

ANÁLISIS MULTIVARIABLE PARA LA CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS Y DEL SISTEMA PORAL EN LA FORMACIÓN VACA MUERTA

Carolina Bernhardt¹, Alberto Ortiz¹, Diego Gallart², Pablo Saldungaray³

1: YPF S.A., carolina.bernhardt@ypf.com, alberto.ortiz@ypf.com

2: YTEC, diego.gallart@set.ypf.com

3: Schlumberger, psaldungaray1@slb.com

Palabras clave: Vaca Muerta, multivariable, sistema poro-fluido

ABSTRACT

Pore-fluid prediction in shale oil with mineralogy data

The study of the properties of *shales* through nuclear magnetic resonance (NMR) data is becoming increasingly relevant. The advance in acquisition, processing and interpretation methodologies of T2 (transverse relaxation time) and T1 (longitudinal relaxation time) data helps define the characterization of the poral system. The analysis of T1T2 maps give information of the fluids and the interaction with the poral system.

Each hydrogen present in the fluids of the formation, whether it be in water or in hydrocarbons, can be defined by means of T1T2 maps. According to the where the signal is located on the map, it is possible to infer the type of fluid (water, gas, oil, bitumen) and the type of host pore (clay bound water, water in inorganic pores, hydrocarbons in organic or inorganic pores, etc.). This information is valuable not only from the point of view of avolumetric quantification, but also because it allows to infer the production of fluids. However, for a better understanding and validation of the interpretation of the NMR signals, these should be interpreted alongside other data sources, like volumetric petrophysical interpretation and core data.

In the present study, data of three wells drilled in the peak oil window from the Vaca Muerta formation were evaluated. The multivariate analysis allowed to characterize and predict part of the pore and fluid system in function of mineralogical variation. Comparing the results with well-logs (T1T2 NMR and Dielectric) suggests influx and efflux of fluids in one of the wells.

INTRODUCCIÓN

La composición mineralógica de la Formación Vaca Muerta actualmente es caracterizada con registros especiales tales como la espectroscopía de captura e inelástica, calibrados con datos de corona (Mosse *et al.*, 2014; Rodríguez *et al.*, 2015; Bernhardt *et al.*, 2017). Utilizando modelos petrofísicos complejos se obtienen al menos diez variables diferentes correspondiente a los minerales principales de la matriz.

Por otra parte, la relación poro-fluido en los *shales*, no es un tema fácil de abordar con métodos de estudio convencionales. El principal obstáculo es la escala nanométrica de trabajo que, si bien

es posible acceder con imágenes SEM, se dificulta el traspaso (upscaling) a una escala métrica adecuada. En este sentido, la herramienta resonancia magnética nuclear (NMR) a través de los mapas T1T2 permite el análisis del sistema poro-fluido, de grandes volúmenes de roca y con una resolución vertical semejante a otras herramientas como densidad, neutrón, dieléctrico y en particular espectroscopia de captura.

Ambas técnicas descriptas generan un enorme volumen de información con múltiples variables, lo que plantea el desafío de encontrar nuevas técnicas y metodologías para mejorar las evaluaciones y entendimiento de los datos.

Este trabajo tiene por objetivo utilizar técnicas de análisis multivariable para el análisis de las relaciones entre la mineralogía de la interpretación petrofísica y el sistema poro-fluido definido mediante análisis NMR T1T2. Este análisis permitirá avanzar en la caracterización de potenciales landing zones como también predecir los niveles con mayor producción de agua.

DATOS Y METODOLOGÍA

En el presente trabajo se analizan los datos de pozos verticales (A, B y C) que atraviesan toda la sección orgánica de la Fm. Vaca Muerta. Estos pozos cuentan con información de registros eléctricos tales como espectroscopia de captura e inelástica, NMR (adquirida en modo standard y T1T2), dieléctrico y triple combo. Además, el pozo B tiene datos de corona cubriendo todo el intervalo de la Fm. Vaca Muerta y que se utiliza para calibrar la interpretación petrofísica.

Los pozos analizados se ubican en ventana de petróleo, con una madurez termal entre 0.9 (pozo B) y 1.2 (pozo A) determinada por reflectancia de la vitrinita (R_o) y a una distancia máxima entre pozos de 20 km. La Fig. 1 muestra una sección de pozos de orientación NO-SE donde se indica la posición relativa de los pozos A, B y C.

La metodología aplicada podría resumirse en la aplicación de técnicas de análisis multivariable en el pozo B, encontrándose relaciones entre la mineralogía y el sistema poro-fluido. Luego se intenta predecir las variables de mejor correlación y verificar las predicciones encontradas en los pozos vecinos A y C a modo de “*blind test*”.

En los análisis realizados es necesario tener en cuenta el contexto geológico. Se definieron cuatro intervalos considerando las superficies crono-estratigráficas de Desjardins *et al.*, (2016), el contenido en materia orgánica total ($COT > 2\%$) y su posición geométrica en las clinoformas. Los intervalos que pueden clasificarse en dos tipos: los del segmento de *bottomset* (B) y los correspondientes a segmentos de *foreset* (F). A continuación, se detallan los límites de los cuatro intervalos:

- Intervalo B1: entre las superficies T1 y T2 (Desjardins *et al.*, 2016), corresponde a la sección basal, conocida como “la cocina”.
- Intervalo B2: entre las superficies T2 (Desjardins *et al.*, 2016) y la superficie 04. También

corresponde a un segmento de *bottomset*.

- Intervalo F3: en el pozo A y B entre la superficie 04 y un techo diacrónico del intervalo con $COT > 2\%$. En el pozo C entre las superficies 04 y T4 (Desjardins *et al.*, 2016).
- Intervalo F4: solo representada en el pozo C, entre la superficie T4 (Desjardins *et al.*, 2016) y un techo diacrónico del intervalo con $COT > 2\%$.

