



ANÁLISIS DE MADURACIÓN TERMAL A TRAVÉS DE LA DIAGÉNESIS DE ARCILLAS EN RESERVORIOS NO-CONVENCIONALES: EXPERIENCIAS EN LA FORMACIÓN VACA MUERTA Y OTRAS ROCAS MADRES DE SUDAMÉRICA

Daniel G. Poiré⁽¹⁾

(1) Centro de Investigaciones Geológicas (UNLP-Conicet), Diagonal 113 N° 275, 1900 La Plata, Argentina.
dgpoire@yahoo.com.ar

En las rocas sedimentarias, según el grado de diagénesis, los argilominerales sufren diversos tipos de transformaciones que pueden ser usados como termómetros geológicos. En cuencas petroleras, el análisis de Difracción de Rayos X (DRX) permite obtener información valiosa para referenciar una serie de muestras a las ventanas de petróleo, mixta con bajo GOR, mixta con alto GOR y gas seco. Esto es posible a través de una técnica introducida por Foscolos *et al.* (1976) que busca la semicuantificación de capas expansivas en los interestratificados Illita-Esmectita (IS). A diferencia de la maduración termal obtenida tradicionalmente a través del análisis de la materia orgánica, este método permite medir el grado de estrés térmico en cualquier tipo de roca sedimentaria, independientemente de su contenido relativo de materia orgánica. El objetivo de esta contribución es presentar los resultados de análisis de muestras de afloramiento y subsuelo de la Formación Vaca Muerta, y de otras rocas madres de Bolivia (formaciones Los Monos e Iquiri) y Perú (formaciones Cabanillas, Ambo y Chonta). Otro elemento importante para destacar en este trabajo es la diferencia encontrada entre los resultados obtenidos por este método y los de la reflectancia de vitrinita (Ro) para las mismas muestras.

El método utilizado consiste en medir la cantidad de capas expansivas en el interestratificado Illita/Esmectita (IS), en muestras en que los picos correspondientes al interestratificado IS tiene buena a regular cristalinidad, según los criterios de Powel *et al.* (1978). En todos los casos se ha tomado la posición de la reflexión 001, en el difractograma de muestra natural. Otro elemento importante a tener en cuenta es que la cantidad de IS con respecto a la Illita y a la Esmectita debe ser considerable, como se muestra en la Figura 1. Utilizando los antecedentes bibliográficos y experiencias propias en el Laboratorio de Rayos X del CIG, por más de 20 años, hemos comprobado que, si el valor del pico 001 se ubica entre 10,20 Å y 10,35 Å, la cantidad de capas expansivas en el IS es menor a 25%, por lo cual se ubica en Ventana de Gas Seco. Por su parte, con un valor entre 10,35 Å y 10,90 Å, la cantidad de capas expansivas en el IS es de entre 25 y 40%, correspondiéndose con una Ventana Mixta. En este caso, con valores cercanos al extremo de 10,35 Å, se espera un GOR alto, mientras que, si se ubican más hacia los 10,90 Å, el GOR es más bajo. En el mismo sentido, para aquellos valores entre 10,90 Å y 11,10 Å, la cantidad de capas expansivas en el IS está comprendida entre 40 y 50%, correspondiéndose con la Ventana de Petróleo principal. Por último, entre 11,10 Å y 11,85 Å, la cantidad de capas expansivas en el IS se encuentra entre 50 y 75%, siendo atribuida a la Ventana de Petróleo inicial.

En la Fig. 1 se muestra el análisis realizado sobre 129 muestras de cutting de un pozo de la Formación Vaca Muerta programado para producir gas. Los resultados indican que el pozo se encuentra en Zona Mixta, con un GOR moderado a bajo. En el tramo inferior (3120 a 2800 mbbp), el GOR es moderado (Fig. 1), mientras en el intervalo superior (2800 a 2580 mbbp), el GOR tiende a atenuarse, lo cual aparece vinculado a una mayor producción de petróleo que de gas (Fig. 1, rectángulo rojo).

En el Subandino boliviano se ha utilizado esta técnica de identificación de madurez termal midiendo las capas expansivas en los IS, en más de 250 cuttings del Pozo Tacobo.x-1001, en las formaciones Huamampampa y Los Monos, determinando una Zona de Gas a Mixta de GOR muy alto. En contraposición, estudios de Ro de vitrinita realizados por María *et al.* (2013) y Veizaga-Veizaga-Saavedra *et al.* (2018) señalan que “Los Monos Superior” es inmaduro (0.58%) y “Los Monos Inferior” se encuentra en ventana de petróleo (0.8%). Cabe destacar que el pozo detectó gas sobre la subyacente Formación Huamampampa. De modo tal que el método de medición de capas expansivas fue más realista que lo que indicaba la vitrinita.

