

ANÁLISIS PRELIMINAR DEL POTENCIAL COMO SHALE OIL QUE PRESENTA LA FORMACIÓN LOS MOLLES (MIEMBRO PELÍTICO INFERIOR) EN EL DEPOCENTRO BARDA COLORADA ESTE, ZONA DE LA DORSAL DE HUINCUL, CUENCA NEUQUINA

Thamy Sales¹, Adolfo Giusiano², Maisa Tunik^{1,3}

1: Universidad Nacional de Río Negro. tsales@unrn.edu.ar

2: Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos, Provincia de Neuquén. Dirección de Estudios. agiusiano@neuquen.gov.ar

3: CONICET. mtunik@unrn.edu.ar

Palabras clave: Cuenca Neuquina, Formación Los Molles, shale oil

INTRODUCCIÓN

La evaluación del potencial de un reservorio del tipo shale requiere un análisis interdisciplinario que permita caracterizar adecuadamente las propiedades de la roca y los fluidos que contiene. Para determinar su viabilidad económica es fundamental que se cumplan determinadas condiciones, las que se obtiene de analizar la riqueza y tipo de materia orgánica, la madurez térmica, su mineralogía, el espesor y distribución de los depósitos, la profundidad y presión de reservorio entre otros.

En la Cuenca Neuquina se reconocen cuatro rocas generadoras de las cuales se destacan la Formación Los Molles y la Formación Vaca Muerta por su potenciales como reservorio tipo *shale gas* y *shale oil* respectivamente (EIA, 2013).

La Formación Los Molles integra el denominado Grupo Cuyo y su depositación ocurrió durante la etapa de *sin-rift* tardío a *post-rift* temprano (Jurásico Inferior a Medio) y representa la primera ingresión marina después de la configuración de la Cuenca Neuquina.

La edad de la Formación Los Molles está datada a partir de su registro fósil, con edades desde el Toarciano Inferior hasta el Bajociano Inferior en la Sierra de Chacaico (Digregorio & Uliana, 1980); mientras que en el depocentro Barda Colorada Este (DBCE) ubicado en la franja centro-occidental de la Dorsal de Huincul (Riccardi *et al.* 1981) van desde el Pliensbaquiano al Caloviano Inferior. Este depocentro se encuentra en un área con alto contenido de materia orgánica y dentro de una ventana de generación de petróleo, con importante espesor y baja profundidad, características que permiten clasificar este depocentro como un objetivo significativo para estudios de Los Molles como *shale play* (Figura 1).

La Formación Los Molles en el depocentro Barda Colorada Este, registra un espesor que supera a los 2000 metros, donde probablemente coexistan diferentes eventos transgresivos con-

siderando la magnitud de su espesor. Trabajos previos como Veiga *et al.* (2002) analizaron el área desde la óptica del sistema petrolero convencional corroborando la generación y migración de hidrocarburos provenientes de la Formación Los Molles en dicho depocentro. Las producciones de petróleo y gas de condensado en el área y campos vecinos (Puesto Cortadera, Cerro Granito, Portezuelo, Ranquil Co, etc.) también sugieren la presencia de una roca generadora activa en las cercanías.

El modelado 1D realizado en un pozo clave indica que en el DBCE la Formación Los Molles generó petróleo y gas en dos diferentes horizontes ricos en materia orgánica, siendo el intervalo generador de petróleo/condensado, de edad pliensbaquiana superior-toarciana inferior, el más importante. Al-Sawaidi *et al.* (2010) reconocieron el alto contenido de materia orgánica de estos intervalos en el perfil de Arroyo Lapa (depocentro Chacaico) asignando su origen con un evento anóxico global.

En este trabajo se presentan los resultados preliminares de la evaluación de la Formación Los Molles y su potencial como shale oil por medio de la caracterización de las propiedades de la roca y los fluidos que contienen en el ciclo acumulado al final del Pliensbaquiano e inicio del Toarciano (intervalo P-T) en el depocentro Barda Colorada Este. La evaluación de los antecedentes del área, observaciones de afloramientos (Arroyo Lapa y Morro del Águila) y datos de uno de los pozos que atraviesan el depocentro fueron los elementos utilizados en esta caracterización preliminar.

