

GEOQUÍMICA DE LA FORMACIÓN AGRIO (CRETÁCICO INFERIOR) EN EL ÁREA DE EL PORTÓN, CUENCA NEUQUINA: PRIMEROS RESULTADOS

Julieta Omarini¹, Maísa Tunik¹, Beatriz Aguirre-Urreta², Fabián Brea³, Marina Lescano², Romina Milicich³,
Shawn Moore⁴, Lauren Birgenheier⁵, Mathieu Martínez⁶, Adolfo Giusiano⁷

1: Instituto de Investigación en Paleobiología y Geología (CONICET-UNRN), General Roca, Río Negro, Argentina,
jomarini@unrn.edu.ar, mtunik@unrn.edu.ar

2: Instituto de Estudios Andinos Don Pablo Groeber (CONICET y Universidad de Buenos Aires), Buenos Aires,
Argentina, aguirre@gl.fcen.uba.ar, lescano@gl.fcen.uba.ar

3: Y-TEC (YPF Tecnología), Buenos Aires, Argentina, fabian.a.brea@ypftecnologia.com,
romina.milicich@ypftecnologia.com

4: Energy and Geoscience Institute, University of Utah, Salt Lake city, Utah, Estados Unidos, shawn.a.moore@utah.edu

5: Geology and Geophysics Department, University of Utah, Salt Lake city, Utah, Estados Unidos,
lauren.birgenheier@utah.edu

6: Univ Rennes, CNRS, Géosciences Rennes - UMR 6118, F-35000 Rennes, France, mathieu.martinez@univ-rennes1.fr

7: Universidad Nacional del Comahue, Neuquén, Argentina, giusianoae@gmail.com

Palabras clave: Geoquímica orgánica, pirólisis programada, COT, potencial generador

ABSTRACT

Geochemistry of the Agrio Formation (Lower Cretaceous) in El Portón, Neuquén Basin: Preliminary Results. The marine sediments of the Agrio Formation (Late Early Valanginian-Late Hauterivian) constitute an excellent example of a rhythmic succession of carbonate and silicoclastic deposits, whose evolution was related to the postrift stage of the basin formation, coincident with the development of the magmatic arc. This unit has been a target for sedimentological and paleontological studies, but information on its hydrocarbon potential is limited. In this context, the aim of the present study is to utilize programmed pyrolysis results from one outcrop locality in order to determine the internal stratigraphic variability of the hydrocarbon potential within the unit.

The study area, known as El Portón, is located about 7 km from the El Portón oil field in the east-central portion of the basin. A section of 576 m thick was measured on outcrop and represented in a profile at a 1:1000 scale. The geochemical studies have been conducted on 35 samples, systematically collected from the Pilmatué and Agua de la Mula members.

Five lithofacies were recognized throughout the Pilmatué and Agua de la Mula members. Programmed pyrolysis were conducted in lithofacies 1 (L1, calcareous shale) and in lithofacies 2 (L2, mudstone/wackestone). Results on L1 samples show TOC values ranging from 0.49 to 3.60 wt%, while L2 samples show TOC values between 0.66 to 4.43 wt%. The sample distribution for L1 y L2 belongs to kerogen type II/II-III field, with samples placed in the mature oil window.

These results represent a first approach at a detailed geochemical study of the Pilmatué and Agua de la Mula members of the Agrio Formation. It is expected in the future that new geochemistry techniques will be utilized in order to contribute to the integration of outcrop and subsurface data to improve the definition of potential areas for unconventional hydrocarbon recovery.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, los estudios geoquímicos de las rocas madres de la cuenca Neuquina han sido abordados de manera general e integrada y, en la mayoría de los casos, están referidos principalmente a la Formación Vaca Muerta, reconocida como la roca generadora de hidrocarburos más prolífica de la cuenca. Sin embargo, son aún escasos los análisis geoquímicos de detalle documentados para la Formación Agrio, como así tampoco se cuenta con un estudio que discrimine las características geoquímicas particulares de cada una de las unidades estratigráficas que la componen.

A partir del desarrollo de la Formación Vaca Muerta como reservorio no convencional, los depósitos finos de la Formación Agrio también han cobrado importancia. Legarreta y Villar (2012) y Legarreta *et al.* (2005) presentan, para la Formación Agrio, datos promedio del contenido de materia orgánica y tipo de querógeno. No obstante, resulta necesario profundizar los estudios que permitan caracterizarla y determinar su potencial para la recuperación de hidrocarburo no convencional. Por ello, el objetivo de la presente contribución es presentar nuevos datos geoquímicos de COT y pirólisis programada de muestras de un perfil sedimentológico medido a lo largo de los miembros Pilmatué y Agua de la Mula en el área de El Portón y, mediante diagramas específicos, estimar el contenido de materia orgánica, el tipo de querógeno y madurez térmica de la roca. De esta forma, se incrementa la densidad de datos que permitirá, a futuro, ajustar la caracterización geoquímica de la roca mediante la integración con otros datos de afloramiento y de subsuelo y así, establecer los intervalos más productivos.

MARCO GEOLÓGICO

La cuenca Neuquina se encuentra ubicada en el oeste de Argentina y cubre un área aproximada de 120.000 km². Está limitada al oeste por la cordillera de los Andes, al noreste por el sistema de la Sierra Pintada y al sur por el Macizo Nordpatagónico (Fig. 1a). Presenta una columna sedimentaria de más de 6000 m de espesor depositada desde el Triásico tardío al Paleoceno, integrada por sedimentos marinos, continentales y de transición cuya evolución estuvo condicionada por la actividad del margen convergente y su conexión con el océano Pacífico (Howell *et al.* 2005) (Fig. 2). Desde el punto de vista petrolero la cuenca Neuquina es la productora de hidrocarburos más importante del país, con reservas totales (producidas y por producir) que rondan los 4.39 billones de barriles de petróleo y 29.90 trillones de pies cúbicos de gas (Legarreta *et al.* 2005).

