

ORIGEN DE LOS PETRÓLEOS ALOJADOS EN ROCAS ÍGNEAS INTRUIDAS EN LA FORMACIÓN VACA MUERTA DEL YACIMIENTO CAJÓN DE LOS CABALLOS, PROVINCIA DE MENDOZA, CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA

Hernán G. de la Cal¹, Enrique H. Feinstein¹, Héctor J. Villar²

1: Roch S.A., hdelacal@roch.com.ar, efeinstein@roch.com.ar, hector.villar@geolabsur.com

Palabras clave: Cuenca Neuquina, Intrusivos, Grupo Mendoza, Pre-Cuyo, Geoquímica Orgánica

ABSTRACT

Origin of the Oils hosted in intruded Igneous Rocks at the Vaca Muerta Formation, Cajón de los Caballos Oil Field, Mendoza Province, Neuquén Basin, Argentina.

A set of oil samples produced from intrusive rocks emplaced in Vaca Muerta shales at the Cajón de los Caballos (CC) oil field, located south of the Mendoza Province in the northern Neuquén Basin, were submitted to a geochemical typing in order to elucidate source facies, oil-oil correlation, degree of preservation and level of thermal maturity. The methods applied include bulk characterization (API gravity, sulfur %, chemical group percentages, carbon isotopes of saturate/aromatic hydrocarbon fractions and whole oil), gas chromatography (GC) and gas chromatography – mass spectrometry (GCMS) for biomarker fingerprinting. The CC oil field is located a few kilometers to the east of the outstanding accumulations of the Valle del Río Grande area, where one of the most important reservoir systems is developed in igneous rocks that intruded the Vaca Muerta and Agrio formations (Mendoza Gr.). These oils bear geochemical signatures that link their origin to organic-rich intervals containing type II marine kerogen, present in both units that have largely sourced most of the oils of the Western-Central districts of the Neuquén Basin.

Geochemical results on fluid samples recovered from intrusive bodies along with other samples produced from conventional reservoirs (Neuquén Gr. and Pre-Cuyo) show that the produced oils at CC oil field are heavy (API range: 11.9°-17.6°), highly viscous at room temperature, sulfur-rich (range: 1.9-2.9%), and have poor contents in saturated hydrocarbons and enhanced proportions of non-hydrocarbon compounds. These compositional properties are in line with alteration patterns due to biodegradation and with low to moderate thermal maturity, as shown by GC and biomarker distributions. More interestingly, the study documents that the fluids were sourced from non-marine rock intervals that can be ascribed to lacustrine shales typically present in organic-rich intervals of the Pre-Cuyo in the area. The analyses performed detect no evidence of contribution of marine source rock intervals like those present in the Mendoza Gr., that have fed the intrusive-Vaca Muerta reservoirs in the neighbor Valle del Río Grande fields.

INTRODUCCIÓN

Los intrusivos presentes en el subsuelo de la Cuenca Neuquina del sur de Mendoza (Figuras 1 y 2) han demostrado ser uno de los reservorios no convencionales más importantes de este sector de la cuenca (Comeron *et al.* 2002, Schiuma y Llambías 2014). En este sentido, se destacan aquellos

presentes en el Valle del Río Grande, donde su relación con niveles generadores de las formaciones Vaca Muerta y Agrio en el Gr. Mendoza habrían sido determinantes para la existencia del sistema petrolero. Puntualmente, los estudios de Spacapan *et al.* (2018) proponen que la maduración térmica de las pelitas del Gr. Mendoza habría sido gatillada por el emplazamiento de intrusivos en la roca madre, en un marco análogo al presentado por Rodríguez Monreal *et al.* (2009) para el área Altiplanicie del Payún. Los hidrocarburos originados por la conversión del querógeno en halos de maduración localizados habrían sido capturados por los mismos intrusivos, reconocidos al presente como reservorios con significativa producción de petróleo en el área del Valle del Río Grande.

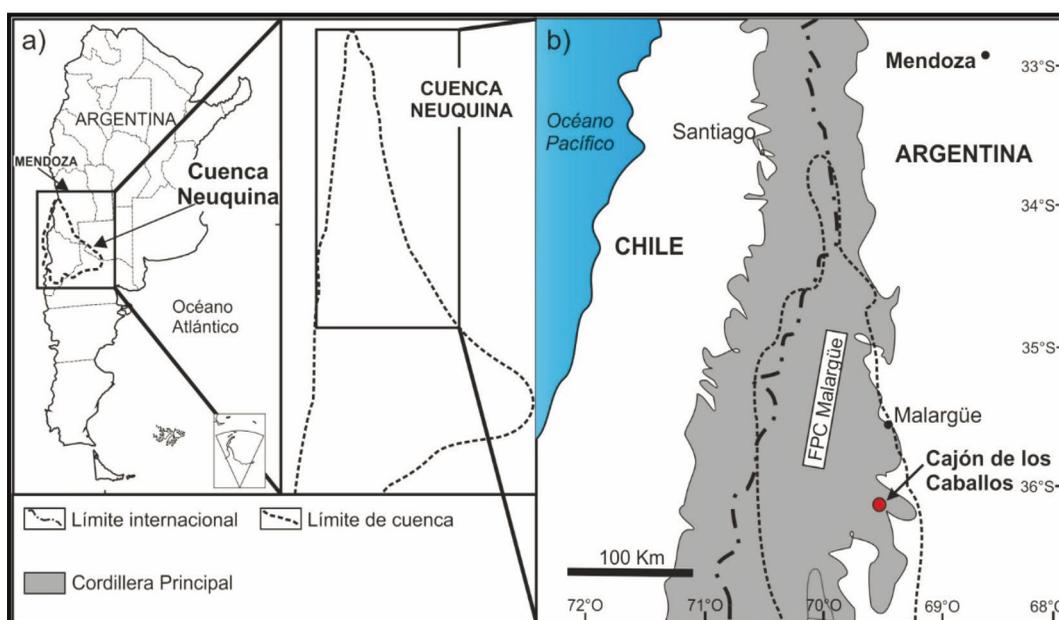


Figura 1. a) Ubicación y esquema simplificado de la Cuenca Neuquina. b) Mapa del norte de la Cuenca Neuquina donde se marca la posición del área de estudio (modificado de Giambiagi *et al.* 2009).