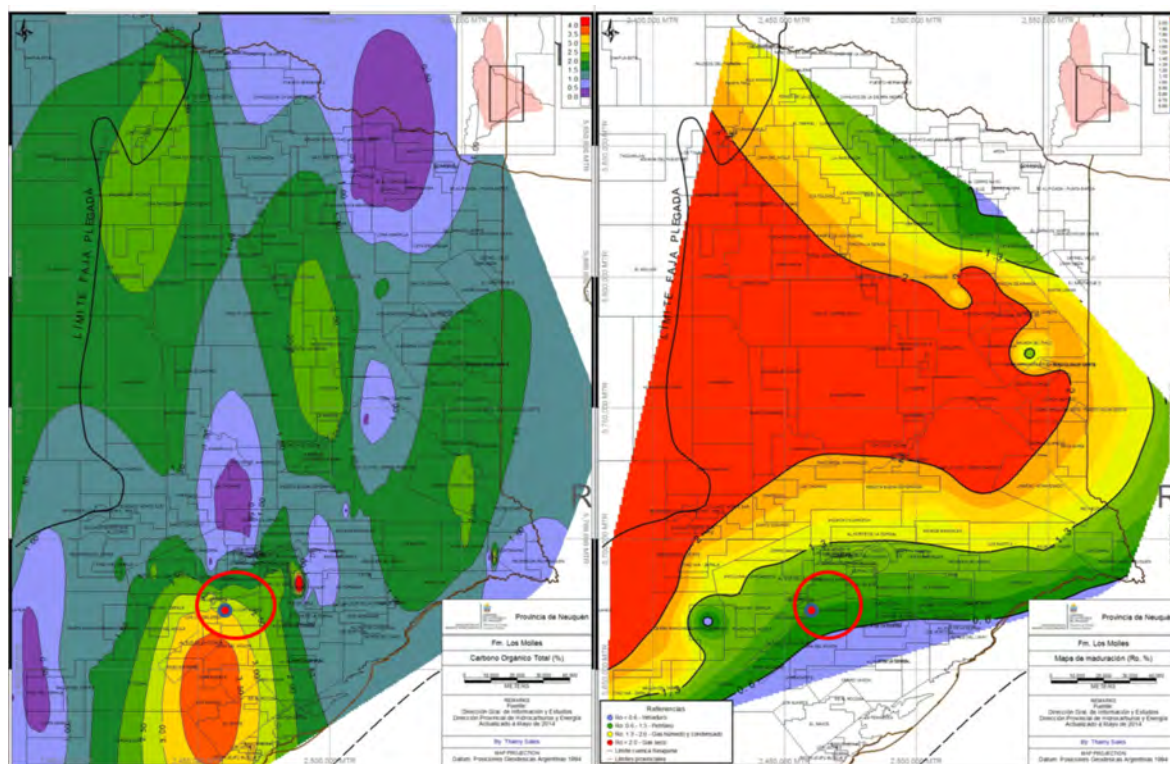


Figura 1. Mapa regional de %COT y %Ro de la Formación Los Molles (promedio ponderado) con ubicación del área y pozo clave.

METODOLOGÍA DE TRABAJO

La metodología de trabajo consistió en el análisis de afloramientos representativos, mapas regionales, selección de área de estudio (Figura 1), análisis de un pozo tipo del depocentro y sus características mineralógicas, petrofísicas y geoquímicas cuyos resultados sirvieron de entrada para el modelado 1D de generación e historia de soterramiento. En el análisis fueron evaluados datos de perfiles eléctricos, *cutting* y corona, difracción de rayos-x (XRD), petrografía digital (QEMSCAN®) y microscopia electrónica de barrido (MEB) en un pozo clave del depocentro Barda Colorada Este.

