

NOVEDOSO MODELADO PETROFÍSICO INTEGRADO DE ALTA RESOLUCIÓN – UN ESTUDIO DE CASO EN LA FORMACIÓN VACA MUERTA, CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA

Hao Zhang¹, Guillermo Crespo¹, Nora Alarcón¹, Diego Licitra², Carlos Hernández³

1: Baker Hughes a GE Company, jerome.zhang@bhge.com, guillermo.crespo@bhge.com, nora.alarcon@bhge.com

2: YPF, diego.licitra@ypf.com

3: Chevron LC YPF-CVX JV, carlos.a.hernandez@set.ypf.com

Palabras clave: Mineralogía, imágenes, modelo petrofísico, alta resolución

ABSTRACT

Novel Integrated High-Resolution Petrophysical Modeling – A Case Study in the Vaca Muerta Formation, Neuquén Basin, Argentina.

Accurate petrophysical modeling and interpretation for thinly bedded formations often requires high-resolution data usually measured in the laboratory from core samples or evaluated from a limited number of high-end logging tools such as image logs. However, core measurements are expensive and available only from a limited number of wells in a field. On the other hand, high-resolution logging tools are not sufficient to provide a comprehensive evaluation for all formation properties. Because conventional logging data are available from many wells, a high resolution petrophysical analysis combining both low-resolution and high-resolution logging data becomes very attractive.

This study focuses on solving for high-resolution mineralogical compositions of the formation. A workflow has been developed with the following major steps: first, extract lithology volumetric models from high-resolution image logs combined with other conventional logs; then, allocate the modeled mineralogical compositions from lower-resolution geochemical logs into mineral compositions for various lithology types; third, obtain high-resolution mineral model; last, perform quality check by comparing the computed results with the input data.

To demonstrate the method's feasibility and applicability, the proposed workflow was used on a Vaca Muerta log example on the Loma Campana field, which has dramatic variations in mineralogy composition. The processing showed very promising results with the computed high-resolution mineral model matches with the core data. It indicates the proposed method could reproduce the mineral composition with a full vertical variability in a thin-bedded formation that would only be available with extensive core measurements.

The approach presented here is able to offer an integrated, high-resolution formation evaluation for key petrophysical properties such as formation composition, permeability, and porosity. The method provides a great advantage over conventional log interpretation by revealing the full vertical variability of a formation that would otherwise appear insensitive for thin layers with limited resolution and compromised accuracy. The promising results generated from this study demonstrate the feasibility of an integrated core-level petrophysical analysis in a cost-effective and timely manner compared to conventional core measurements.

INTRODUCCIÓN

Un modelado e interpretación petrofísica para formaciones finamente laminadas a menudo

requiere datos de alta resolución (AR), generalmente medidos en el laboratorio a partir de muestras de testigos corona o evaluados a partir de un número limitado de herramientas de registro de alta calidad, como perfiles de imágenes. Sin embargo, las mediciones realizadas en testigos corona son costosas y en un yacimiento sólo están disponibles en un número limitado de pozos. Por otro lado, las herramientas de registro de alta resolución no son suficientes para proporcionar una evaluación completa de todas las propiedades de la formación. Debido a que los datos de registro convencionales están disponibles en muchos pozos, un análisis petrofísico de alta resolución enfocado en composiciones mineralógicas también de alta resolución de la formación, combinando datos de registro de baja y alta resolución se vuelve muy atractivo. Sin embargo, se encontró un trabajo muy limitado que se centraba en la resolución de composiciones mineralógicas de esta calidad utilizando datos de perfiles. Los estudios encontrados más cercanos al tema (Peyaud, *et al* 2010, Zhang, *et al* 2016) usaron registros de imágenes de alta resolución y mediciones espectroscópicas para determinar la litología a escala de testigo corona. Sin embargo, se utilizó un método de corte simple basado en el conocimiento y el juicio del analista para diferenciar los diversos tipos de litología en estas referencias. Por lo tanto, los resultados del procesamiento pueden ser muy subjetivos e imprecisos, dependiendo de las experiencias locales.

Algunas otras referencias (Dahlberg y Fitz 1988, Rodriguez, *et al.* 2015) propusieron crear un modelo estratigráfico comparando la descripción del testigo corona con los registros de imágenes de pozo. La Fig. 1 muestra un ejemplo de modelo estratigráfico usando pseudo-coronas creadas a partir de perfiles imágenes. Sin embargo, en estos enfoques se requieren mediciones básicas. Existen otras referencias (Patentes 2016, 2017) que se centran en el modelado de coronas digitales mediante la segmentación de imágenes,

el análisis estadístico y la simulación de fluidos. Pero sólo se utilizan en muestras de testigos sin hacer referencia a los datos de perfiles. El algoritmo propuesto en este estudio es robusto y único en comparación con los métodos convencionales de evaluación de formaciones. Y se desarrolla un flujo de trabajo completo

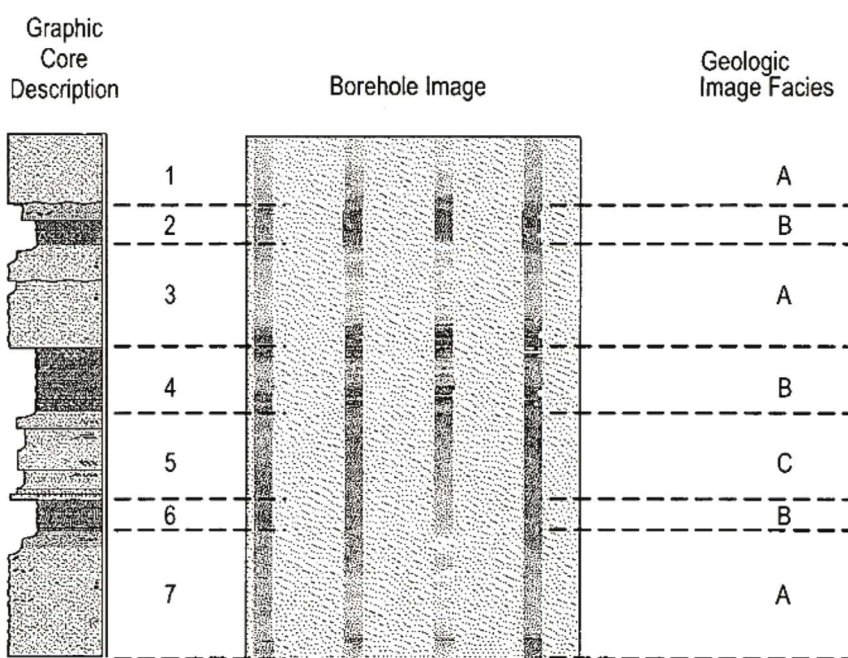


Figura 1. Modelo estratigráfico usando pseudo-coronas creadas a partir de perfiles de imágenes.

para evaluar descripciones mineralógicas de alta resolución y otras propiedades petrofísicas de la formación (VC).

