

BIODEGRADACIÓN ASOCIADA A UN SISTEMA PETROLERO ATÍPICO EN EL SUR DE MENDOZA, CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA

Hernán G. de la Cal⁽¹⁾ y Héctor J. Villar⁽²⁾

(1) ROCH S.A., Avenida Madero 1020, Piso 21, Buenos Aires, Argentina.
hdelacal@roch.com.ar

(2) GeoLab Sur S.A., Italia 1616, Florida, Provincia de Buenos Aires, Argentina.

Los descubrimientos de petróleo biodegradado implican un frecuente reto tecnológico para su desarrollo y rentabilidad ya que la calidad de este tipo de acumulaciones se ve típicamente desmejorada por el efecto de la degradación bacteriana del fluido en el reservorio, originando baja movilidad por aumento de la densidad y la viscosidad, disminución general de hidrocarburos, aumento de asfaltenos y componentes NSO, azufre y metales, entre otras características que afectan el valor económico del recurso y su producibilidad. En el caso de la región surmendocina de la Cuenca Neuquina, a la complejidad exploratoria se le suma en muchos casos este desafío, que por lo general afecta a petróleos producidos de niveles de areniscas del Grupo Neuquén, como en el caso del Yacimiento Llancanelo (Manacorda *et al.* 2002), y demás reservorios someros de este sector de la cuenca.

Se presenta en este estudio el caso del Área Agua Botada, en cuyo Dominio Sur (DS), según denominación de Barrionuevo *et al.* (2019), se ha descubierto recientemente petróleo biodegradado alojado en intrusivos del Grupo Mendoza, constituyendo un sistema petrolero atípico *sensu* Delpino y Bermúdez (2009), contrastando con el petróleo bien preservado que reservorios análogos aportaron a pocos kilómetros de distancia (Fig. 1) en el denominado Dominio Norte (DN).

Entre los múltiples objetivos que se propuso investigar con la perforación de un pozo exploratorio en el DS, los intrusivos alojados en el Grupo Mendoza merecieron especial atención en vista de las interesantes acumulaciones de localidades vecinas, como por ejemplo en el Área Valle del Río Grande. Esos niveles de reservorio del DS proveyeron un petróleo notablemente más pesado y viscoso que el producido de niveles “equivalentes” del DN, lo cual sugirió, en un primer momento, que el petróleo del DS podría representar un estadio menor de evolución térmica y/o una muy distinta sección generadora, o inclusive otra roca madre. Con el objetivo de dilucidar esas diferencias de ambos Dominios se diseñó un programa analítico para la evaluación de los patrones geoquímicos de los petróleos, incluyendo relaciones genéticas, madurez térmica y procesos de alteración en el reservorio. Aunque no se aborde en esta contribución, cabe mencionar que el estudio fue complementado con el análisis de petróleos representativos de otros reservorios, junto al análisis de muestras de cutting de intervalos de la Fm. Vaca Muerta en tres pozos, incluyendo el estudio detallado de extractos orgánicos, para comprender características geoquímicas, potencial generador, madurez térmica y correlación petróleo-roca madre de las secciones generadoras de la Fm. Vaca Muerta en el Área Agua Botada.

Los resultados indican que el petróleo del DN (Fig. 1) presenta una densidad API de 26,8° y una viscosidad de 32 cP (a 20°C), es moderadamente rico en azufre (1,14%) y moderado-pobre en hidrocarburos saturados (39,9%), con improntas cromatográficas de petróleo entero (WOGC), composicionales, isotópicas y de biomarcadores (GCMS) consistentes con fluidos esencialmente bien preservados, cuyo origen se atribuye a la Fm. Vaca Muerta (ver, por ejemplo Boll *et al.* 2014 como referencia del patrón geoquímico de la F. Vaca Muerta en áreas vecinas de esta parte de la Cuenca Neuquina). Contrariamente, el petróleo del DS muestra un perfil cromatográfico con alteración de n-alcanos típica de procesos de biodegradación, en un grado que se considera leve-moderado en la escala de Wenger *et al.* (2002), ya que no hay evidencias de deterioro significativo de isoprenoides ni alteración de los fingerprints de biomarcadores. En comparación con el petróleo referencia del DN, el petróleo del DS es significativamente más pesado (API: 16,0°) y viscoso (34.000 cP, a 20°C), poco móvil, más rico en azufre (2,65%) y con una composición empobrecida en hidrocarburos saturados (34,5%). Al igual que en el DN, los fingerprints de biomarcadores y las marcas isotópicas también están en línea con una asignación de origen en la Fm. Vaca Muerta, pero indicando secciones de roca madre algo distintas a las que originaron los petróleos del norte. Desde el punto de vista de su madurez térmica, ambos petróleos de DN y DS denotan niveles de evolución tempranos a moderados-medios de la ventana del petróleo.