RESULTADOS

Litofacies

En el pozo analizado la Formación Los Molles está compuesta por lutitas negras a grises (N2 a N4) o verdosas (5Y 2/1), con escaso bitumen, e intercalaciones de areniscas grises con niveles tobáceos y restos vegetales. De manera subordinada se reconocen niveles de conglomerados y limolitas de tonalidad gris oscuro a castaño amarillentas (N4 a N6/5YR 6/4), calizas y margas grises con presencia de registros fósiles y pirita diseminada. La alternancia de paquetes arenosos dentro de los pelíticos sugiere una sedimentación de alta ciclicidad y le confieren a los depósitos un aspecto bandeado muy característico (Figura 2 B). Las estructuras sedimentarias indican procesos de tracción-decantación con frecuente desarrollo de secuencias de Bouma, aunque en la mayoría de los casos faltando alguno de sus términos (Mutti *et al.* 1994). El arreglo interno de la sucesión muestra un aumento de granulometría hacia el techo, sugiriendo una progradación del sistema. Sobre la base de los análisis sedimentológicos y el contenido paleontológico, Hinterwimmer *et al.* (1985) interpretaron estos depósitos como acumulados en un ambiente marino profundo.

Mineralogía

Los datos de difracción de rayos-x muestran que la mineralogía predominante en el pozo está compuesta por cuarzo/feldespato (~ 57%), arcillas totales (~ 36%) y calcita (~ 7%) (Figura 2 A). En las muestras de coronas analizadas se observa un predominio de arcilla del tipo illita (Figura 2 B). Las imágenes de MEB indican presencia de materia orgánica amorfa, rellenando fisuras y abundancia de pirita (Figura 2 C y D). Los colores oscuros de las pelitas y la presencia de abundante pirita, principalmente de forma framboidal, sugieren que las condiciones de fondo eran reductoras. Estas consideraciones son validas para el intervalo de 1840 m a 2048 m (intervalo P-T) donde los datos petrográficos fueron analizados.

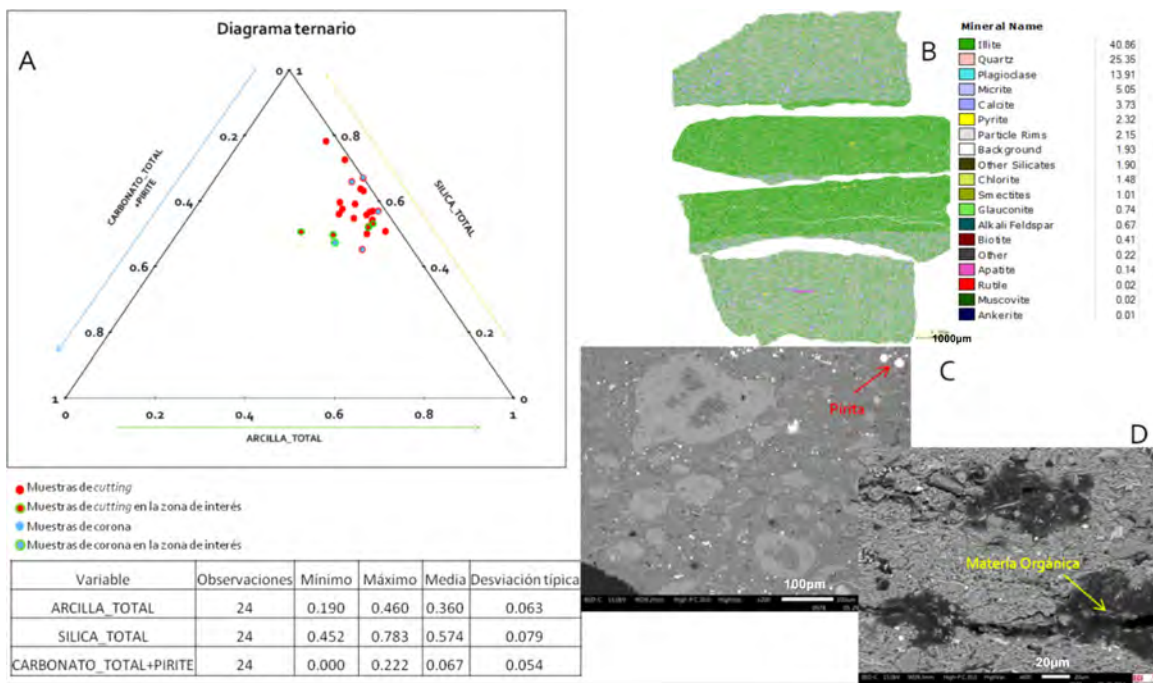


Figura 2. Diagrama ternario con distribución mineralógica del pozo y del intervalo de interés (A), corte de petrografía digital (QEMSCAN®) mineralogía completa y textura de la roca (B), imagen de MEB donde se observa presencia de pirita (C) y materia orgánica relleno de fisuras (D).