Alternativamente, Legarreta *et al.* (2008) en la evaluación del área denominada “Puesto Rojas – El Portón” que regionalmente incluye los yacimientos del Valle del Río Grande, plantean un patrón de migración lateral corta desde cocinas del Gr. Mendoza ubicadas al oeste de los yacimientos productivos, dominados por petróleos negros originados en fases tempranas a medias de generación. Los autores atribuyen un rol secundario al efecto madurativo de intrusivos, los cuales habrían aumentado la conversión a petróleo sólo en zonas específicas. Este patrón de migración lateral, ya no corta sino de varias decenas de kilómetros, es extensivo a los yacimientos de Llancanelo y Cerro Fortunoso, localizados hacia el borde este de la cuenca, en los cuales las pelitas generadoras del Gr. Mendoza están ausentes o portan limitada madurez térmica (Legarreta *et al.* 2008; Boll *et al.* 2014). Por su parte, Schiuma y Llambías (2014), en su evaluación del sistema petrolero específicamente para el Valle del Río Grande sugieren la hipótesis de una migración

corta de hidrocarburos preexistentes desde la roca de caja hacia los intrusivos, que además habrían acelerado la maduración y contribuido a la transformación térmica de la materia orgánica a petróleo. La publicación de Alberdi-Genolet *et al.* (2013) propone para esta misma zona una generación de petróleo temprano y local asociado al soterramiento de la roca madre seguida de generación de hidrocarburos livianos, gas y sulfuro de hidrógeno, asociada a un evento magmático terciario.

El presente trabajo tiene como finalidad brindar una tipificación geoquímica del petróleo recuperado de rocas ígneas intruidas en la Fm. Vaca Muerta en pozos intervenidos en los últimos años en el Área Cajón de los Caballos (Figuras 1 y 2), poniendo especial énfasis en su identidad de origen. Adicionalmente, se realiza una breve caracterización del reservorio desarrollado en los intrusivos donde se alojan estos petróleos.

La zona de estudio se encuentra inmediatamente al este del Valle del Río Grande e involucra los pozos del Yacimiento Cajón de los Caballos, ubicado a 70 kilómetros al sureste de la localidad de Malargüe, sur de Mendoza.

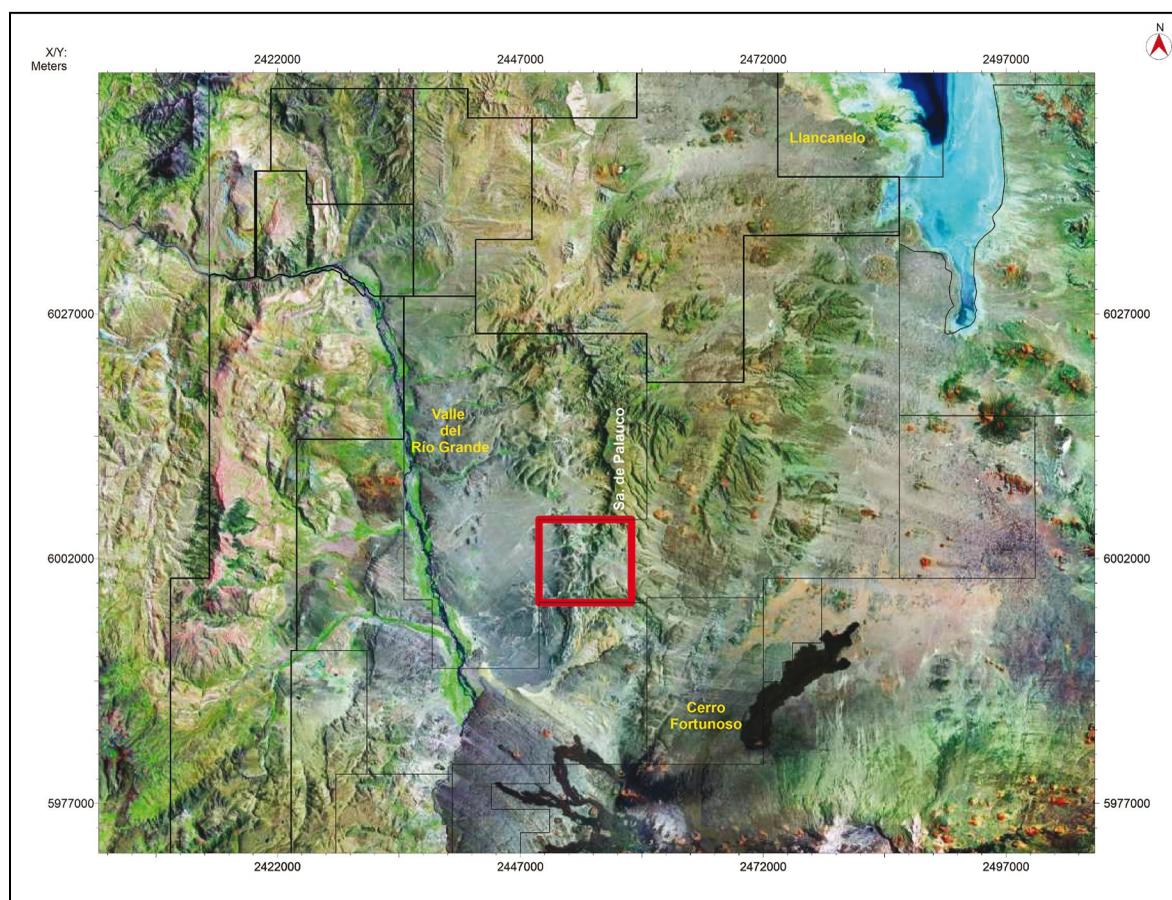


Figura 2. Imagen satelital donde se indica la ubicación del área Cajón de los Caballos (recuadro rojo), la Sierra de Palauco y la distribución de los yacimientos petroleros mencionados en el texto: Valle del Río Grande, Llanquanelo y Cerro Fortunoso.

GEOLOGÍA DEL ÁREA

El Yacimiento Cajón de los Caballos forma parte del área homónima (sur de la provincia de Mendoza), y se encuentra en el flanco occidental de la Sierra de Palauco (Figura 2) formando parte de un conjunto de anticlinales regionales con orientación norte-sur, ubicados al este del Río Grande (Cajón de Olatino, Cajón de Letelier, Pampa Palauco, Cajón de los Caballos, Cajón de Molina y Ranquil-Co) sobre las últimas estrías de la faja plegada y corrida de Malargüe.

