

CARACTERIZACIÓN INTEGRAL A ESCALA DE CUENCA DE LA FORMACIÓN VACA MUERTA COMO RESERVORIO NO CONVENCIONAL

Silvana Utgé¹, Fabián Domínguez¹, Martín Fasola¹, Cintia Ponce¹,
Carolina Bernhardt¹, Guillermina Sagasti¹

1: YPF. S.A. silvana.utge@ypf.com, ricardo.dominguez@ypf.com, martin.fasola@ypf.com, cintia.ponce@ypf.com,
carolina.bernhardt@ypf.com, gsagastic@ypf.com

Palabras clave: Vaca Muerta, Cuenca Neuquina, *Shale*, geoquímica, estratigrafía

ABSTRACT

Since the beginning of the exploration of the Vaca Muerta Formation as an unconventional *Shale* reservoir more than 10 years ago, focus has been placed on the importance of interdisciplinary work and integration at different work scales. One of the most important challenges of regional studies at the basin scale is to achieve adequate detail to take practical decisions that make development projects viable.

The objective of this work is to present a regional basin scale model, based on a detailed chronostratigraphic scheme, on which different key properties of rocks and fluids were mapped, in a study area of 20.000 km² covering most of the Vaca Muerta play.

On a first stage, based on previous 3D and 2D seismostratigraphic interpretations, detailed correlation of 700 vertical wells distributed in the basin was consolidated. In this correlation, a chronostratigraphic scheme was elaborated for the Tithonian-Valanginian interval, with a single nomenclature for the entire company and that includes three different hierarchies. The highest resolution correlation has 38 intervals and is suitable for block scale analysis. At this scale, structural and isopachic maps of each interval were generated.

Different rock and fluid reservoir properties were integrated into this framework with unified criteria such as total organic carbon (%TOC), thermal maturity reached by the rock, oil properties (°API), petrophysical properties (total porosity), among others. As a result of this second stage, basin scale maps of these properties were generated for seven potential target intervals within the Vaca Muerta Formation.

INTRODUCCIÓN

La evaluación de la Fm. Vaca Muerta como reservorio no convencional comenzó en 2008 con foco en caracterizar el potencial de esta unidad. Los descubrimientos de gas y petróleo se llevaron a cabo en el año 2010 y hacia 2015 la delineación exploratoria contabilizaba 70 pozos exploratorios perforados. A comienzos del año 2022 YPF ya lleva perforados más de 450 pozos verticales y 500 pozos horizontales con este objetivo en distintos ámbitos de la Cuenca Neuquina.

En el inicio de la evaluación de la Fm. Vaca Muerta como reservorio *Shale* se pusieron en práctica metodologías utilizadas para caracterizar plays *Shales* exitosos en Estados Unidos (Passey *et al.* 2010, Slatt 2011). Para llevar a cabo el análisis y caracterización de este tipo de reservorios se deben tener en cuenta múltiples factores de índole geológicos, geoquímicos, mineralógicos, petrofísicos y geomecánicos, entre otros, analizando riqueza orgánica, espesor, extensión areal, madurez térmica, tipo y calidad de la materia orgánica, fracturabilidad, sobrepresión, profundidad, porosidad y capacidad de adsorción de gases. Para ello fue necesario la toma de numerosas muestras y análisis de laboratorio. Con el avance de la exploración y desarrollo, las compañías han trabajado en metodologías acorde a las características y problemáticas propias de los bloques en los que operan y los parámetros a considerar son cada vez más específicos con el fin de lograr mayor productividad.

Este trabajo tiene como objetivo poner en valor la información geológica adquirida por YPF en estos 12 años de estudios con objetivo *Shale* de la Fm. Vaca Muerta, integrándola en un modelo regional en un área de 20.000 km² (Fig. 1), haciendo foco en la subdivisión de niveles de interés intra-formacionales y potenciales *landing zones* caracterizándolos en distintos ámbitos de la cuenca.

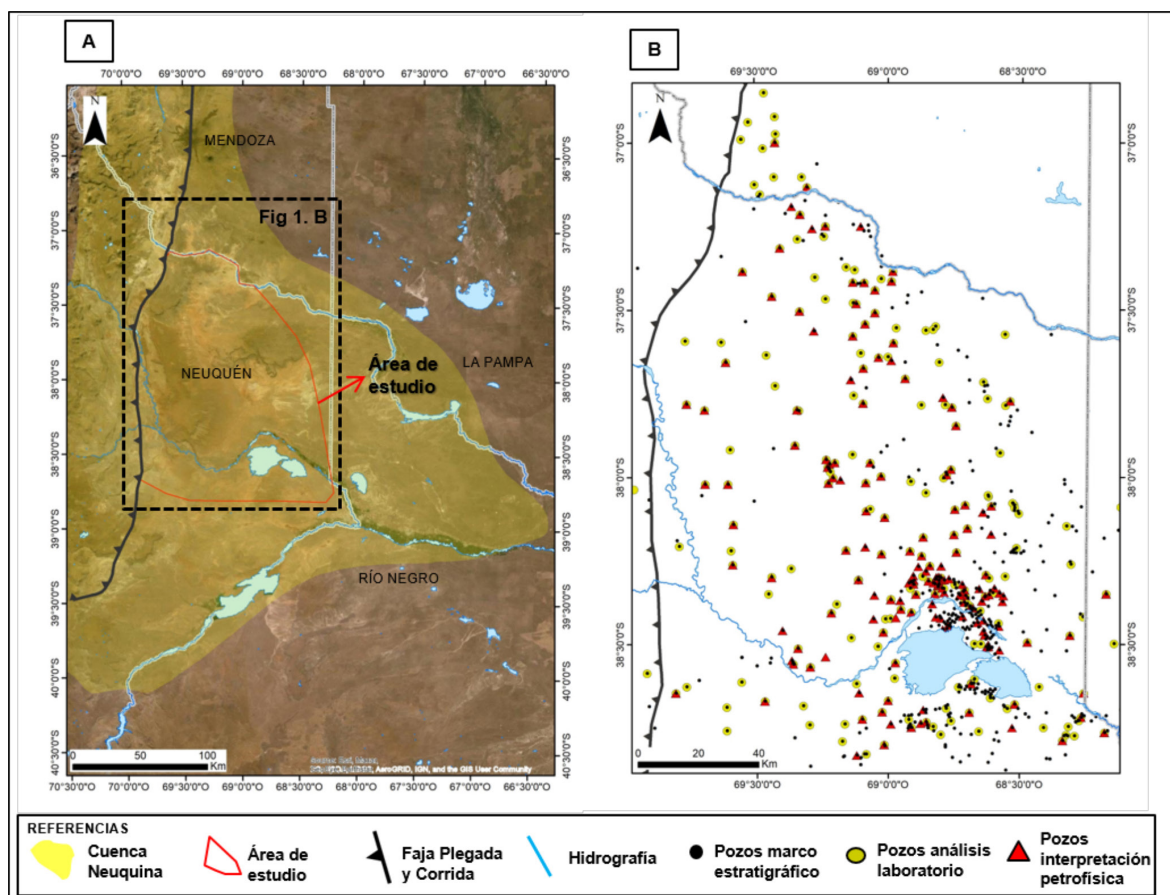


Figura 1. Mapa de ubicación, área de estudio y base de datos.

UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

La Cuenca Neuquina se localiza en el ámbito centro-oeste de la Argentina, entre latitud 32° y 40°S. Limitada por el Macizo Nordpatagónico hacia el sur, al noreste por la Payenia y el Sistema de Sierra Pintada o Bloque de San Rafael, y al oeste por la Cordillera Principal, cubre un área aproximada de 160.000 km². Tiene un relleno sedimentario de 7.000 m de espesor compuesto por sedimentitas de edad mesozoica a cenozoica. El área de estudio del presente trabajo comprende 20.000 km² de la Cuenca Neuquina en la provincia de Neuquén (Fig. 1A). En este ámbito se concentra el actual desarrollo de campos de YPF de Fm Vaca Muerta.

METODOLOGÍA

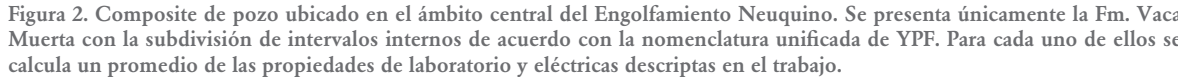
En una primera etapa, sobre la base de interpretaciones sismoestratigráficas previas basadas en datos sísmicos 3D y 2D, se consolidó la correlación de detalle de 700 pozos verticales distribuidos en la cuenca (Fig. 1B). En dicha correlación se elaboró un esquema cronoestratigráfico para el intervalo Tithoniano-Valanginiense, con una nomenclatura unificada para toda la compañía y que incluye tres jerarquías diferentes.

A continuación, teniendo como base este esqueleto estratigráfico se generó la integración de propiedades de roca, fluido y perfiles eléctricos previo análisis y normalización de parámetros (Fig. 2). Como resultado de esta etapa se generaron mapas a escala de cuenca para 7 niveles de la Fm. Vaca Muerta identificados como de mayor potencial e interés (Cocina, Orgánico Superior, Orgánico Medio, Orgánico Superior, Berriasiano Inferior, Berriasiano Superior y Segunda Cocina 1-2). Las propiedades mapeadas incluyen espesor, riqueza orgánica actual medida, madurez térmica alcanzada por la roca, propiedades del petróleo, propiedades petrofísicas (porosidad total), entre otras.