La Formación Agrio (Valaginiano tardío-Hauteriviano tardío) forma parte de la supersecuencia conocida como Ciclo Ándico y constituye la unidad más joven del Grupo Mendoza. Se encuentra bien representada, aunque con variaciones de espesor, litología y contenido fósil, desde la zona del Aconcagua, en el norte de Mendoza, hasta el Cerro Grande de Mallín Largo, en el sur de Neuquén (Lazo *et al.* 2009, Aguirre-Urreta *et al.* 2017) (Fig. 3). Se apoya en concordancia sobre

los términos clásticos de la Formación Mulichinco y se divide en tres miembros. El Miembro Superior (Agua de la Mula) y el Inferior (Pilmatué) están integrados por una sucesión de pelitas con intercalaciones de calizas fosilíferas y areniscas calcáreas, depositadas bajo condiciones de nivel de mar alto en un sistema mixto clástico-carbonático con geometría de rampa (Legarreta *et al.* 1993). El Miembro Medio (Avilé) está constituido por sucesiones asociadas con sistemas fluviales (entrelazados y de carga mixta), eólicas y lacustres (abiertos e hipersalinos), depositadas durante un corto período de somerización de la cuenca (Veiga *et al.* 2011).

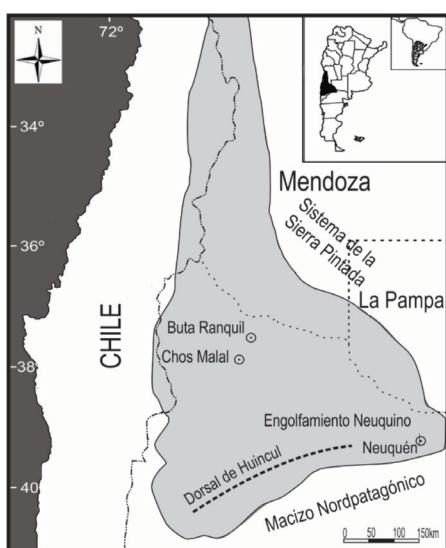


Figura 1a. Ubicación geográfica de la Cuenca Neuquina.

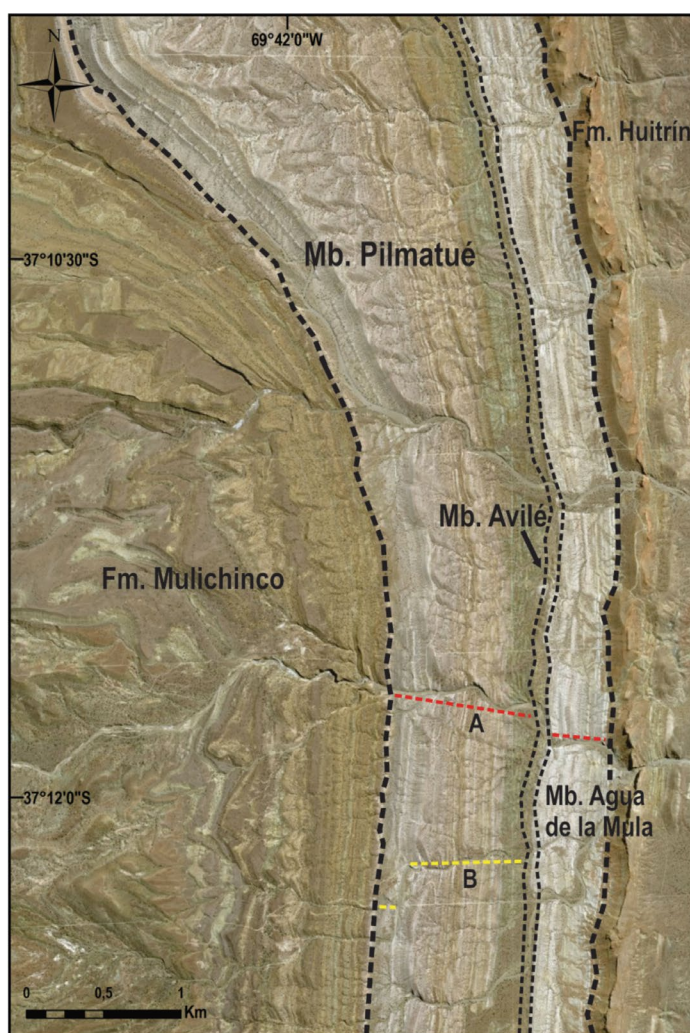


Figura 1c. Imagen satelital de la zona de estudio. A: Perfil relevado en los Miembros Pilmatué y Agua de la Mula. B: Perfil relevado por Moore (2018).

Figura 1b. Mapa de la provincia de Neuquén y ubicación de la zona de estudio.

Para este trabajo se relevó en forma detallada una sección de la Formación Agrio en la zona de “El Portón” ubicada en el norte de la provincia de Neuquén, a la cual se accede transitando 26 km desde el pueblo de Buta Ranquil por un camino interno al yacimiento homónimo (Fig. 1b).

