

SISTEMAS GENERADORES DE HIDROCARBUROS Y MODELADO GEOQUÍMICO EN LAS ÁREAS SUR PIEDRA CLAVADA, MESETA SIRVEN, PIEDRA CLAVADA Y SUR RÍO DESEADO, FLANCO SUR DE LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Damián M. Villalba⁽¹⁾, Andrés Ansa⁽²⁾, Hugo Stach⁽²⁾ y Héctor J. Villar⁽¹⁾

(1) GeoLab Sur S.A., Italia 1616, Florida, Argentina.
damian.villalba@geolabsur.com

(2) Compañía General de Combustibles, Manuela Saenz 323, Puerto Madero, CABA, Argentina.

El presente trabajo se desarrolla en el sector Oeste del Flanco Sur de la Cuenca del Golfo San Jorge (Fig. 1). En dicha área se evalúa el comportamiento y potencial de roca madre en intervalos de la Fm. Pozo D-129 (a partir de ahora D-129) y el denominado “Neocomiano” en cinco posiciones de la cuenca (proximal, intermedia y distal) en las áreas Sur Piedra Clavada (SPC), Sur Río Deseado (SRD), Meseta Sirven (MS) y Piedra Clavada (PC). Para la contextualización regional de los sistemas petroleros del área y las características geoquímicas de sus rocas generadoras, se remite a los trabajos de Figari *et al.* (2002), Sylwan *et al.* (2008), Basile *et al.* (2014) y Utgé *et al.* (2014).

El Hemigraben de Puesto Ludden (PL), ubicado en las áreas SPC y MS, se estudió a través de un pozo (P-1) en el flanco pasivo y un pozo ficticio profundo (P-2) modelado en el depocentro. Pozo D-129 presenta en P-1 un espesor total de 850 m donde sólo se considera a la sección superior de 370 m con capacidad generadora. El Carbono Orgánico Total (COT) promedio es de 1.19 % y los rendimientos de pirólisis la ubican como roca madre con buen potencial de generación y apunta a un querógeno de tipo I a I/III (Fig. 1) asociado a un ambiente lacustre con cierta participación terrígena y una madurez térmica en fase temprana (0.60-0.69 VRo % - Reflectancia de la Vitrinita). Por su lado, el Neocomiano presenta una sección completa de 520 m subdividido en Superior (250 m) e Inferior (270 m) donde se registran intervalos discontinuos con capacidad generadora. El COT promedio es de 0.58 con picos mayores de 1 % y su potencial hidrocarburífero regular denotando un querógeno tipo III (Fig. 1) de ambiente lacustre con fuerte impronta terrígena y notable contribución de plantas superiores. Su madurez térmica es tardía (1.29 VRo %). El modelado geoquímico de P-2 sobre Pozo D-129 indicó una Tasa de Transformación (TR) de 23-55 % y volumetría de 8 y 10 mmstb/km²/100m de petróleo expulsado y retenido, respectivamente. El modelo de Neocomiano (Sup. e Inf.) simuló rendimientos muy importantes dada su posición en el hemigraben (espesor proyectado 2000 m), con un rango de VRE (Reflectancia de la Vitrinita Equivalente) de 1.05 en el tope a más de 3 % en la base, y una TR muy avanzada de 60-95 %. La sección superior indicó una volumetría de 10 y 13 bcf/km²/100m de gas expulsado y retenido, respectivamente, y en la sección inferior 30 y 20 bcf/km²/100m de gas expulsado y retenido, respectivamente (Fig. 2).