ESQUEMA ESTRATIGRÁFICO

La Fm. Vaca Muerta (Weaver, 1931, emend. Leanza, 1973) corresponde a facies de rampa externa a cuenca de un sistema mixto silicoclástico y calcáreo con un alto grado de variabilidad vertical y lateral conocido como Sistema Vaca Muerta–Quintuco, de edad Tithoniano Inferior a Valanginiense Inferior.

Si bien Mitchum y Uliana (1982, 1985, 1988) elaboraron un primer esquema estratigráfico secuencial, el interés de la Formación Vaca Muerta como play no convencional, ha generado múltiples esquemas estratigráficos tanto en afloramientos como en el subsuelo (p. ej: Aguirre-Urreta *et al.* 2014; Desjardins *et al.* 2014; Domínguez *et al.* 2014, 2016, 2017a, b; Fantín y González, 2014; Fantín *et al.* 2014; González-Tomassini *et al.* 2014; Kietzmann *et al.* 2014a, b, 2015, 2016;



Al existir en YPF múltiples grupos de estudio de subsuelo en diferentes ámbitos de la cuenca, resultó necesario comenzar un proceso de consolidación interna en un único esquema cronoestratigráfico, regional y de detalle, con una nomenclatura de uso común y unificación de colores únicos (González Tomassini *et al.* 2019). El objetivo de este esquema es que permita comparar propiedades y resultados en diferentes niveles de navegación en diferentes zonas de la cuenca. El esquema estratigráfico resultante consta de tres niveles de jerarquías: 6 intervalos/idades en el primer nivel, 13 intervalos en el segundo nivel y 39 intervalos en la jerarquía de mayor detalle (Fig. 3).

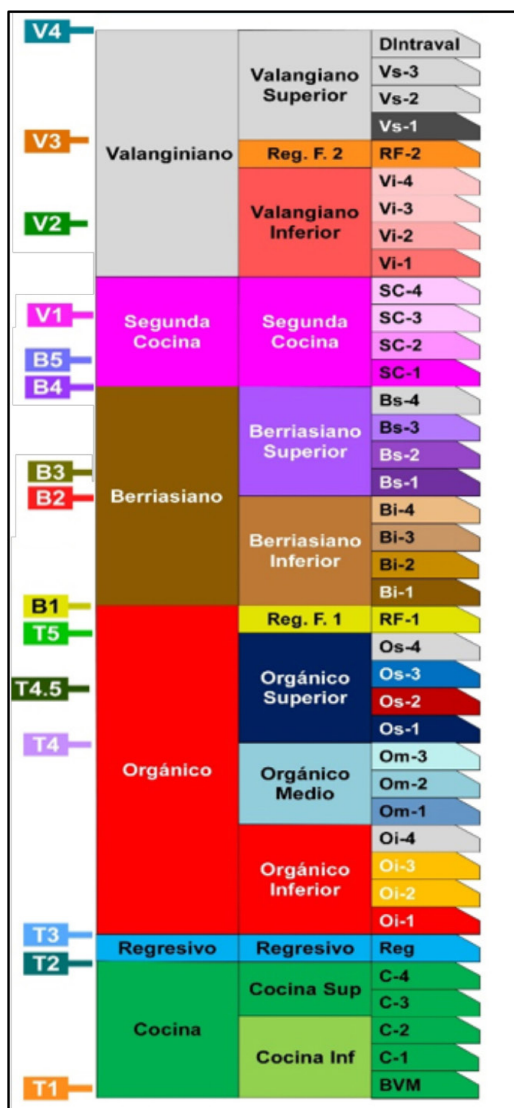


Figura 3. Esquema estratigráfico resultante mostrando los tres niveles de jerarquías. A la izquierda se ubican las superficies símicas regionales consolidadas en González *et al.* (2016) en el proyecto de la “Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta”.

Sobre la base de este esquema estratigráfico unificado, se presenta en esta contribución, el resultado de un proceso de correlación de detalle en 700 pozos distribuidos en el área del *play* (Fig. 1.B), logrando las mayores equivalencias en posiciones de *bottomsets*. Es importante remarcar, que el proceso continúa hoy en día con el fin de lograr una correlación de detalle en una escala regional. Este proceso incluye múltiples controles de calidad a través de comparación de secciones de pozo y sísmica de múltiples intérpretes G&G, mapas isopáquicos, mapeo de quiebres de clinoformas, entre otros (Fig. 4).

Para la caracterización integral a escala regional, se trabajó en el segundo nivel de jerarquía, generándose superficies (grillas de 1000 x 1000 m) en profundidad de cobertura regional y 13 mapas de espesor para diferentes unidades de jerarquía media. De los 13 niveles identificados se trabaja con los 7 intervalos de interés *Shale* (Fig. 5).

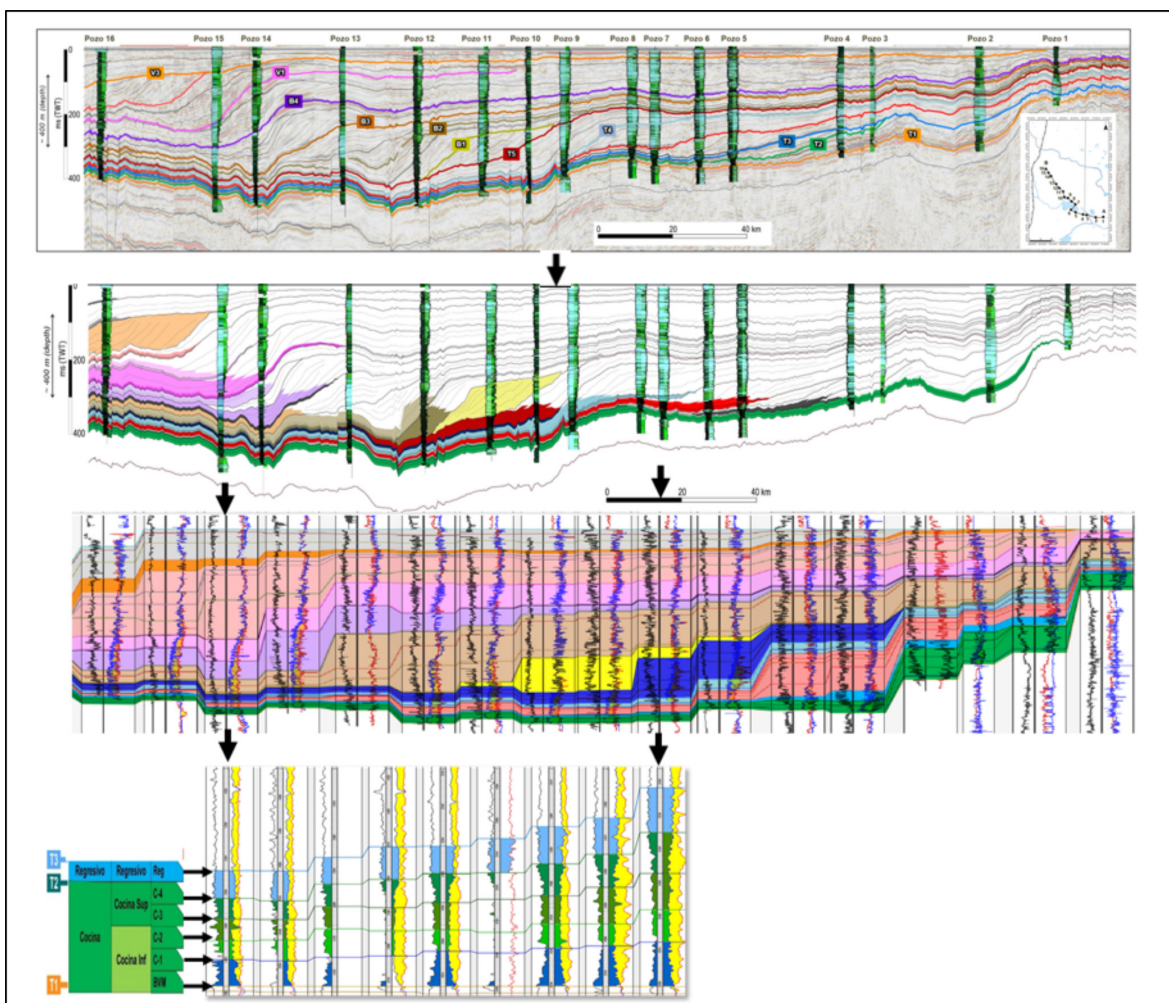


Figura 4. Esquema estratigráfico de Fm Vaca Muerta. Flujo de trabajo desde la interpretación sísmica regional a corte de pozos.

