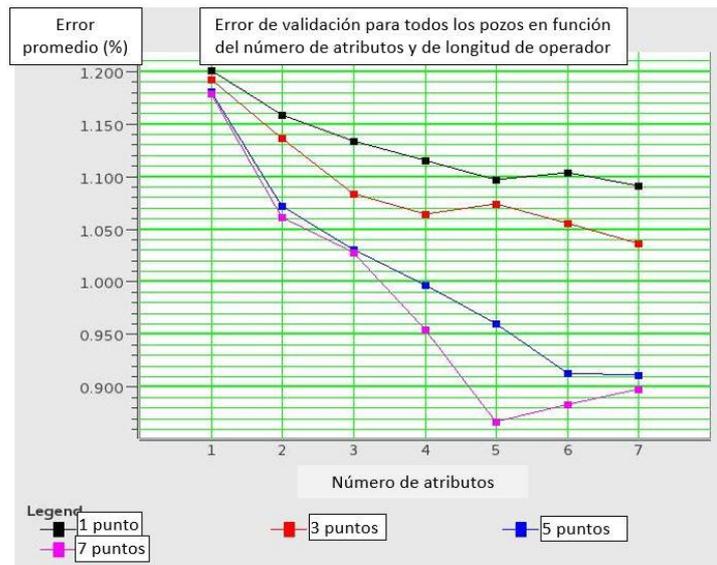


Figura 78 - Errores de validación para diferentes números de atributos (eje x) y longitud de operador (curvas de colores) para el perfil de TOC.

El volumen multiatributos queda constituido por los siguientes atributos:

- 1/Impedancia elástica P.
- La derivada instantánea de la sísmica de amplitud
- El coseno de la fase instantánea de la sísmica de amplitud
- La frecuencia promedio de la sísmica de amplitud
- La frecuencia dominante de la sísmica de amplitud
- 1/Volumen de velocidades Vp

En este caso el error de validación es menor al 1% y la correlación de **0.92**. La alta correlación entre el perfil de Passey y el TOC sintético se muestra en la Figura 79 y en forma de crossplot en la Figura 80. Se puede concluir entonces, que agregar estos cinco atributos y aumentar la longitud del operador de 1 a 5 puntos genera un aumento en la correlación del 6% en la zona de los pozos.

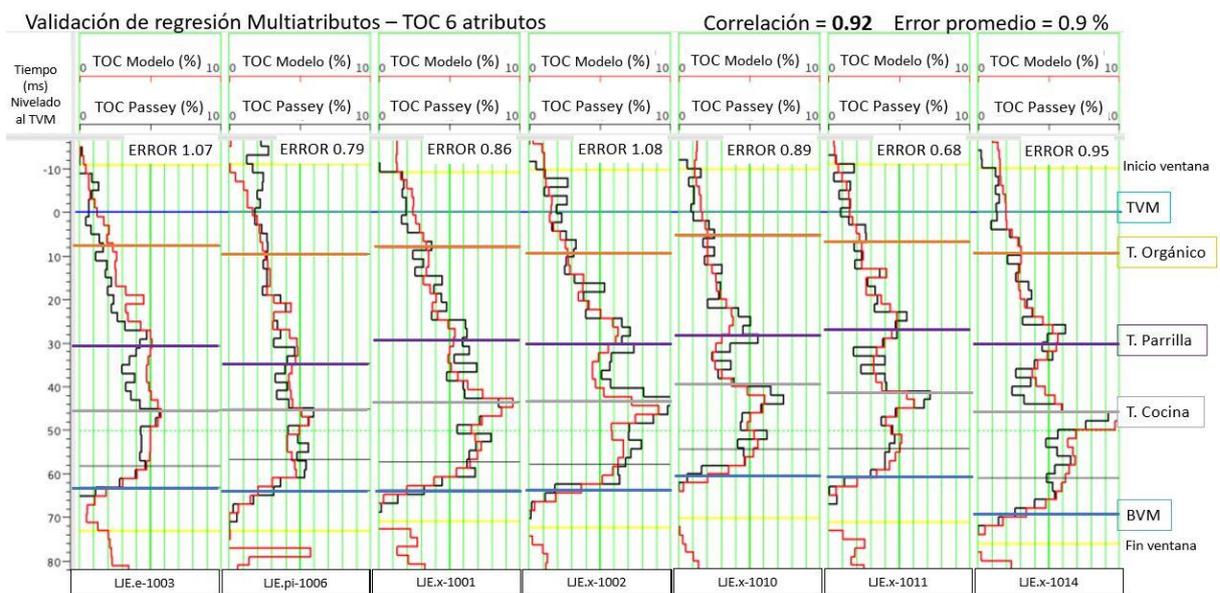


Figura 79 - Error de validación para pozos con TOC calculado a partir de Passey. Se muestra en negro el perfil de cruce de Passey y en rojo el calculado a partir de una regresión multiatributos.

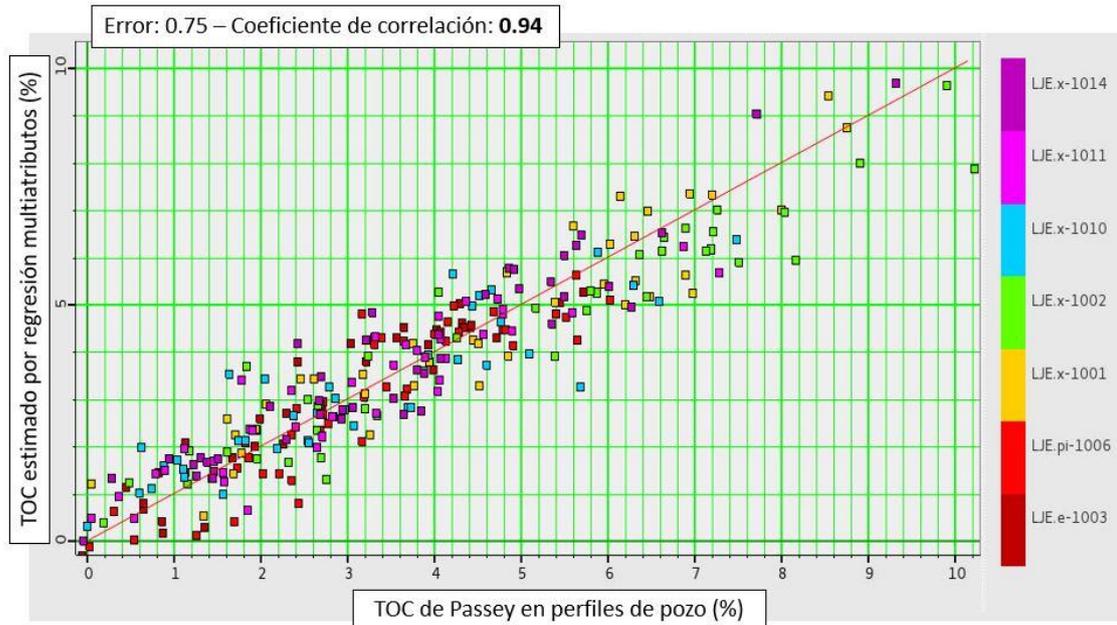


Figura 80 - Crossplot entre valores de TOC calculados por Passey en los pozos y el estimado a partir de la regresión multiatributos.