Petrofísica

Para el análisis de perfiles se utilizó un modelo determinístico para pelitas orgánicas (*organic shale workflow*, software IP™). El cálculo de contenido orgánico total se realizó por medio de perfiles sísmicos y de densidad, y las ecuaciones (Passey *et al.* 1990 y regresiones del software IP™) fueron calibradas con los datos de laboratorio. Para el cálculo del gradiente de presión y la presión de reservorio fue utilizado el perfil de densidad.

Para definir un *net pay shale* (Tabla 1) se asumió como parámetros de corte el contenido orgánico (> 2%), la resistividad profunda (> 8 ohm.m) el volumen de arcilla (< 40%), el netpay para estos parámetros es de 148 metros para todo el pozo, con un espesor continuo de 98 metros en el intervalo de 1840 m a 2048 m (intervalo P-T). En estos intervalos el gradiente de presión es mayor que 0.8 psi/ft y la presión de reservorio calculada es de cerca de 5000 psi. También fueron observados presencia de rastros frescos de petróleo (Figura 3 *track* 8) y ‘cruce de Pasey’ (Figura 3 *track* 6). Se describen ensayos que produjeron petróleo/condensado en las areniscas de la base de dicho intervalo (informe de pozo).

La porosidad de estas pelitas es baja (~ de 4%). Se observa en las imágenes de MEB predominio de porosidad relacionada a fisuras rellenas con materia orgánica y porosidad intraclástica dentro de arcillas y piritas framboidales (Figura 2 C y D). No se observa abundancia de porosidad intraorgánica que indique mayor madurez térmica (Bernard *et al.* 2013).