Como argumentan Wenger *et al.* (2002), aunque sea desafiante, se debe intentar evaluar el riesgo pre-perforación de la calidad del petróleo en la prospección de reservorios someros cuando las temperaturas de reservorio sean inferiores a 80°C y en particular a 50°C, condiciones bajo las cuales los procesos de biodegradación en ambientes onshore son altamente favorecidos debido al influjo de agua meteóricas como promotor de la actividad de bacterias aeróbicas. Una pobre calidad puede impactar en la viabilidad

económica del proyecto, al punto de hacer que el petróleo no sea recuperable. En la zona de estudio, los antecedentes (petróleo “normal” proveniente del DN, preexistente a la perforación del exploratorio del DS) llevaron a suponer que la eventual presencia de petróleo en el DS correspondería a un fluido similar, de “buena” calidad, en los intrusivos a prospectar. La lección aprendida nos dice que frente a situaciones en que se sospeche de potenciales procesos de biodegradación, en reservorios someros enmarcados por temperaturas por debajo de 80 °C, deben evaluarse las condiciones que puedan haber permitido el ingreso de aguas meteóricas, quizá por pérdida de integridad de sello. Alternativamente, más importante aún, distintos timings de migración y entrapamiento podrían resultar en exposiciones diferenciales a las condiciones de biodegradación (Yu *et al.* 2002), como se especula puede haber ocurrido en el DN, donde la presencia de petróleo no biodegradado en reservorios someros (~800 mbbp, Fm. Huitrín) sugiere un llenado de reservorio más reciente que en el DS. El modelado del sistema petrolero en cuanto a historia de soterramiento, maduración, migración, entrapamiento e historia de temperatura de reservorio en ambos Dominios parece ser la herramienta fundamental para anticipar la calidad del petróleo vinculada a los procesos de biodegradación.

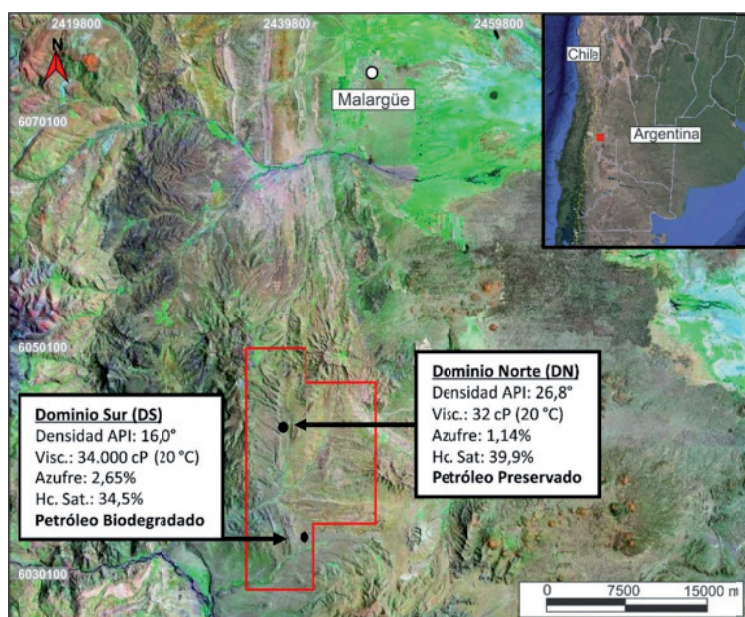


Figura 1. Imagen satelital donde se muestra la ubicación del área Agua Botada (polígono rojo). Se indican las propiedades observadas en el Dominio Norte (DN) y en el Dominio Sur (DS). Coordenadas planas Gauss-Krüger.

- Barrionuevo, M., Giambiagi, L., Mescua, J.F., Suriano, J., de la Cal, H. y Soto, J.L. 2019. Miocene deformation in the orogenic front of the Malargüe fold-and-thrust belt (35°30'–36° S): Controls on the migration of magmatic and hydrocarbon fluids. *Tectonophysics* 766: 480-499.
- Boll, A., Alonso, J., Fuentes, F., Vergara, M., Laffitte, G. y Villar, H.J. 2014. Factores controlantes de las acumulaciones de hidrocarburos en el sector norte de la Cuenca Neuquina, entre los Ros Diamante y Salado, Provincia de Mendoza, Argentina. 9º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos: 3-44, Mendoza.
- Delpino, D.H. y Bermúdez, A.M. 2009. Petroleum systems including unconventional reservoirs in intrusive igneous rocks (sills and laccoliths). *The Leading Edge* 28 (7): 804-811.
- Manacorda, L., Reinante, S.M.E., Cazau, L. y Penna E. 2002. Los Reservorios del Grupo Neuquén. En: Schiuma M., Hinterwimmer G., y Vergani G. (eds.) *Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina*, Simposio del 5º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata.
- Wenger, L.M., Davis, C.L. e Isaksen, G.H. 2002. Multiple Controls on Petroleum Biodegradation and Impact on Oil Quality. *SPE* 80168.
- Yu, Z., Cole, G., Grubitz, G. y Peel, F. 2002. How to predict biodegradation risk and reservoir fluid quality. *World Oil* 223 (4): 63-74.