En este caso y debido al área pequeña de LJE se puede calcular un volumen generado a partir de cada una de las correlaciones y detectar las diferencias para verificar si vale la pena aumentar la complejidad del cálculo computacional para mejorar la correlación que ya era más que aceptable con un solo atributo.

En la Figura 81 y la Figura 82 se puede observar a lo largo de la línea ONO-ESE los valores de TOC (en colores) calculados mediante la regresión de un solo atributo y multiatributos respectivamente. En ambos volúmenes se puede ver que llamativamente el TOC de La Cocina presenta valores menores en la zona de pozos con respecto a las zonas centro/oeste del volumen donde no hay pozos de control. Estas diferencias son mayores incluso en la regresión multiatributos.

Los valores de TOC difieren entre ambos volúmenes en el intervalo T3-T5. Para el caso de un atributo mejora sus valores de TOC hacia el oeste hasta llegar al 3%, mientras que en el volumen multiatributos esta situación no se ve reflejada.

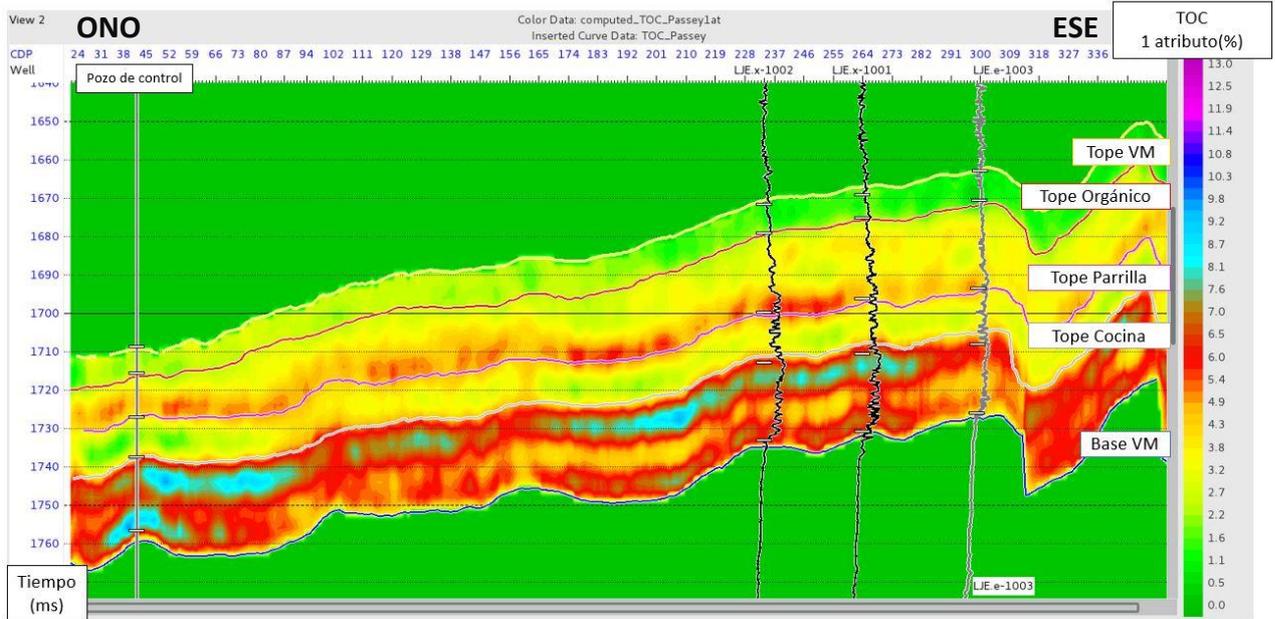


Figura 81 - Valores de TOC calculados en línea ONO-ESE para una regresión de un solo atributo. La ubicación de la línea se muestra en la Figura 52.

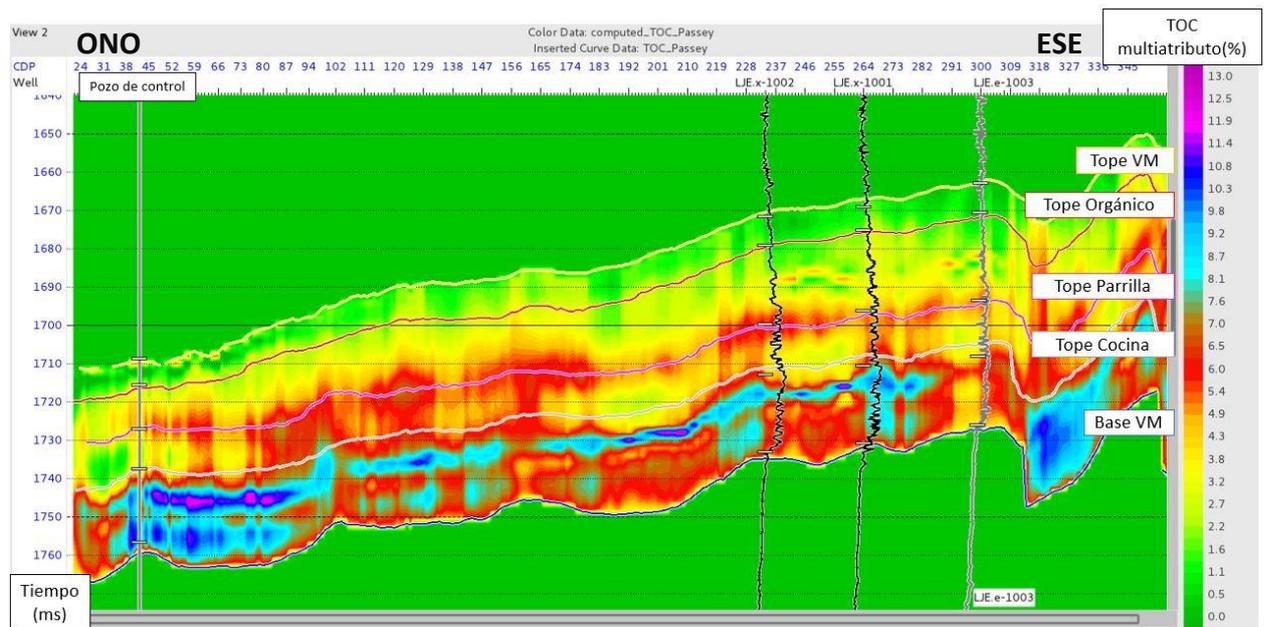


Figura 82 - Valores de TOC calculados en línea ONO-ESE para una regresión multiatributos. La ubicación de la línea se muestra en la Figura 52.