METODOLOGÍA

El objetivo principal es proporcionar una descripción mineralógica de alta resolución de la formación mediante la combinación de sets de datos de perfiles.

Los inputs dados son:

- Una herramienta de espectroscopía de neutrones pulsantes (PNS) por la cual se puede obtener la caracterización mineralógica de una formación, por ejemplo, fracciones en peso de minerales, dada la resolución de esta herramienta y,
- Un perfil de imágenes o una combinación de mediciones de alta resolución, que proporcione una descripción litológica de alto detalle de la formación – esta resolución, como es sabido, es más alta que la de los datos de espectroscopia de neutrones pulsantes-.

Se ha desarrollado un flujo de trabajo con los siguientes pasos, presentados en la Figura 2: primero, extraer modelos volumétricos de litología de perfiles de imágenes de alta resolución combinados con otros registros convencionales; segundo, asignar las composiciones mineralógicas modeladas de registros geoquímicos de baja resolución (BR) a composiciones minerales para varios tipos de litología; tercero, obtener un modelo mineral de alta resolución; por último, realizar un control de calidad comparando los resultados calculados con los datos de entrada.

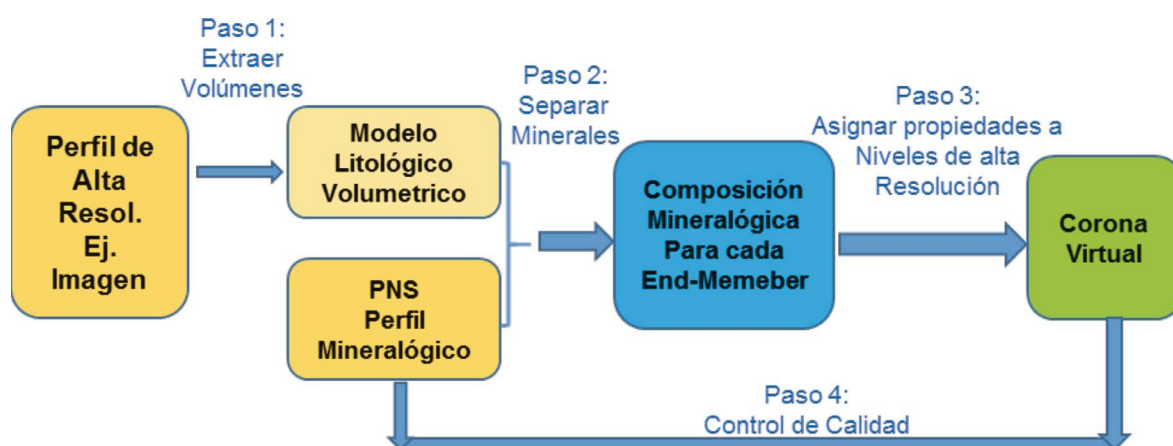


Figura 2. Flujo de trabajo propuesto para la mineralología y propiedades de la formación de alta resolución.

El primer paso en el flujo de trabajo es utilizar un enfoque probabilístico para proporcionar una interpretación petrofísica de un modelo de descripción de litología de alta resolución que consiste en varios tipos de litología como arenisca, *shale* y carbonato. Este enfoque ofrece soluciones simultáneas pseudo lineales de litología de la formación y sus volúmenes relativos,

usando varias respuestas de registro y parámetros de entrada del modelo como se muestra en el ejemplo de la Fig. 3.

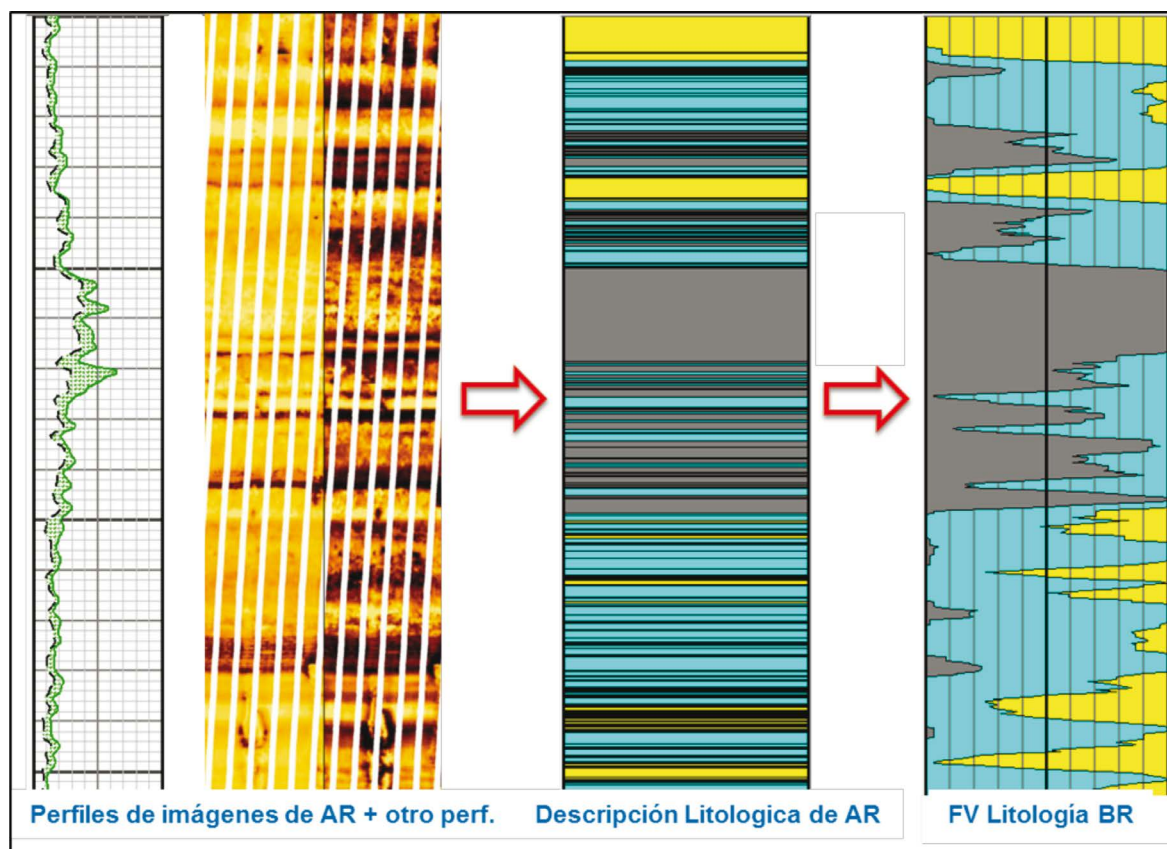


Figura 3. Diagrama para la extracción del modelo volumétrico de litología.