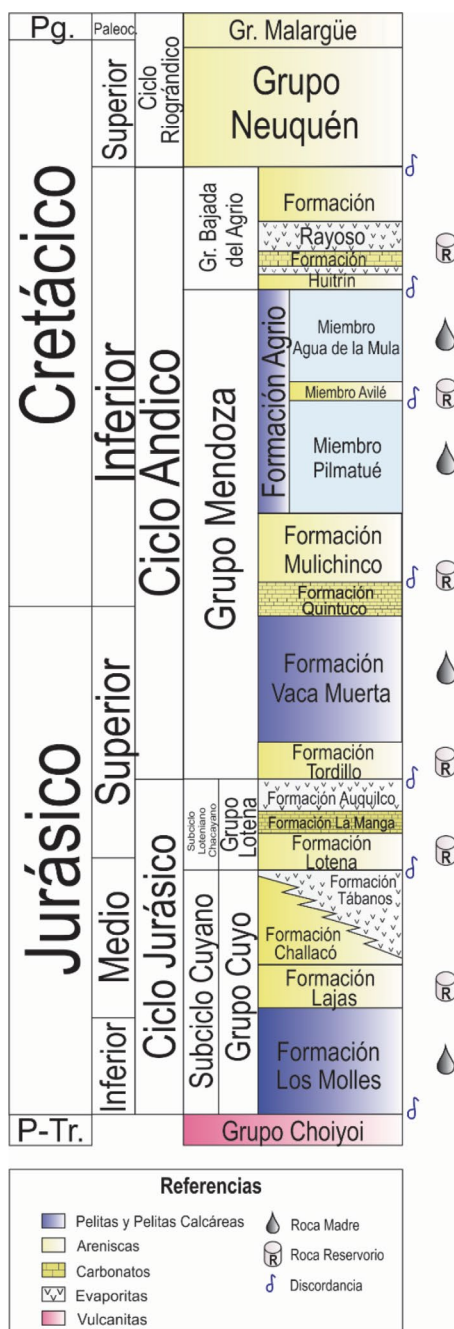


Figura 2. Columna estratigráfica general de la Cuenca Neuquina con la posición relativa de la Formación Agrio.



Figura 3. Mapa paleogeográfico y distribución de los ambientes al momento de la deposición de la Formación Agrio. Nótese el área de estudio pertenece a la plataforma externa. Tomado y adaptado de Lazo et al (2018).

METODOLOGÍA

En el área de estudio se relevó una sección (A) de los miembros Pilmatué y Agua de la Mula de la Formación Agrio (Fig. 1c). El perfil obtenido alcanza un espesor total de 576 m y fue graficado a escala 1:1000.

Los análisis geoquímicos de COT y pirólisis se realizaron en los laboratorios YTEC (YPF Tecnología) y EGI (Utah) sobre un total de 35 muestras, de las cuales 18 corresponden al Miembro Agua de la Mula (Perfil A) y 17 al Miembro Pilmatué (Perfil B, Moore 2018). Los resultados obtenidos fueron utilizados para la caracterización del querógeno, el potencial generador de la roca y la madurez térmica mediante los diagramas de Pseudo-Van Krevelen, COT versus S₂ y T_{max} versus HI respectivamente.

RESULTADOS

PERFIL SEDIMENTOLÓGICO

Desde el punto de vista de su composición litológica, la sección relevada (Fig. 4) se caracteriza por una sucesión monótona compuesta por una alternancia de capas ricas en arcillas (pelitas o margas) y ricas en carbonato (calizas margosas o micríticas) y, en menor proporción, areniscas y tobos. Esta ciclicidad en la estratificación es un atributo característico de secuencias sedimentarias de ambientes pelágicos a hemipelágicos (Sagasti 2000) y su identificación visual en afloramiento resulta sencilla debido a la variación del color, espesor de las capas y, principalmente, al diferente grado de endurecimiento y meteorización.

Litofacies

En este estudio se reconocen y describen cinco litofacies, a partir de las observaciones realizadas en el campo y teniendo en cuenta litología, geometría de los estratos, estructuras sedimentarias, fósiles y trazas fósiles.

Litofacies 1: Pelitas calcáreas (L1)

El color varía entre gris claro a gris oliva oscuro con espesores que alcanzan decenas de metros. Las capas presentan laminación fina a grosera y en ocasiones se observa la presencia de ammonoideos y bivalvos. El contenido de carbonato en estos niveles es de un 60%.