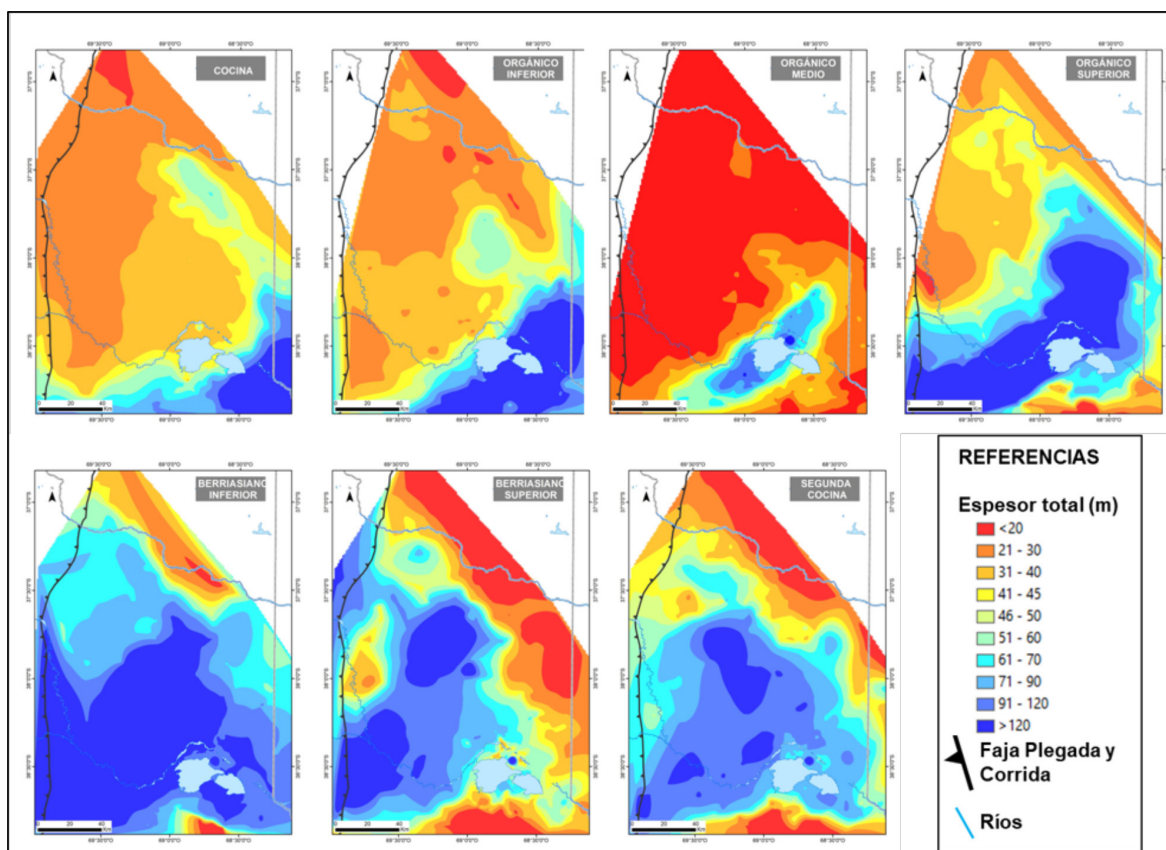


Figura 5. Mapas de espesor total de los 7 niveles de interés de Fm Vaca Muerta proveniente de la interpretación de 700 pozos.

RIQUEZA ORGÁNICA

Debido a la extensa historia exploratoria de la cuenca y la campaña de captura sistemática de datos geoquímicos para evaluar cuantitativamente el potencial como objetivo *Shale* de la Fm. Vaca Muerta que lanzó YPF en 2008, se dispone actualmente de una sólida base de datos de geoquímica de ~35000 muestras en 900 pozos y secciones de afloramientos (Brisson *et al.* 2020).

En este trabajo se compilaron análisis geoquímicos de laboratorio en muestras de roca (recortes de perforación, testigos laterales y coronas) de 230 pozos verticales distribuidos en el área de estudio de 20.000 km² (Fig. 1B). En los casos en que los pozos hayan sido perforados con lodo base petróleo (OBM, oil base mud), las muestras fueron extraídas con solventes orgánicos (extracción de soxhlet), para evitar interpretaciones incorrectas debido a la contaminación.

La riqueza orgánica actual (COT) es un parámetro clave en la evaluación de un reservorio tipo *Shale*. La alta riqueza orgánica en la roca generadora permite estimar el potencial de generación de hidrocarburos que tiene la roca y presencia de porosidad orgánica. La Fm. Vaca Muerta es una excelente roca madre con valor máximo medido de COT de 12% y promedio de 3,2% (Sylwan 2014, Brisson *et al.* 2020).

Como es característico de la Fm. Vaca Muerta, se destaca una disminución progresiva de la riqueza orgánica de base a techo representando la somerización del sistema (Fig. 2). Los valores máximos se reconocen en el nivel inferior de la unidad (Cocina), y a medida que se asciende en la columna y dependiendo el sector de la cuenca se irán sumando progresivamente más niveles orgánicos de menor valor de COT en la dirección del avance de las progradaciones. Hacia el noroeste del área analizada culmina la unidad con el último nivel generador denominado Segunda Cocina (Domínguez *et al.* 2016).

Habitualmente se han confeccionado y publicado mapas regionales de COT medido promedio que representa el total de la columna de Fm. Vaca Muerta (Sylwan, 2014, Brisson *et al.* 2020) en los que se observa el aumento hacia el Oeste y el Noroeste.

En la Figura 6 se presentan 7 mapas de COT actual medido promedio para cada uno de los niveles de interés de la Fm. Vaca Muerta.

El análisis sismoestratigráfico, mapeo de los quiebres de clinoforma para cada tiempo (Domínguez *et al.* 2020) y el contenido de riqueza orgánica muestran una buena correspondencia (Fig. 2), evidenciando que cada una de las progradaciones de Fm. Vaca Muerta presenta valores de riqueza orgánica que superan el 2% COT a partir del quiebre de la clinoforma y van aumentando en dirección SE-NO.

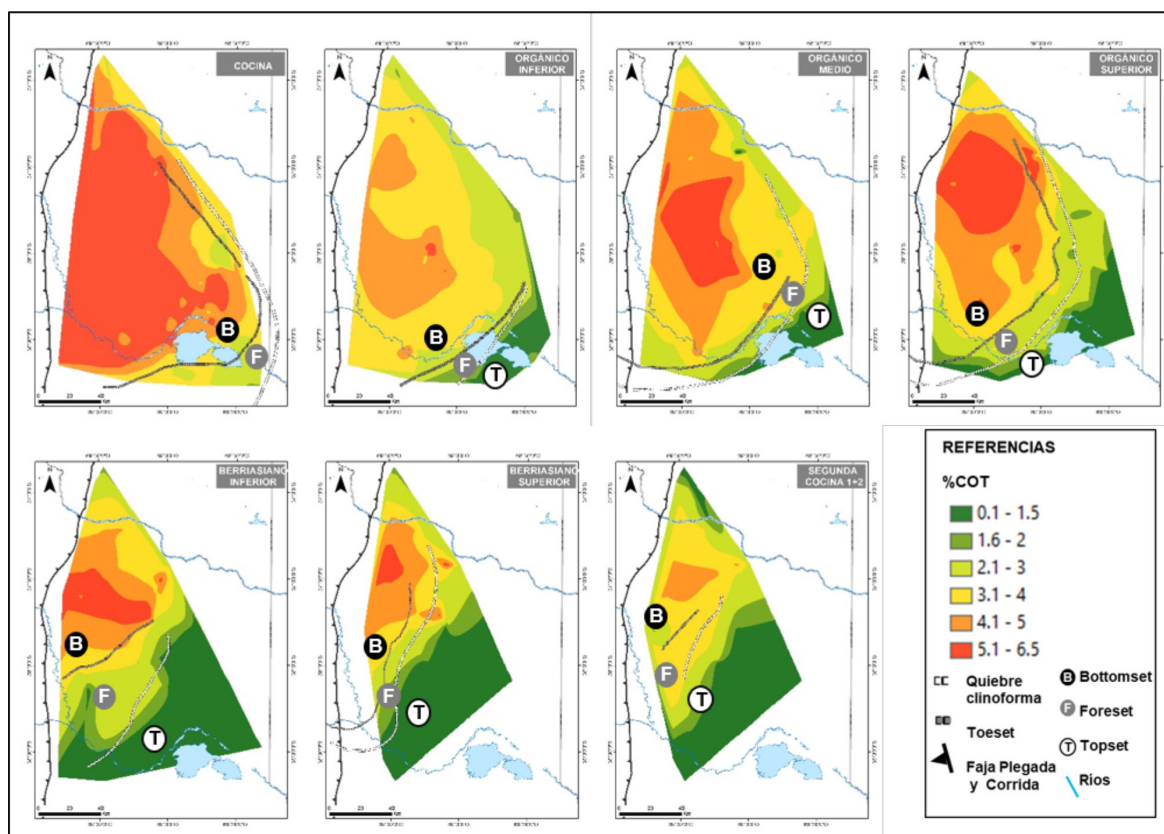


Figura 6. Mapas de riqueza orgánica (COT) para los 7 niveles de interés de Fm Vaca Muerta generados a partir de mediciones de laboratorio de 230 pozos.

La sección inferior de la unidad, nivel Cocina, contiene los valores más altos de riqueza orgánica con promedio de 2% en el borde oriental de la cuenca y 7% COT en el centro de cuenca (Fig. 6). En el área de estudio se encuentra principalmente en segmentos de bottomsets con espesor total entre 60 y 25 m, mientras que hacia el borde oriental los espesores superan los 50 m con TOC promedio de 3% correspondiente a segmentos de *foresets*. A medida que ascendemos en la columna el sistema progada en dirección SE-NO y en la Figura 6 se observa la variación de la riqueza orgánica en la misma dirección, donde la extensión del área de TOC menor a 2% (*topsets*) cada vez es mayor en el ámbito SE y los valores altos van concentrándose en áreas más pequeñas de centro de cuenca. Tal como se mencionaba anteriormente el nivel Segunda Cocina corresponde a la última transgresión y se encuentra restringido arealmente al extremo noroeste.

De esta integración puede observarse que los segmentos de clinoformas de topsets presentan rangos entre 0 y 2% COT, segmentos de *foresets* entre 2 y 3% promedio de COT asociados a niveles ricos en materia orgánica intercalados con intervalos sin material orgánico debido a su posición más somera del sistema y los intervalos de bottomsets entre 2 y 7% promedio de COT extraído.