En la Figura 83 observa la resta entre ambos volúmenes de TOC. Como era de esperarse en la zona de los pozos estas diferencias son mínimas, mientras que en las zonas donde no hay control alcanzan un máximo de 4% de TOC en la zona más rica de La Cocina. Por otro lado, en el intervalo T3-T5 se evidencia la diferencia antes mencionada con valores máximos de 3%.

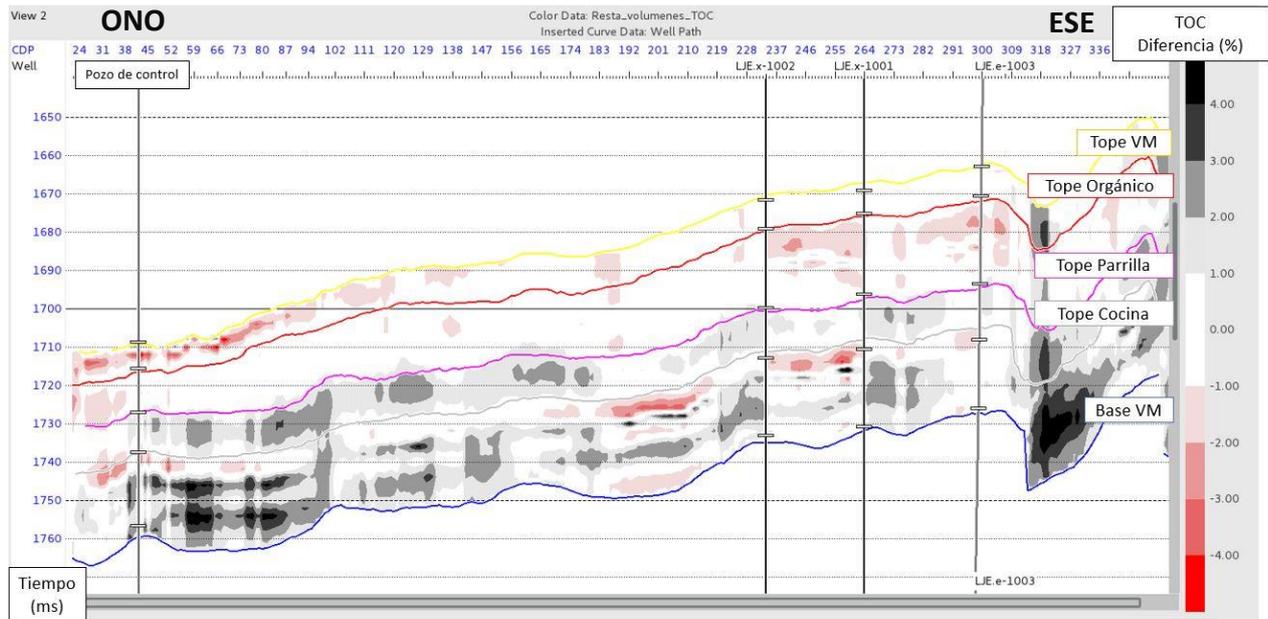


Figura 83 - Resta de volúmenes de TOC (Multiatributos - Un solo atributo). En los colores rojos la regresión de un solo atributo genera un mayor valor de TOC. La ubicación de la línea se muestra en la Figura 52.

Estimación de zonas con mejor TOC y productividad

Para analizar el contenido orgánico de la Fm. Vaca Muerta se tomó el intervalo de La Cocina debido a su interés productivo. Se realizaron mapas de TOC promedio y máximo tanto para el volumen multiatributos como para el generado a partir de un solo atributo. En la Figura 84 se puede observar que los valores medios de TOC difieren significativamente entre ambos volúmenes en las zonas donde no hay pozos.

Si bien estos valores absolutos son diferentes, las zonas con mayor TOC coinciden en ambos mapas. Queda evidenciado aquí la importancia de contar con las mediciones de contenido orgánico de la corona del LJE.x-1014 para verificar que el TOC en esa zona efectivamente es mayor como se calcula mediante el cruce de Passey y se da por válido para construir el modelo.

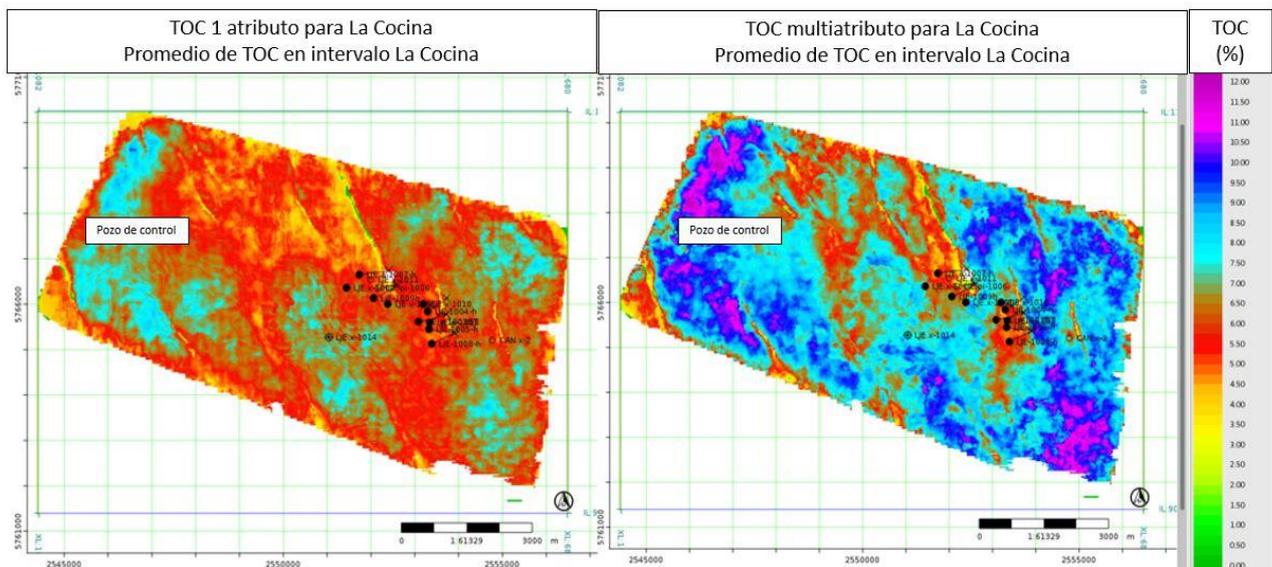


Figura 84 - Valores de TOC para el intervalo La Cocina. Se muestra el valor promedio para esta sección en el cubo resultante de la correlación de 1 atributo (izquierda) y la multiatributos (derecha).