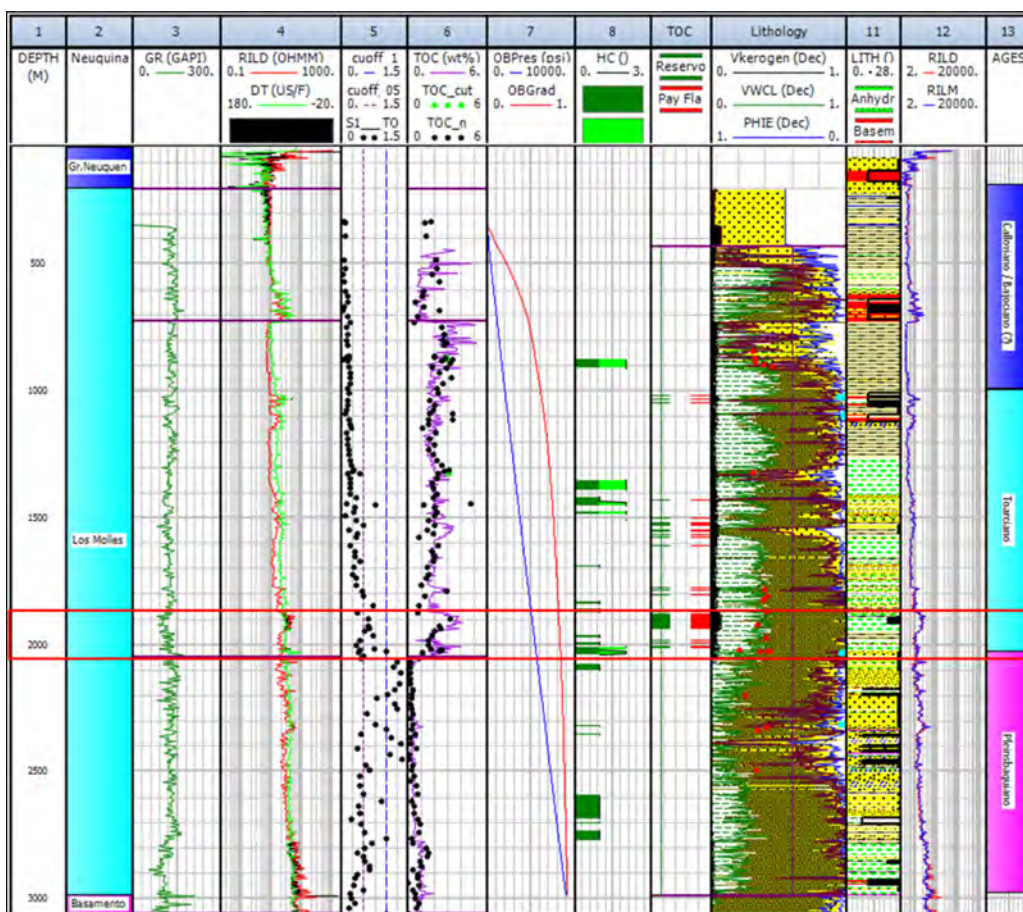


Figura 3. Perfil de pozo clave. El rectángulo en rojo destaca el intervalo de *netpay shale*. Track 8 rastros de hidrocarburo secos (verde oscuro) y frescos (verde claro). Track 11 columna litológica arenas (amarillo) pelitas (verde), calizas (azul), limolitas (beige) y conglomerados (rojo).

Parámetros	Promedio Pozo-Intervalo Interés	Barnett Shale
Edad (Ma)	Pliensbaquiano Superior/Toarciano Inferior	Misisipiano Superior
Tipo de Kerógeno	II	II
Techo (m)/Base (m)	1840/2048	~2000/ -
Net pay (m)	98	61-91
Área (km ²)	>100	13000*
Madurez térmica	0.91 (%Ro_equiv)	0.5-1.5 (%Ro)
OBGrad /Gradiente de presión (psi/ft)	0.828	0.43
OBPres / Presión de reservorio (psi)	5255	3000-4000
TOC (wt%)	3	3-6
VWCL /volumen arcilla (dec)	0.28	0.20-0.38
PhiT (%)	3.5	4-5
Caolinita lab (dec)	0.07	-

Tabla 1. Parámetros geológicos del intervalo estratigráfico analizado (Formación Los Molles, Miembro Inferior) en el pozo analizado y de Barnett shale (EIA, 2013). *Extensión de la Formación Barnett

Geoquímica

El análisis de los datos geoquímicos puede ser realizado dentro de un contexto de análisis de cuenca y sistema petrolero, corroborando el potencial hidrocarbúfero por medio de un modelado. Para el modelado 1D de este pozo se asumió una materia orgánica del tipo II sobre la base

de los parámetros geoquímicos (pirólisis de Rock-Eval) y sedimentológicos (Figura 4). El modelo térmico adoptado fue el *Rifting Heat Flow* (BasinMod™ 2012) con flujo de calor actual de 72 mW/m², (Sigismondi 2012). El espesor erodado de la columna fue calculado en 1200 metros, con buen grado de ajuste de la madurez térmica calculada y de los valores de Tmax. (Figura 5). El %COT inicial promedio fue calculado por el método de Daly y Edman (1987). Se observa que el intervalo P-T se encuentra en el límite entre generación de petróleo y condensado con tasa de transformación promedio de 78%.