Estructuralmente, el yacimiento (Figura 3a) se puede definir como un anticlinal asimétrico generado por la inversión de la Falla Palauco (Manceda y Figueroa 1993, 1995; Silvestro y Atencio 2009) y cuyo flanco occidental adquiere gran inclinación e importante rechazo, constituyendo el borde de la Sierra de Palauco. Por otro lado, el flanco oriental presenta un buzamiento más suave con inclinaciones promedio de 14° al este.

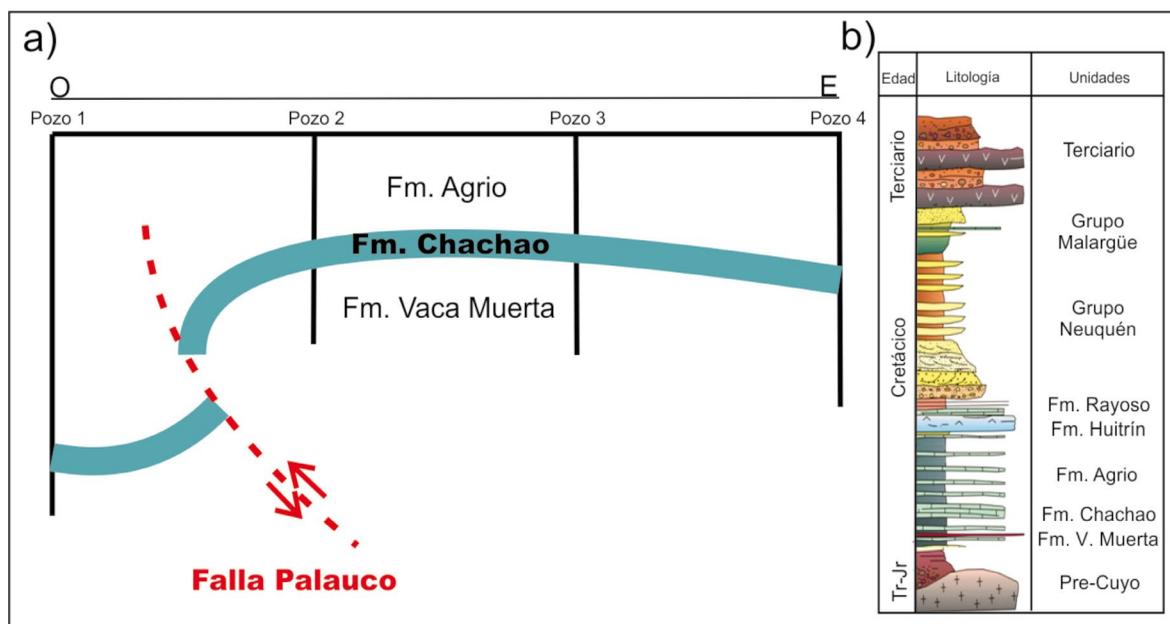


Figura 3. Esquema estructural y columna estratigráfica de la zona (Sin Escala) (modificado de de la Cal *et al.* 2014).

Debe remarcar que el área, así como los yacimientos vecinos, carece de sísmica 3D, y tanto su descubrimiento como su desarrollo se basaron en la geología reconocida en superficie como también en escasas líneas sísmicas 2D, en muchos casos de limitada calidad.

En cuanto a la columna estratigráfica (Figura 3b), se reconoce a partir de las perforaciones, una potente secuencia en la base de depósitos piroclásticos y volcánicos intercalados con arenas, conglomerados y calizas del Ciclo Precuyano. Inmediatamente sobre esta secuencia, que ha sido uno de los niveles reservorio más importantes del área, se dispone el Gr. Mendoza (pelitas y carbonatos marinos) representado en esta región de la cuenca por las formaciones Vaca Muerta, Chachao y Agrio. Este grupo está intruido por rocas ígneas de edad terciaria. Por sobre este grupo,

aparecen las formaciones Huitrín y Rayoso (clásticos, evaporitas y carbonatos). Finalmente se encuentran presentes en el área los grupos Neuquén (clásticos continentales) y Malargüe (clásticos, evaporitas y carbonatos), estando este último parcialmente erosionado y expuesto.

En superficie se observan importantes derrames basáltico-andesíticos y aglomerados volcánicos de edad terciaria. Además de las rocas del Pre-Cuyo, las principales rocas productoras de hidrocarburos del área corresponden a las calizas fisuradas de la Fm. Chachao.

INTRUSIVOS

Tanto en recortes de perforación como en coronas y perfiles eléctricos, se ha reconocido la presencia de rocas ígneas alojadas entre las pelitas de la Fm. Vaca Muerta, como así también en el contacto entre esta formación y la suprayacente Fm. Chachao. Mediante el análisis de perfiles