Porosidad

La porosidad total (PHIT) y saturación de agua (SWT) son considerados parámetro claves en rocas tipo *Shale*, relacionados con la calidad de la roca e impactando fuertemente en la estimación de la productividad del reservorio. Una determinación precisa de PHIT a través de los registros eléctricos de pozo dependerá de la calidad e integridad del dato de entrada (Ortiz *et al.* 2020), pero además de un buen ajuste roca-perfil. La Resonancia Magnética Nuclear (NMR) es una herramienta que resuelve con gran precisión este parámetro, especialmente en ventana de petróleo, pero su adquisición a nivel regional es escasa. La predicción de PHIT a través de técnicas de machine learning utilizando como dato de entrada variables de registros eléctricos básicos (Densidad, Sónico, Neutrón y Resistividad) permitió un análisis tanto areal como vertical en los 7 niveles de interés en la Fm. Vaca Muerta.

La Figura 7 muestra los mapas de PHIT para 180 pozos en el nivel Cocina, a medida que se asciende en la columna la cantidad de pozos analizados disminuye debido a reducción del área con facies orgánicas. Los valores de PHIT se presentan en un rango de 7 a 16%. Tal como se observa en los mapas de contenido orgánico total, los valores de PHIT aumentan hacia el Noroeste en dirección al avance del sistema progradante. Esta correspondencia entre propiedades se asocia al aumento porosidad orgánica presente en los intervalos orgánicamente más ricos.

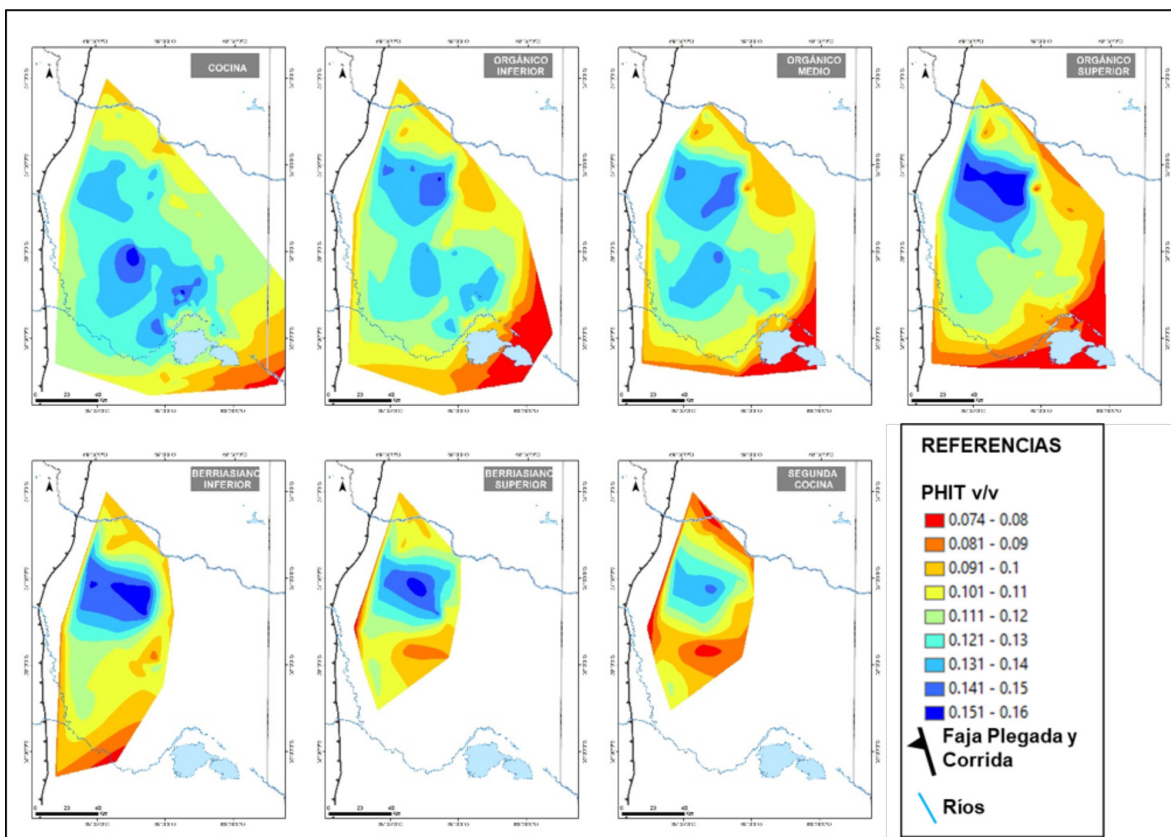


Figura 7. Mapas de porosidad total para 7 niveles de interés de Fm Vaca Muerta generados a partir de la interpretación petrofísica de 180 pozos.

SATURACIÓN DE AGUA

El cálculo de SWT es siempre desafiante y existen diferentes modelos para resolver esta variable. Los modelos resistivos, a través de la ecuación de Archie, necesitan modificar sus parámetros en función de la madurez (Ortiz *et al.* 2018) para obtener resultados precisos. A su vez, la cuantificación del volumen de agua con metodologías a partir de la dispersión Dieléctrica y NMR modo T1T2, comparan muy bien a tratarse de herramientas de físicas diferentes. Tomando como base el volumen de agua adquirido por Dieléctrico en más de 25 pozos de YPF, se trabajó con una ecuación que relaciona esta variable con la madurez termal (R_o), Resistividad y parámetro textural MN (combinación del exponente “ m ” y factor de saturación “ n ” de la fórmula de Archie) entre otras variables, para finalmente obtener la SWT como $SWT = \text{Volumen de agua} / \text{entre otras variables}$, para finalmente obtener la SWT como $SWT = \text{Volumen de agua} / PHIT$.

La Figura 8 muestra mapas de saturación de agua total de los 7 niveles de Fm Vaca Muerta que se han venido analizando en el trabajo, confeccionados con la interpretación de 170 pozos. Los valores oscilan entre 20 y 90% siendo notablemente más alta en niveles como Berriasiano Inferior y Berriasiano Superior.

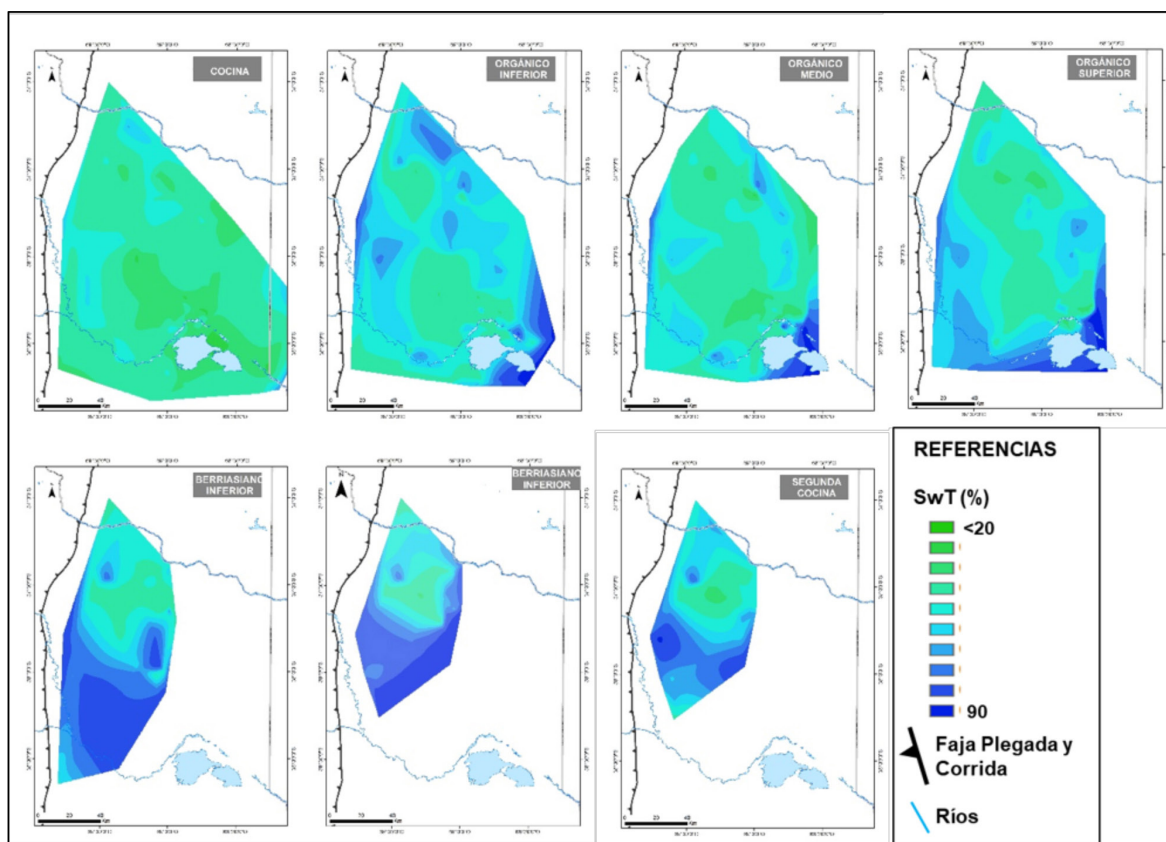


Figura 8. Mapas de saturación de agua total para 7 niveles de interés de Fm Vaca Muerta generados a partir de la interpretación petrofísica de 170 pozos.