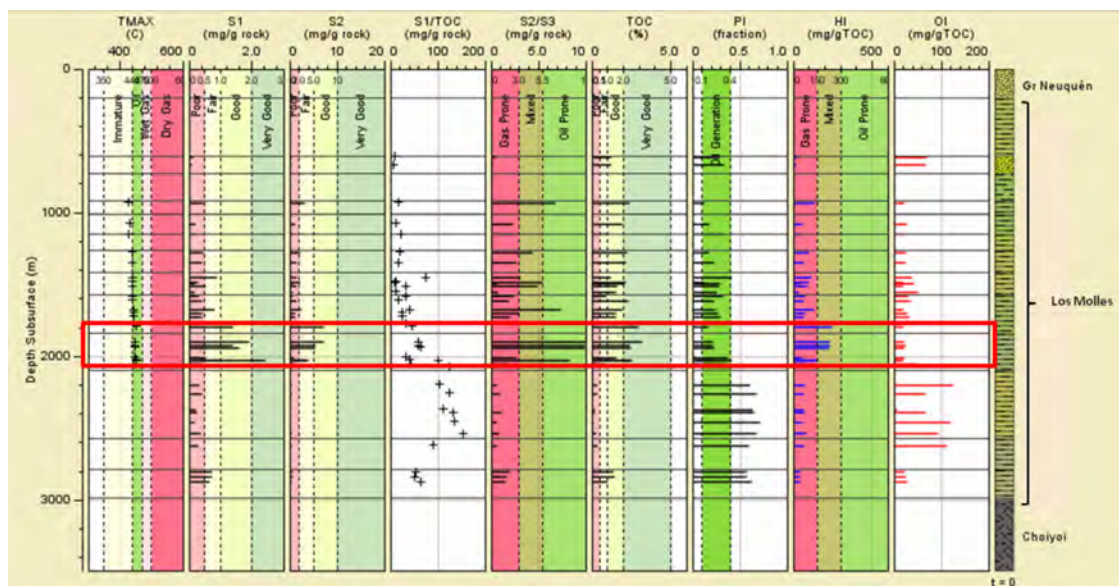


Figura 4. Datos de pirólisis. El rectángulo en rojo apunta el intervalo de interés (Pliensbaquiano-Toarciano).

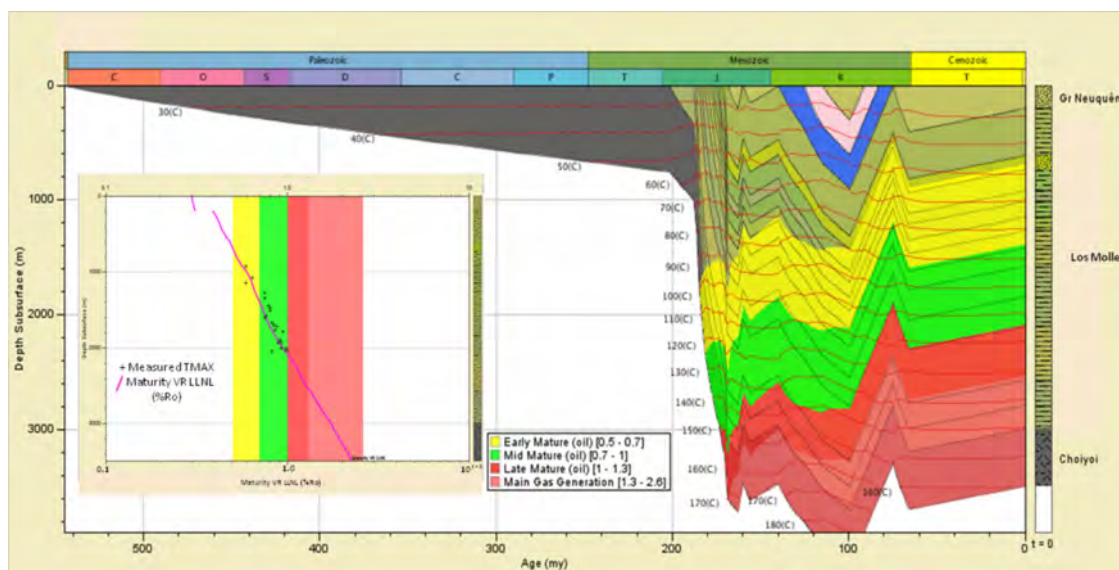


Figura 5. Modelado 1D de historia de soterramiento y generación de hidrocarburos ajustados con datos de Tmáx.