En el intervalo Orgánico se verifica que los valores de TOC son menores a los de la Cocina de acuerdo a toda la información analizada. En este caso ambos volúmenes de TOC reportan valores similares entre 2% y 6% como se puede ver en la Figura 85. Si bien se distingue una clara diferencia con la Cocina, existe un enriquecimiento en TOC con respecto a la zona suprayacente de La Parrilla, alterando el empobrecimiento de la formación hacia el tope más carbonático.

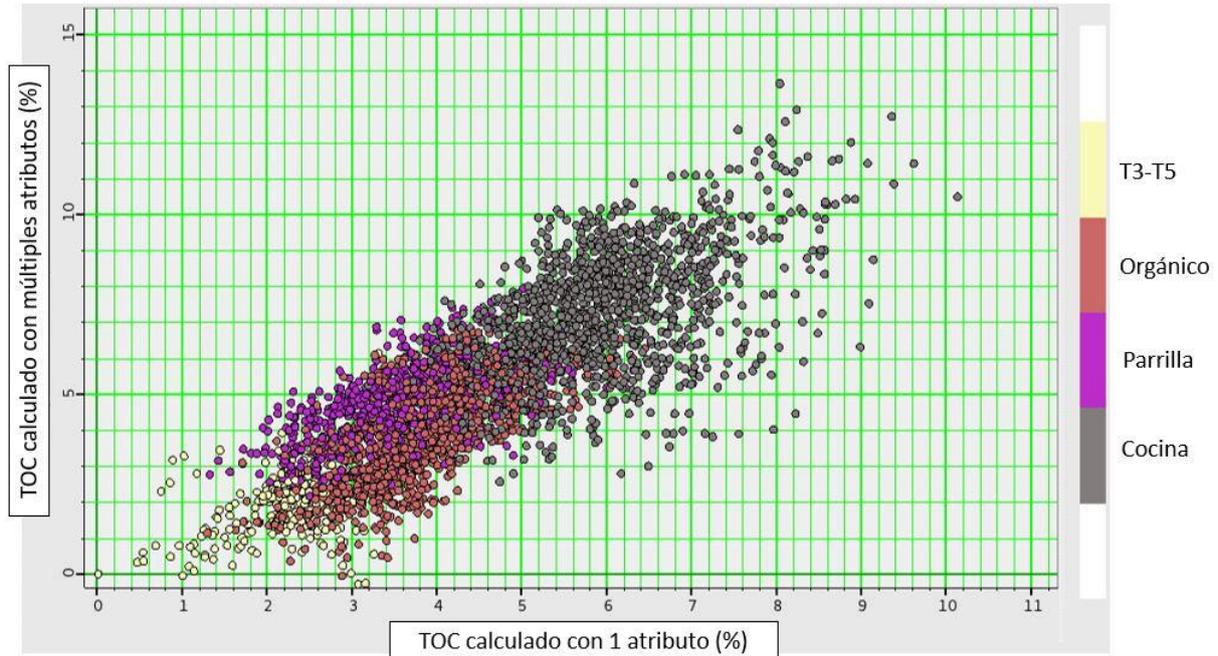


Figura 85 - Crossplot entre volúmenes de TOC para los volúmenes generados a partir de un atributo (eje x) y multiatributos (eje y). En colores se muestran las zonas establecidas a partir de los horizontes sísmicos.

El mapa de TOC obtenido a partir de la correlación multiatributos llega a promediar 12% en algunas zonas. Luego de analizar los volúmenes de TOC calculados e integrar los datos disponibles de LJE y Coirón Amargo (Feinstein y De la Cal, 2016), se elige trabajar con el modelo de un solo atributo para estimar productividades.

Si se toma como válida la correlación entre el TOC y la productividad de los pozos que se estimó en la Figura 42, las zonas con mayor TOC promedian el 7%, lo que equivale a 4.5 Mm³ de producción estimada acumulada por fractura para un pozo que se perfora con una rama horizontal ubicada en su totalidad en el intervalo de La Cocina (similar a lo obtenido en el LJE-x-1014). Este valor se obtuvo considerando fracturas similares y que las mismas no se interfieren entre sí.

Conclusiones

- Se distinguieron cuatro intervalos en la Fm. Vaca Muerta en los pozos analizados. Los mismos se identificaron a partir de los perfiles de pozo, haciendo uso fundamentalmente de la respuesta de los perfiles de rayos gamma, sónico, resistividad y mineralógico. Los intervalos se nombraron: Cocina, Parrilla, Orgánico y T3-T5, en función de las denominaciones utilizadas en yacimientos análogos y/o linderos.
- Cada una de las secciones identificadas presenta una composición mineralógica, contenido orgánico y respuesta a los registros eléctricos específica. En general cada intervalo es homogéneo (presenta un rango acotado de estos parámetros), salvo el Orgánico, el cual presenta una transición desde una base más rica en TOC hacia un tope más pobre.
- El intervalo Orgánico en LJE tiene un espesor de 43 m con TOC máximos del 5%, valores menores respecto a otras áreas del centro de cuenca en los que alcanza los 200 m de espesor con contenido orgánico de hasta el 8%. Esto se debe fundamentalmente a la posición marginal del yacimiento en la cuenca y al diacronismo en su relleno. En LJE, a diferencia de otras áreas, este no sería el principal objetivo productivo.
- La Fm. Vaca Muerta presenta buena continuidad lateral en toda el área. Tomando el tope de la formación en el cruce de Passey, su espesor promedio es de 120 m, coincidiendo con los 130 m descriptos en el área lindera Coirón Amargo (Feinstein y De la Cal, 2016).
- Se utilizaron los datos de *cutting* para calibrar el perfil de TOC calculado a partir del cruce de Passey. Los datos de corona tomados en La Cocina presentan valores sensiblemente mayores de TOC que los del *cutting*. Se recomienda evaluar una eventual calibración cuando se obtengan los datos del análisis de la corona del pozo LJE-1014.
- Existe un buen ajuste entre los valores de TOC de *cutting* y la estimación del cruce de Passey utilizando un mismo escalar. Estos valores son consistentes con los medidos en el yacimiento vecino Coirón Amargo (Feinstein y De la Cal, 2016).
- El contenido orgánico calculado registra sus máximos en los intervalos denominados Cocina y Orgánico, coincidiendo con las secciones testeadas en los tres pozos con objetivo Fm. Vaca Muerta.
- Existe una alta correlación entre el TOC y la impedancia acústica calculada en los pozos.
- Al estimar la productividad de un pozo hacia el oeste del área hay que tener especial recaudo al tomar como válido el TOC del intervalo Orgánico. Esto ocurre debido a que la totalidad de los pozos del área están perforados en la mitad este de la misma. Para el caso del volumen de TOC no se contaba con un pozo de control con este dato.
- Debido a las correlaciones encontradas utilizando regresión lineal y realizando una comparación visual entre los volúmenes de impedancia acústica y elástica, se puede concluir que los volúmenes de impedancia elástica presentan mayor sensibilidad ante el contenido orgánico intra-intervalo y más información acerca de los intervalos objetivo. Al parecer, la impedancia acústica “suaviza” las variaciones que la impedancia elástica puede definir.