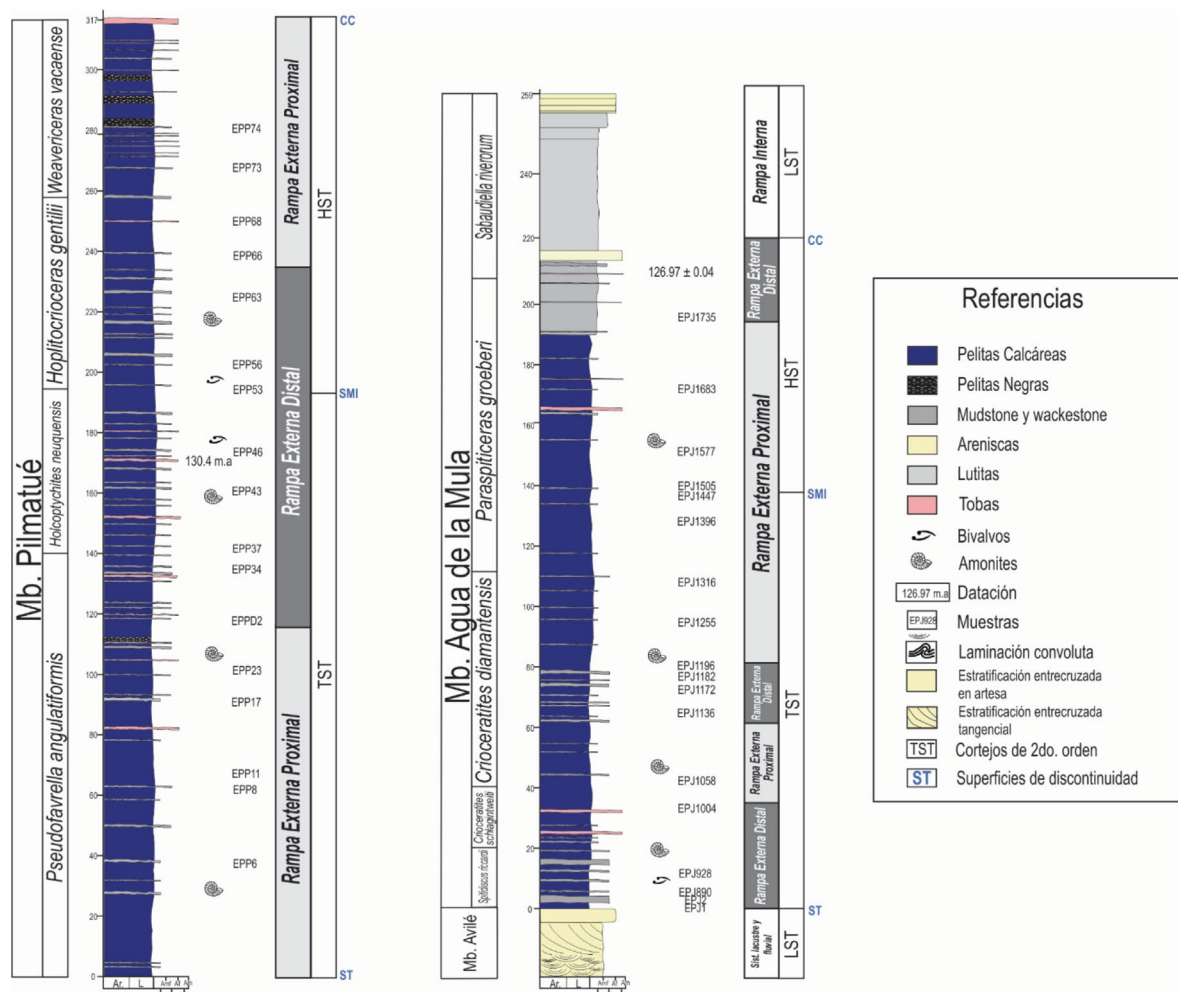


Figura 4. Perfil A relevado en El Portón.

Litofacies 2: *Mudstone y Wackestone* (L2)

El color de los niveles varía entre gris claro y gris azulado, con meteorización celeste. Corresponden en su mayor parte a *mudstone* y, en forma subordinada, a *wackestone*. Constituyen cuerpos tabulares que pueden aparecer aislados o agrupados en conjuntos de hasta 7 m de potencia. La fábrica es masiva, ocasionalmente se observan bancos con laminación paralela. El material esquelético varía de muy escaso a escaso e incluye fragmentos de bivalvos (*Retroceramus*) y moldes de ammonites de los géneros *Chacantuceras*, *Decliveites* y *Holcoptychites*. Algunos niveles presentan trazas de *Thalassinoides*. El contenido de carbonato en estos niveles oscila alrededor de un 72%.

Litofacies 3: Lutitas (L3)

Arcilitas y limolitas masivas de color gris y verde. En algunos sectores se encuentran parcialmente cubiertas y en otros intercalan con la facies de areniscas. No se han observado fósiles.

Litofacies 4: Areniscas masivas (L4)

Bancos masivos de arenisca media de color verde a amarillo con espesores que oscilan entre los 35 a 50 cm. Algunos niveles presentan laminación convoluta.

Litofacies 5: Tobas (L5)

Presentan espesores muy variables e intercalan en distintas proporciones a lo largo de todo el perfil. Son friables, de color gris verdoso a gris parduzco y presentan contactos planos y netos. Algunos niveles de tobas se encuentran alterados a carbonatos y otros a arcillas.

Asociación de facies

A partir del análisis de facies, se reconoce, a lo largo de todo el perfil relevado una ritmicidad en la estratificación producto de la alternancia de niveles dominados por componentes carbonáticos (originados por ciclos de productividad) y otros con predominio de componentes silicoclásticos (originados por ciclos de dilución terrígena). Por su parte, hacia el techo de la sección, se observa un cambio en las condiciones del ambiente, donde el aporte de material silicoclástico desde el continente es el factor dominante. De esta manera se interpretaron tres asociaciones de facies:

Asociación de facies de Rampa Externa Distal: Se observa un incremento en la frecuencia con la que intercalan la facies L2 en relación a la facies L1. La evolución de esta asociación estuvo gobernada por condiciones de baja energía, en un medio marino con alta bioproductividad debido al aporte de carbonato pelágico. De esta manera, a partir de una sucesión margosa inicial, los incrementos periódicos en la productividad carbonática darán lugar a capas de caliza cada vez más potentes (Sagasti 2000; Comerio *et al.* 2017, Moore 2018).

Asociación de facies de Rampa Externa Proximal: Predominan las facies con componentes de naturaleza extracuencal (L1). Éstas sugieren una sedimentación producto de la decantación de material transportado en suspensión o a partir de corrientes de fondo inducidas por procesos de tormentas (Comerio *et al.* 2017, Moore 2018).