CONCLUSIONES

Los resultados preliminares indican que en el depocentro Barda Colorada Este, el Miembro Pelítico Inferior (Pliensbaquiano al Toarciano) generó gas en las pelitas de la base y petróleo/condensado en las pelitas superiores, totalizando un espesor continuo de 98 metros. Los parámetros geológicos (Tabla 1) son comparables con las principales formaciones productoras de EE.UU (EIA, 2013), lo que podrían definir el intervalo denominado P-T como un *sweet spot* para *shale oil* dentro de la Formación Los Molles en el DBCE. La continuación de este estudio de detalle permitirá ampliar el conocimiento de los depósitos, estableciendo las principales características y el potencial de la Formación Los Molles como *shale play*.

AGRADECIMIENTOS

A la Dirección de Información y Estudios de la SSMeH y su equipo, por el acceso a la información; al EGI-University of Utah por los análisis realizados; al Ministerio de Educación a través del proyecto Enrique Mosconi, a la Lic. Natalia Hernández, a Senergy y Platte River por el uso de los softwares IP™ y BasinMod®, respectivamente. La lectura y sugerencias aportadas por los revisores Dr. Félix T.T. Gonçalves y Dr. Juan Ponce que contribuyeron a mejorar este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Al-Suwaidi, A.H., G.N. Angelozzi, F. Baudin, S.E. Damborenea, S.P.Hesselbo, H.C. Jenkyns, M.O.Mancenido y A.C. Riccardi. 2010, First record of the Early Toarcian Oceanic Anoxic Event from the Southern Hemisphere, Neuquen Basin, Argentina. *Journal of the Geological Society of London, Special*, p. 16. London.
- Bernard, S., R. Wirth, A. Schreiber, L. Bowen, A.C. Aplin, E.J. Mathia, H.-M. Schulz y B. Horsfield. 2013, FIB-SEM and TEM Investigations of an Organic-rich Shale Maturation Series from the Lower Toarcian Posidonia Shale, Germany: Nanoscale Pore System and Fluid-rock Interactions, in: Díaz, C.E., Wawak, B. (Eds.), *Electron microscopy of shale hydrocarbon reservoirs*. AAPG, p. 53-66. Tulsa, OK.
- Daly, A.R. y Edman, J.D., 1987, Loss of organic carbon from source rocks during thermal maturation [abs.]: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 71, no. 5, p. 546. Tulsa, OK.
- Digregorio, J. H., y M. A. Uliana, 1980, Cuenca Neuquina: Simposio de Geología Regional Argentina, Academia Nacional de Ciencias de Córdoba, v. 2, p. 985-1032. Córdoba.
- Hinterwimmer, G. A., y J. M. Jáuregui, 1985, Análisis de facies de los depósitos de turbiditas de la F. Los Molles en el sondeo Barda Colorada Este, provincia del Neuquén: IX Congreso Geológico

- Argentino, Actas v. 5, p. 124–135. Buenos Aires.
- Mutti, E., C.A. Gulisano y L. Legarreta. 1994, 'Anomalous systems tracts stacking patterns within 3° order depositional sequences (Jurassic -Cretaceous back-arc Neuquen Basin, Argentine Andes)'. In: Posamentier, H.W. and Mutti, E. (eds.) Second High Resolution Sequence Stratigraphy Conference. Abstracts:137-143.
- Passey, Q. R., S., Creaney, J. B., Kulla, F. J., Moretti, y J.D., Stroud, 1990, A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 74, 1777-1794, Tulsa, OK.
- Riccardi, A.C. 1981, Informe Paleontológico del sondeo YPF.Nq.BCE.x1 (Barda Colorada Este) 4p. YPF Informe Interno.
- Sigismondí, M.E. 2012, "Estudio de la deformación litosférica de la Cuenca Neuquina: estructura termal, datos de gravedad y sismica de reflexión". Tesis Doctoral Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires, p. 367 (Inédito).
- E.I.A. 2013, Sitio Web de la U. S. Energy Information Administration, <<http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/fullreport.pdf>>, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources. Acceso 10 de mayo de 2014.
- Veiga, R., F. Pángaro y M. Fernández 2002, Modelado bidimensional y migración de hidrocarburos en el ámbito occidental de la Dorsal de Huinul, Cuenca Neuquina-Argentina. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, CD Trabajos Técnicos 20p., Mar del Plata, Argentina.