El segundo paso del flujo de trabajo para obtener VC es dividir la mineralogía obtenida de las lecturas de espectroscopia en concentraciones minerales para varios tipos de litología con volúmenes de litología del último paso, y mineralogía a partir de herramientas PNS como input. Esto implica dividir las concentraciones mineralógicas y verificar la calidad comparando la mineralogía reproducida y aquella de espectroscopía original, como se muestra en el ejemplo de la Fig. 4.

El tercer paso en el flujo de trabajo para la obtención de VC es asignar las propiedades de composición mineral en capas de litología de alta resolución y luego computar la composición de VC a alta resolución y alta relación de muestreo. En la Fig. 5 se muestra un diagrama esquemático.

El paso final en el flujo de trabajo de VC es realizar un control de calidad comparando a esta VC resampleada con la mineralogía obtenida por espectroscopía de neutrones pulsantes y reportar errores relativos. En la Fig. 6 se muestra un ejemplo de control de calidad. La composición de

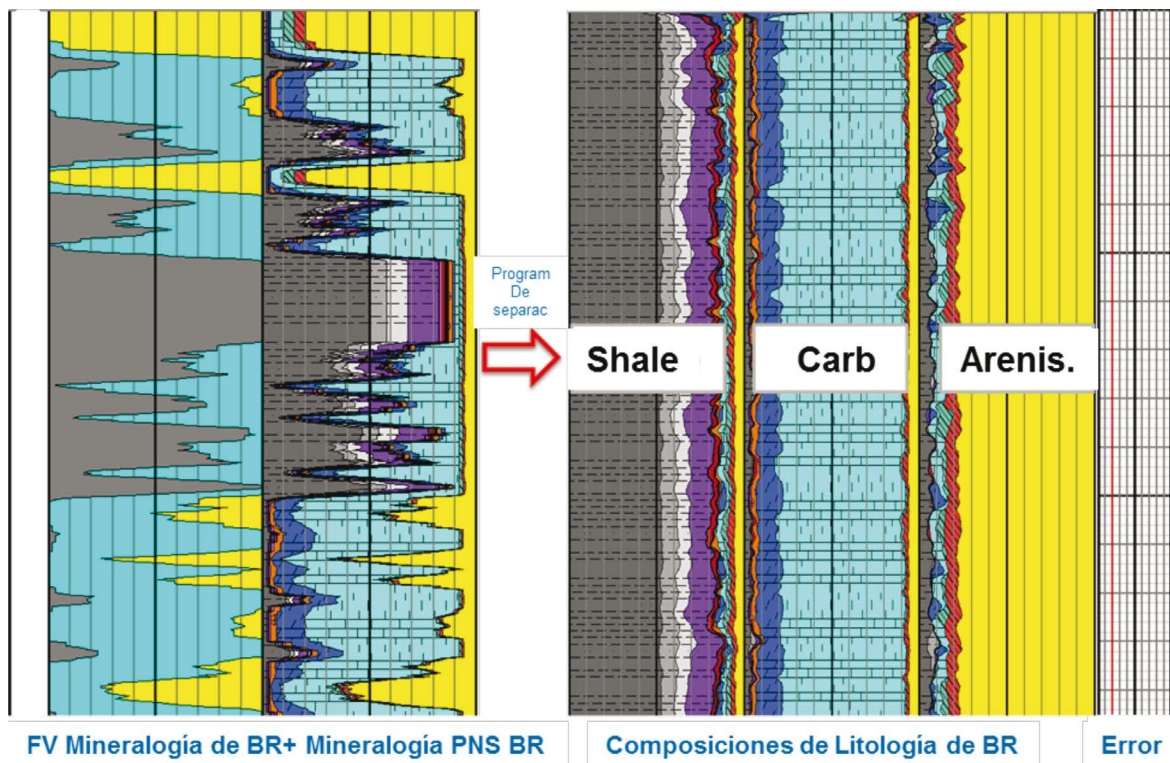


Figura 4. Diagrama para la separación de composiciones minerales de litologías.