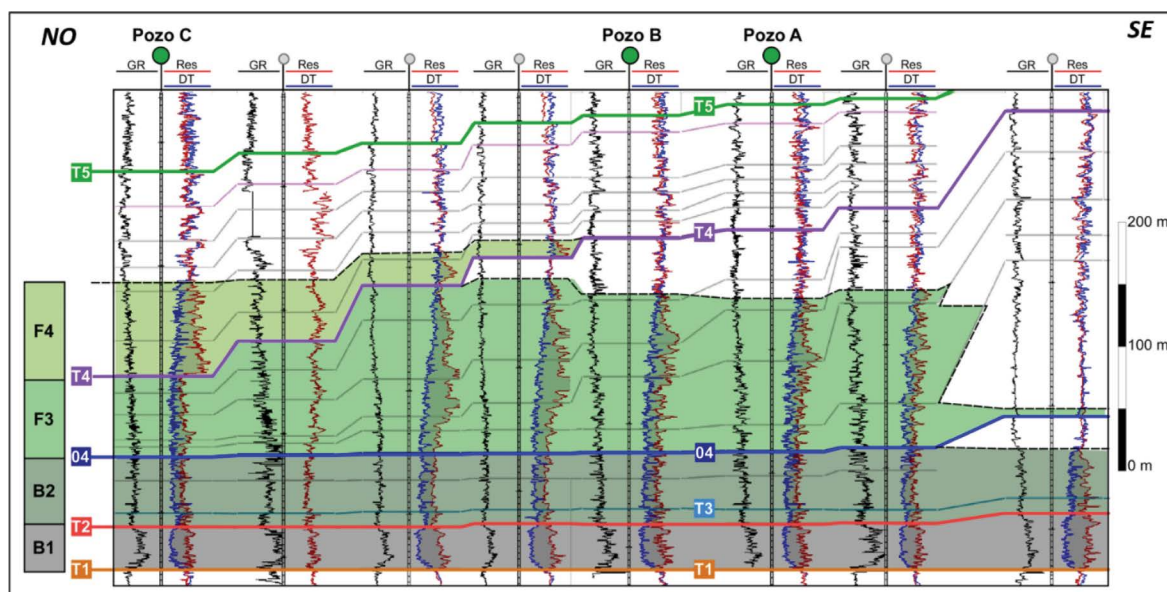


Figura 1. Sección NO-SE que muestra la posición relativa de los tres pozos (A, B y C) con los intervalos analizados. Superficies T1, T2, T4 y T5 de Desjardins *et al.*, (2016); superficie 04 y diacrónicas del techo de secciones orgánicas ($COT > 2\%$) definidas en este trabajo.

Interpretación petrofísica

Se realiza a partir de registros eléctricos siguiendo un modelo petrofísico conceptual presentado en la Fig2. Los tres pozos cuentan con un modelo probabilístico, construido en dos etapas. En la primera se resuelve la fracción mineralógica (porcentaje en peso) con datos de espectroscopía de captura e inelástica, utilizando una calibración de concentraciones elementales y mineralogía obtenida a partir de fluorescencia de rayos X (FRX) y difracción de rayos X (DRX) de muestras de corona (Bernhardt *et al.*, 2017). Esta metodología de calibración para la Fm. Vaca Muerta es descripta por varios autores (Mosse *et al.*, 2014, Rodríguez *et al.*, 2015).

MATRIZ MINERAL												FLUIDOS						
Inorganica											Orgánica	Agua		Gas	Hidrocarburo			
Cuarzo	Mica	Feld-K	Plag	Montmorillonita	Illita	Clorita	Caolinita	Calcita	Dolomita	Ankerita	Pirita	Kerogeno	Estructural	Ligada a arcillas	Pore Water	Gas	<C20	>C20
													Φ Agua		Φ HC			
													Porosidad Total					

Figura 2. Modelo petrofísico conceptual para la Fm. Vaca Muerta

La segunda etapa resuelve los volúmenes de la matriz mineral y fluidos, a través de un modelo probabilístico utilizando las curvas de densidad, neutrón, porosidad NMR y volumen de agua total (PWXO) que se obtiene de la herramienta dieléctrica. El volumen de agua ligada a las arcillas (CBW) se obtiene a partir del volumen de arcilla calculado con espectroscopía y el “pore water” (IPW) por la diferencia entre CBW y PWXO.

Procesamiento de datos NMR modo T1T2

Para la adquisición de la información de mapas T1-T2 se utilizó la herramienta NMR descrita en Anand *et al.*, (2015), que opera a una frecuencia de 2 MHz y un espaciamiento entre ecos de 200 us. Los mapas se computan a partir de los ecos de una secuencia compuesta por seis diferentes tiempos de polarización entre 1 y 3000 ms que también está descrita en la referencia citada, denominada “Long-T1” (referirse a la Tabla 1 en Anand *et al.*, 2015). La secuencia permite obtener mapas T1-T2 continuos en profundidad con una frecuencia de muestreo de 12 pulgadas.

La interpretación de los mapas T1-T2 se basa en la metodología *Blind Source Separation* (BSS) (Anand 2017). Esta metodología posibilita analizar mapas T1-T2 de uno o más pozos en forma simultánea. En un primer paso los ecos se invierten para generar los mapas, y la información de uno o múltiples pozos se “apila” o promedia sobre el intervalo de interés. De este mapa “apilado” se extraen una serie de señales o mapas base, cuya suma ponderada puede reproducir el mapa original con un grado de confianza determinado. Cuanto mayor el grado de confianza requerido, mayor es la cantidad de señales necesarias para reconstruir el mapa total. Cada mapa base representa un tipo o facie poro-fluido con una respuesta T1-T2 característica y única. A cada nivel de profundidad, el peso o factor de ponderación de cada mapa base en la reconstrucción del mapa total es la contribución de esa facie poro-fluido normalizada a la porosidad total. Es decir, aplicando esta técnica se puede descomponer la porosidad total de NMR en una serie de volúmenes o fracciones de porosidad por cada uno de los mapas base correspondientes a las facies poro-fluido. El último paso en la interpretación es asignar un significado petrofísico a cada uno de estos volúmenes, por ejemplo, agua ligada a las arcillas (CBW), agua en poros inorgánicos (IPW), bitumen o >C20 (BIT), hidrocarburo móvil por lo general en poros inorgánicos (HC) u orgánicos (OP), etc. Cada uno de estos volúmenes interpretados puede estar constituido por uno o la suma de varios mapas base. El número óptimo de mapas base es un compromiso entre la “granularidad” requerida para capturar las propiedades petrofísicas más importantes y la eficiencia del proceso interpretativo teniendo en cuenta la relación señal ruido que se puede obtener a condiciones de fondo.

La técnica y los resultados obtenidos para la Fm. Vaca Muerta fue presentada por Ortiz *et al.*, (2017), donde también se discuten aspectos tales como cuál es el número óptimo de mapas base requeridos, limitaciones de la metodología y se interpretan las facies poro-fluido. En la Fig. 3 se

presenta un ejemplo del mapa T1T2 con su correspondiente interpretación de fluido-poro lo cual origina los diferentes volúmenes que luego se comparan con los resultados de la interpretación petrofísica. En el trabajo los autores se refieren a la señal HC1, como un poro no claramente definido con hidrocarburo.