Las facies L5 se observan a lo largo de todo el perfil, lo que indicaría que la actividad del arco volcánico andino fue relativamente constante.

Asociación de facies de Rampa Interna: Se distingue un predominio de las facies L3 y L4 con características correspondientes a un ambiente marino más somero. La presencia de arcilitas y limolitas puede interpretarse como el producto de decantación a partir de una pluma hipopícnica asociada a un flujo hiperpícnico. Los bancos de areniscas masivas se pueden vincular al colapso gravitacional de la carga de sedimentos de un flujo por desaceleración rápida al perder confinamiento en la zona de shoreface. La laminación convoluta indicaría el deslizamiento de sedimentos saturados en agua concomitante con deformación por carga.

GEOQUÍMICA Y POTENCIAL GENERADOR

Si bien se han reconocido cinco litofacies, las facies L1 (pelitas calcáreas) y L2 (*mudstone/wackestone*) son las más representativas volumétricamente a lo largo del perfil y en las que se realizaron los estudios geoquímicos de COT y pirólisis programada (Tabla 1).

	Muestra	Litofacies	Altura (mts.)	COT (% en peso)	S2 (mgHC/g roca)	HI (mgHC/gCOT)	OI (mgCO ₂ /gCOT)	Tmax (°C)
Mb. Agua de la Mula	EPJ-1	L1	0	0,49	0,1	20	39	506
	EPJ-2	L1	1	0,67	0,11	16	51	460
	EPJ890	L2	4,2	4,43	24,87	561	12	433
	EPJ928	L2	13,7	0,92	1,72	187	82	438
	EPJ1004	L1	33,2	1,24	6,78	520	28	433
	EPJ1058	L1	47,2	1,11	3,74	337	41	433
	EPJ1136	L1	66,7	3,60	16,94	471	28	430
	EPJ1172	L1	75,7	1,95	9,59	492	17	432
	EPJ1182	L1	78,2	1,60	5,8	362	36	430
	EPJ1196	L1	81,45	1,09	1,66	152	82	439
	EPJ1255	L1	96,2	0,49	0,24	49	141	444
	EPJ1316	L1	111,7	0,34	0,11	32	138	512
	EPJ1396	L1	131,45	1,88	6,39	341	35	432
	EPJ1447	L1	144,2	0,45	0,23	51	160	443
	EPJ1505	L1	158,7	0,37	0,46	123	209	437
	EPJ1577	L1	177,45	0,28	0,2	70	197	444
Mb. Pilmatué	EPJ1683	L2	203,9	0,50	0,1	20	239	434
	EPJ1735	L2	215,95	0,24	0,1	42	250	445
	EPP6	L2	39,6	2,92	10,35	354	11	445
	EPP8	L2	60,7	2,39	6,48	270	19	444
	EPP11	L1	68,9	0,89	2,1	236	26	446
	EPP17	L2	85,5	1,15	3,74	325	13	447
	EPP23	L1	102,4	1,44	3,25	226	24	442
	EPPD2	L2	117,3	1,32	4,3	325	10	446
	EPP34	L2	137,3	0,66	1,68	254	33	447
	EPP37	L2	144,2	0,85	2,72	319	42	445
	EPP43	L2	163,3	1,62	5,46	337	27	441
	EPP46	L2	174,25	0,25	0,06	26	182	457
	EPP53	L2	195,5	3,8	19,52	514	13	441
	EPP56	L1	206,1	1,02	0,07	7	38	457
	EPP63	L1	224,5	0,54	0,12	21	97	450
	EPP66	L2	241,8	1,5	5,07	339	30	441
	EPP68	L1	251,3	0,35	0,05	13	91	462
	EPP73	L2	277,3	3,61	21,29	588	5	440
	EPP74	L1	283,5	2,39	7,99	334	34	437

Tabla 1. Resultados de COT y pirólisis programada. Las muestras en color no se tuvieron en cuenta para la interpretación de los datos por presentar valores por debajo de los establecidos por las reglas "Reesa".

En la evaluación del tipo de querógeno, potencial generador y madurez térmica de la roca se emplearon los siguientes parámetros obtenidos durante el análisis de pirólisis: COT (% en peso de carbono orgánico total), S2 (cantidad de hidrocarburos generados durante el craqueo térmico del querógeno), índices de hidrógeno (HI) y oxígeno (OI) (cantidad hidrógeno y oxígeno presente en el querógeno, respectivamente) y Tmax (indicador de la madurez térmica de la roca). Cabe destacar que, para corroborar el correcto funcionamiento del equipo y garantizar la calidad de los datos, se corrieron muestras patrones a intervalos constantes en cada secuencia de análisis. Una revisión detallada sobre la evaluación de rocas madres mediante pirólisis se encuentra ampliamente documentada en los trabajos de Clementz *et al.* (1979), Jarvie (1991) y Peters y Cassa (1994).

Para la correcta interpretación de los datos, se realizó una selección con el fin de considerar sólo aquellos resultados de pirólisis que son representativos en función de ciertos criterios geoquímicos. En el presente trabajo se aplicaron las reglas “Reesa” (Peters y Nelson 1992), las cuales expresan los límites mínimos establecidos para cada uno de los parámetros mencionados anteriormente. De esta manera, sólo son tenidas en cuenta aquellas muestras que presentan los siguientes valores: COT $\geq 0,4\%$ en peso, S2 $\geq 0,2$ mg HC/g roca, HI ≥ 50 mg HC/g COT y Tmax $\geq 395^\circ$ (Tabla 1). Por último, para una mejor representación de los datos, se emplearon los diagramas comúnmente utilizados para este tipo de estudios, tales como Van Krevelen modificado, COT versus S2 y Tmax versus HI (Figs. 5, 6 y 7).