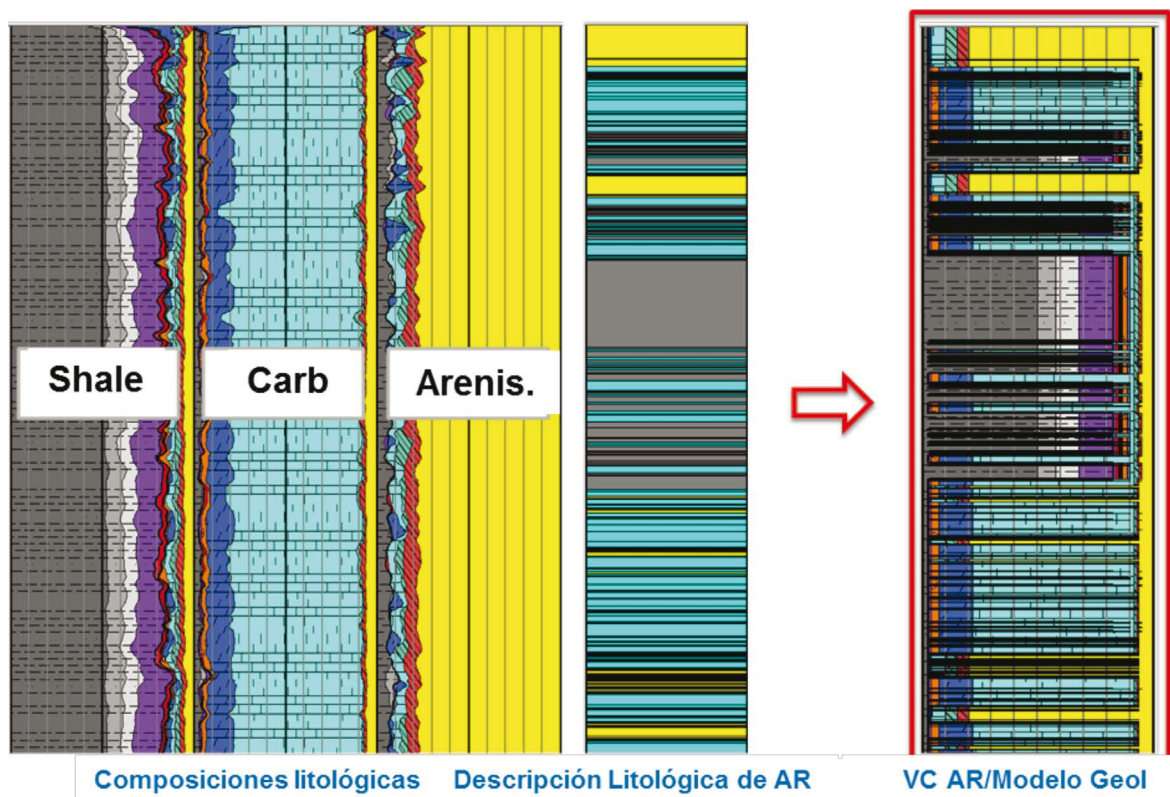


Figura 5. Diagrama para la generación de datos de corona virtual de alta resolución.

mineralogía de alta resolución en los datos determinados desde el último paso se resamplea primero para que coincida con la resolución vertical de mineralogía por espectroscopía. Luego se compara la mineralogía reproducida con la original obtenida por espectroscopía para evaluar los resultados del procesamiento. El error relativo es finalmente reportado para cuantificar la calidad del procesamiento de VC.

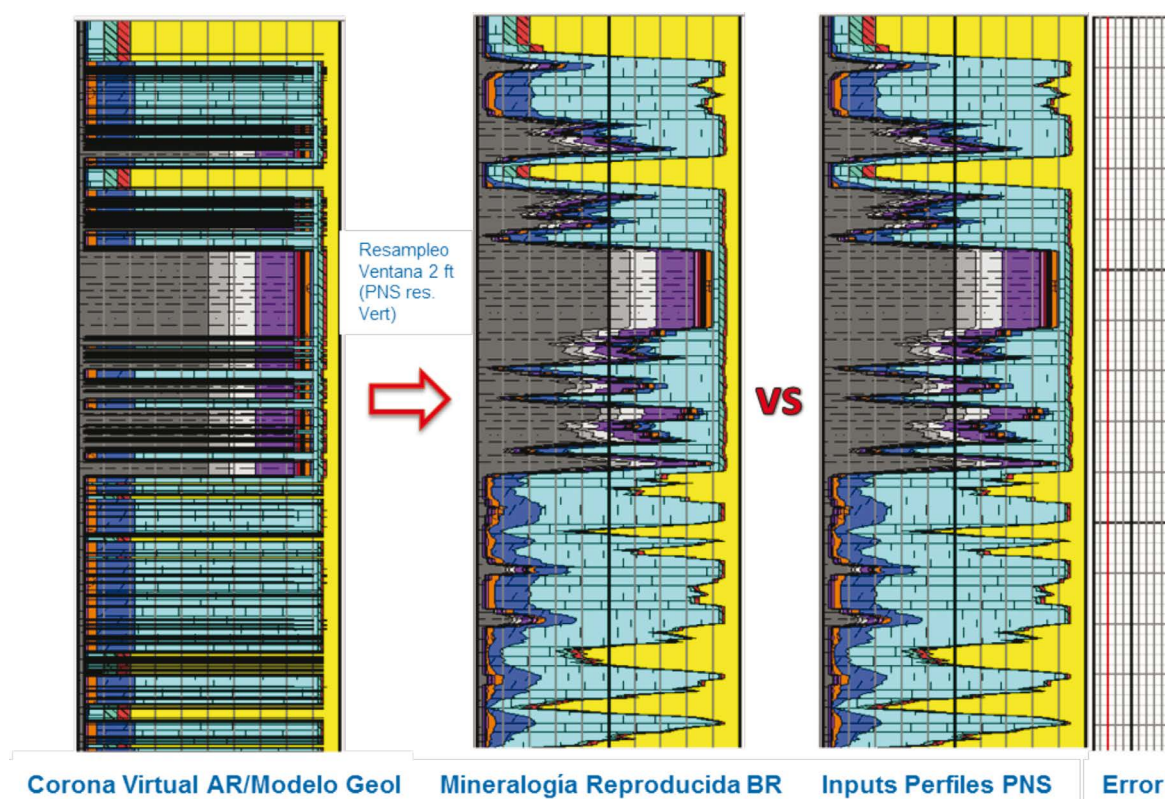


Figura 6. Diagrama para control de calidad.

CASO DE ESTUDIO

Este caso de estudio se aplicó al pozo “A”, ubicado en el sector occidental del bloque Loma Campana (LC), en la Cuenca Neuquina, dentro de la región morfológico-estructural denominada Engolfamiento Neuquino (Fig. 7). Las referencias geográficas más importantes son el río Neuquén y los lagos Mari Menuco y Barreales al sur, siendo la población cercana más importante la ciudad de Neuquén, que se encuentra a 90 km al sureste. Otro punto de referencia importante es la localidad de Añelo, situada en la zona centro-sur de la manzana.

MARCO GEOLÓGICO

ESTRUCTURA

Loma Campana se ubica en la zona central de la Cuenca Neuquina, en el flanco norte del anticlinal del Sauzal Bonito, siendo la estructura, a escala de reservorio, un monoclinal de buzamiento suave hacia el noreste (NNE), donde se reconocen cuatro sistemas de fallas. Estos cuatro sistemas incluyen fallas inversas con dirección noreste (NE), fallas normales en *echelon*, con dirección noroeste (NW) y buzamiento NE, y fallas de rumbo con dirección este-noreste (ENE), y fallas en basamento con dirección general oeste-noroeste (WNW) (Licitra *et al.* 2015).

Las principales fallas de la Loma Campana están genéticamente relacionadas con las estructuras extensionales asociadas a la etapa de rift de la Cuenca Neuquina (Triásico-Jurásica) que generaron hemigrabens noroeste-sureste y que posteriormente fueron reactivadas durante el período Jurásico-Cretácico (Cristallini *et al.* 2009).