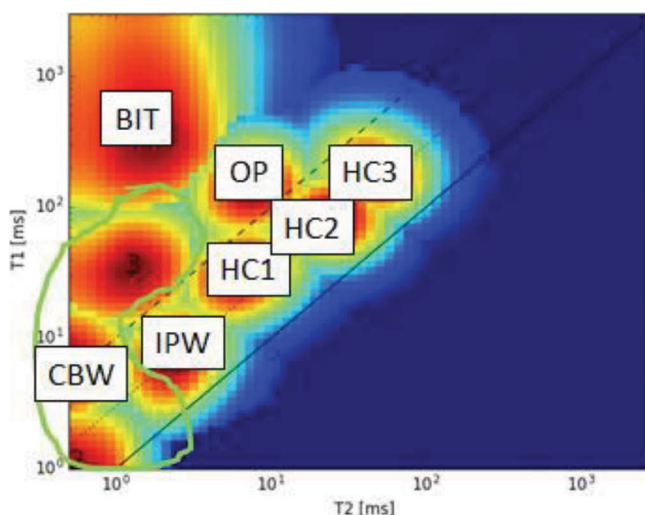


Figura 3. Mapa T1T2 con 9 fuentes y posición de cada una de las señales en el eje T1 y T2 (Ortiz *et al.*, 2017). Referencias: CBW: agua ligada a las arcillas, IPW: agua en poros inorgánicos, BIT: bitumen o >C20, OP: orgánicos; y HC: hidrocarburo móvil (HC1, HC2 HC3, se refiere a diferentes sistemas poro-hidrocarburo asociado).

Las señales identificadas a partir del procesamiento de BSS se nombran según la siguiente nomenclatura: HC1, HC2, HC3, OP, BIT, CBW y IPW. Las señales HC1, HC2 y HC3 hace referencia a diferentes sistemas poro-hidrocarburo asociado. Las señales HC2, HC3 e IPW tienen la relación T1T2 más baja y BIT la más alta. El volumen total de agua se define con la sigla WAT y corresponde a la suma de CBW y IPW.

La caracterización de las fuentes y su posición en el mapa T1T2 definida en el pozo B se mantiene en los pozos A y C.

Análisis multivariable

En el pozo B se analiza un total de 15 variables (entre volúmenes minerales y de poro-fluido) que comprenden 1296 observaciones a intervalos de 0.1524 metros (Gallart *et al.*, 2018). El objetivo es establecer el grado de correlación entre variables mediante diferentes técnicas de análisis y seleccionar aquellas del sistema poro-fluido T1T2 que presenten mejor correlación, para generar una curva sintética a través de modelos predictivos. Una vez predichas se las compara con curvas que se denominan “reales” provenientes de herramientas que no fueron tenidas en cuenta en el análisis.

Los modelos predictivos utilizados se detallan a continuación:

- Regresión lineal múltiple: consiste en una selección de variables paso a paso en modo de eliminación “hacia atrás”. En este proceso de selección se toma el modelo con todas las variables en la ecuación y luego se van excluyendo una tras otra en orden de correlación menor a mayor con respecto a la variable dependiente.
- Support Vector Regression (SVM): el objetivo de SVM es encontrar un hiperplano que separe estas clases con un error mínimo, asegurándose también que el hiperplano tenga la máxima distancia (margen) con los puntos que estén más cerca de él mismo para cuando se tiene un conjunto linealmente separable de puntos de dos clases diferentes, Con esta premisa, SVR busca este hiperplano, pero asegurándose de que la distancia entre estos puntos y el hiperplano no sea mayor a un valor establecido (epsilon).
- Red Neuronal (RNA): este modelo está constituido por una colección de elementos de procesamiento (nodos o neuronas) altamente interconectados que transforma un conjunto de datos de entrada en un conjunto de datos de salida deseado. Es una técnica de estimación y clasificación perteneciente a la inteligencia artificial, que tiene como principio el proceso de aprendizaje que intenta simular la conducta cognitiva del cerebro humano. Una RNA está

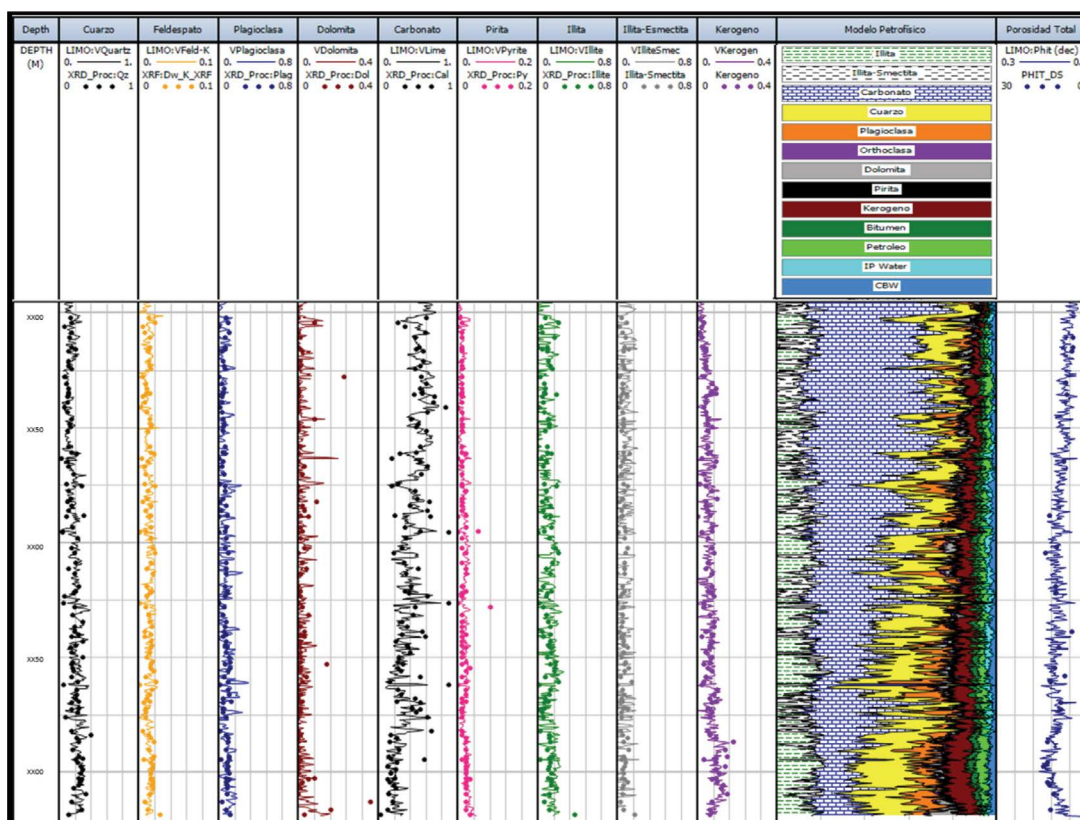


Figura 4. Calibración roca-perfil correspondiente al pozo B (Bernhardt *et al.*, 2017). Pista 1 indica el espesor total analizado. Las nueve (9) pistas siguientes muestran el ajuste mineralógico de las curvas interpretadas con respecto a los datos DRX (% peso en seco). Pista 10 presenta los volúmenes mineralógicos y de fluidos. Pistas 11 muestra la interpretación de porosidad total calibrada con corona.

constituida por capas o “*layers*” de información, donde generalmente se puede distinguir una capa de entrada (variables independientes), una o varias capas intermedias u ocultas (que realizan la determinación de las relaciones entre las variables de entrada y salida) y una capa de salida que recibe el resultante de las variables independientes. La red neuronal requiere el entrenamiento con datos previa normalización de los mismos.