MADUREZ TÉRMICA Y TIPO DE FLUIDOS

El análisis de la madurez térmica alcanzada por la Fm. Vaca Muerta tiene por objetivo predecir el tipo de fluido a producir en un pozo en diferentes intervalos de interés. Al inicio de la evaluación se trabajó con datos históricos proveniente de roca como recortes de perforación, coronas, testigos laterales de pozos exploratorios debido a la ausencia o escasez de datos de fluidos producidos de niveles de Vaca Muerta. El enfoque múltiple con diferentes técnicas (temperatura máxima de pirólisis, GC-FID *Gas Chromatography - Flame Ionization Detector*- y GCMS -*Gas Chromatography Mass Spectrometry*- de extractos y petróleos e isótopos de C e H en gas) demostraron ser de gran ayuda para definir las variaciones de la madurez térmica en las áreas centrales (Brisson *et al.* 2020). A medida que avanzó la exploración y delimitación en distintos ámbitos de la cuenca y niveles de interés, el cruce de parámetros de roca y fluidos fue ajustándose y las predicciones del tipo de fluido a partir de datos de roca se hizo más exacta.

Para lograrlo, se plantea la evaluación de diferentes parámetros geoquímicos de madurez térmica tales como la reflectancia de vitrinita (%Ro), índice de hidrógeno (IH), temperatura máxima de pirólisis (Tmax), relaciones cromatográficas de los gases de control geológico y su correlación con mediciones realizadas sobre fluidos de producción, como densidad API.

Reflectancia de la vitrinita

Debido a la contribución muy restringida de materia orgánica perteneciente a plantas superiores, las partículas de vitrinita son muy escasas en la Fm. Vaca Muerta y, por lo tanto, obtener una determinación precisa de la madurez térmica por %Ro suele ser un desafío y podría causar diferentes mediciones entre diferentes laboratorios (Sylwan 2014, Brisson *et al.* 2020). Históricamente se ha trabajado con este parámetro para estimaciones de madurez térmica en toda la extensión areal de la cuenca siendo un parámetro muy utilizado en la industria petrolera. Actualmente contamos con más de 215 pozos distribuidos ampliamente en el área de estudio con mediciones de %Ro.

La mayoría de los pozos exploratorios realizados por YPF cuentan con un promedio de 5 mediciones de %Ro lo que permite identificar tendencias, pero no caracterizar todos los niveles de Fm. Vaca Muerta. Es por ello que trabajamos con mapas de %Ro promedio para la formación y %Ro para el nivel Cocina solamente (Fig. 9). Por este motivo resulta clave añadir otros parámetros provenientes de las muestras de roca para caracterizar los niveles a caracterizar y evaluar.

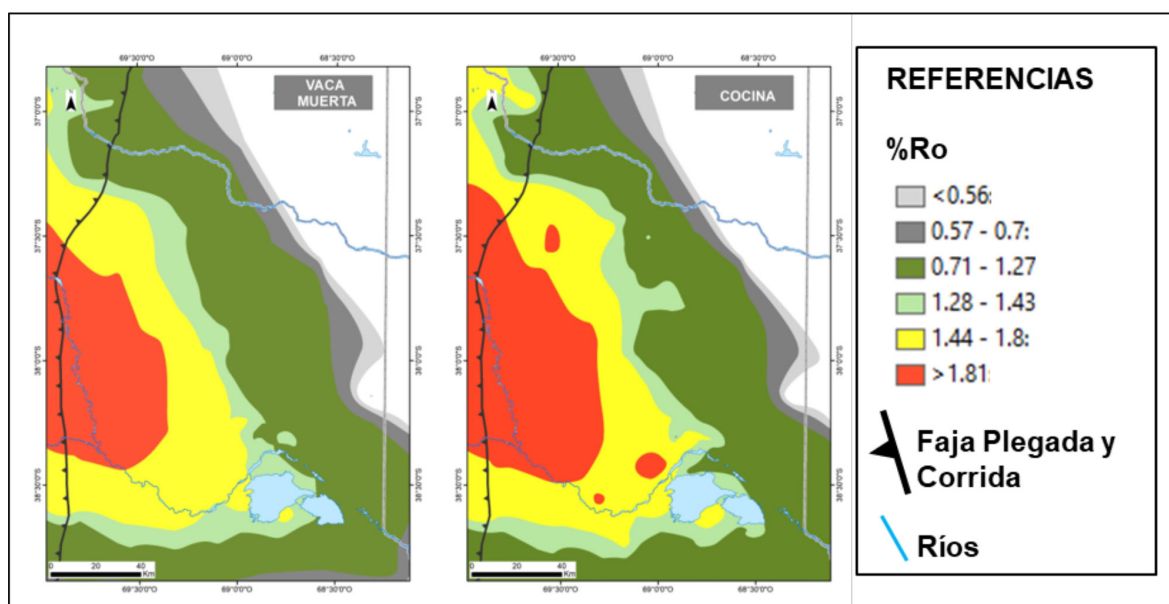


Figura 9. Mapas de madurez térmica %Ro promedio para Fm Vaca Muerta y para el nivel Cocina generados a partir de mediciones de laboratorio de 225 pozos.

Índice de hidrógeno

El Índice de Hidrógeno es un parámetro ampliamente utilizado para la estimación del tipo y calidad de la materia orgánica, pero una vez que la roca generadora está en la ventana de termogénesis es un buen indicador de madurez alcanzado y por la tanto del tipo de fluido generado. Proviene de la relación entre COT y S2 de la pirólisis y es posible realizar perfiles precisos de variación de madurez térmica. Actualmente en la zona estudiada en este trabajo se

cuenta con 220 pozos verticales homogéneamente distribuidos (Fig.1B) y de cada uno de ellos se cuenta con numerosas muestras de IH por nivel intra-Vaca Muerta. A partir del análisis de estos datos se han podido realizar mapas de madurez térmica por nivel a escala cuenca (Fig. 10) lo que permite evaluar las variaciones de madurez térmica y fluidos tanto areal como verticalmente.

Temperatura máxima de la pirólisis (Tmax)

Los valores de pirólisis Tmax proporcionan una buena tendencia de madurez en la ventana de petróleo, a partir de la cual es posible derivar una correlación de madurez equivalente a partir de las mediciones de reflectancia de vitrinita más fiables (Brisson *et al.*, 2020). En los ámbitos de la cuenca donde la ventana de fluido corresponde a gas no se considera confiable como indicador de madurez térmica.

Este parámetro proveniente de la pirólisis fue adquirido en 215 pozos verticales ampliamente distribuidos con gran cantidad de mediciones en cada uno de ellos.

Debido a la limitación de este parámetro en las ventanas de gas seco y gas-condensado, no se incluirá el mapeo de este indicador para el análisis a escala regional propuesto en este trabajo.

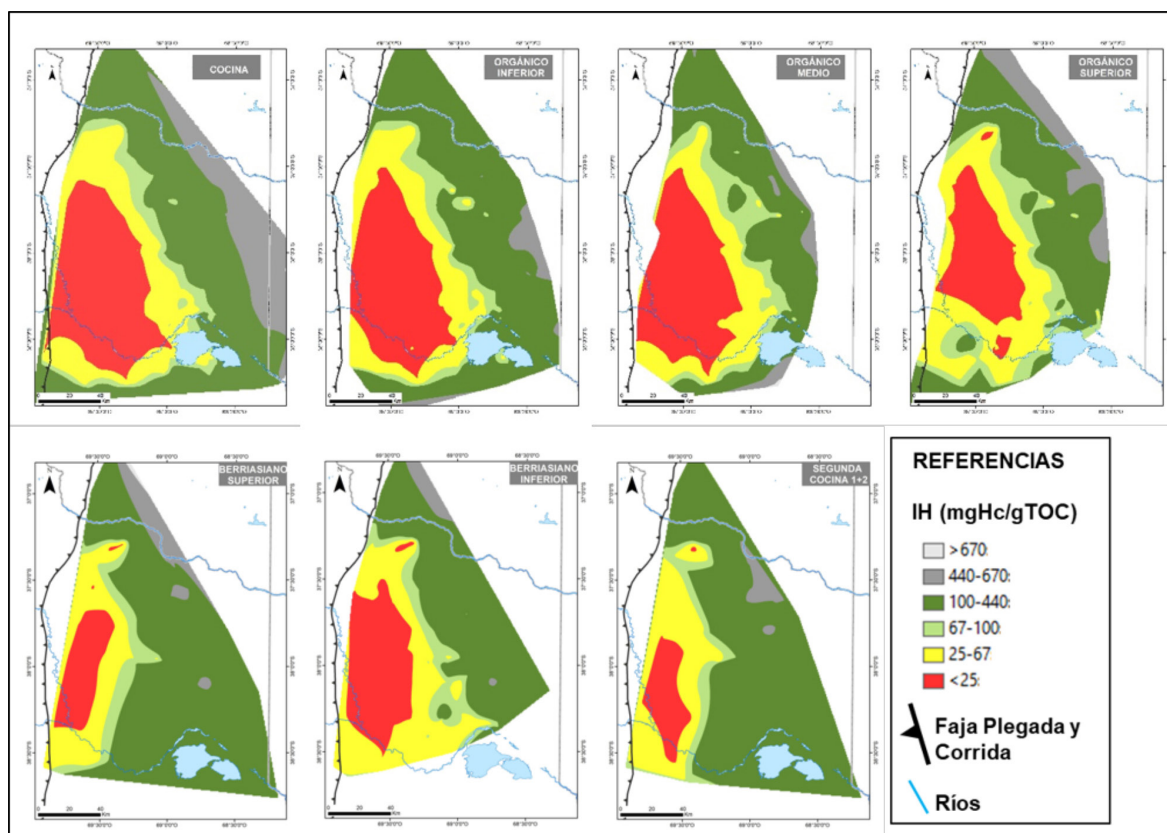


Figura 10. Mapas de Índice de Hidrógeno para los 7 niveles de interés de Fm Vaca Muerta generados a partir de mediciones de laboratorio de 220 pozos.