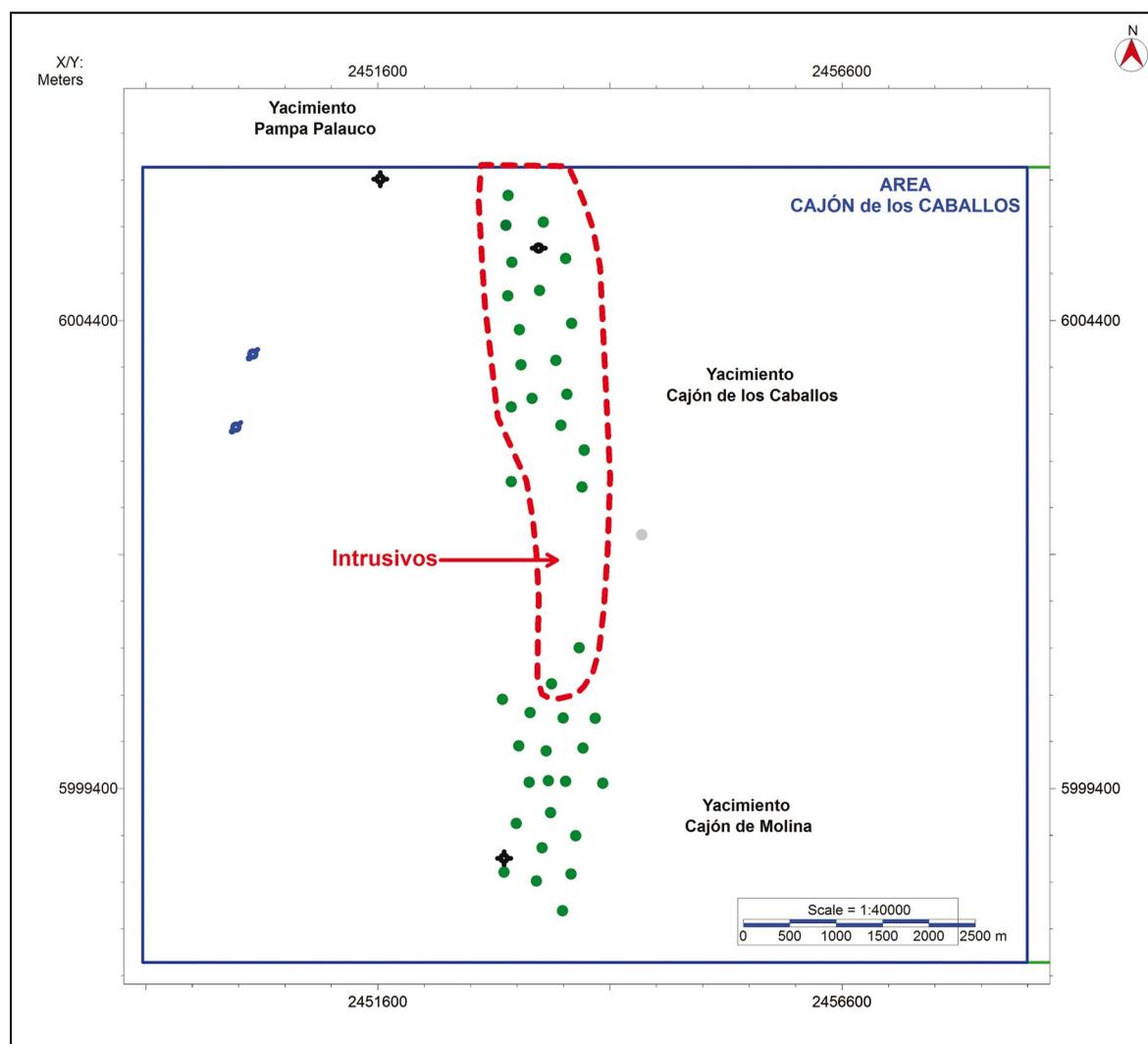


Figura 4. Distribución de roca ígnea identificada en los pozos (polígono rojo) en el Área Cajón de los Caballos.

eléctricos se han determinado espesores de hasta 120 metros de potencia para cuerpos únicos (de espesor continuo).

Los cuerpos intrusivos se encuentran presentes en el sector norte del área (Figura 4), básicamente en los pozos del Yacimiento Cajón de los Caballos (CC). Hacia el sector medio del área se observa que el espesor de roca ígnea disminuye y, además, no se reconoce un cuerpo único como sucede en el norte del yacimiento CC, sino que se pueden discriminar hasta cuatro intervalos de roca ígnea separados por niveles pelíticos. Hacia el sur, pasando al Yacimiento Cajón de Molina (CM), se reconoce roca ígnea sólo en dos pozos del norte del mismo. Hacia el norte del área, el espesor ígneo se continúa hacia el vecino yacimiento Pampa Palauco.

Composicionalmente, el intrusivo corresponde a un basalto augítico, determinado a partir del análisis microscópico de una corona recuperada entre niveles de “marga negruzca y gris oscura bituminosa”, según descripción del control geológico de los legajos de pozo. En la descripción se menciona que se trata de una “roca de naturaleza básica con dos generaciones de plagioclasa; una predominante, en forma de listoncitos, de andesina básica, intercalados entre sí dando origen a una textura intersertal, aunque con cierta tendencia fluidal; la otra generación está representada por cristales de oligoclasa básica y muestran visible alteración caolinítica y tienden hacia el idiomorfismo aunque sus contornos sean poco nítidos”. Schiuma (1994) reporta una edad K-Ar de 11.2 +/- 0.5 m.a. para una corona de un pozo de Cajón de los Caballos.

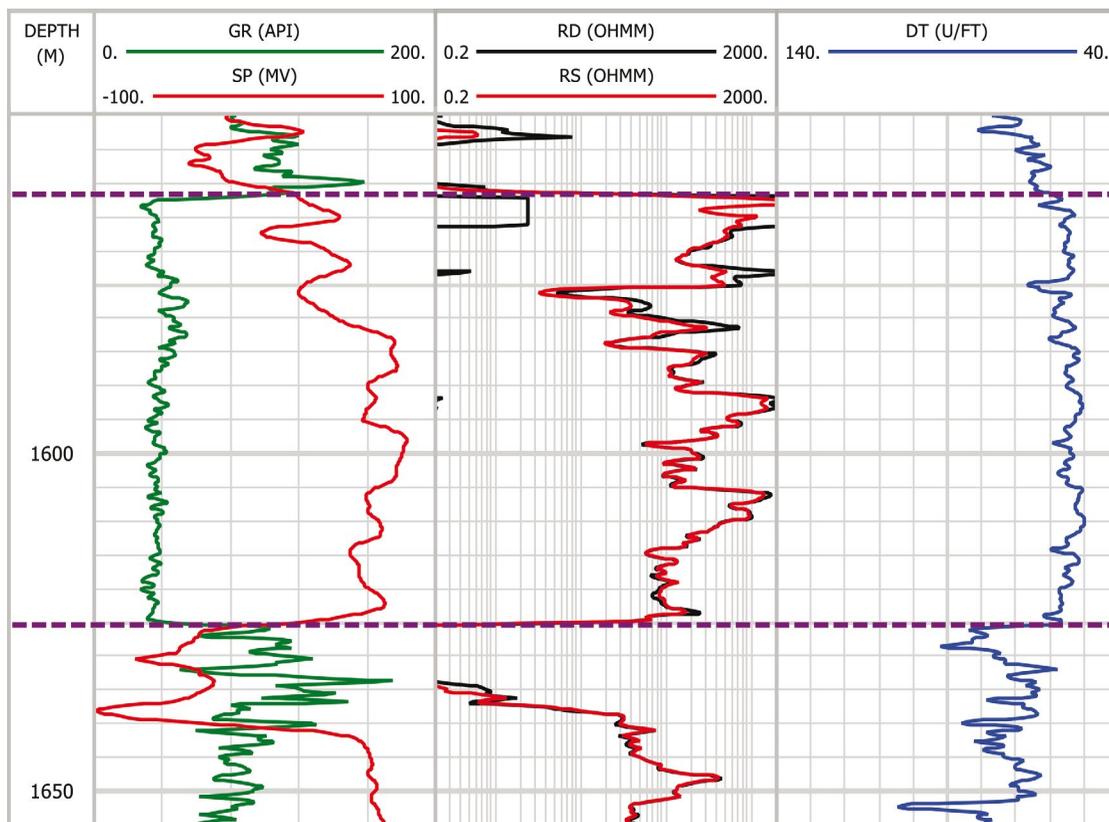


Figura 5. Respuesta de los perfiles de pozo frente a los intrusivos y las zonas de alteración.