- *Stacked Ensemble*: con el objetivo es probar la performance de los diferentes modelos, se denomina de esta forma al conjunto de modelos agrupados a través de una técnica de aprendizaje automática.

RESULTADOS

A continuación, se presentan los resultados de los métodos descriptos anteriormente para los tres pozos analizados.

Interpretación Petrofísica

La Fig. 4 muestra el resultado de la interpretación petrofísica del pozo B, en donde se resuelven 10 tipos de minerales y la porosidad total con 4 tipos de fluidos. La mineralogía y porosidad se encuentra calibrada con datos de laboratorio de testigo de roca. Las diferentes proporciones mineralógicas y porosidad en los pozos A, B y C en los intervalos B1, B2, F3 y F4 se presenta en la Fig. 5 y Tabla 1.

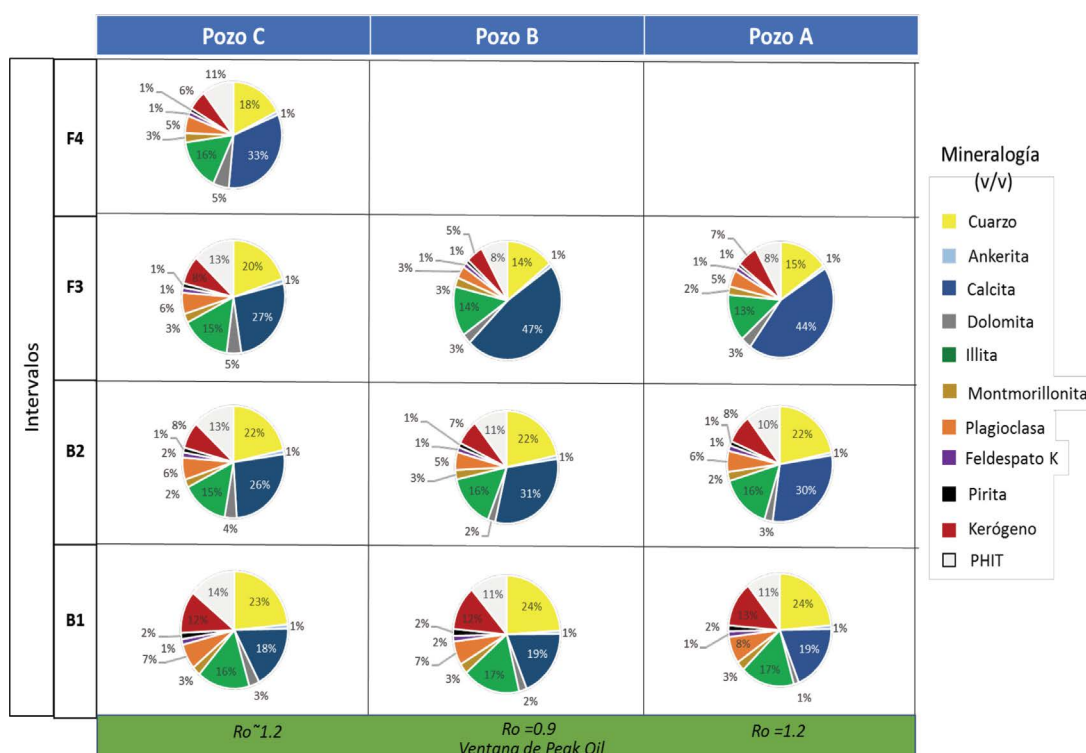


Figura 5. Gráficos circulares mostrando las proporciones mineralógicas (v/v) para los 3 pozos en los diferentes intervalos analizados.

Mineral / Fluido	Características
Calcita	En la vertical, aumenta en forma continua desde el intervalo B1 a los superiores en los tres pozos. Respecto a variabilidad lateral en el intervalo B1 esta es relativamente constante, mientras que en los intervalos B2 y F3 se observa una disminución en el pozo C.
Dolomita	En general se presenta en porcentajes bajos alrededor del 3% aumentando hacia los niveles superiores. El pozo C, en todos los intervalos contiene un volumen ligeramente más alto con respecto a los otros dos pozos.
Plagioclasa	Para todos los pozos representa el 6% del volumen total de la roca. Disminuye levemente hacia los intervalos superiores.
Illita	Para todos los pozos representa el 15% del volumen total de la roca. Disminuye levemente hacia los intervalos superiores.
Quarzo	Para todos los pozos disminuye gradualmente hacia los intervalos superiores. Respecto a variabilidad lateral en todos los intervalos esta es relativamente constante, mientras que en el intervalo F3 se observa un aumento en el pozo C.
Montmorillonita	Para todos los pozos representa en 3% del volumen total de la roca y con poca variabilidad entre pozos.
Feldespato K	Para todos los pozos se presenta en cantidades mínimas, entre 1 a 2 %.
Pirita	Representa entre el 2 y 1 % del volumen total, estando los mayores valores en el intervalo B1 para todos los pozos.
Kerógeno	En los tres pozos disminuye progresivamente hacia los niveles superiores. El pozo C, los intervalos B2 y F3 contiene un volumen más alto con respecto a los otros dos pozos.
Porosidad total	Disminuye progresivamente hacia los intervalos superiores en los tres pozos. El pozo C presenta mayor porosidad en los tres intervalos respecto a los otros dos pozos.

Tabla 1. Descripción de la mineralogía en los 3 pozos

Procesamiento de datos NMR modo T1-T2

Los resultados del procesamiento de NMR modo T1-T2 para los pozos A, B y C, en los intervalos B1, B2, F3 y F4 se presentan en términos de saturación (S) en la Fig. 6 y la Tabla 2.

En los pozos A y C, de mayor madurez termal, el contenido (en términos de saturación) de hidrocarburo >C20 (o bitumen) disminuye notablemente con respecto al pozo B.