- El volumen de TOC puede ser explicado casi en su totalidad con la impedancia elástica P debido a su alta correlación. La misma explica mejor la variación del TOC en un 6% con respecto a la acústica en los volúmenes disponibles en LJE. El resto de los atributos en la correlación multiatributos, si bien mejoran la correlación, están ponderados por un factor diez veces menor que el de la impedancia elástica.
- Si se toma como válida la correlación entre el TOC y la productividad estimada de los pozos, las zonas con mayor TOC promedio podrían acumular hasta 4.5 Mm³ de petróleo por fractura.
- A la hora de planificar el desarrollo de un yacimiento es de suma importancia contar con un volumen de TOC para identificar arealmente las zonas potencialmente más productivas. En tanto que para ayudar a la geonavegación a ubicar los pozos en el intervalo deseado, es de gran utilidad contar con un volumen de rayos gamma.

Anexo I: Mapas isocronales de los horizontes interpretados.

En las siguientes figuras (Figura 86, Figura 87, Figura 88 y Figura 89) se muestran los mapas en tiempo de los horizontes interpretados. El mapa de la base de la Fm. Vaca Muerta corresponde a la Figura 54 antes mencionada.

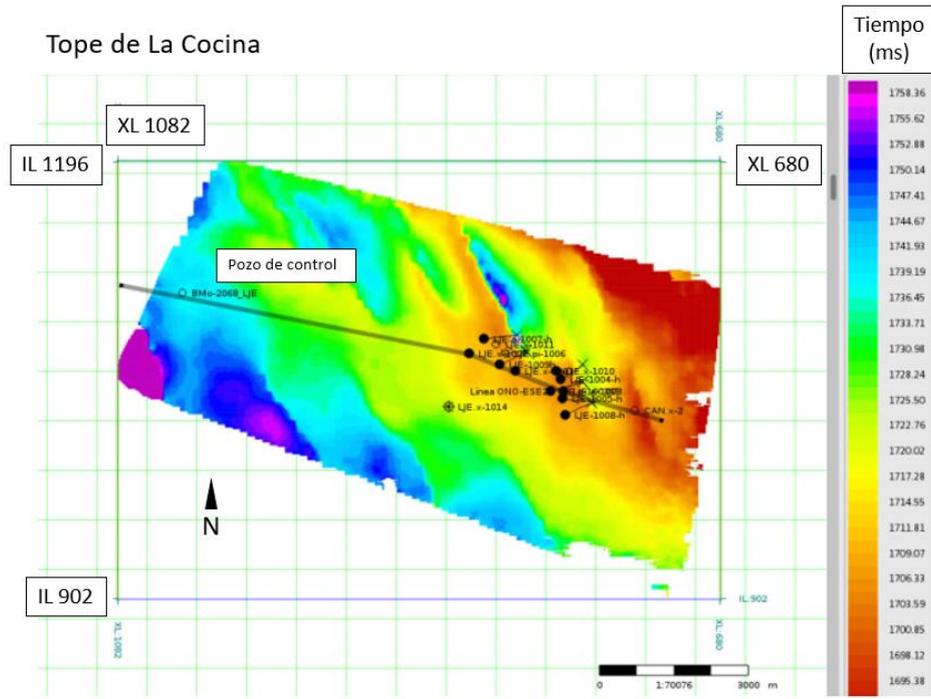


Figura 86 - Mapa en tiempo del tope de La Cocina. Los colores rojos indican menores tiempos, mientras que los azules indican tiempos mayores.

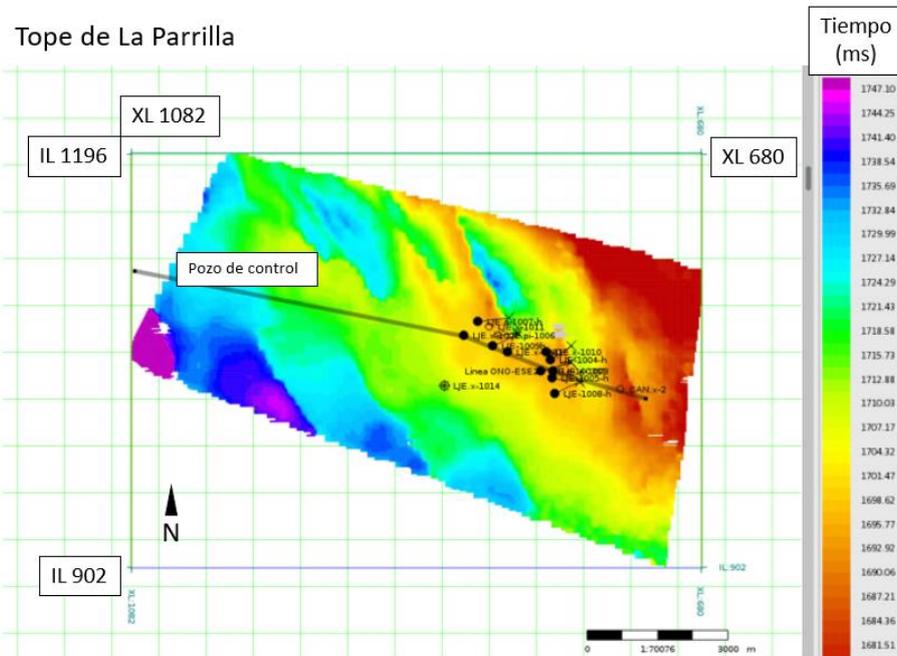


Figura 87 - Mapa en tiempo del tope de La Parrilla. Los colores rojos indican menores tiempos, mientras que los azules indican tiempos mayores.