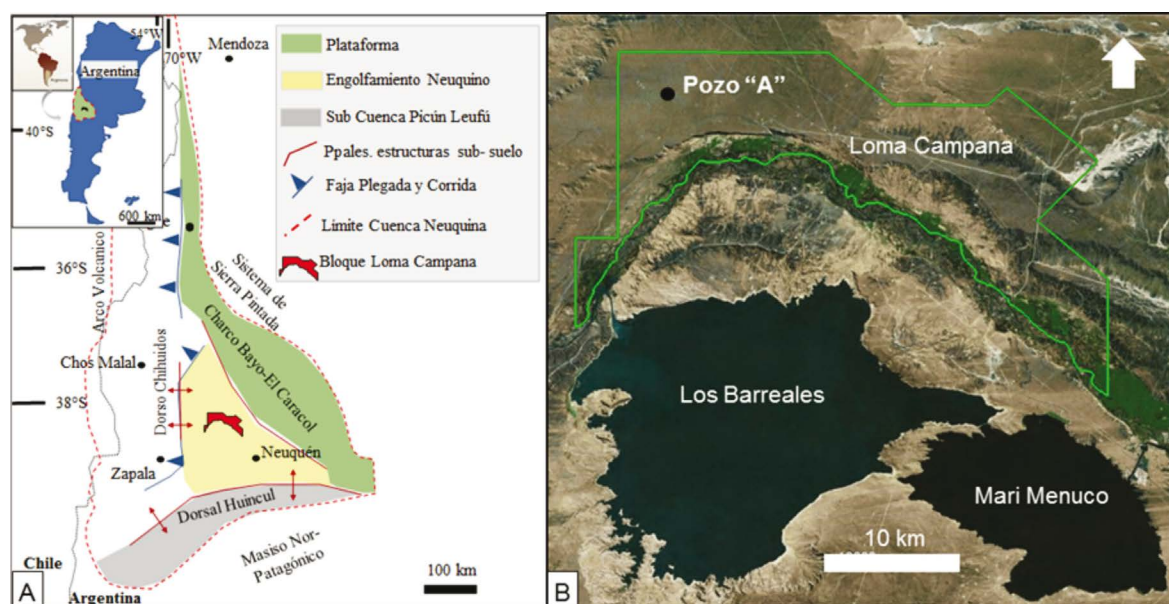


Figura 7. Mapa de ubicación. A) Bloque Loma Campana en la Cuenca Neuquina. b) bloque Loma Campana y ubicación de pozo "A".

ESTRATIGRAFÍA

El modelo estratigráfico propuesto para el sistema Vaca Muerta-Quintuco (Tithoniano-Berriasiano) es un modelo mixto carbonato-siliciclástico con orientación sureste-noroeste (Mitchum & Uliana 1982). Este sistema presenta facies finas de margas que se caracterizan por su alto contenido de materia orgánica (COT) que corresponde a depósitos de ambiente marino

profundo y centro de cuenca de la Formación Vaca Muerta y otras facies carbonáticas de la Formación Quintuco que representan depósitos de ambiente proximal de plataforma externa.

A escala de bloque, se definió un esquema estratigráfico, equivalente al descrito en la “Piedra Rosetta” de la Formación Vaca Muerta (Desjardins *et al.* 2016), que consta de dos ciclos agradacionales y hasta seis ciclos progradacionales. El primer ciclo comienza con una transgresión basal que cubre las areniscas eólicas de la Formación Catriel, y se llama informalmente “La Cocina”, y está compuesto por litofacies de margas con alto COT (6-8%), espesor variable, entre 30 y 40 metros, y porosidad total media del 12% (Vittore *et al.* 2016). El segundo ciclo agradacional, denominado “Orgánico”, presenta litofacies de margas con un alto contenido en calcio, un 4-6% de COT y una porosidad media del 10%.

Suprayacendo los ciclos agradacionales, el sistema se vuelve marcadamente progradacional con un mayor desarrollo hacia el oeste-noroeste. A través del yacimiento, se han identificado hasta 6 ciclos progradacionales entre los topes de las formaciones Vaca Muerta y Catriel, compuestas por litofacies carbonáticas tipo margas, wackestones con foraminíferos y radiolarios, packstones y menor participación de finas litofacies de margas en comparación con niveles agradacionales.

En un esquema conceptual (Vittore *et al.* 2016, Fig 8), tanto los niveles de agradación como las progradaciones localizadas en los *foresets* y *bottomsets* de las clinoformas (sensu Desjardins *et al.* 2016; Reijenstein *et al.* 2017) muestran valores de COT superiores al 2%; mientras que hacia los topsets, el contenido de COT presenta valores inferiores al 2%. Este área con bajo contenido de TOC es informalmente llamada Vaca Muerta Inorgánica y se gradúa hacia las facies carbonatadas de la Formación Quintuco.

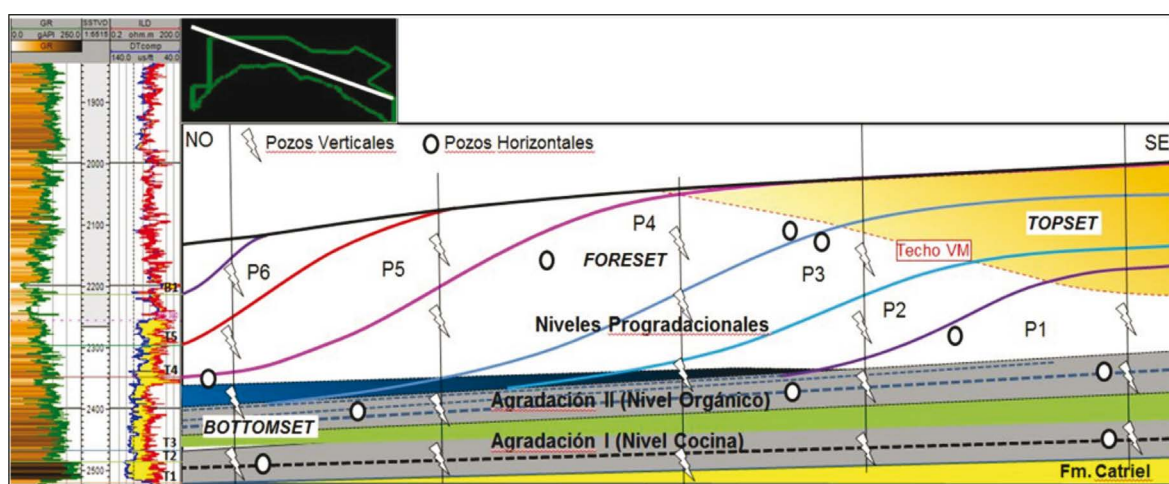


Figura 8. Transecta conceptual W-E mostrando el desarrollo regional de la Formación Vaca Muerta.

RESULTADOS

El pozo A, ubicado en el bloque Loma Campana, ha sido un buen ejemplo para demostrar esta metodología. La Fig. 9 muestra los resultados en el primer paso del flujo de trabajo usando un enfoque probabilístico para proporcionar una interpretación petrofísica de un modelo de descripción de litología de alta resolución que consiste en varios tipos de litología, como arena, shale y carbonato. En la figura, las dos pistas del centro son registros de imágenes de resistividad estática y dinámica y las dos pistas de la derecha muestran las composiciones de litología de alta resolución y de baja resolución resampleadas.