Análisis Multivariable

En la Tabla 3, se presentan los resultados para el pozo B del análisis multivariado de las correlaciones entre los volúmenes de tipos de poro-fluido y mineralogía. Se listan aquellas que presentan una relación más fuerte (≥ 0.45 o ≤ -0.45).



Figura 6. Gráficos de barras para comparar los porcentajes de saturaciones de los volúmenes poro-fluido en los diferentes intervalos de los tres pozos analizados.

Poro/fluido (Nemónicos)	Características
SCBW	El pozo C presenta los menores valores para todos los intervalos.
SIPW	El pozo C presenta los mayores valores para los intervalos B1, B2 y F3 con respecto a los otros dos pozos.
SHC1	Disminuye hacia los niveles superiores. En el pozo C posee mayor valor de HC1 con respecto a los otros dos pozos.
SHC2	Tiene poca variación entre pozos e intervalos.
SHC3	Los mayores valores para los niveles B1, B2 y F3 se encuentran en el pozo A, mientras que el pozo C presenta los valores más bajos para todos los intervalos.
SOP	El pozo B presenta los mayores valores disminuyendo hacia el A y luego C (con valores que no superan el 10%). A su vez disminuye hacia los niveles superiores, con excepción del pozo C que no hay variabilidad entre intervalos.
SBIT	El pozo B de menor madurez termal posee mayores valores de BIT. En los pozos A y C la variabilidad entre intervalos es mínima, no superando el 5%.

Tabla 2. Descripción del sistema poro-fluido.

La variable T1T2_WAT (volumen de agua total) resalta como la que mejor correlaciona con la mayoría de los minerales, en particular las arcillas y el cuarzo. T1T2_IPW y HC3 con relaciones un poco más bajas, muestran una correlación negativa con la calcita y positiva con el cuarzo y la illita. ElT1T2_HC1 se relaciona positivamente con el volumen de Kerógeno (Fig. 7), lo cual podría indicar que este volumen se encuentra asociado a poros orgánicos.

Variable uno	Variable dos	Correlación
PF_T1T2_WAT	M_Illite	0.63
PF_T1T2_WAT	M_Calcite	-0.61
PF_T1T2_HC1	M_Kerogen	0.58
PF_T1T2_WAT	M_Montmorillonite	0.56
PF_T1T2_WAT	M_Quartz	0.55
PF_T1T2_IPW	M_Calcite	-0.51
PF_T1T2_CBW	M_Illite	0.50
PF_T1T2_IPW	M_Quartz	0.49
PF_T1T2_HC3	M_Illite	0.46

Tabla 3. Muestra las correlaciones más fuertes entre variables.

A partir de estas relaciones observadas en el pozo B, se intenta predecir en base a la mineralogía alguna de las variables del sistema poro-fluido del NMR modo T1T2 (Fig. 8).

Para las diferentes predicciones se aplicaron los tres modelos descriptos anteriormente. El modelo básico *Support Vector Regression* el más certero en la mayoría de los casos, con excepción para la variable HC1 en donde el modelo *Stacked Ensemble* muestra el menor error.

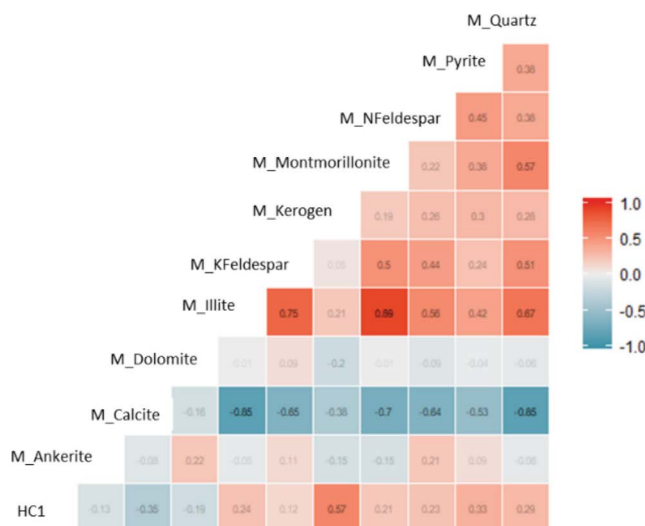


Figura 7. Correlación entre HC1 y la mineralogía para el intervalo Vaca Muerta con COT>2%. El color rojo más intenso es una correlación fuertemente positiva, el azul una correlación negativa (anti-correlación).

Validadas las predicciones en el pozo B (con 20% de valores no utilizados en los modelos) se procede a comparar las diferentes predicciones en los pozos B y C, utilizados como pozos prueba.

En la Fig. 9 se comparan los resultados de las diferentes predicciones (curvas sintéticas) con los datos obtenidos a partir de la herramienta NMR modoT1T2 y dieléctrico (datos denominados reales) para los tres pozos (A, B y C) en intervalo de la Fm. Vaca Muerta (COT >2%).