Litofacies L1

Las muestras analizadas (n=11) presentan valores de COT entre 0,49 y 3,60 % en peso, de S2 entre 0,24 y 16,94 mg HC/g roca, de HI entre 49 y 520 mg HC/g COT y de OI entre 17 y 141 mg CO₂/g COT. Sus valores promedio son 1,66 % en peso de COT, 5,86 mg HC/g roca, 319 mg HC/g COT y 45 mg CO₂/g COT, respectivamente (Tabla 2).

Litofacies L2

Las muestras analizadas (n=12) presentan valores de COT entre 0,66 y 4,43 % en peso, de S2 entre 1,68 y 24,87 mg HC/g roca, de HI entre 187 y 588 mg HC/g COT y de OI entre 5 y 82 mg CO₂/g COT. Los valores promedio son 2,1 % en peso de COT, 8,93% mg HC/g roca, 364 mg HC/g COT y 25 mg CO₂/g COT, respectivamente (Tabla 2).

Facies	COT (% en peso)	S2 (mgHC/g roca)	HI (mgHC/gCOT)	OI (mgCO ₂ /gCOT)	Tipo de Querógeno
Pelitas calcáreas (L1) (n=11)	0,49-3,60 (1,66)	0,24-16,94 (5,86)	49-520 (319)	17-141 (45)	Tipo II- I/III
Mudstone/wackestone (L2) (n=12)	0,66-4,43 (2,1)	1,68-24,87 (8,93)	187-588 (364)	5-82 (25)	Tipo II- I/III

Tabla 2. Resultados de COT y pirólisis programada de las facies analizadas. En negrita, los valores promedio para cada parámetro.

Para caracterizar el tipo de querógeno se utilizó el diagrama de Van Krevelen modificado (Fig. 5) y el diagrama COT versus S2 (Fig. 6) y para definir la madurez térmica de la roca el diagrama Tmax versus HI (Fig. 7). A partir del análisis de los gráficos, se observa que las muestras se ubican en el campo de querógeno tipo II (generador de hidrocarburos líquidos) y tipo II-III (generador de hidrocarburos líquidos y gaseosos), lo que sugiere mezclas de componentes de origen marino y de origen terrestre. En relación a los valores de Tmax, éstos ubican las muestras principalmente en la ventana de generación de petróleo.

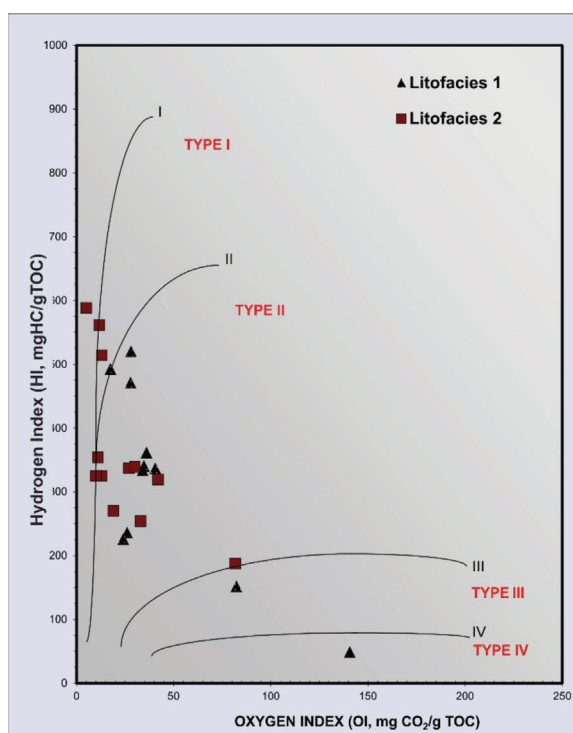


Figura 5. Diagrama de Van Krevelen modificado, indicando el tipo de querógeno presente en las muestras.

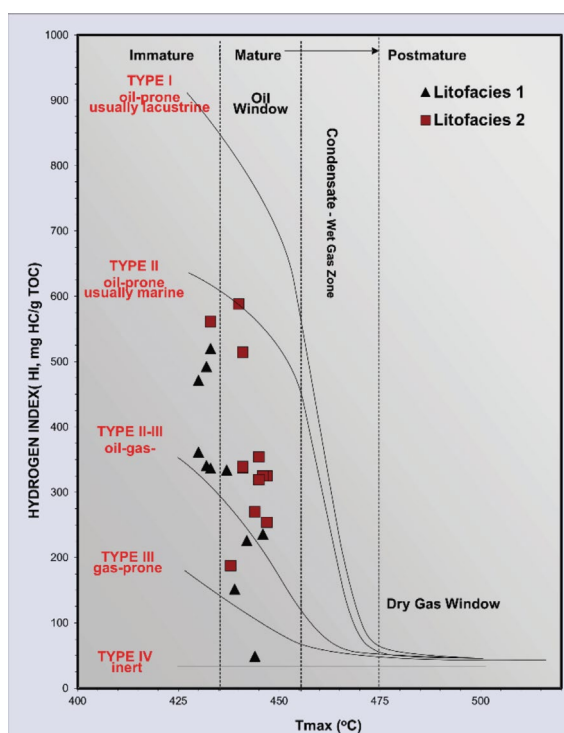


Figura 7. Diagrama Tmax versus HI, indicando la madurez térmica de las muestras analizadas