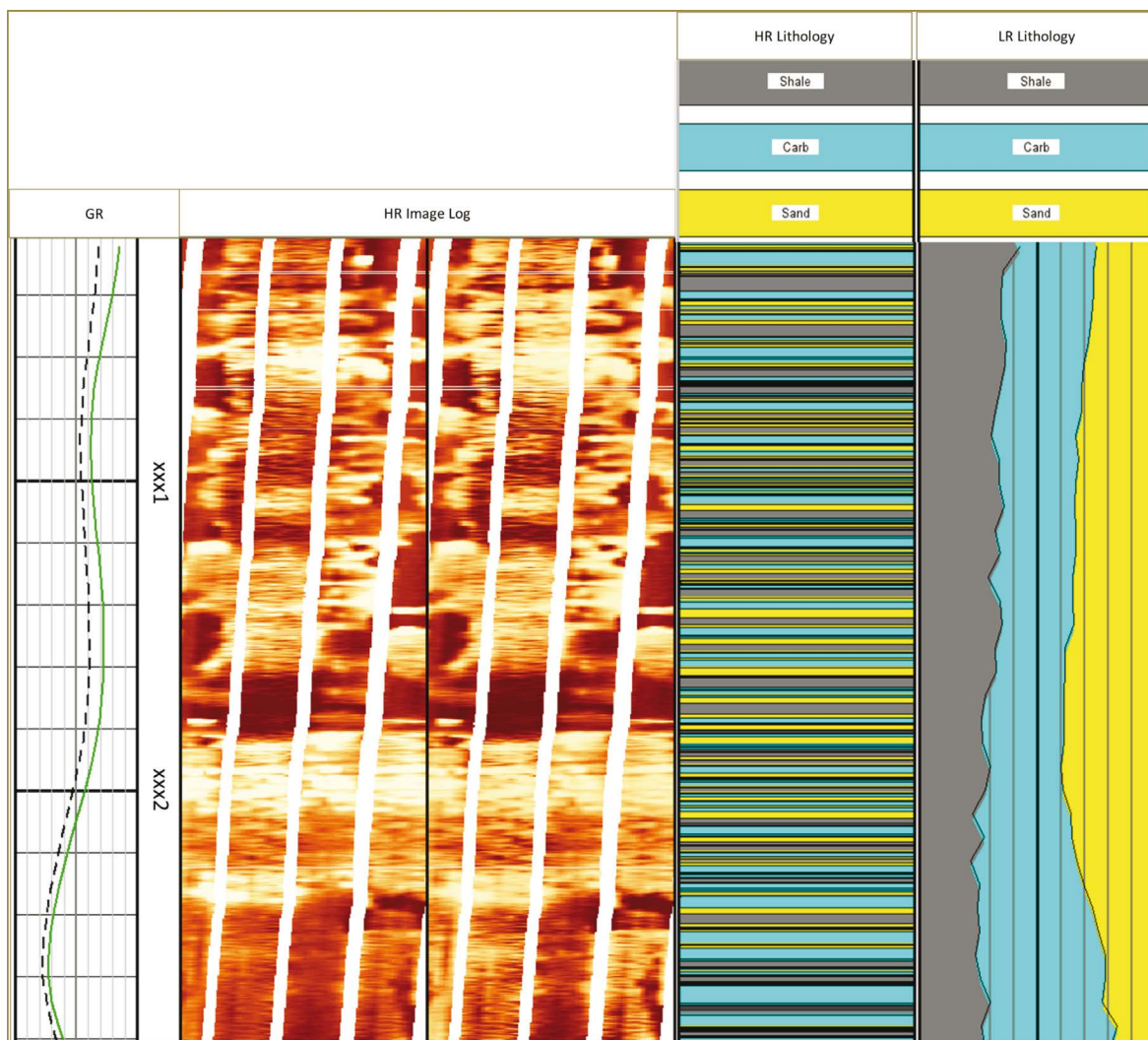


Figura 9. Modelo litológico de alta resolución luego de aplicado el primer paso del flujo de trabajo.

Los resultados del segundo paso se muestran en la Fig 10. En este paso, la mineralogía de espectroscopía se divide en composiciones minerales para varios tipos de litología con volúmenes de litología desde el primer paso y mineralogía de herramienta de neutrones pulsantes como

entradas. En esta figura, el volumen de litología y los datos de mineralogía de espectroscopía se muestran en la segunda y tercera pistas. Las siguientes tres pistas representan las composiciones minerales para *shale*, carbonato y arena, respectivamente. La mineralogía reproducida se muestra en la séptima pista y el error relativo, en la última pista (la escala gráfica de este error es -0.2 – 0.8). El control de calidad, mediante la comparación de la mineralogía reproducida y la mineralogía de la espectroscopía original, muestra una curva de error baja y suave que indica que las composiciones litológicas son representativas.