Densidad de Petróleo (°API)

Con el avance de la exploración, delineación y desarrollo de la Fm Vaca Muerta se han ido adquiriendo análisis de fluidos de producción en diferentes ámbitos de la cuenca y niveles de la formación. Se generó un mapa de densidad fluido de producción con información proveniente de más de 500 pozos verticales y horizontales (Fig. 11). Aún estas mediciones se encuentran concentradas arealmente en algunos campos y ubicadas principalmente en 3 niveles de la formación, es por ello que sigue siendo necesario trabajar en la predicción de fluidos producibles a partir de datos de rocas ya que se cuenta con mayor distribución areal y vertical.

Correlación de indicadores geoquímicos en roca y fluidos de producción

A partir de la gran cantidad de pozos horizontales en producción con los que opera YPF en toda la cuenca, se ha trabajado en la correlación de parámetros geoquímicos en roca (IH, %Ro y Tmax) y mediciones en fluidos producidos (como densidad y GOR). De la correlación de parámetros geoquímicos medidos en roca (recortes de perforación) y densidad °API de petróleos de producción en 50 pozos verticales y/u horizontales, se establecieron ecuaciones que vinculan estos indicadores (Fig. 12).

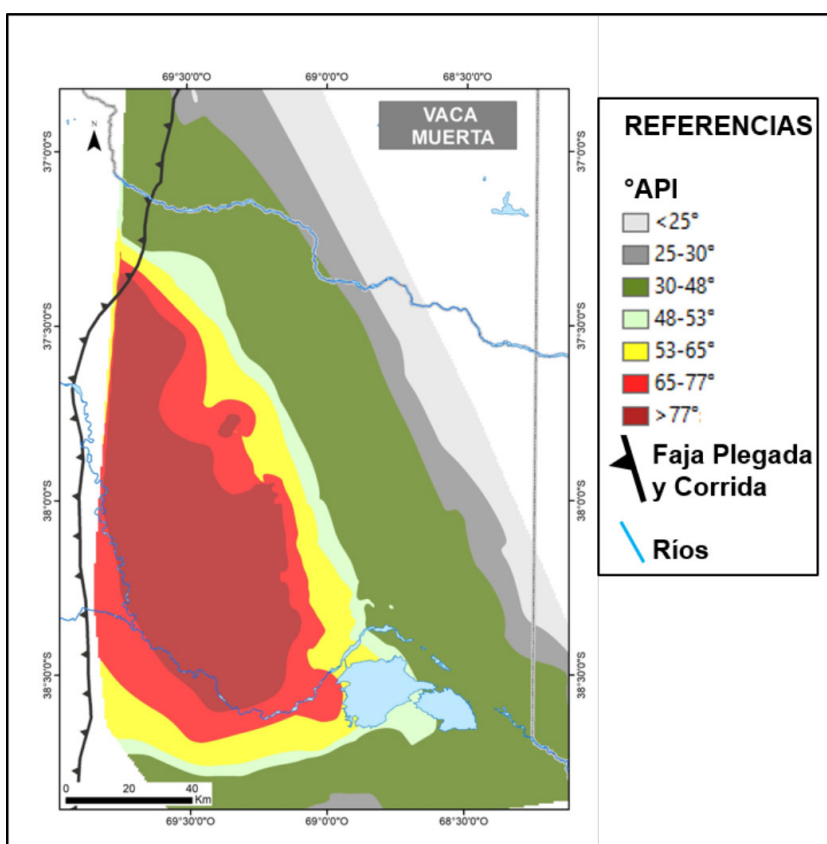


Figura 11. Mapa de densidad de fluido °API para la Fm Vaca Muerta generado a partir de mediciones de laboratorio de 500 pozos.

Estas relaciones nos permiten ajustar las ventanas de fluidos producidos con su correspondiente valor en parámetro de madurez en roca. Como fue presentado anteriormente los datos de %Ro e IH superan aún a los análisis de densidad del fluido, por lo que este flujo de trabajo propuesto permite predecir el tipo de fluido a producir en ámbitos donde no contamos aún con datos de producción de Fm. Vaca Muerta. También es posible estimar la distribución vertical de los tipos de fluido en áreas de elevado espesor de la Fm. Vaca Muerta.

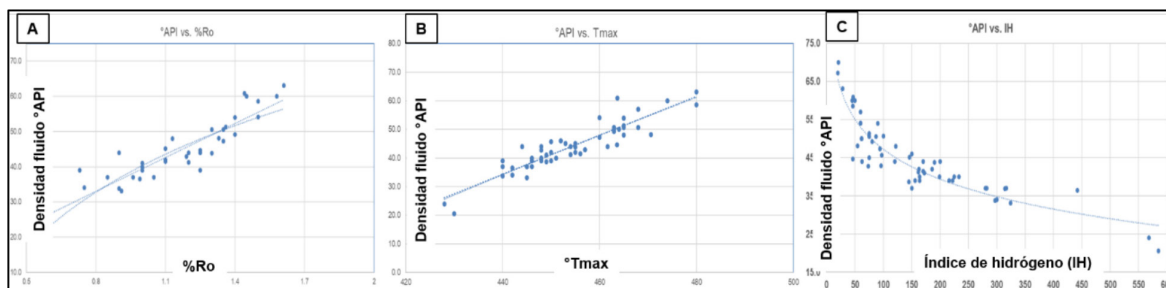


Figura 12. Crossplot entre densidad API de petróleos producidos y 3 parámetros de madurez térmica proveniente de datos de roca. A) Densidad de petróleo °API vs. Reflectancia de vitrinita (%Ro). B) Densidad de petróleo °API vs. Temperatura máxima de pirólisis (Tmax). C) Densidad de petróleo °API vs Índice de hidrógeno (IH). Modificado de Fasola y Bosco (2019).

RESULTADOS Y APLICACIONES

La metodología de superposición e integración de mapas permite visualizar la extensión de las áreas que cumplen con los diferentes *cut-off* de propiedades de reservorios, para la prospección de petróleos y gas-condensado in situ en toda la cuenca.

Una primera integración de los mapas de propiedades por intervalo nos permitió generar un mapa regional de cantidad de niveles que superan los *cut-off* de riqueza orgánica, madurez térmica, espesor, porosidad total y que excluye la zona de fallas a la base de Fm. Vaca Muerta proveniente de Marchal *et al.* 2020 y filones (Fig.13). Esta primera integración junto con la interpretación de saturación de agua (que continúa en ajuste actualmente) y presión poral permiten identificar niveles de interés o *landing zones* en áreas marginales o exploratorias, delimitación de zonas geológicamente análogas y calcular riesgo geológico de manera rápida, precisa y consistente en diferentes ámbitos de la cuenca.

Actualmente se está trabajando en la integración de interpretación geomecánica y mineralógica también a escala regional con el objetivo de completar el flujo de trabajo.

CONSIDERACIONES FINALES

YPF pone en valor e integra los análisis de laboratorio en roca y fluido, interpretación de perfiles y lecciones aprendidas dentro de un esquema estratigráfico con el fin de avanzar en