DISCUSIÓN

Los valores promedio de COT y S2 de la facies L1 (1,66 % en peso y 5,86 mgHc/g roca, respectivamente) son más bajos que aquellos de la facies L2 (2,1 % en peso y 8,93 mgHc/g roca, respectivamente). Estos resultados coinciden con los obtenidos por Comerio *et al.* (2017), no obstante Tyson *et al.* (2005), definen la facies aquí denominada L1 como la más rica en materia orgánica. Los resultados que arrojan los análisis de materia orgánica de la facies L2, revelan que pudo existir un eficiente potencial en la generación de hidrocarburos. El mayor contenido de carbonato en estas muestras respecto a las facies L1 podría relacionarse con el florecimiento de

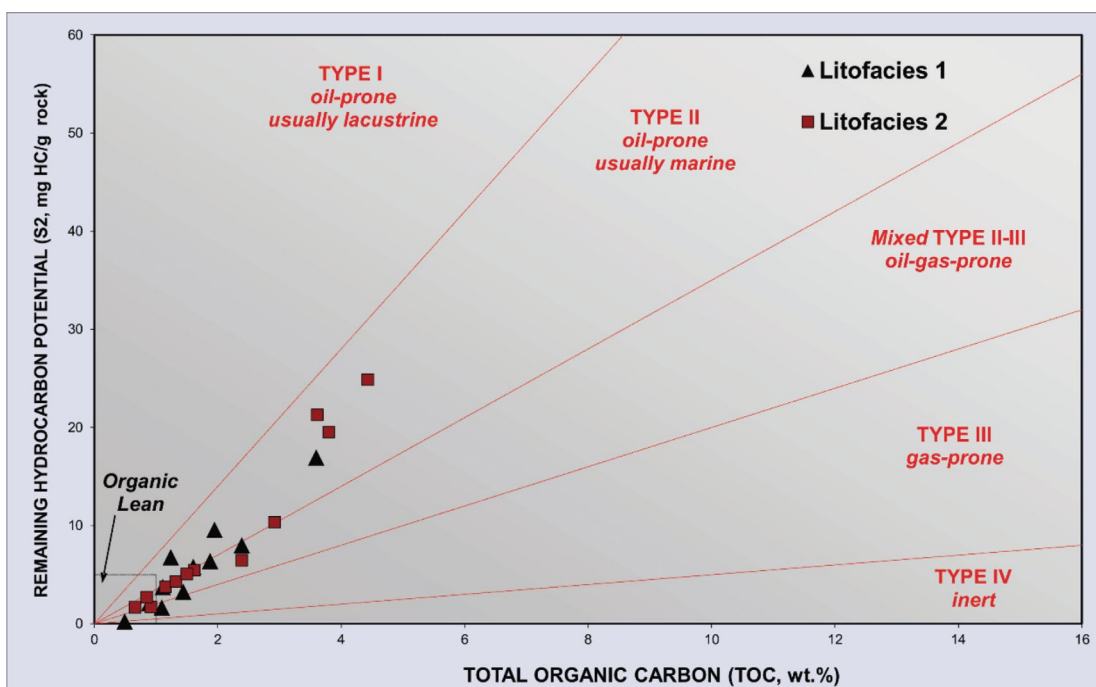


Figura 6. Diagrama COT versus S2, indicando la calidad del querógeno presente en las muestras.

organismos con exoesqueletos calcáreos, cuya productividad habría incrementado la cantidad de materia orgánica proveniente de estos microorganismos. La formación de este tipo de querógeno debería ser confirmada microscópicamente por la existencia de una gran cantidad de microfósiles de pared orgánica, restos de dinoflagelados, algas, etc.

Por otro lado, si bien ambas facies se caracterizan por presentar querógeno tipo II/II-III, las facies L1 muestran una leve tendencia hacia el campo tipo II-III, e incluso algunas muestras caen en el límite con el campo III. Esto se correlacionaría con el incremento en el contenido de material detrítico producto de un mayor aporte desde el continente en un ambiente de rampa externa proximal. En contraposición, la facies L2, presenta un mayor contenido de carbonato debido al alto porcentaje de calcita derivada de material biogénico y del reemplazo/recristalización de material bioclástico. Este análisis permite diferenciar, a grandes rasgos, el tipo de hidrocarburos generado por estas facies. Así la facies L1 será más propensa a generar hidrocarburos líquidos y gaseosos, en tanto que la facies L2 tendrá una tendencia más marcada hacia los hidrocarburos líquidos.

Por último, a partir de lo expuesto anteriormente, se definen ambas facies como potenciales generadoras de hidrocarburos por presentar valores promedio equivalentes a los propuestos por Peters y Casa (1994) para rocas con alto potencial de generación ($COT \geq 2\%$ en peso, $S2 \geq 5$ mg HC/g roca y $HI \geq 300$ mg HC/g COT).