En el bloque PC, se caracterizó el hemigraben Puesto Ludden Norte con un pozo ficticio (P-3) hacia el depocentro, de menor magnitud que PL, con el apoyo de dos pozos cercanos (P-4 y P-5). La sección superior de Pozo D-129 (espesor proyectado 220 m) estimó un VRE de 0.89 a 1.02 %, una TR de 50 a 70 %, y habría acumulado 11 y 11.5 mmstb/km²/100m de petróleo expulsado y retenido, respectivamente, 1.7 y 2.5 bcf/km²/100m de gas expulsado y retenido, respectivamente. El Neocomiano Superior (espesor proyectado 480 m) simuló valores de VRE de 1.30 a 1.60 %, una TR muy avanzada de 70 a 80 %, y habría acumulado 1.8 y 2.6 mmstb/km²/100m de petróleo expulsado y retenido, 3.5 y 9.2 bcf/km²/100m de gas expulsado y retenido, respectivamente.

El bloque SRD fue caracterizado por el pozo P-6 que está ubicado sobre el depocentro del hemigraben cerca del flanco activo, atravesando Pozo D-129 y gran parte del Neocomiano. El espesor aproximado de Pozo D-129 es de 800 m con un COT promedio de 1.21 % y los rendimientos de pirólisis describen un potencial generador de regular a bueno, de aparente menor capacidad que PL y PC (Fig. 1). Se trata de un querógeno tipo I a I/III asociado a un ambiente lacustre con impronta terrígena limitada, destacándose la mayor riqueza orgánica de la sección superior. Los valores de VRo indican inmadurez térmica. Por su parte, el Neocomiano atravesado tiene un espesor de alrededor de 2500 m con un COT promedio de 1.49 % y un querógeno tipo III asociado a un ambiente lacustre con significativo aporte terrestre. Los valores de VRo 0.71-2.06 % indican fases medias de petróleo en el techo a sobremaduro en fase de gas en la base.

La comparación de D-129 en las tres áreas estudiadas indica facies más ricas para PL y PC de acuerdo a sus valores de COT consistentes con una posición más interna, contrastando con SRD más somero y con mayor aporte terrígeno y conservación deficiente de la materia orgánica. Se evidencian también las distintas tendencias de madurez térmica: PC en pico de generación de petróleo y SRD inmaduro. En el Neocomiano, las diferencias observadas se deben a la posición relativa de cada pozo respecto de su hemigraben, evidenciado en sus espesores y riqueza orgánica. Efectivamente P-1 (SPC) se ubica sobre el flanco pasivo que conlleva

bypass y erosión, mientras que P-6 (SRD) se encuentra sobre el depocentro, favoreciendo los mecanismos de aporte y preservación de la materia orgánica durante la depositación. Siguiendo esta geometría, se piensa que ambos hemigrábenes pueden ser equivalentes y consecuentemente el modelado de P-2 (PL) debería ser equivalente al P-6 (SRD), ambos en zona de depocentro.

Los modelados geoquímicos reflejan tanto la mejor calidad de roca madre como el incremento de espesor hacia los depocentros y consecuentemente de su potencial volumétrico de hidrocarburos. Así, el pozo ficticio P-2 (SPC) reconoce a D-129 con excelentes rendimientos no sólo de petróleo expulsado sino también de petróleo retenido apuntando a un interesante recurso no convencional (Fig. 2). Análogamente, el modelado de Neocomiano en la misma ubicación muestra volumetrías excepcionales de gas expulsado y retenido asociado a espesas secciones que también lo ubica como importante prospecto de gas no convencional (Fig. 2).