Otra experiencia reciente de la aplicación de esta metodología se realizó en un pozo exploratorio en la faja corrida y plegada de una cuenca productiva de Perú, donde diversas rocas madres (formaciones Cabanillas, Ambo y Chonta) se repiten en tres escamas interpretadas a partir de las líneas sísmicas del área. Estas unidades generadoras alcanzaron distintos grados de maduración termal durante su enterramiento continuo, pero al ser afectados por una fuerte tectónica compresiva, las distintas escamas han sufrido diferente grado de diagénesis, con saltos de madurez en cada estructura. La cantidad de capas expansivas en los IS permitió reconocer una Zona de Gas en la escama inferior, mientras que en la intermedia se identifica una Zona Mixta y en la superior una Ventana de Petróleo (Fig. 2).

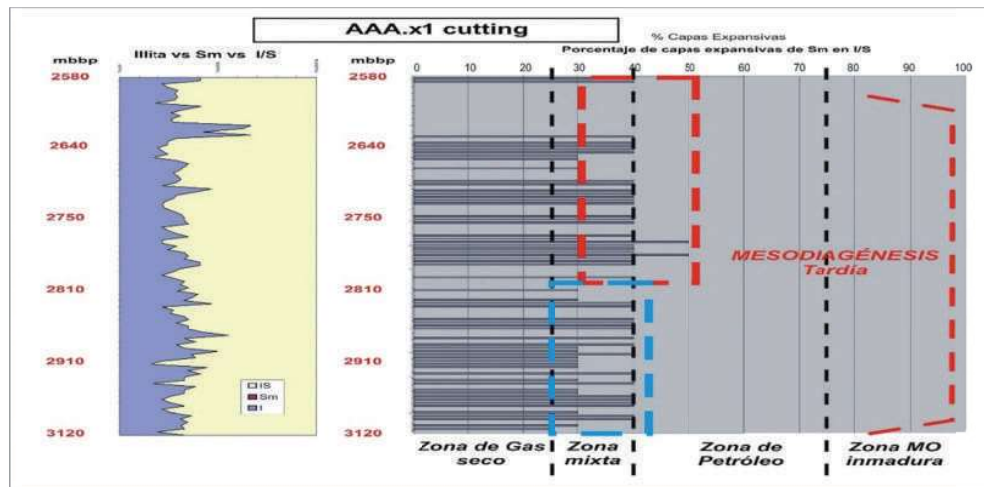


Figura 1. Ejemplo de un pozo en la Formación Vaca Muerta, en zona Mixta con un Gor de mediano a bajo en su tramo superior (rectángulo rojo) y mediano a alto en su tramo basal (rectángulo azul).

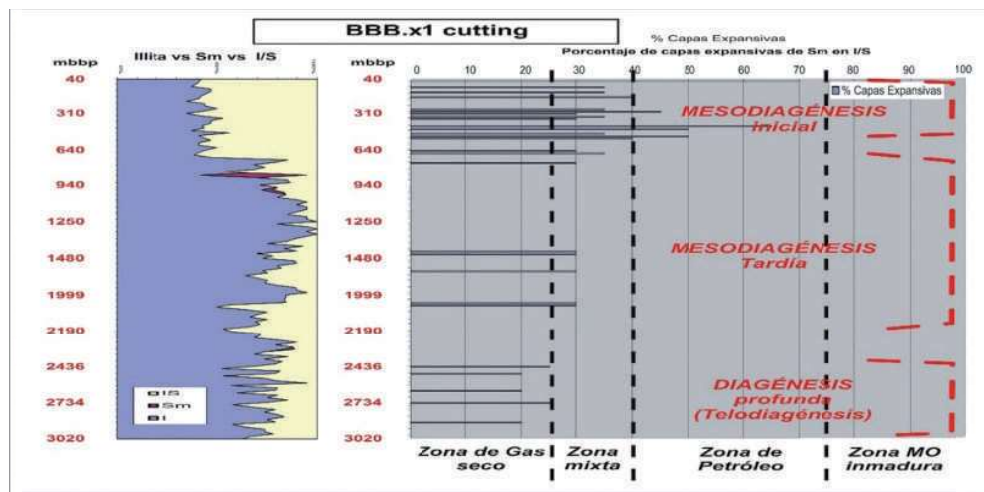


Figura 2. Ejemplo de un pozo ubicado en la faja corrida y plegada del Perú, en donde las distintas rocas madres se ubican en tres escamas en Zona de Petróleo, Mixta y de Gas Seco.

Foscolos, A.E., Powell, T.G. y Gunther, P.R. 1976. The use of clay minerals and inorganic and organic geochemical indicators for evaluating the degree of diagenesis and oil generating potential of shales. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 40(8): 953-966.

Powel, T.G., Foscolos, A.E., Gunther, P.R. y Snowdon, L.R. 1978. Diagenesis of organic matter and fine clay minerals: a comparative study. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 42: 1187-1197.

Veizaga-Saavedra, J.G., Poiré, D.G., Vergani, G.D y Salfity, J.A. 2018. Mineralogía y madurez termal de la Formación Los Monos (Devónico), Cuenca De Tarija. X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 389-411, IAPG, Mendoza.