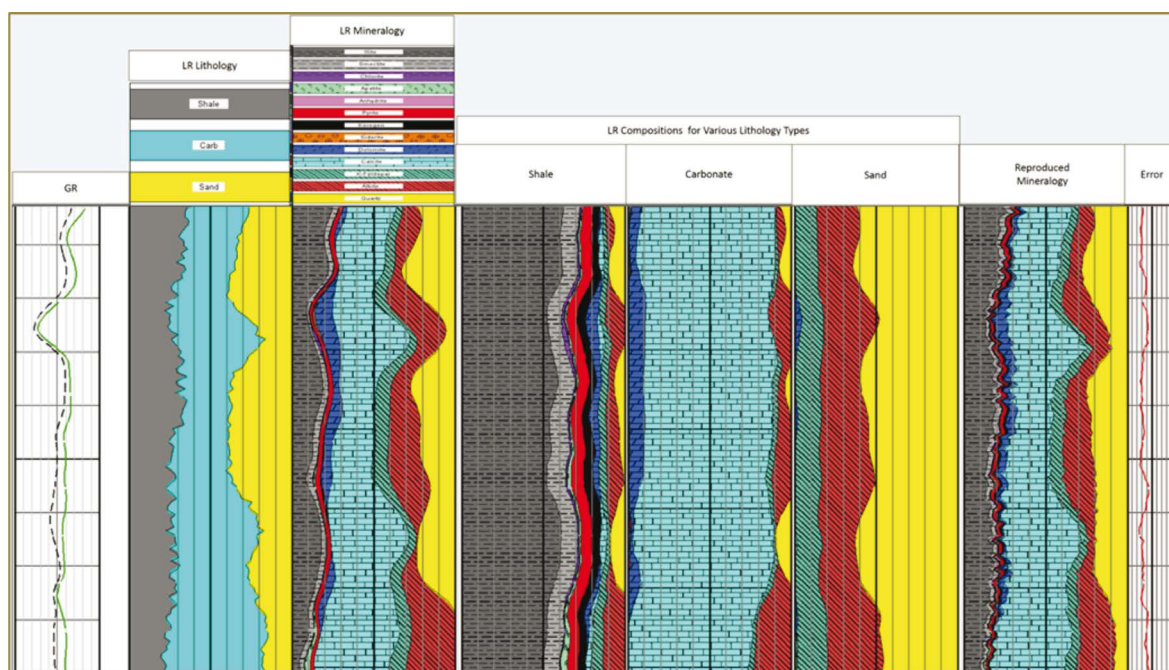


Figura 10. Resultados de varias composiciones mineralógicas de litologías luego de aplicado el segundo paso del flujo de trabajo.

Los dos últimos pasos en el flujo de trabajo para la obtención de VC consisten en asignar propiedades de composición mineral en capas de litología de alta resolución; luego, computar la composición de esta VC a alta resolución y alta relación de muestreo, y finalmente realizar un control de calidad con los datos de corona. La Fig. 11 muestra los resultados de la mineralogía de alta resolución en comparación con los datos de difracción de rayos X (DRX). Las tres primeras pistas de la figura representan composiciones litológicas de alta resolución. Estas composiciones litológicas se combinan con los volúmenes de litología de alta resolución (pista 4) para obtener la mineralogía final de alta resolución o datos de VC (pista 6). La buena correspondencia entre los resultados de VC y las mediciones de DRX de la corona indican que el método propuesto podría reproducir la composición mineral con una completa variabilidad vertical en una formación de laminación fina que sólo estaría disponible con mediciones de corona exhaustivas.

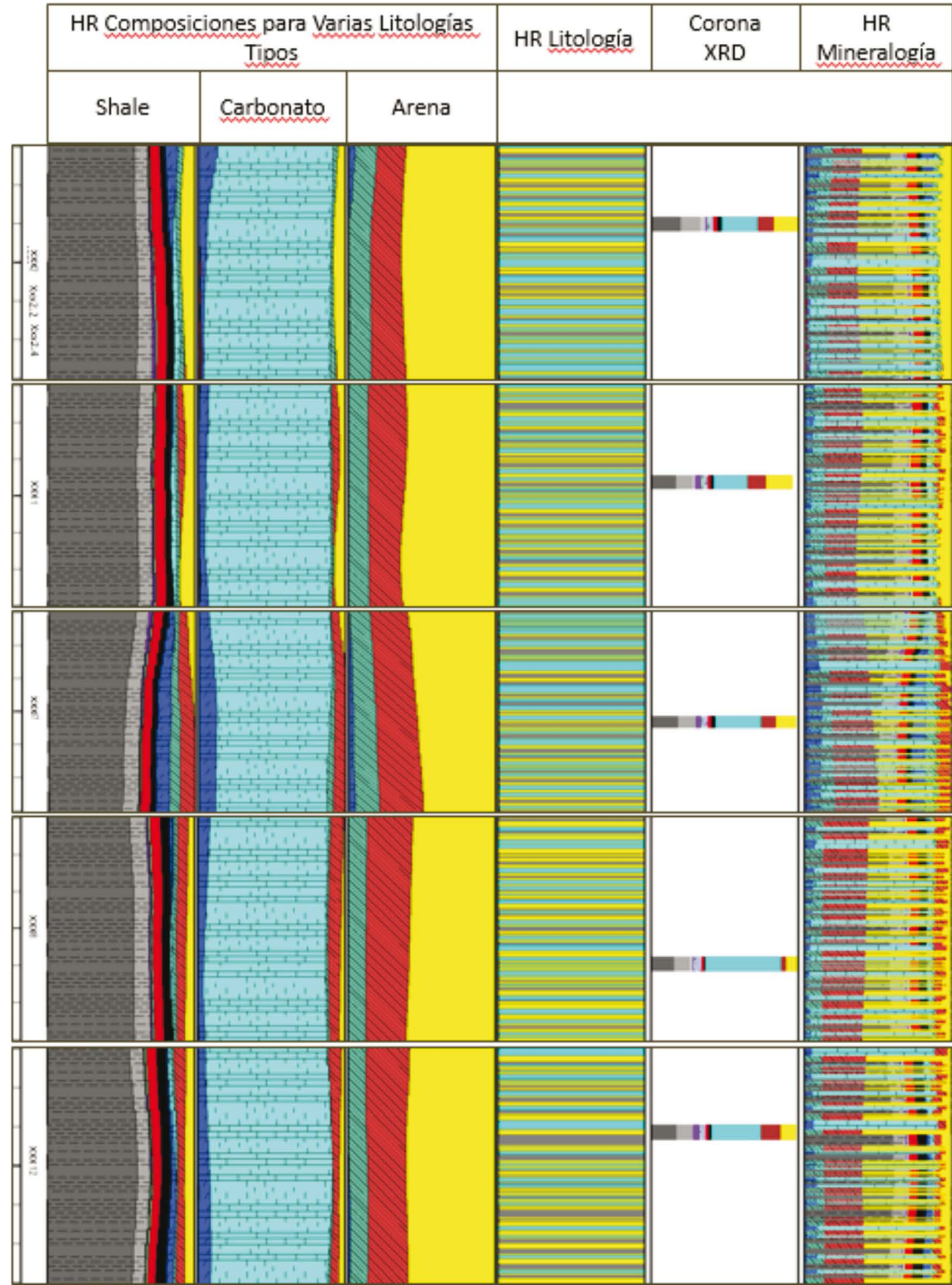


Figura 11. Resultados de mineralogía de ultra resolución versus datos de DRX en muestras de corona.

CONCLUSIONES

Este trabajo se centra en la resolución de composiciones mineralógicas de alta resolución de la formación. Se ha desarrollado un flujo de trabajo con cuatro pasos principales: primero, extraer modelos volumétricos de litología a partir de registros de imágenes de alta resolución, combinados con otros registros convencionales; segundo, asignar las composiciones mineralógicas modeladas a partir de registros geoquímicos de baja resolución a composiciones minerales para varios tipos de litología; tercero, obtener un modelo mineral de alta resolución; por último, realizar un control de calidad comparando los resultados calculados con los datos de entrada.