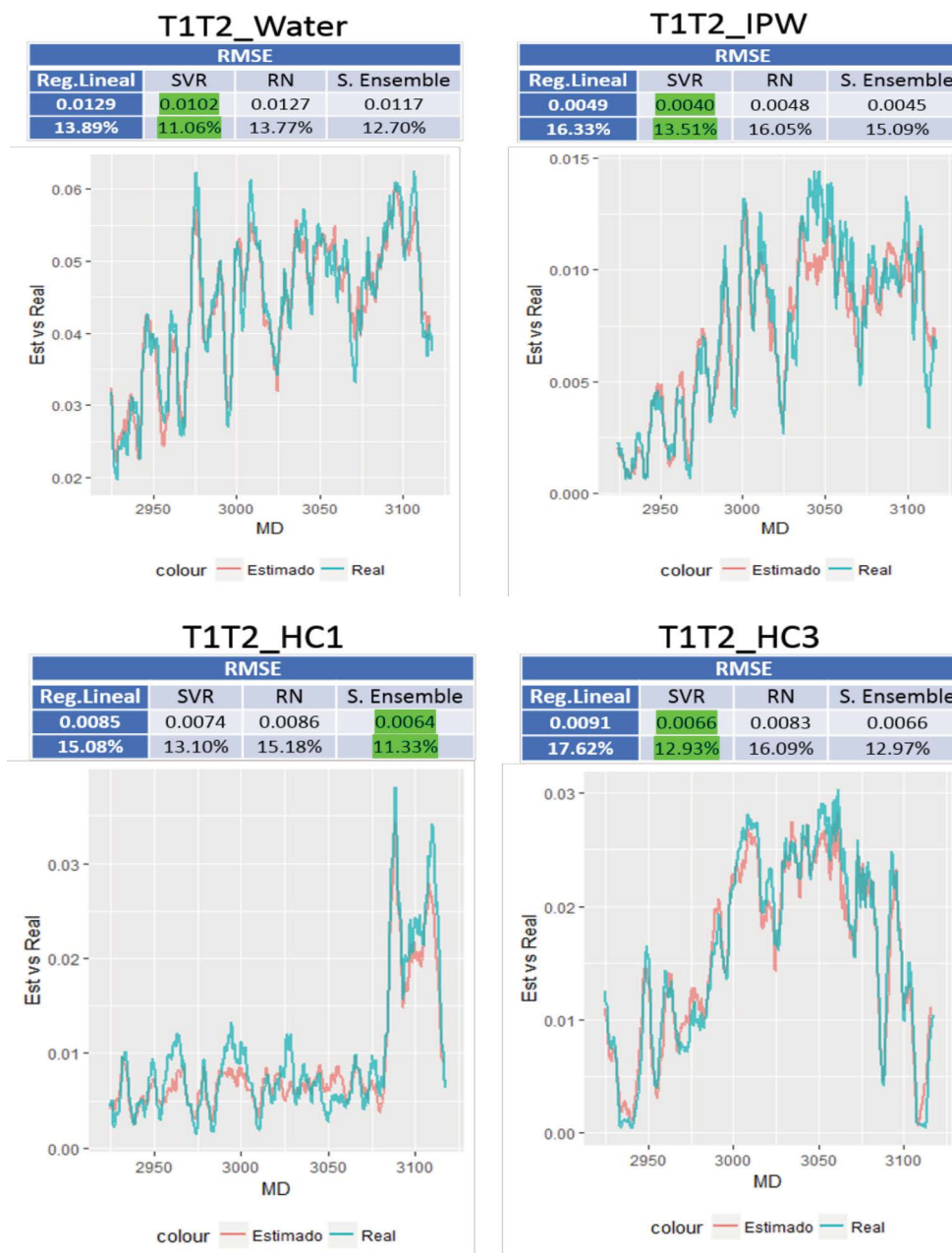


Figura 8. Tablas y gráficos comparativos en el pozo B de los modelos predictivos en función del error cuadrático medio (RMSE) para cada una de las predicciones de las variables objetivoy variables reales vs la predicción en función de la profundidad respectivamente.

La curva HC1 sintética muestra en general buena similitud con respecto a la curva real de T1T2 en los pozos, mientras que la curva HC3 sintética está por debajo de la curva real en los pozos A y C con una diferencia promedio del 30%.

Las diferencias más grandes entre las curvas sintéticas y las reales se observan en el pozo C (intervalos B1, B2 y F3) entre el volumen de agua total y capilar medidas con las herramientas T1T2 y dieléctrico. También se observa que el T1T2_WAT_real no llega a los valores de PWXO para los intervalos B2 y F3 en el pozo C.

Los gráficos de la Fig. 10 muestran las diferencias entre las curvas sintética y las derivadas de T1T2 para IPW y T1T2_WAT en los tres pozos.

En términos volumétricos se ve un buen ajuste de la curva IPW y agua total sintética con las curvas reales en los pozos A, B y C, con excepción de los intervalos B1, B2 y F3 de este último pozo. La diferencia en estas zonas es del 50% para el IPW y del 35% en agua total.

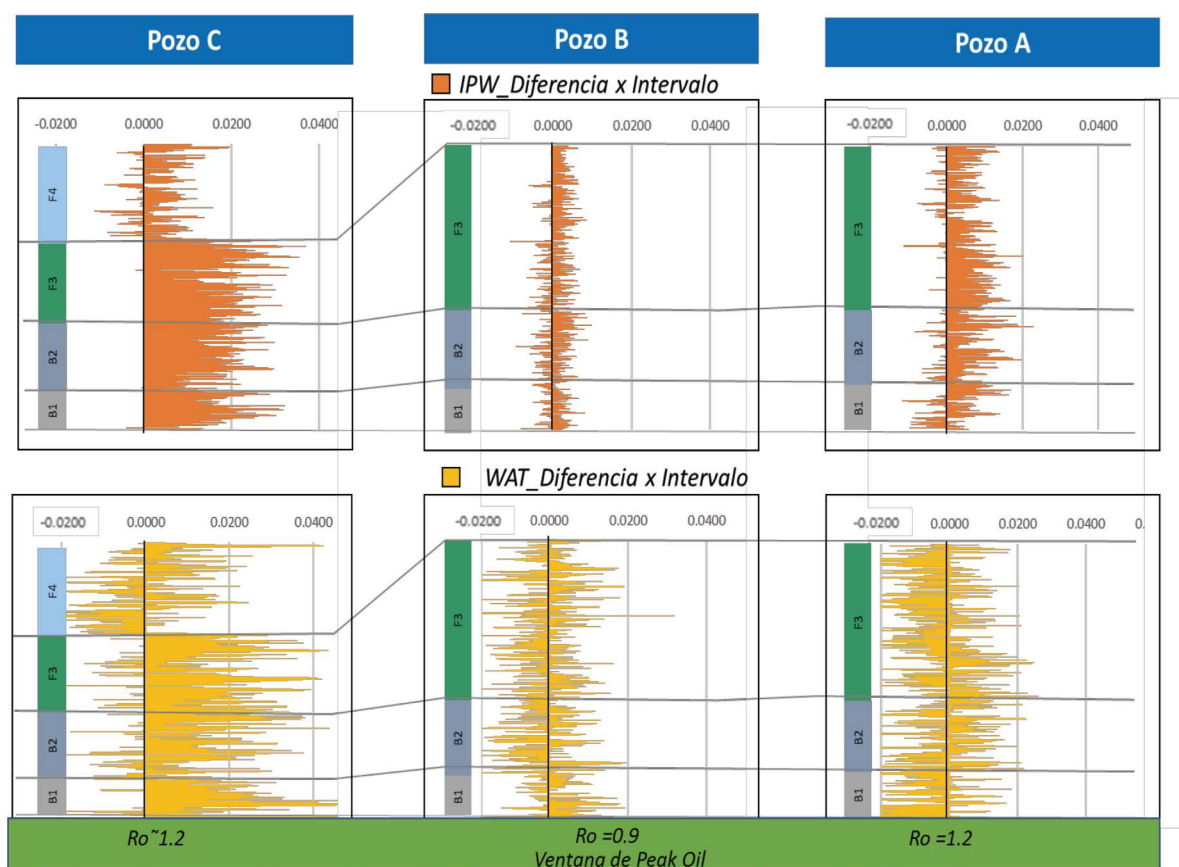


Figura 10. Gráficos en profundidad mostrando las diferencias entre las curvas sintéticas vs reales de T1T2 para IPW (agua capilar) y T1T2_WAT (agua total) en los pozos A, B y C. Diferencias positivas indican valores más altos de la curva real. Notar la gran diferencia en el pozo C en los intervalos F3, B2 y B1.