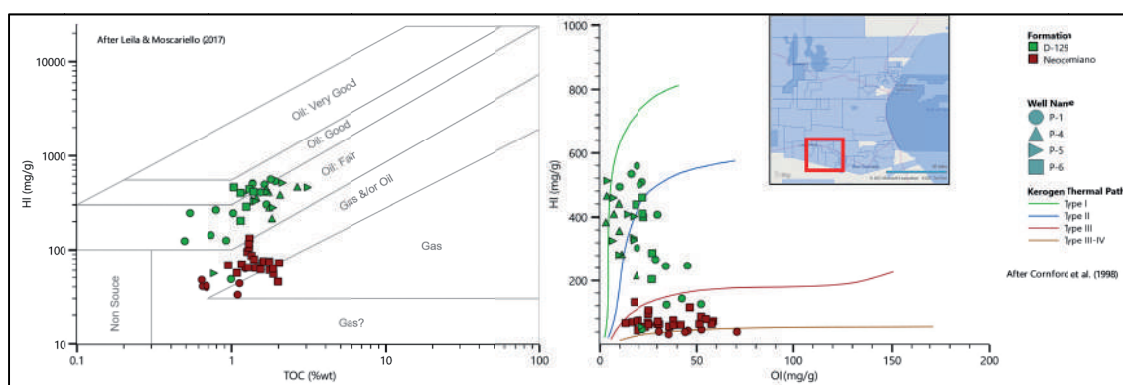


Figura 1. Datos de COT y pirólisis sobre muestras de pozos estudiados. Mapa de localización.

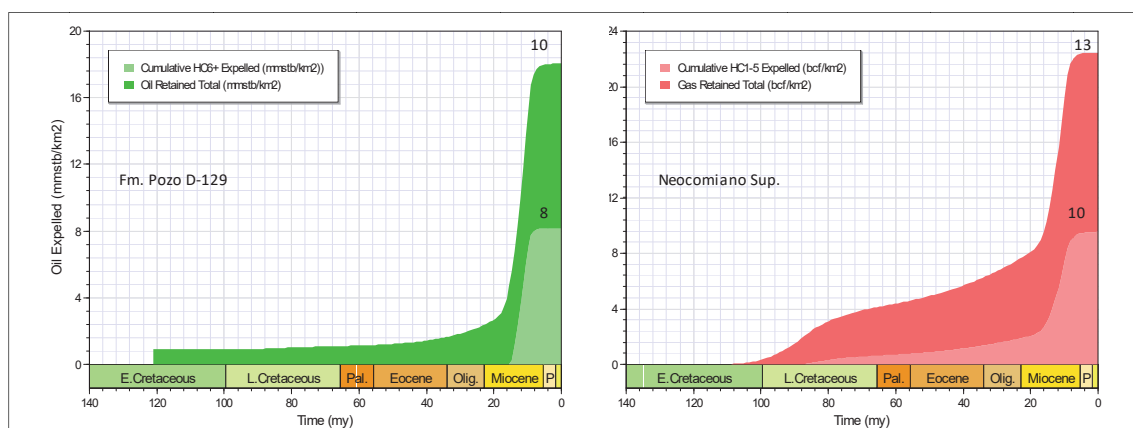


Figura 2. Volumetrías del pozo ficticio (P-2) modelado en el hemigráben PL. Izq: Fm. Pozo D-129 Sup. Der: Neocomiano Sup.

- Basile, Y., Utgé, S., Martínez Cal, V. y Ponce, C. 2014. Avances en el conocimiento sobre la capacidad generadora de la Fm. Pozo D-129: Aspectos Litológicos y Geoquímicos. Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 265-285, Mendoza.
- Figari, E., Strelkov, E., Cid de la Paz, M.S., Celaya, J., Laffitte G. y Villar, H.J. 2002. Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica. En: Haller, M.J. (ed.), Geología y Recursos Naturales de Santa Cruz: 571-601, Buenos Aires.
- Sylwan, C.A., Rodríguez, J.F. y Strelkov E.E. 2008. Petroleum Systems of the Golfo San Jorge Basin, Argentina. En: Cruz, C.E., Rodríguez, J.F., Hechem, J.J. y Villar, H.J. (eds.), Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas. 7º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 53-78, Mar del Plata.
- Utgé, S.M., Martínez Cal, V., Basile Y.A. y Ponce, C. 2014. Evaluación del Potencial de La Formación Pozo D-129 como Reservorio No Convencional Shale Gas/Oil. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio de Recursos No Convencionales: Ampliando el Horizonte Energético: 117-135, Mendoza.