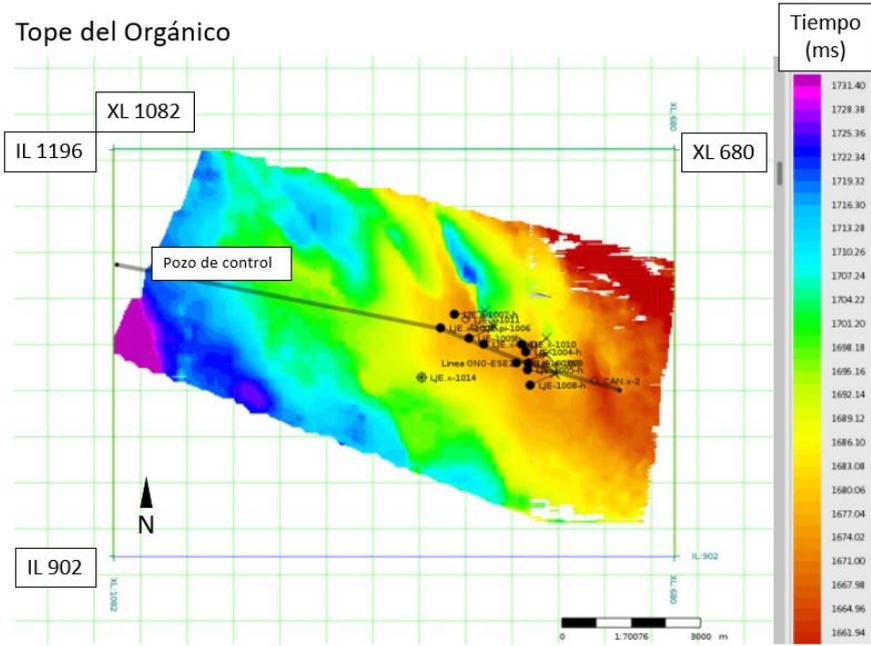


Figura 88 - Mapa en tiempo del tope del intervalo Orgánico. Los colores rojos indican menores tiempos, mientras que los azules indican tiempos mayores.

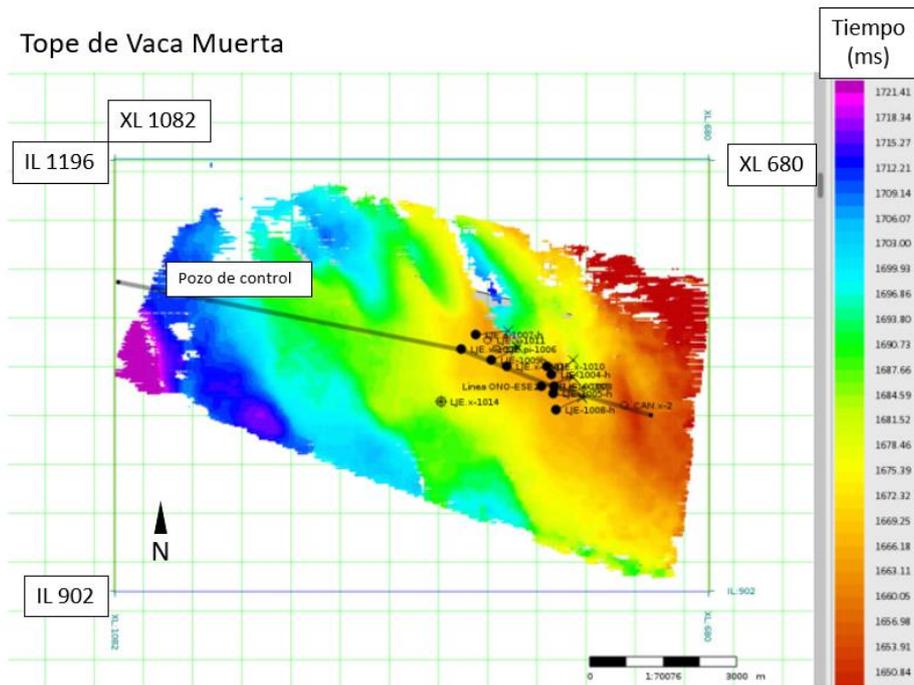


Figura 89 - Mapa en tiempo del tope la Fm. Vaca Muerta. Los colores rojos indican menores tiempos, mientras que los azules indican tiempos mayores.

Anexo II: Relación entre los volúmenes sísmicos disponibles, los generados y los intervalos interpretados.

En las siguientes figuras se observan diferentes relaciones entre atributos parametrizados según el intervalo formacional al que corresponden con el objetivo de encontrar características propias de cada uno. En todos los casos se grafica esta relación en la totalidad del área.

En la Figura 90 se muestra la relación entre la impedancia elástica P (eje y) y la acústica P (eje x) para las diferentes secciones. Los valores de La Cocina oscilan entre $8000 \text{ m/s} \cdot \text{g/cm}^3$ y $10000 \text{ m/s} \cdot \text{g/cm}^3$ con alta correlación entre ambos volúmenes. En el caso del intervalo T3-T5 y el Orgánico, existe una serie de datos que presenta una mayor impedancia elástica con respecto a la acústica y se desvían de la tendencia lineal. Estos puntos corresponden a la zona marginal con bajo *fold*.