En la Fig. 11 se muestran las diferencias en el agua capilar y total en términos de saturación.

En Ortiz *et al.*, (2018) observaron en el intervalo Vaca Muerta inferior (intervalo B1 de este trabajo) similitud en los valores de saturación de agua total a partir del dieléctrico y

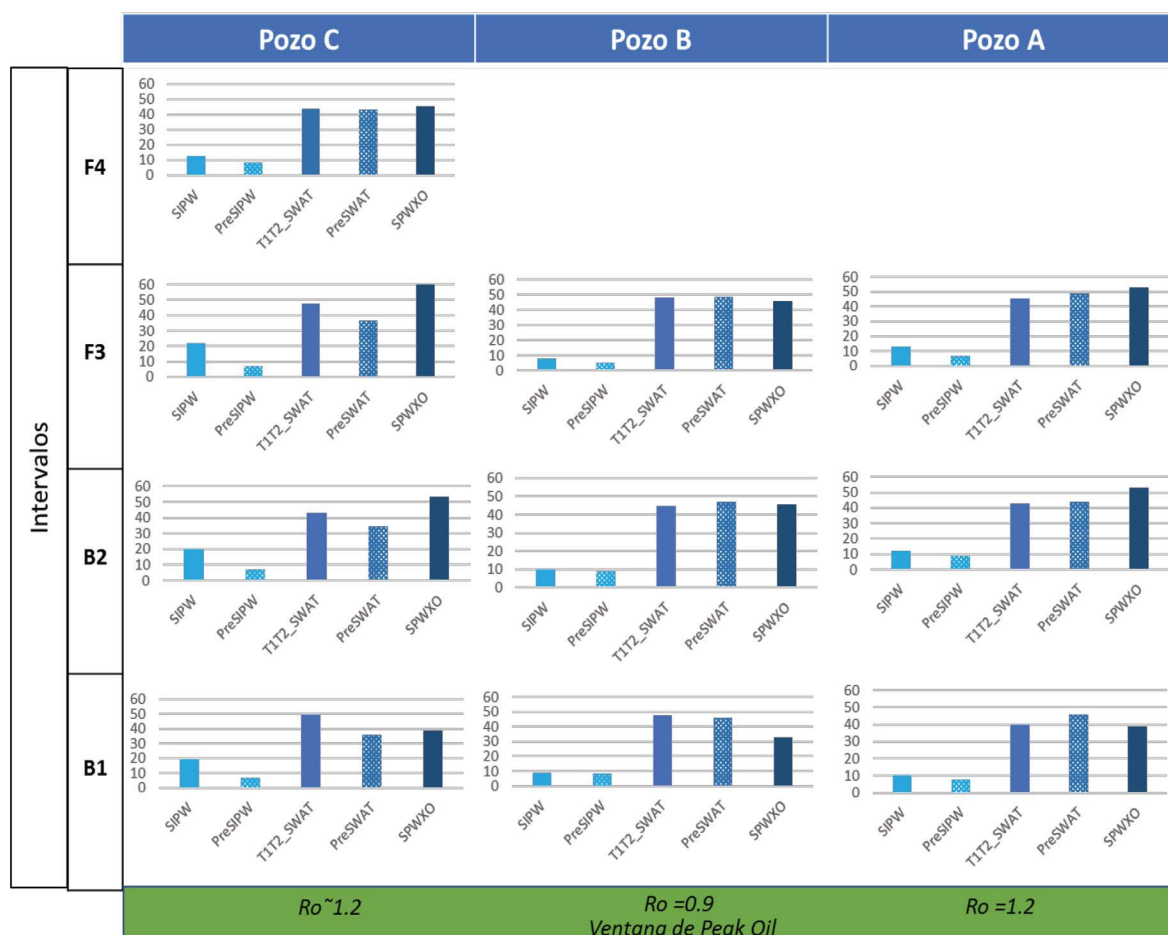


Figura 11. Gráficos de barras para comparar los porcentajes de saturación de agua total y agua capilar en los diferentes intervalos de los 3 pozos analizados. Las curvas estimadas son los trazos finos de color azul para el agua total (preSWAT) y celeste para el agua capilar (preSIPW).

modo T1T2 NMR, para pozos ubicados en un rango de madurez amplio (0.9 a 1.6 de Ro). Del mismo modo, en este trabajo la saturación de agua a partir del dieléctrico (SPWXO) es similar a la del modo T1T2 (T1T2_SWAT) con valores entre un 40 y 50% para todos los intervalos de los pozos A, B y C. Las excepciones vuelven a ser los intervalos B2 y F3 del pozo C en donde SPWXO es mayor al 10% con respecto a T1T2_SWAT. También se observa como la saturación a partir del agua total sintética (PreSWAT) no reproduce el T1T2_SWAT y SPWXO en estos mismos intervalos, haciendo que la diferencias entre PreSWAT y SPWXO llegue a un 24 %.

En cuanto a la saturación de IPW, el pozo C en los niveles B1, B2 y F3 muestra más de 10% de agua respecto a los otros dos pozos. Además, la curva sintética PreSIPW presenta valores sistemáticamente menores al IPW real (13%), para estos mismos intervalos del pozo C.

DISCUSIÓN

Los resultados obtenidos permiten el análisis de tópicos variados que se resumen a continuación:

Análisis de los hidrocarburos (HC1)

En estudios previos del sistema poro-fluido a partir de T1T2 ubican a la señal #6 (HC1) en una posición intermedia entre poros orgánicos e inorgánicos, pero no asociada a ninguno de ellos (Ortiz *et al.*, 2017). En el Pozo C, se observa para todos los intervalos un aumento de este volumen de HC1 (Fig. 6), el cual coincide con un aumento del volumen de kerógeno en el pozo. Por otro lado, el análisis multivariado muestra una correlación directa y positiva entre el volumen de esta señal y el volumen de kerógeno (Fig. 7).

Estas observaciones sugieren que el HC1 representa un fluido (probablemente hidrocarburo) que se encuentra alojado en poros orgánicos.