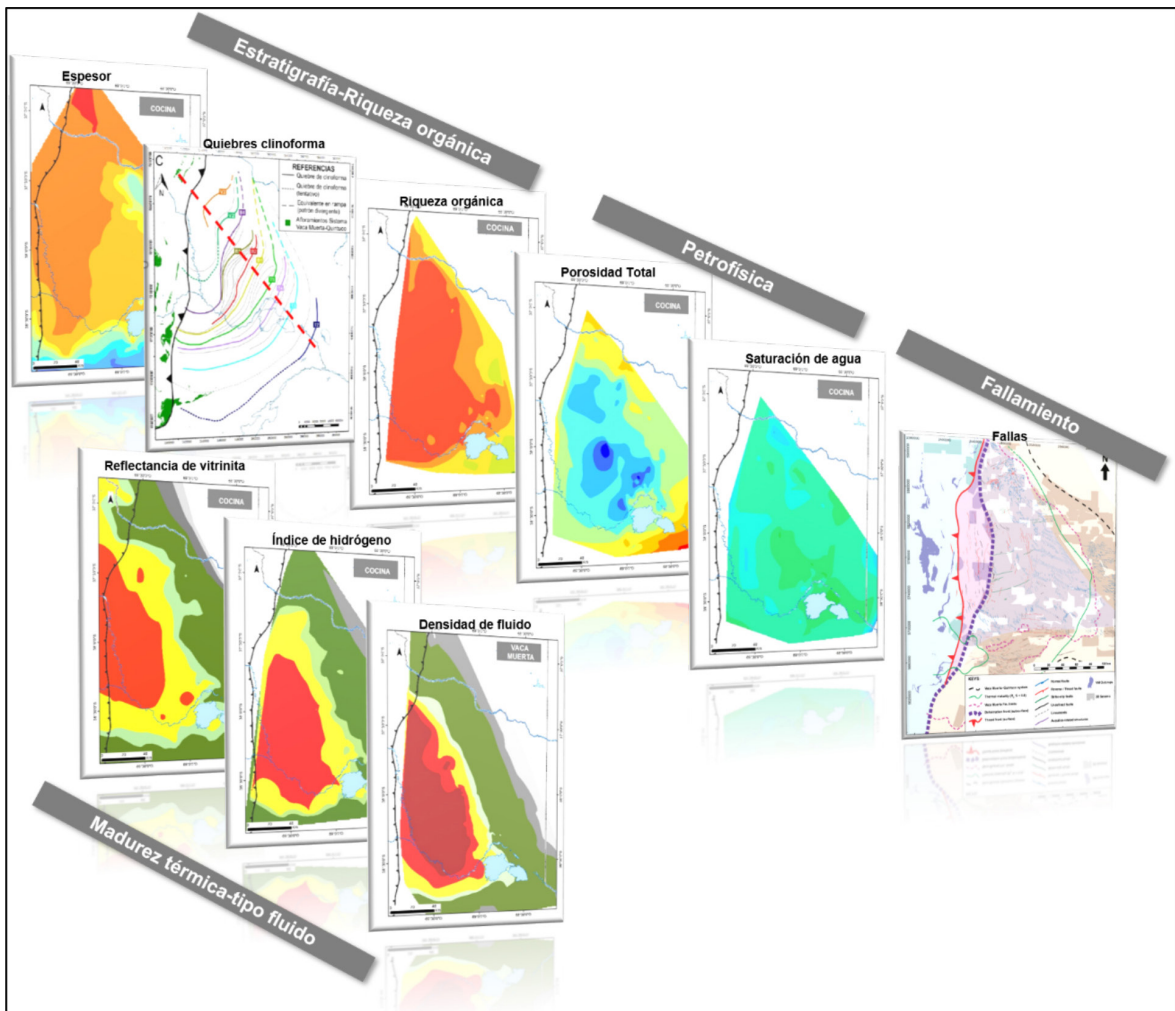


Figura 13. Integración de mapas de propiedades para la evaluación de cada uno de los niveles de Fm. Vaca Muerta.

el conocimiento del reservorio *Shale* Vaca Muerta. Esta es la primera etapa de integración a escala regional que continuará con la incorporación de variables geomecánicas, mineralogía, barreras de crecimiento de fracturas y discriminación de intrusivos por intervalo de Fm. Vaca Muerta.

Las aplicaciones de este trabajo se adecuarán a las características del ámbito en el que se utilice:

- **Áreas marginales o exploratorias:** realizar rápidas y eficientes evaluaciones del potencial exploratorio y visualización de oportunidades, como así también contar con una herramienta ágil para la toma de decisiones estratégicas.
- **Área en desarrollo:** unificación de criterios que sirven de base en el proceso de toma de decisiones operativas y en la identificación de potenciales niveles de navegación.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a YPF por permitir la publicación de este trabajo y a los revisores Manuel Fantín y Alejandro Bande que ayudaron a mejorar su calidad.

REFERENCIAS CITADAS

- Aguirre-Urreta, B., V. V. Vennari, M. Lescano, M. Nappauer, A. Concheyro, y V. A. Ramos, 2014, Bioestratigrafía y geocronología de alta resolución de la Formación Vaca Muerta, Cuenca Neuquina: 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Trabajos Técnicos, Tomo II, Mendoza, Argentina, 3–7 November, p. 245–268.
- Brisson, I. E., M. E. Fasola, y H. J. Villar, 2020, Organic geochemical patterns of the Vaca Muerta Formation, in D. Minisini, M. Fantín, I. Lanusse Noguera, and H. A. Leanza, eds., *Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina*: AAPG Memoir 121, p. 297–328.
- Desjardins, P., C. Achong, and L. Zhou, 2014, Mudstone reservoir characterization workflows: Core calibrated electrofacies and geochemical-geomechanical cluster analyses: 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Mendoza, Argentina, 3–7 November, Abstracts extendidos, p. 197–202.
- Desjardins, P., M. Fantín, F. González Tomassini, H. Reijenstein, F. Sattler, F. Domínguez, D. Kietzmann, H. Leanza, A. Bande, S. Benoit, M. Borgnia, F. Vittore, T. Simo and D. Minisini, 2018, Chapter 2: Regional Seismic Stratigraphy, in G. González, M. D. Vallejo, D. Kietzmann, D. Marchal, P. Desjardins, F. González Tomassini, L. Gómez Rivarola, and R. F. Domínguez, eds., *Regional Cross Section of the Vaca Muerta Formation. Integration of seismic, well logs, cores and outcrops*. Special Publication of Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Buenos Aires, p. 5–22.
- Domínguez, R.F., S. Paulin, M.J. Continanzia, A.D. Askenazi and F.N. Seoane, 2014. Estratigrafía del intervalo Vaca Muerta-Quintuco en el sector central de la Cuenca Neuquina. Simposio de Recursos No Convencionales. Ampliando el Horizonte Energético. IX° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 231-250.
- Domínguez, R. F., I. Lanusse Noguera, M. J. Continanzia, K. Mykietiuik, C. Ponce, G. Pérez, R. Guerello, M. Caneva, and M. Di Benedetto, 2016, Organic-rich Stratigraphic units in the Vaca Muerta Formation and their distribution and characterization in the Neuquén Basin (Argentina): Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, Texas, 1–3 August, accessed June 3, 2019, <http://archives.datapages.com/data/urtec/2016/2456851.htm>, DOI: 10.15530/urtec-2016-2456851.
- Domínguez, R. F., E. Cristallini, and H. A. Leanza, 2017a, Evolución tectono-sedimentaria del Sistema Vaca Muerta-Quintuco (Tithoniano a Valanginiano Inferior) en el Engolfamiento Neuquino, Argentina: 20° Congreso Geológico Argentino, Simposio 5: Geología de la Formación Vaca Muerta, San Miguel de Tucumán, Argentina, 7–11 August, p. 31–37.

- Domínguez, R. F., and O. Catuneanu, 2017b, Regional stratigraphic framework of the Vaca Muerta-Quintuco System in the Neuquén Embayment, Argentina: 20° Congreso Geológico Argentino, Simposio 5: Geología de la Formación Vaca Muerta, San Miguel de Tucumán, Argentina, 7–11 Agosto, p. 53–59.
- Domínguez, Ricardo Fabián, Octavian Catuneanu, Hernan M. Reijenstein, Raul Notta, and Henry W. Posamentier, 2020, Sequence stratigraphy and the three-dimensional distribution of organic-rich units, in Daniel Minisini, Manuel Fantín, Iván Lanusse Noguera, and Héctor A. Leanza, eds., Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina: AAPG Memoir 121, p. 163–200.
- Fantín, M. A., y R. I. González, 2014, Primeros pasos en la evaluación de la Formación Vaca Muerta como reservorio no convencional en el Bloque El Trapial: 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Simposio de Recursos No Convencionales, Ampliando el Horizonte Energético, 3–7 Noviembre, Mendoza, Argentina, p. 631–652.
- Fantín, M., L. Crousse, S. Cuervo, D. Vallejo, F. González Tomassini, H. Reijenstein, and C. Lipinski, 2014, Vaca Muerta stratigraphy in central Neuquén Basin: Impact on emergent unconventional project: Unconventional Resources Technology Conference, accessed June 3, 2019.
- Fasola, M. y Bosco, S, 2019. Ventana de hidrocarburos y su correlación con parámetros de madurez en roca. Reporte interno YPF.
- Godino, G. y Giunta, D., 2018. Esquema estratigráfico secuencial a partir de la integración de cuttings, perfiles y sísmica. Fms Quintuco y Vaca Muerta, Cuenc Neuquina. 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Simposio de Recursos No Convencionales, Ampliando el Horizonte Energético, 3–7 Noviembre, Mendoza, Argentina, p. 113–137.
- González G., M. D. Vallejo, D. Kietzmann, D. Marchal, P. Desjardins, F. González Tomasini, L. Gómez Rivarola, and R. F. Domínguez, eds., 2016, Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta. Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos. Publicación especial del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Buenos Aires, Argentina, p. 252.
- González G., M. D. Vallejo, D. Kietzmann, D. Marchal, P. Desjardins, F. González Tomassini, L. Gómez Rivarola, and R. F. Domínguez, eds., 2018, Regional Cross Section of the Vaca Muerta Formation. Integration of seismic, well logs, cores and outcrops. Special Publication of Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Buenos Aires, Argentina, p. 244.
- González-Tomassini, F., D. A. Kietzmann, M. A. Fantín, L. C. Crousse, and H. M. Reijenstein, 2014, Estratigrafía y análisis de facies de la Formación Vaca Muerta en el área de El Trapial, Cuenca Neuquina, Argentina: 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Simposio de Recursos No Convencionales. Ampliando el Horizonte Energético, Mendoza, Argentina, 3–7 Noviembre, p. 587–611.
- González Tomassini, F., Bernard, F y Dominguez, F., 2019. Propuesta Nueva nomenclatura YPF para Vaca Muerta. Reporte interno YPF.