CONCLUSIONES

- Se reconocieron cinco litofacies y tres asociaciones de facies en los miembros Pilmatué y Agua de la Mula de la Formación Agrio
- Los análisis de COT y pirólisis programada se realizaron únicamente en las litofacies 1 (L1, pelitas calcáreas) y litofacies 2 (L2, *mudstone/wackestone*).
- Los valores obtenidos indican que las muestras de las litofacies L1 y L2 presentan potencial de generación moderado a alto, querógeno tipo II-II/III y valores de Tmax correspondientes a la ventana de generación de hidrocarburo líquido.
- Hasta la fecha son escasos los estudios que vinculan las facies con el potencial de generación de la roca. Esto reviste gran importancia dado que la vinculación de estos dos parámetros permitirá ajustar intervalos estratigráficos de interés.
- Los resultados obtenidos incrementan la densidad de datos geoquímicos que se tiene hasta la fecha de la Formación Agrio y resultan prometedores para continuar avanzando con futuras investigaciones que vinculen datos de superficie y subsuelo, para poder caracterizar y delimitar posibles áreas para la recuperación de hidrocarburo no convencional.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a YTEC (YPF Tecnología) y al Energy and Geoscience Institute por el desarrollo de los análisis geoquímicos. Al grupo de investigación del Instituto de Estudios Andinos Don Pablo Groeber (N° de contribución C-147) y del Instituto MARUM por el trabajo conjunto en las tareas de campo.

REFERENCIAS CITADAS

- Aguirre-Urreta, B., Schmitz, M., Lescano, M., Tunik, M., Rawson, P.F., Concheyro, A., Buhler, M., and Ramos, V.A., 2017. A high precision U-Pb radioisotopic age for the Agrio Formation, Neuquén Basin, Argentina: Implications for the chronology of the Hauterivian Stage: Cretaceous Research, v. 75, p. 193–204, <https://doi.org/10.1016/j.cretres.2017.03.027>.
- Clementz, D.M., Demaison, G.J. y Daly, A.R., 1979. Well site geochemistry by programmed pyrolysis. Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference 1(1). DOI 10.4043/3410-MS.
- Comerio, M., Fernández, D.E., Pazos, P.J., 2017. Sedimentological and ichnological characterization of muddy storm related deposits: The upper Hauterivian ramp of the Agrio Formation in the Neuquén Basin, Argentina, Cretaceous Research (2017), <https://doi.org/10.1016/j.cretres.2017.11.024>
- Howell, J.A., Schwarz, E., Spaletti, L.A. y Veiga, G.D., 2005. The Neuquén Basin. An overview. En: Veiga, G.D., Spaletti, L.A., Howell, J. A. y Schwarz,

- E. (eds.). The Neuquén Basin, Argentina: A Case Study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics. Geological Society, London, Special Publications. 252: 83-107.
- Jarvie, D.M., 1991. Total Organic Carbon (TOC) analysis. In: Source and migration processes and evaluation techniques, Merrill, R.K. (Ed.), Tulsa, Treatise of Petroleum Geology. AAPG Bulletin, 113-118.
- Lazo, D., Talevi, M., Cataldo, C., Aguirre-Urreta, B., Fernández, M., 2018. Description of ichthyosaur remains from the Lower Cretaceous Agrio Formation (Neuquén Basin, west-central Argentina) and their paleobiological implications. Cretaceous Research 89: 8-21. <https://doi.org/10.1016/j.cretres.2018.02.019>.
- Lazo, D., Concheyro, A., Ottone, G., Guler, V., Aguirre-Urreta, B., 2009. Bioestratigrafía integrada de la Formación Agrio en su localidad tipo, Cretácico Temprano de Cuenca Neuquina. Revista de la Asociación Geológica Argentina 65 (2): 322-341.
- Legarreta, L., Gulisano, C.A y Uliana, M.A., 1993. Las secuencias sedimentarias jurásico-cretácicas. En: Ramos, V. A. (Ed.). Relatorio Geología y Recursos Naturales de Mendoza I (9): 87-114.
- Legarreta, L., Villar, H.J., Laffitte, G.A., Cruz, C. y Vergani, G., 2005. Cuenca Neuquina: balance de masa enfocado a la evaluación del potencial exploratorio de los distritos productivos y de las zonas no productivas. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 19 p. Mar del Plata, Argentina.
- Legarreta, L. y Villar, H.J., 2012. Las facies generadoras de hidrocarburos de la Cuenca Neuquina. Petrotecnia, Agosto: 14-39, Buenos Aires.
- Moore, S.A., 2018 Integrated depositional model and hydrocarbon potential of distal ramp deposits, Agrio Formation, Neuquén Basin, Argentina, M.S. thesis, University of Utah, 105 p.
- Peters, K.E. y Nelson, D., 1992. REESA-An Expert System for Geochemical Logging of Wells. AAPG Annual Meeting, Calgary, Alberta, Canada. Article N°91012.
- Peters, K.E. y Casa, M.R., 1994. Applied source rock geochemistry, in L.B. Magoon y W.G. Dow, eds., The petroleum system – from source to trap: AAPG Memoir 60, p. 93–120.
- Sagasti, G., 2000. La sucesión rítmica de la Formación Agrio (Cretácico Inferior) en el sur de la provincia de Mendoza y su posible vinculación con Ciclos Milankovich. Revista de la Asociación Geológica Argentina vol 7, n° 1-2: 1-22.
- Tyson, R.V., Esherwood, P. Pattison, K.A., 2005. Organic facies variations in the Valanginian-Mid-Hauterivian interval of the Agrio Formation (Chos Malal area, Neuquén, Argentina): local significance and global context. En: Veiga, G.D., Spaletti, L.A., Howell, J. A. y Schwarz, E. (eds.). The Neuquén Basin, Argentina: A Case Study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics. Geological Society, London, Special Publications, p. 251–266.
- Veiga, G., Spaletti, L., Schwarz, E., 2011. El Miembro Avilé de la Formación Agrio (Cretácico Temprano). Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino. Neuquén (14): 161-173.



**10° CONGRESO DE
EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS**

**Energía y Sociedad
aliados inseparables
Mendoza 2018**