Análisis del Agua

Para todos intervalos analizados, los volúmenes y saturaciones de agua (total e IPW) medidos y sintéticos en los pozos A y B presentan una fuerte concordancia, mientras que en el pozo C los sintéticos son claramente más bajos a los medidos para los intervalos inferiores. Si bien, parece existir una fuerte relación entre la mineralogía y los volúmenes de agua, podría haber otras variables que controlen el contenido de fluidos como por ejemplo la madurez termal y textura de la roca.

Respecto de la variación en la madurez termal, esta no parece explicar las diferencias en el contenido de agua. El pozo C se encuentra en un nivel de madurez termal similar al pozo A y en este último no se observaron variaciones entre curvas de volúmenes y saturaciones de agua. En el caso de la textura, se puede inferir cambios a partir de variaciones en las proporciones mineralógicas. En el pozo C hay un aumento de los minerales clásticos y disminución del contenido carbonático en los intervalos B2 y F3 con respecto a los otros pozos. Sin embargo, en el intervalo B1 la variabilidad mineralógica es prácticamente nula y la diferencia entre las curvas de agua se mantiene, por lo que se infiere que la textura no estaría jugando un papel importante.

Una hipótesis alternativa para explicar las diferencias en el contenido de agua en el pozo C, se basa en que el volumen de agua obtenida a partir de las predicciones y los registros en los pozos A y B, sean la resultante del proceso de soterramiento y diagénesis de la roca. No así en los niveles inferiores del pozo C (B1, B2 y F3), donde las diferencias entre las curvas podrían estar

evidenciando algún aporte de agua externo al sistema.

Las diferencias entre la saturación de agua total de T1T2 y dieléctrico para el intervalo B2 y F3 en el pozo C, hacen suponer que en estos intervalos el método T1T2 podría estar subestimando la cantidad de agua de la roca. El volumen de agua restante debería estar alojado en otros sistemas porales, que inicialmente se han definido con presencia de hidrocarburo. En este caso sería la diferencia entre la curva sintética y la del dieléctrico la que realmente representa el volumen de agua extra.

Cumella *et al.*, (2018) presenta la posibilidad de sistema *shales* abierto (“*Open-System Exchange*”) con entrada y salida de fluidos como hidrocarburos y agua. En reservorios convencionales este comportamiento es más claro, donde la presencia de fluidos está relacionada con la proximidad de la roca generadora, migración y entrapamiento. En este sentido, el pozo C tendría que estar ubicado en un sector de la cuenca donde la migración fue más activa, comparada con la de los pozos A y B que representarían un sistema de shale cerrado.

De ser esto válido, es probable que los pozos horizontales aterrizados en los intervalos de mayor contenido de agua en el pozo C produzcan un porcentaje de agua alto por cantidad de hidrocarburo producido.

CONCLUSIONES

- La señal HC1 en el mapa T1T2 NMR representa porosidad de tipo orgánica localizada en el kerógeno.
- La predicción de fluidos en el shale Vaca Muerta, no siempre depende de la mineralogía.
- En los pozos A y B, la gran similitud entre la curva de agua capilar y total que se calcula a través de los predictores y la que se obtiene a partir de modo T1T2 y dieléctrico, podría estar indicando un sistema de shale cerrado donde el agua presente sería la resultante del procesamiento de soterramiento y diagénesis de la roca.
- En el pozo C, la diferencia de agua total entre la curva sintética y la medida a partir de la herramienta dieléctrica, estaría relacionada a la presencia de agua producto del aporte de una fuente externa, sugiriendo un sistema abierto con entrada y salida de fluidos.

AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren agradecer a Fabián Domínguez, Guido Bardelli y María Jimena Rodríguez por la ayuda y soporte técnico en la realización de este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Anand, V., Ali, M. R., Al-Adani, N., Willis, D., Freedman, R., Hamichi, F., Abubakar, A., Grover, R., Neto, O., Aboud, M., Iglesias, J. G., 2015, New generation NMR tool for robust, continuous T1 and T2 measurements, 56th SPWLA Annual Logging Symposium, 18-22 July.
- Anand, V., 2017, Novel Methodology for accurate resolution of fluid signatures from multi-dimensional NMR well-logging measurements, *Journal of Magnetic Resonance*, Vol 276, p 60-68.
- Bernhardt, C., Ortiz, A. y González Tomassini, F. 7-11 de agosto, 2017. Interpretación Petrofísica de detalle en la Formación Vaca Muerta a partir de datos de testigo de roca y perfiles de última generación. El Problema de la calibración roca/perfil. XX Congreso Geológico Argentino.
- Cumella, S., Byrnes, A., Sonnenfeld, M., 2018. Investigation of the Shale Electrical Resistivity Reversal Commonly Observed at the Wet- to Dry-Gas Transition. *URTeC*: 2901788
- Desjardins, P., Fantín, M., González Tomassini, F., Reijenstein, H., Sattler, F., Dominguez, R. F., Kietzmann, D., Leanza, H. A., Bande, A., Benoit, S., Borgnia, M., Vittore, F., Simo, T., y Minisini, D., 2016. Estratigrafía Sísmica Regional. En: González, G. *et al.* 2016 (eds.), *Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta: Integración de sísmica, registros de pozos, coronas y afloramientos*. Capítulo 2: 5-22. Publicación especial del IAPG-AGA. Buenos Aires.
- Gallart, D., Ortiz, A., Bernhardt, C., Hryb, D., Rodríguez Martino, J., Horowitz, G., 2018. “Análisis multivariado para la predicción de fluidos a partir de la mineralogía de yacimientos no convencionales”, X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Mendoza, Argentina.
- Mosse, L., Rodríguez, L. M., Chiapello, E., Lambert, L., Leduc, J.P., Decoster, E., Grau, J., Horkowitz, J., 2014. Accurate lithology and TOC obtained from an induced gamma ray spectroscopy tool. Two major challenges in shale reservoirs. In: Simposio de Evaluación de Formaciones. XIX Congreso Argentino de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos IAPG. Mendoza, Argentina.
- Ortiz, A., Mosse, L., Bernhardt, C., Anand, V., Kausik, R., & Rylander, E. (2017, June 17). Characteristics of Vaca Muerta Formation Revealed by NMR T1-T2 Logging At large Scale. *Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts*.
- Ortiz, A., Bernhardt, C., González Tomassini, F., Cumella, S., Saldungaray, P., Mosse, L., 2018. Causes of Resistivity Reversal in the Vaca Muerta Formation, Argentina. *URTeC*: 2901804
- Rodriguez, L., Chiapello, E., Lambert, L., Leduc, J., Mosse, L., Sanchez, M., 2015. Quantitative and Comparative Evaluation of Mineralogy and TOC Analysis from Cores, Cuttings and Logs in Vaca Muerta Unconventional Play. *SPE-178-MS/URTeC*:2172972