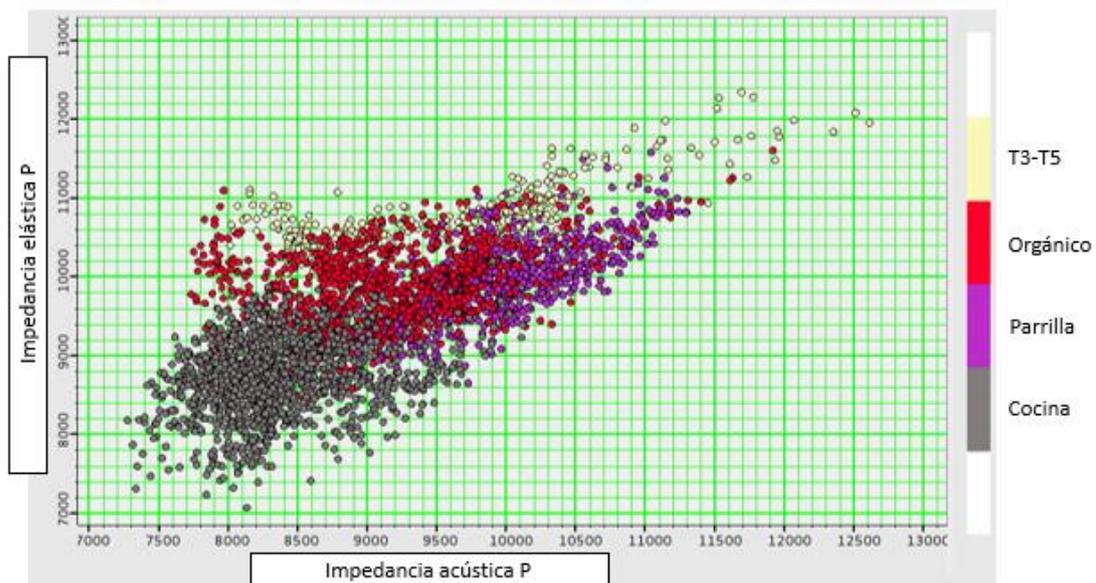


Figura 90- Relación entre la Impedancia elástico P (eje y) y la acústica P (eje x) para las diferentes secciones, ambas en $\text{m/s} \cdot \text{g/cm}^3$.

En la Figura 91 se grafica la relación entre la velocidad P y la S. Se evidencian en la misma dos tendencias bien marcadas, una para la Cocina y algunos puntos del Orgánico (en línea negra) y otra para el resto de los intervalos (en línea punteada blanca). Este cambio en la relación es un indicador de alto contenido orgánico.

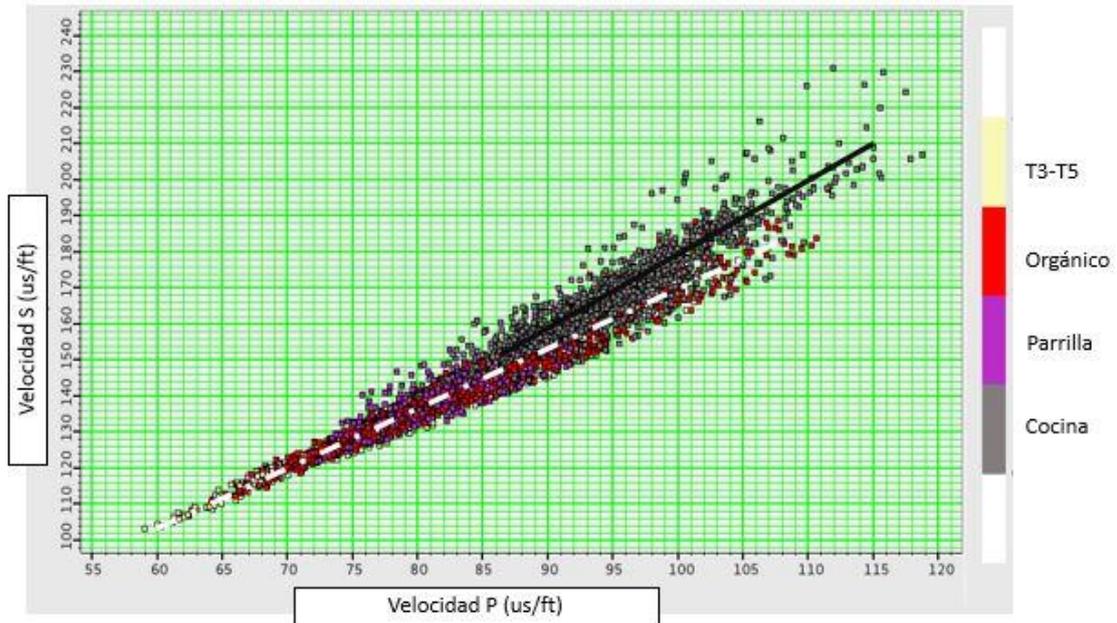


Figura 91 - Relación entre la velocidad S (eje y) y la P (eje x) para las diferentes secciones, ambas en $\mu\text{s}/\text{ft}$.

En la Figura 92 se observa la relación entre el TOC calculado a partir de 1 atributo y el valor de GR recalculado (con el pozo de control). Si bien la correlación en general es aceptable y a grandes rasgos un valor de GR mayor a 130 °API indica buen contenido orgánico, la relación dentro del intervalo de La Cocina presenta mayor dispersión. De esta manera si se observa un valor de GR, de por ejemplo 160 °API, el valor de TOC podría oscilar entre 4 y 9%. Por este motivo es necesario recurrir a la impedancia para explicar el TOC y no es suficiente con el perfil de GR que comúnmente se registra en todos los pozos.

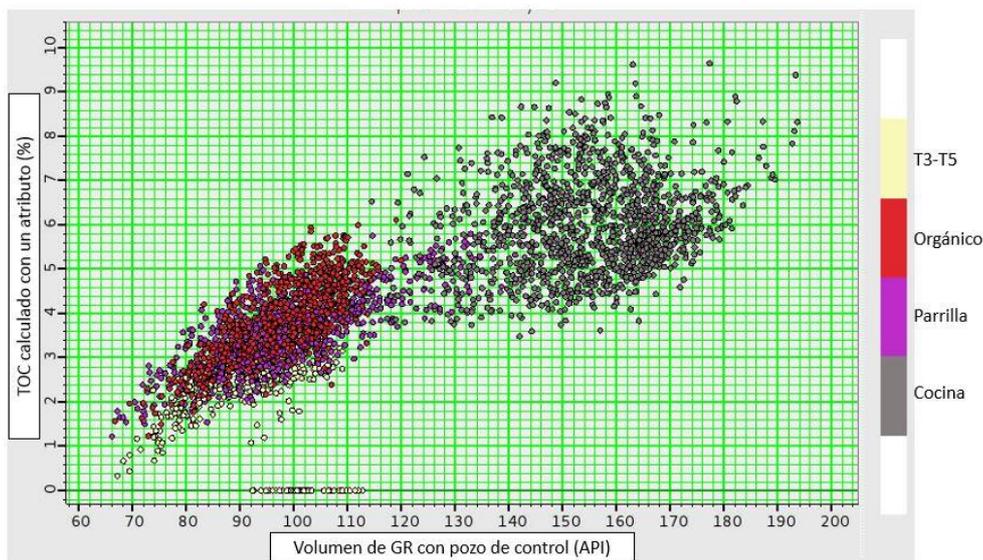


Figura 92 - Relación entre el TOC calculado a partir de 1 atributo (eje y) y el volumen de GR (eje x) para los diferentes intervalos.