Al observar los perfiles eléctricos se destaca una baja lectura de GR (que contrasta con la lectura superior de la Fm. Vaca Muerta) y altas resistividades, así como bajos valores de porosidad a través de los perfiles sísmico y de densidad (se reconocen zonas donde estos valores aumentan súbitamente, lo que se asocia a fisuras). Llama la atención el desarrollo de “zonas de alteración” sobre la roca de caja tanto en el tope como en la base del intrusivo (Figura 5); se caracterizan por una gran caída del perfil resistivo y aumento del GR. Estas zonas estarían evidenciando la presencia de pirita, lo que generaría gran conductividad (Schiuma y Llambías 2014), y se ha determinado que las mismas actúan como reservorio tanto en el Yacimiento Loma Las Yeguas (Comeron *et al.* 2002) como en otros sectores de la cuenca. No se cuenta con elementos suficientes que permitan su caracterización en el área Cajón de los Caballos, pero podría generarse un aumento de porosidad de la roca de caja en estos intervalos, de manera análoga a los datos presentados por Porras *et al.* (2011) para intrusivos de la Fm. Palermo Aike en la Cuenca Austral.

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

La revisión de la geología del área en el último tiempo llevó a proponer reparaciones de pozos identificando el potencial remanente. Respecto de los intrusivos (que no habían arrojado en la historia de los yacimientos buenos resultados productivos) se observó que quedaban zonas fisuradas sin ensayar y que en ningún caso se habían punzado las zonas de alteración.

Las propuestas de reparaciones de pozos en los cuales se evaluaron geoquímicamente los petróleos de este trabajo partieron de la base de que pelitas con capacidad oleogénica de la Fm. Vaca Muerta presentes en el área (Periale *et al.* 2014), pero térmicamente inmaduras a marginalmente maduras (regionalmente), habrían cargado reservorios ígneos a partir de generación local por efecto de intrusivos (halos térmicos) según los modelos de Rodríguez Monreal *et al.* (2009), Delpino y Bermúdez (2009) y Spacapan *et al.* (2018).

CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA DE PETRÓLEOS

El estudio se llevó a cabo sobre siete muestras de petróleo con el objetivo de evaluar su facies generadora, grado de correlación petróleo-petróleo, nivel de maduración térmica y procesos de alteración en el reservorio. Cuatro de ellas provienen de punzados que involucran tanto el cuerpo de los intrusivos como las zonas de alteración sobre la roca de caja (una de estas corresponde a un petróleo de producción del pozo posterior a la intervención de este). Una quinta corresponde a un petróleo de producción de estos intervalos con aporte de la Fm. Chachao y el Pre-Cuyo. Las dos muestras restantes representan petróleos obtenidos por punzados del Gr. Neuquén y del Pre-Cuyo. A los efectos de esta publicación, los pozos fueron denominados CC-A, CC-B y CC-C. El detalle por pozo y reservorio se muestra en la Figura 6.

El programa analítico aplicado incluyó determinación de la densidad API, contenido porcentual en azufre, cromatografía de gases (GC) de alta resolución de petróleo entero, fraccionamiento por grupo químico (hidrocarburos saturados, hidrocarburos aromáticos, resinas + compuestos NSO, asfaltenos), isótopos estables de carbono en las fracciones de saturados, aromáticos y petróleo entero, cromatografía de gases-espectrometría de masas (GC-MS) de hidrocarburos saturados e hidrocarburos aromáticos (biomarcadores).

Las trazas cromatográficas de los petróleos (Figura 6) registran alteración significativa de la típica envolvente parafínica presente en petróleos bien preservados, indicando que los fluidos fueron afectados por procesos de biodegradación. Esta alteración se manifiesta además en el característico desarrollo de “joroba” hacia la zona de alto peso molecular del cromatograma y en la baja concentración general medida sobre las n-parafinas y sobre los típicos isoprenoides regulares acíclicos. En algunas de las muestras, y a pesar de la biodegradación, los hidrocarburos livianos se hallan presentes, aunque en bajas concentraciones (petróleos CC-B y CC-C). Ello evidencia que los procesos de biodegradación no han sido severos y que posiblemente haya habido contribuciones rejuvenecedoras de cargas frescas a petróleos en estadios más avanzados de biodegradación que dejaron su marca en la prominente “joroba” GC. De manera general, la evaluación de los componentes del rango gasolina muestra un fuerte patrón alterado que obliteró los rangos genéticos primarios de los petróleos. En particular, el petróleo del intrusivo Vaca Muerta 1 en el pozo CC-C es el que presenta el perfil de menor alteración general tanto por su mayor concentración de livianos como de n-parafinas.

La evaluación genética a partir del análisis GCMS apoyada por el estudio isotópico indica el mismo origen para el conjunto de los petróleos, apuntando a generación en una roca madre lacustre predominantemente depositada en ambiente salino-anóxico, con contribución prevalente de materia orgánica acuática y limitada participación terrígena, no detectándose evidencias de contribuciones de rocas generadoras marinas como las lutitas de las formaciones Agrio y Vaca Muerta o, más eventualmente, de lutitas de la Fm. Tres Esquinas. En particular, las improntas moleculares e isotópicas son análogas a las descriptas para la denominada “Zona Pampa Palauco” por Villar *et al.* (2014), adscriptas a una generación en facies no marinas del Pre-Cuyo. La Figura 7 documenta la “marca lacustre” de los siete petróleos de Cajón de los Caballos de este estudio, comparándolos con el patrón de referencia de petróleos no marinos de origen precuyano de la Zona Pampa Palauco y con el patrón de petróleos marinos originados en el Gr. Mendoza (Agrio y Vaca Muerta), utilizando los mismos parámetros clave de discriminación propuestos en esa publicación.