Se utilizó como ejemplo un pozo en la Fm. Vaca Muerta, en el bloque Loma Campana que presenta variaciones en la composición mineralógica para demostrar la factibilidad y aplicabilidad del método. El procesamiento mostró resultados muy prometedores con coincidencias del modelo mineral de alta resolución calculado con los datos de corona, e indica que el método propuesto podría reproducir la composición mineral con una variabilidad vertical completa en una formación con laminación fina que sólo estaría disponible con extensas mediciones de testigos corona.

El enfoque presentado aquí es capaz de ofrecer una evaluación integrada y de alta resolución de las propiedades petrofísicas clave, tales como composición de la formación, permeabilidad y porosidad. El método proporciona una gran ventaja sobre la interpretación de registros convencional al revelar la variabilidad vertical de una formación que de otra manera parecería insensible para laminaciones delgadas con resolución limitada y precisión comprometida. Los prometedores resultados generados por este estudio demuestran la factibilidad de un análisis petrofísico integrado a nivel de corona de una manera rentable y oportuna en comparación con las mediciones convencionales de ésta.

AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren agradecer a YPF S.A., quienes desinteresadamente nos permitieron utilizar los datos de este caso y a Baker Hughes, una compañía GE, por darnos permiso para la publicación de este artículo.

REFERENCIAS CITADAS

- | | |
|--|---|
| <p>Cristallini, E. R., Tomezzoli, G., Pando, C., Gazzera, J., Martínez, J., Quiroga, J., Bühler, M., Bechis, F., Barredo, S. y Zambrano, O. 2009. "Controles Precuyanos en la estructura de la Cuenca Neuquina", Revista de la Asociación Geológica Argentina 65: 48-64.</p> | <p>Dahlberg, K.E., and Fitz, D.E. 1988. "Comparing Log-Derived and Core Derived Porosity and Mineralogy in Thinly Bedded Reservoirs: An Integrated Approach". Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.</p> |
|--|---|

- Desjardins, P., Fantín, M., González Tomassini, F., Reijenstein, H., Sattler, F., Domínguez, R., Kietzmann, D., Leanza, H.A., Bande, A., Benoit, S., Borgnia, M., Vittore, F., Gil, G., Simo T. y Minisini, D. 2016. "Capítulo 2: Estratigrafía Sísmica Regional. En: González, *et al.* 2016, Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta". Publicación especial del IAPG, p. 5-22. Buenos Aires.
- Licitra, D.T., Lovrinkevich E., Vittore F., Quiroga J., Oviedo P., Montoya V., Shannon C., Monti L., 2015. "Sweet Spots in Vaca Muerta: Integration of Subsurface and Production Data in Loma Campana Shale Development, Argentina". URTEC: 2153944. Unconventional Resources Technology Conference, 20-22 July, San Antonio, Texas, USA.
- Mitchum, R. M. y Uliana, M.A. 1982. "Estratigrafía sísmica de las Formaciones Loma Montosa, Quintuco y Vaca Muerta, Jurásico Superior y Cretácico Inferior de la Cuenca Neuquina, Argentina", 1º Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas, Actas p. 439-484, Buenos Aires, Argentina.
- Patent US20070061079. 2007. "Digital Core Workflow Method Using Digital Core Image".
- Patent US20070239359. 2007. "Method for Creating a Stratigraphic Model Using Pseudocores Created From Borehole Images".
- Patent US20160025895. 2016. "Well Treatment with Digital Core Analysis".
- Patent US20170032532. 2017. "Digital Core Model Construction".
- Patent US6816787. 2003. "Generating and Displaying a Virtual Core and a Virtual Plug Associated with a Selected Piece of the Virtual Core".
- Patent US8725477. 2009. "Method to Generate Numerical Pseudocores Using Borehole Images, Digital Rock Samples, and Multi-Point Statistics".
- Peyaud, J.-B., Bal, A., Binti Abdul Khalid, N. S., & Diah, M. 2010. "Improved Methodology For High-Resolution Bed Mineralogy From Wireline Logs". Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
- Reijenstein. H. M., Domínguez R.F., Bande A., Vallejo M.D., Notta R., Guerberooff D., Lanusse Noguera, I., Köhler, G., Borgnia, M., Benoit, S., Leanza, H. A., Gómez Rivarola, L. Weger R., González Tomassini, F., Kietzmann, D., Rodríguez Schelotto M. L., Desjardins, P., Marchal, D., Martínez A., Vittore F., Fantín M., Depine, G., Sattler, F., Rosemblat, A., 2017b. "Transecta Sísmica Regional del Sistema Vaca Muerta – Quintuco: Interpretación de facies sísmicas basada en impedancia acústica y litofacies dominantes", XX Congreso Geológico Argentino, San Miguel de Tucumán
- Reijenstein. H. M., Iván Lanusse Noguera, I., Oviedo, P. Licitra, D., Sotelo, D., Vittore, F., Quiroga, J. Gonzalez Tomassini, F., 2017a. "¿Deslizamientos en Vaca Muerta? Observaciones e integración de datos sísmicos, pozos y coronas en el Yacimiento Loma Campana, Cuenca Neuquina, Argentina", XX Congreso Geológico Argentino, San Miguel de Tucumán.
- Rodriguez, L., Chiapello, E., Lambert, L., Leduc, J. P., Mosse, L., & Sanchez, M. J. 2015. "Quantitative and Comparative Evaluation of Mineralogy and TOC Analysis from Cores, Cuttings and Logs in Vaca Muerta Unconventional Shale Play". Unconventional Resources Technology Conference.
- US Patent Application 15/078,158. 2016. "Simulated Core Sample Estimated From Composite Borehole Measurement".

- Vittore, F., Quiroga J., Foster, M. y Sagasti, G. 2016. "Capítulo 8: Loma Campana. En: Gonzalez *et al.* Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta". Publicación especial del IAPG, p. 83-93. Buenos Aires.
- Zhang, H., Mendez, F., Frost, E., McGlynn, I., Alarcon, N., Mezzatesta, A., Quinn, T., and Manning, M. "Convergent Integrated Petrophysical Analysis of TOC, Mineral Concentrations, and Porosity in Hydrocarbon-Bearing Unconventional Reservoirs", SPWLA 57th Annual Logging Symposium, June 25-29, 2016.
- Zhang, Q., Peyaud, J.-B., Mezzatesta, A., Thrane, L. 2016. "A Novel Geological Interpretation Methodology for Derivation of Formation Lithology and Mineralogy". Society of Exploration Geophysicists.