Referencias bibliográficas

- Benedetto, J. L. 2012. El continente de Gondwana a través del tiempo: Una introducción a la geología histórica. Academia nacional de ciencias, 2da edición. 433 p, Córdoba.
- Bernhardt, C., Ortiz, A., Gonzalez Tomassini, F. 2017. Interpretación petrofísica en detalle en la formación Vaca Muerta a partir de datos de testigos de roca y perfiles de última generación. El problema de la calibración Roca/Perfil. En: Desjardins, P., Leanza, H., Fantín, M., Kietzmann, D., Marchal, D., Reijenstein, H., Gonzalez Tomassini, F., Rodriguez Schelotto, M. L., Dominguez, R., Wegner, R., Vallejo, M. D. (eds.). Geología de la formación Vaca Muerta. XX Congreso Geológico Argentino: Geología presente y futuro. Pp 8-15, San Miguel de Tucumán.
- Casadío, S., 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. 1ra edición. Pp 8-21, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
- Conolly, P. 1999. Elastic Impedance. The Leading Edge 18. Pp. 438-452, Tulsa.
- Cristallini, E., Tomezzoli, R., Pando, G., Gazzera, C., Martínez, J. M., Quiroga, J., Buhler, M., Bechis, F., Barredo, S., Zambrano, O. 2008. Controles precuianos en la estructura de la Cuenca Neuquina. Revista de la Asociación Geológica Argentina. Vol. 65, Nro. 2. Pp 248-264, Buenos Aires.
- Desjardins, P., Fantín, M., Gonzalez Tomassini, F., Reijenstein, H., Sattler, F., Dominguez, F., Kietzmann, D., Leanza, H., Bande, A., Benoit, S., Borgnia, M., Vittore, F., Simo, T., Minisini, D. 2016. Estratigrafía sísmica regional. En: González, G., Desjardins, P., González Tomassini F., Vallejo, D., Kietzmann, D., Gómez Rivarola, L., Marchal, D., Domínguez, R., Fantín, M. (eds.). Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta: Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos. Instituto Argentino del Petróleo y el Gas. Asociación Geológica Argentina. Pp 5-22, Buenos Aires.
- Feinstein, H., De la Cal, H. 2016. Coirón Amargo. En: González, G., Desjardins, P., Gonzalez Tomassini, F., Vallejo, D., Kietzmann, D., Gómez Rivarola, L., Marchal, D., Domínguez, R., Fantín, M. (eds.). Transecta regional de la formación Vaca Muerta: integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos. Instituto Argentino del Petróleo y el Gas. Asociación Geológica Argentina. Pp 59-70, Buenos Aires.
- Gardner, H; Gardner, L; Gregory, A. 1974. Formation Velocity and Density – The Diagnostic Basics for Stratigraphic Traps. Revista *Geophysiscs*. Vol. 9, Nro. 6, Pp 770-780.
- Garrone, M. 2018. Análisis sismoestratigráfico de la Fm. Vaca Muerta, en el área Loma Jarillosa Este, Cuenca Neuquina. Tesis de Grado, Universidad Nacional del Comahue (inédita), 57 p., Neuquén.
- Jarvie, D. 2012. Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 2 – Shale-Gas Resource Systems. En: Breyer, J. (ed.) Shale Reservoirs – Giant resources for the 21st century. AAPG Memoir 97. Pp 69-87.
- Lazzari, V., Rodriguez, M. J., Sagasti, G. 2019. El desafío del desarrollo de la formación Vaca Muerta en zonas de múltiples intervalos de navegación. Revista *Petrotecnia*. Vol. 60, Nro. 3, Pp 104-108, Buenos Aires.
- Licitra, D., Vittore, F., Fernández, J., Quiroga, J., Hernández, C., Reijenstein, H., Lanusse, I., Monti, L. 2018. Los reservorios de la Formación Vaca Muerta. En: Schiuma, M., Hinterwimmer, G., Vergani, G. (eds.), Rocas Reservorio de las cuencas productivas de Argentina. X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Instituto Argentino del Petróleo y el Gas. Pp 563-577, Mendoza.
- Malone, P., Ragazzi, M. 2008. Caracterización de reservorios eólicos y sus implicancias en la estrategia del desarrollo de reservas, caso de la Formación Tordillo, Yacimiento Loma Jarillosa Este, Cuenca Neuquina. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: Imaginando un nuevo siglo. Relatorio: Pp 218-224, Mar del Plata.
- Mendiberri, H., Carbone, O. 2018. Marco geológico y reseña histórica de la actividad petrolera. En: Schiuma, M., Hinterwimmer, G., Vergani, G. (eds.), Rocas Reservorio de las cuencas productivas de Argentina. XX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Instituto Argentino del Petróleo y el Gas. Pp 289-300, Mendoza.

- Meissner, F. 1978. Petroleum Geology of the Bakken Shales Formation, Williston Basin North Dakota and Montana. Proceedings of 1978 Williston Basin Symposium Geological Society, Pp. 207-227, Montana
- Mitchum, R., Uliana, M. 1985. Seismic stratigraphy of carbonate depositional sequences. Upper Jurassic / Lower Cretaceous. Neuquén Basin, Argentina. En: Berg B., Woolverton, D. (eds.). Seismic stratigraphy, II: An integrated approach to hydrocarbon analysis. Memoria AAPG. Volumen 39, Pp 255-274, Tulsa.
- Passey, Q., Creaney, S., Kulla, J., Moretti, F., Stroud, J. 1990. A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. Volumen 74, Nro. 12, Pp 1777-1791.
- Peters, K. 1986. Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis. Boletín AAPG. Volumen 70, Pp. 318-329, Philadelphia.
- Schmoker, J., Hester, T. 1989. Formation resistivity as an indicator of the onset of oil generation in the Woodford Shale, Anadarko basin, Oklahoma. En: Johnson, K (ed.). Simposio de la Cuenca de Anadarko. Geological Survey Circular. Volumen 90, Pp 262-266. Oklahoma.
- Van Krevelen, D. 1950. Graphical-Statistical Method for the Study of Structure and Reaction Processes of Coal. Revista Fuel. Volumen 29. Pp. 269-228, Holanda.
- Vergani, G; Arregui, C; Carbone, O. 2011. Sistemas petroleros y tipos de entampamientos en la Cuenca Neuquina. Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino. Pp 645-656, Neuquén.
- Weaver, C. 1931. Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of West Central Argentine. Universidad de Washington, Memoria 1, 469 p., Seattle.
- Zoeppritz, K. 1919. VIIb- On reflection and transmission of seismic waves by surfaces of discontinuity. Mathematisch-physikalische Klasse, 66-84. Alemania.