Desde el punto de vista de sus propiedades globales, los petróleos son altamente viscosos a temperatura ambiente y presentan bajos valores de densidad API (rango: 11.9°-17.6°), clasificándose como pesados, en línea con los efectos de la biodegradación y con niveles de madurez térmica apenas moderados determinados por parámetros de biomarcadores. Este rango limitado de

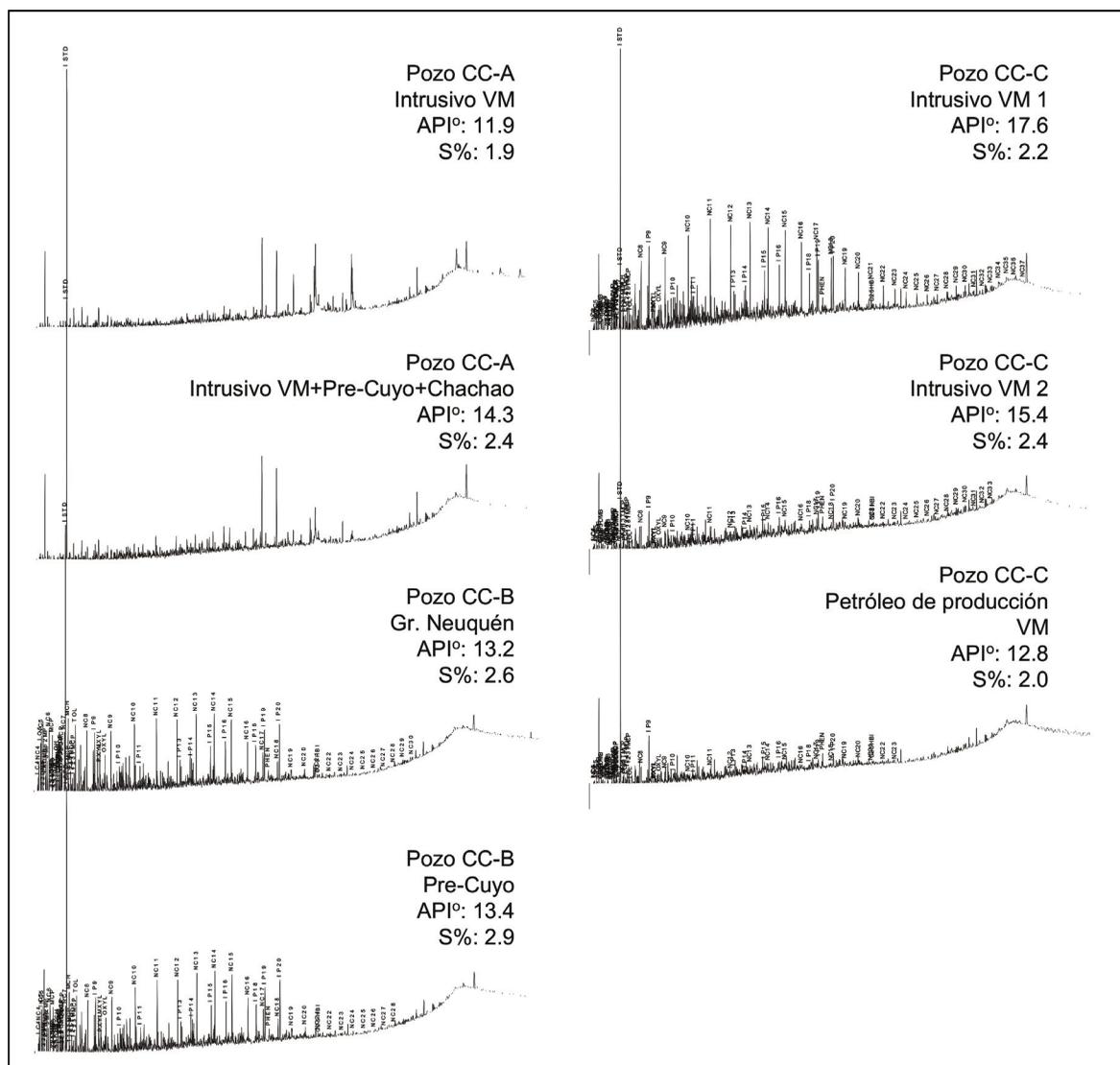


Figura 6. Cromatogramas en fase gaseosa de petróleo entero de las siete muestras de petróleo investigadas de los pozos CC-A, CC-B y CC-C en el Yacimiento Cajón de los Caballos. Se indica reservorio, densidad API y contenido en azufre para cada uno de los petróleos.

madurez térmica es consistente con el bajo stress térmico asignado a la roca madre del Pre-Cuyo en la zona de Pampa Palauco, a partir de datos de Tmax de pirólisis, reflectancia de vitrinita y modelado térmico (Villar *et al.* 2014), que en conjunto apuntan a niveles de maduración no mayores a 0.7% en términos de RVE (reflectancia de la vitrinita equivalente).

En línea con su carácter de pesados y su baja madurez térmica, los petróleos presentan composiciones empobrecidas en hidrocarburos saturados (16.9-31.1%) y enriquecidas en compuestos polares (NSO+Asfaltenos: 39.1-61.5%), además de moderadamente altos tenores de azufre en el rango 1.9-2.9%, inusuales para petróleos de origen lacustre. No obstante, muy elevados valores de azufre han sido ocasionalmente documentados en querógenos lacustres de tipo I, acumulados en paleoambientes fuertemente salinos (Sinninghe Damsté *et al.* 1993;

Cai *et al.* 2005). Condiciones análogas y episódicas de columna de agua estratificada, ambiente depositacional hipersalino y fuertemente reductor, que alternaron con patrones de salinidad sólo moderada, condiciones redox más suaves e influencia terrígena aumentada, fueron descriptas por Villar *et al.* (2014) para intervalos de la roca madre lacustre del Pre-Cuyo que contribuyeron a la formación de los petróleos del área Pampa Palaucó. En este escenario, se interpreta que el azufre de los petróleos de las áreas Pampa Palaucó y Cajón de los Caballos habría sido aportado primariamente por este querógeno lacustre en su proceso de conversión temprana a petróleo, habiendo aumentado selectivamente su concentración relativa por el efecto de distintos niveles de biodegradación en el reservorio.