- Guerberoff, D., A. Rosembat, J. P. Catalano, and J. Soldo, 2015, A sequences characterization workflow in a core exploration area, Vaca Muerta System, Neuquina Basin, Argentina: SEG 85th Annual Meeting, New Orleans, DOI: 10.1190/segam2015-5864917.1
- Kietzmann, D. A., A. L. Ambrosio, J. Suriano, S. Alonso, V. Vennari, B. Aguirre-Urreta, G. Depine, and D. Repol, 2014a, Análisis sedimentológico y estratigráfico secuencial de las Formaciones Vaca Muerta y Quintuco en el área de Chos Malal, Cuenca Neuquina: 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Trabajos Técnicos, Tomo II, Mendoza, Argentina, 3–7 November, p. 269–288.
- Kietzmann, D. A., R. M. Palma, A. C. Riccardi, J. Martín-Chivelet, and J. López-Gómez, 2014b, Sedimentology and sequence stratigraphy of a Tithonian–Valanginian carbonate ramp (Vaca Muerta Formation): A misunderstood exceptional source rock in the Southern Mendoza area of the Neuquén Basin, Argentina: *Sedimentary Geology*, v. 302, p. 64–86.
- Kietzmann, D. A., R. M. Palma, and M. P. Iglesia Llanos, 2015, Cyclostratigraphy of an orbitally driven Tithonian–Valanginian carbonate ramp succession, Southern Mendoza, Argentina: Implications for the Jurassic–Cretaceous boundary in the Neuquén Basin: *Sedimentary Geology*, v. 315, p. 29–46.
- Kietzmann, D. A., A. L. Ambrosio, J. Suriano, S. Alonso, F. González Tomassini, G. Depine, and D. Repol, 2016, The Vaca Muerta–Quintuco System (Tithonian–Valanginian) in the Neuquén Basin, Argentina: A view from the outcrops in the Chos Malal fold and thrust belt: *AAPG Bulletin*, v. 100, no. 5, p. 743–771.
- Leanza, H. A., 1973, Estudio sobre los cambios faciales de los estratos limítrofes Jurásico–Cretácicos entre Loncopué y Picún Leufú, provincia del Neuquén, República Argentina: *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, v. 28, no. 2, p. 97–132.
- Legarreta, L., and H. J. Villar, 2015, The Vaca Muerta Formation (Late Jurassic–Early Cretaceous), Neuquén Basin, Argentina: Sequences, facies, and source rock characteristics: Unconventional Resources Technology Conference, 20–22 July, San Antonio, Texas, accessed June 4, 2019. https://www.geolabsur.com/Biblioteca/Legarreta_Villar_2015_VM_Urtec.pdf.
- Licitra, D., E. Lovrinkevich, F. Vittore, J. Quiroga, P. Oviedo, V. Montoya, C. Shannon, and L. Monti, 2015, Sweet spots in Vaca Muerta: Integration of subsurface and production data in Loma Campana *Shale* development, Argentina. Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, Texas, 20–22 July, URTEC 2153944-MS, p. 1953–1970.
- Massaferro, J. L., M. Zeller, D. L. Giunta, G. Sagasti, and G. Eberli, 2014, Evolución del sistema mixto tithoniano–valanginiano (formaciones Vaca Muerta, Quintuco y equivalentes) a partir de estudios de afloramientos y subsuelo, centro-sur de la Cuenca Neuquina: 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Simposio de Recursos No Convencionales, Ampliando el Horizonte Energético, 3–7 Noviembre, Mendoza, Argentina, p. 251–274.
- Mitchum, R. M., and M. A. Uliana, 1982, Estratigrafía sísmica de las formaciones Loma Montosa, Quintuco y Vaca Muerta, Jurásico Superior

- y Cretácico Inferior de la Cuenca Neuquina, República Argentina: 1° Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas: Buenos Aires, Actas, p. 439–484.
- Mitchum, R. M., and M. A. Uliana, 1985, Seismic stratigraphy of carbonate depositional sequences, Upper Jurassic–Lower Cretaceous, Neuquén Basin, Argentina, in B. R. Bero and D. G. Wooverton, eds., *Seismic stratigraphy II: An integrated approach to hydrocarbon exploration*: AAPG Memoir 39, p. 255–274.
- Mitchum, R. M., and M. A. Uliana, 1988, Regional seismic analysis of Upper Jurassic–Lower Cretaceous carbonate depositional sequences, Neuquén Basin, Argentina, in A. W. Bally, ed., *Atlas of seismic stratigraphy*: AAPG Memoir 27, p. 206–211.
- Ottman, J., Bohacs, K., 2014. Conventional reservoirs hold keys to the unconventional. *AAPG Explorer* 35(2), p. 26.
- Passey, Q.; Bohacs, K.; Esch, W.; Klimentidis, R.; and Sinha, S. 2010. From oil-Prone Source Rock to Gas-Producing *Shale* Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional *Shale*-Gas Reservoirs. SPE 131350. CPS/SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition, Beijing, China, 8-10 de Junio de 2010.
- Pose, F., A. Gangui, and S. Galeazzi, 2014, Estratigrafía secuencial del sistema Quintuco–Vaca Muerta en el Engolfamiento neuquino, Cuenca Neuquina, Argentina: 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Simposio de Recursos No Convencionales, Ampliando el Horizonte Energético, Mendoza, Argentina, 3–7 November, p. 211–229.
- Ortiz, A., C. Bernhardt, F. González-Tomassini, S. Cumella, P. Saldungaray, and L. Mosse, 2018, Causes of resistivity reversal in the Vaca Muerta Formation, Argentina: Unconventional Resources Technology Conference, Houston, Texas, 23–25 July, DOI: 10.15530/URTEC-2018-2901804.
- Ortiz, Alberto César, Luisa Crousse, Carolina Bernhardt, Dolores Vallejo, and Laurent Mosse, 2020, Reservoir properties: Mineralogy, porosity, and fluid types, in Daniel Minisini, Manuel Fantín, Iván Lanusse Noguera, and Héctor Leanza, eds., *Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina*: AAPG Memoir 121, p. 329–350.
- Reijenstein, H. M., H. W. Posamentier, M. Fantín, F. González Tomassini, and C. Lipinski, 2014, Vaca Muerta seismic stratigraphy and geomorphology: Regional architectural trends for unconventional exploration: 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Mendoza, Argentina, 3–7 November, Abstracts Extendidos, p. 211–220.
- Reijenstein, H. M., C. Lipinski, M. Fantín, S. Cuervo, D. Vallejo, L. Crousse, F. González Tomassini, and D. Kietzmann, 2015, Where is the Vaca Muerta sweet spot? The Importance of regional facies trends, thickness, and maturity in generating play concepts: Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, Texas, 20–22 July, p. 798–804.
- Reijenstein, H. M., R. F. Domínguez, A. Bande, M. D. Vallejo, R. Notta, D. Guerberoff, I. Lanusse, *et al.*, 2017, Transecta sísmica regional del Sistema Vaca Muerta–Quintuco: interpretación de facies sísmicas basadas en impedancia acústica y litofacies dominantes: Argentina: 20° Congreso Geológico Argentino, Simposio 5: Geología

- de la Formación Vaca Muerta, San Miguel de Tucumán, Argentina, 7–11 August, p. 122–129.
- Sagasti, G., A. Ortiz, M. Foster, D. Hryb, A. Ortiz, and V. Lazzari, 2014, Understanding geological heterogeneity to customize field development: An example from the Vaca Muerta unconventional play, Argentina, Unconventional Resources Technology Conference, 25–27 August, Denver, Colorado, accessed June 4, 2019, <http://archives.datapages.com/data/urtec/2014/1923357.html>, DOI: 10.15530/urtec-2014-1923357.
- Santiago, M., R. S. Rauzi, G. A. Laffitte, and O. Alvarado, 2014, La Formación Vaca Muerta como objetivo exploratorio no convencional en la subcuenca de Picún Leufú, Neuquén, Argentina: Simposio de Recursos No Convencionales, Ampliando el Horizonte Energético, 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Mendoza, Argentina, 3–7 November, p. 275–310.
- Sattler, F., R. F. Domínguez, M. Fantín, P. Desjardins, H. Reijenstein, A. Bande, A. Liberman, O. Nielsen, M. Santiago, and D. Marchal, 2018, Enclosure 1 and 2, in G. González, M. D. Vallejo, D. Kietzmann, D. Marchal, P. Desjardins, F. González Tomassini, L. Gómez Rivarola, and R. F. Domínguez, eds., 2018, Regional Cross Section of the Vaca Muerta Formation. Integration of seismic, well logs, cores and outcrops. Special Publication of Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Buenos Aires, p. 244.
- Slatt, R. 2011. Important Geological Properties of Unconventional Resource *Shales*. Central European Journal of Geosciences, 3(4). 2001. 435-448.
- Sylwan, C., 2014. Source rock properties of Vaca Muerta Formation, Neuquina Basin, Argentina, in S. Galeazzi, *et al.*, eds., Simposio de Recursos no Convencionales, 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza, Argentina, p. 365–386.
- Vittore, F., D. Licitra, J. Quiroga, A. Rosembat, and E. Lovrinovich, 2014, Caracterización Estructural, Estratigráfica y Sedimentológica de la Fm Vaca Muerta en el Yacimiento Loma Campana, Cuenca Neuquina, Argentina: 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Mendoza, Argentina, 3–7 November, p. 653–672.
- Weaver, C. E., 1931, Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of West Central Argentina: Seattle, University of Washington, Memoir 1, 469 p.
- Zeller, M., G. P. Eberli, R. J. Weger, D. L. Giunta, and J. L. Massaferro, 2014, Seismic expressions of the Quintuco–Vaca Muerta system based on outcrop facies and geometry: 9° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), Mendoza, Argentina, 3–7 November, Actas 2, p. 209–224.
- Zeller, M., K. Verwer, G. P. Eberli, J. L. Massaferro, E. Schwarz, and L. Spalletti, 2015, Depositional controls on mixed carbonate–siliciclastic cycles and sequences on gently inclined shelf profiles: Sedimentology, v. 62, p. 2009–2037, DOI: 10.1111/sed.12215.