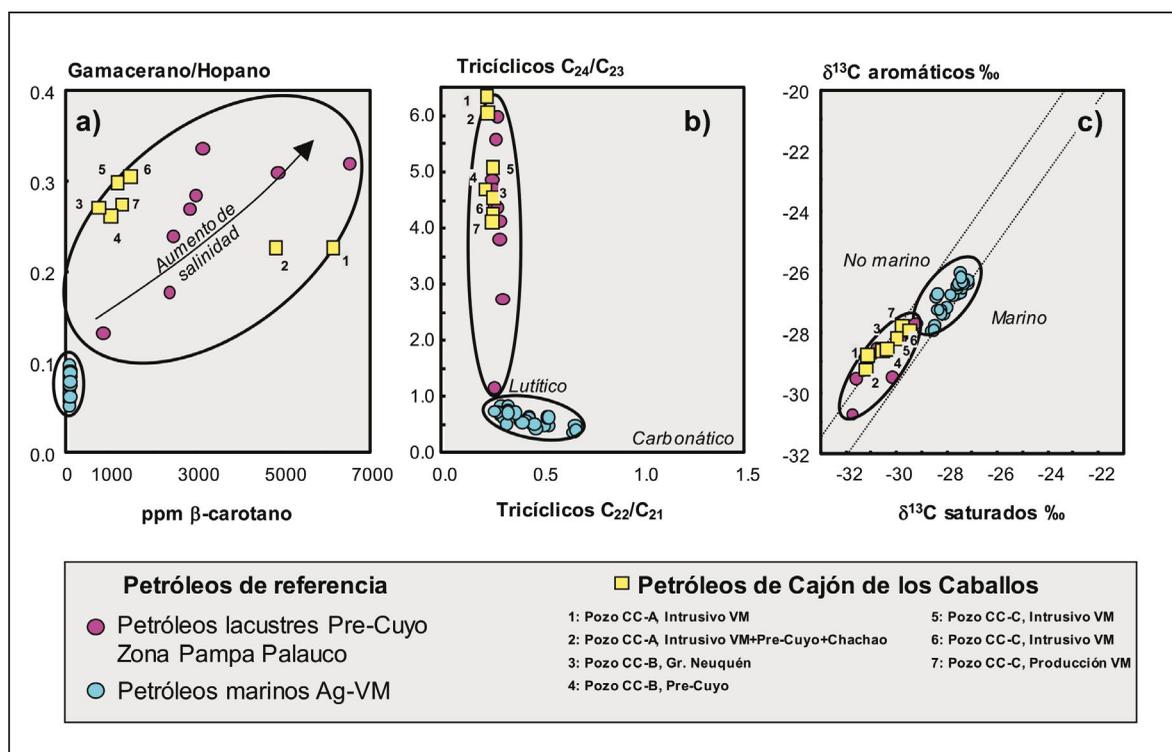


Figura 7. Adaptado de Villar *et al.* (2014). Cruce de parámetros de biomarcadores e isotópicos comparando los petróleos evaluados en los tres pozos de Cajón de los Caballos con petróleos de origen lacustre del Pre-Cuyo (Zona Pampa Palaucó) y con petróleos de origen marino de Agrio-Vaca Muerta. a) Gamacerano/Hopano vs. concentración de β -carotano (ppm); b) terpanos tricíclicos C₂₄/C₂₃ vs. C₂₂/C₂₁; los campos “lutítico” y “carbonático”, de Peters *et al.* (2005); c) diagrama de Sofer (1984) de $\delta^{13}C$ de fracciones C₁₅₊ de hidrocarburos saturados vs. aromáticos.

CONCLUSIONES

Los petróleos recuperados de distintos niveles de reservorio del Yacimiento Cajón de los Caballos, que particularmente incluyen cuerpos intrusivos dentro de la Fm. Vaca Muerta, son pesados (rango API: 11. 9°-17.6°) y marcadamente viscosos a temperatura ambiente. Además, presentan altos tenores de azufre (rango 1.9-2.9%), son pobres en hidrocarburos saturados y

están enriquecidos en compuestos no hidrocarburos. Estas propiedades composicionales son consistentes con patrones de alteración por biodegradación y con niveles bajos-moderados de madurez térmica, según indican los estudios cromatográficos y de biomarcadores.

Desde el punto de vista genético, el estudio documenta que estos fluidos se han originado en intervalos de roca madre no marina con impronta vinculable a niveles lacustres del Pre-Cuyo, no evidenciándose contribuciones de rocas generadoras marinas del tipo Gr. Mendoza. Se descarta, por lo tanto, la hipótesis de que los petróleos fueran originados por procesos de maduración derivados del efecto del impacto térmico de los intrusivos sobre la Fm. Vaca Muerta y la posterior expulsión y carga en los mismos intrusivos, como propone Spacapan *et al.* (2018) para el área del Valle del Río Grande.

Dentro del área Cajón de los Caballos, se puede concluir, independientemente de la posición de los cuerpos intrusivos en la columna estratigráfica, que las condiciones de mineralización de estas rocas dependen del timing de generación y expulsión en rocas del Pre-Cuyo respecto del evento de la intrusión y subsecuente adquisición de propiedades de roca reservorio, tanto primarias por enfriamiento o secundarias por tectonismo. Según el estudio de Villar *et al.* (2014) para la Zona Pampa Palauco, la cocina del Pre-Cuyo tiene su desarrollo incipiente a partir de 23 Ma, mientras que el emplazamiento de intrusivos ha sido datado entre el Oligoceno y Mioceno, según Schiuma y Llambías (2014), registrándose por lo tanto una buena sincronización entre generación-migración y disponibilidad de reservorio, involucrando a su vez un patrón de migración con fuerte componente vertical.

Se destaca la ausencia de hallazgos de petróleos vinculados genéticamente al Gr. Mendoza en el ámbito de la Sierra de Palauco, a pesar de que importantes acumulaciones de petróleo originadas en estos intervalos existen en niveles de reservorio del Gr. Neuquén en los Yacimientos Llancanelo y Cerro Fortunoso, al noreste y sureste de Palauco, respectivamente, indicando migraciones laterales significativas asumidas a lo largo de capas carrier del mismo Gr. Neuquén y de fallas de basamento (Giampaoli *et al.* 2005; Boll *et al.* 2014). Ello abre una incógnita quizá atribuible a la desconexión temporal entre la migración de petróleo de las cocinas ubicadas al oeste y la posterior estructuración de la zona (una vez migrados estos hidrocarburos hacia el este). En este marco, la estructuración del Área Cajón de los Caballos, en forma sincrónica con las intrusiones de rocas ígneas, habilitaría la disponibilidad de trampas y reservorios para capturar la migración vertical desde rocas generadoras del depocentro Precuyano ubicado en el subsuelo de la Sierra de Palauco.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer a las Empresas ROCH S.A., DPG S.A., SINOPEC ARGENTINA E&P INC. y SAN ENRIQUE S.A. por permitir y alentar esta publicación. Finalmente agradecemos a Carlos Cruz y Martín Fasola, cuyos aportes y sugerencias han mejorado sustancialmente el presente trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Alberdi-Genolet, M., A. Cavallaro, N. Hernández, D.E. Crosta y L. Martínez, 2013, "Magmatic events and sour crude oils in the Malargüe area of the Neuquén Basin", Argentina, *Marine and Petroleum Geology* 43, p. 48-62.
- Boll, A., J. Alonso, F. Fuentes, M. Vergara, G. Laffitte y H.J. Villar, 2014, "Factores controlantes de las acumulaciones de hidrocarburos en el Sector Norte de la Cuenca Neuquina, entre los ríos Diamante y Salado, provincia de Mendoza, Argentina", IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Trabajos Técnicos I, p. 3-44, Mendoza, Argentina.
- Cai Ch., R.H. Worden, G.A. Wolff, S. Bottrell, D. Wang y X. Li, 2005, "Origin of sulfur rich oils and H₂S in Tertiary lacustrine sections of the Jinxian Sag, Bohai Bay Basin, China", *Applied Geochemistry* 20, p. 1427-1444.
- Comeron, R., J.M. González y M. Schiuma, 2002, "Los Reservorios de las Rocas Ígneas Intrusivas", V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Rocas reservorio de las cuencas Productivas de la Argentina, p. 559-582, Mar del Plata, Argentina.
- de la Cal, H., M.F. Lajoinie, G. Páez y E. Feinstein, 2014, "Nuevos aportes al conocimiento del Ciclo Precuyano en el subsuelo del Sur de Mendoza: Yacimiento Cajón de los Caballos, Cuenca Neuquina, Argentina, IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Trabajos Técnicos II, p. 319-336, Mendoza, Argentina.
- Delpino, D. H. y A. M. Bermúdez, 2009, "Petroleum systems including unconventional reservoirs in intrusive igneous rocks (sills and laccoliths)", *The Leading Edge*, N° 28 (7), p. 804-811.
- Giambiagi, L., M. Tunik, F. Bechis, M. Ghiglione, P. Álvarez y M. Drosina, 2009, "Cinemática de apertura del sector norte de la Cuenca Neuquina", *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 65, p. 278-292.
- Giampaoli, P., J.L. Ramírez y M.A. Gait, 2005, "Estilos de entrapamiento en la Faja Plegada y Fallada de Malargüe", VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, p. 121-140, Mar del Plata, Argentina.
- Legarreta, L., H.J. Villar, C.E. Cruz, G.A. Laffitte y R. Varadé, 2008, "Revisión integrada de los sistemas generadores, estilos de migración-entrapamiento y volumetría de hidrocarburos en los distritos productivos de la Cuenca Neuquina, Argentina", VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Simposio de sistemas petroleros de las cuencas Andinas, p. 79-108, Buenos Aires, Argentina.
- Manceda, R. y D. Figueroa, 1993, "La inversión del Rift Mesozoico en la Faja Fallada y Plegada de Malargüe. Provincia de Mendoza", XII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos, AGA-IAPG, Actas N° 3, p. 219-232, Mendoza, Argentina.
- Manceda, R. y D. Figueroa, 1995, "Inversion of the Mesozoic Neuquén Rift in the Malargüe Fault and Thrust Belt, Mendoza, Argentina", en A.J. Tankard, R. Suárez S. y H.J. Welsink (eds), *Petroleum Basins of South America*, American Association of Petroleum Geologists, Memoir 62, p. 369-382.
- Periale, S., C. Haring, G. Olivieri, R. Guerello y L. Simonetto, 2014, "Exploración en áreas produc-

- tivas maduras. Malargüe: Nueva etapa exploratoria. Cuenca Neuquina, Argentina”, IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Trabajos Técnicos II, p. 3-24, Mendoza, Argentina.
- Peters, K.E., C.C. Walters y J.M. Moldowan, 2005, “The Biomarker Guide. Vol. 2: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History”, Cambridge University Press, 1155 p.
- Porras, J., M. Aguera, A.M. Pérez, F. Pagán y H. Bellotti, 2011, “Caracterización Geológica y Potencial Petrolífero de los Cuerpos Ígneos Intrusivos de la Cuenca Austral, Argentina, VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Trabajos Técnicos, p. 519-548, Mar del Plata, Argentina.
- Rodríguez Monreal, F., H.J. Villar, R. Baudino, D. H. Delpino y S. Zencich, 2009, “Modeling an atypical petroleum system: A case study of hydrocarbon generation, migration and accumulation related to igneous intrusions in the Neuquén Basin, Argentina”, *Marine and Petroleum Geology* 26, p. 590-605.
- Schiama, M. F., 1994, “Intrusivos del Valle del Río Grande, provincia de Mendoza, su importancia como productores de hidrocarburos”, Tesis Doctoral, UNLP, 118 p.
- Schiama, M. F. y E. J. Llambías, 2014, “Importancia de los Sills Como Reservorios en la Cuenca Neuquina del Sur de Mendoza, IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Trabajos Técnicos I, p. 331-349, Mendoza, Argentina.
- Silvestro, J. y M. Atencio, 2009, “La cuenca cenozoica del Río Grande y Palauco: edad, evolución y control estructural, faja plegada de Malargüe (36°S)”, *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 65, p. 154-169.
- Sinninghe Damsté J.S., F.X.C. de las Heras, P.F. van Bergen y J.W. de Leeuw, 1993, “Characterization of Tertiary Catalan lacustrine oil shales: Discovery of extremely organic sulphur-rich Type I kerogens”, *Geochimica et Cosmochimica Acta* 57, p. 389-415.
- Sofer, Z., 1984, “Stable carbon composition of crude oils: application to source depositional environment and petroleum alteration”, *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 68, p. 31-49.
- Spacapan, J.B., J.O Palma, O. Galland, R. Manceda, E. Rocha, A. D’Odorico y H.A. Leanza, 2018, “Thermal impact of igneous sill-complexes on organic-rich formations and implications for petroleum systems: A case study in the northern Neuquén Basin, Argentina”, *Marine and Petroleum Geology* 91, p. 519-531.
- Villar, H.J., L. Legarreta, G.A. Laffitte, C. Haring y R. Varadé, 2014, “Facies orgánicas no marinas de la Cuenca Neuquina: ambiente geológico y caracterización geoquímica de petróleos y rocas generadoras”, IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Trabajos Técnicos, p. 45-70, Mendoza, Argentina.

