

## INTEGRACIÓN DE TÉCNICAS EXPLORATORIAS EN EL BLOQUE CERRO MANRIQUE, CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA

Amalia Rosemblat<sup>1</sup>, Martín E. Fasola<sup>1</sup>, J. Manuel Martínez Lampe<sup>1</sup>, Facundo Pagan<sup>1</sup>

1: YPF S.A. amalia.rosemblat@ypf.com, martin.fasola@ypf.com, juan.martinez.l@ypf.com, facundo.j.pagan@ypf.com

Palabras clave: Geoquímica, Exploración, Gr. Cuyo inferior

### ABSTRACT

In 2018, YPF acquired the exploration license for the Cerro Manrique block, located in the southeast part of the Neuquén Basin, in Rio Negro Province, where there were only 2 drilled wells and 47 2D seismic lines. During the same year and 2019, as part of the commitments assumed, a 3D seismic was recorded and surface geochemical prospecting were carried out. The latter, with the aim of identifying prospects based on surface geochemical anomalies.

During the geochemical field campaigns, almost 400 soil samples were collected throughout the area. Analyzes of physicochemical parameters, microbiological analyzes and adsorbed gases were performed on each sample. In addition, some samples were selected for the realization of stable isotopes analysis.

The results have shown the presence of 4 microbial anomalies, where the northern anomaly correlates with the gas and condensate reservoir from the Cuyo Gr. currently in production. Such anomaly extends to the south, in correlation with the main Play proposed for the area, where the hydrocarbon accumulations would be in Cuyo Gr. reservoirs with a combined trap with a pinch out closure against the Precuyo rocks high to the east. In addition, with the interpretation of the new 3D seismic and the refinement of all the structural maps, a good correlation of surface microbial anomalies with different subsurface structural features can be observed. On the other hand, the composition of the adsorbed gases shows correspondence to a thermogenic source and a sectorization of the resulting fluids stands out, being to the north and south a composition associated with gas and condensate and the central zone a composition of oil. The distribution of fluids in the area is explained by the presence of two source rocks, Los Molles Fm. and Precuyo rocks.

Subsequently, this play was investigated by drilling a well, verifying the presence of hydrocarbons in the lower Cuyo Gr. levels. The surface geochemical prospecting technique shows a very good correlation with the interpretation of the 3D seismic combined with a calibrated geological model, becoming a low-cost methodology that can be used in other exploration blocks.

### INTRODUCCIÓN

El bloque Cerro Manrique se encuentra ubicado en el extremo oriental del engolfamiento de la Cuenca Neuquina, en la Provincia de Río Negro, al norte del río Negro y a 18 km la ciudad de

Cipolletti (Fig. 1). Es un área de 293 km<sup>2</sup> y a la fecha cuenta con 3 pozos exploratorios de distintas campañas y objetivos.

A comienzos del año 2018, YPF S.A. consiguió la licencia exploratoria del área Cerro Manrique por un periodo de 3 años, con el compromiso de la registración sísmica 3D y la perforación de un pozo exploratorio a realizarse en la primera parte del período.

Hasta el momento de inicio de concesión, el bloque contaba con 47 líneas 2D (311 km) y 2 pozos perforados (Fig. 1). El primero, YPF.RN.CM.x-1 del año 1979, con el objetivo de estudio las Fms. Sierras Blancas, Quintuco y Loma Montosa y de resultado pozo estéril. El segundo, PC.RN.ECa.x-1001 del año 1992 y con objetivo en las Fms. Los Molles y Punta Rosada, el cual resultó descubridor de gas y petróleo, no económico. Ninguna de las dos perforaciones ha contactado la presencia de potenciales rocas generadoras.

Con la exploración reciente del área se iniciaron una serie de estudios complementarios para analizar distintos *Plays*. Entre ellos, la prospección geoquímica de superficie, siendo uno de los métodos más antiguos empleados en la industria (Horvitz 1939) como una herramienta clave que puede ser integrada con otras metodologías de estudio. Esta técnica consiste principalmente en la detección de hidrocarburos a través de la actividad microbiana y gases presentes en el suelo asociados a vías de migración profundas o acumulaciones aisladas. El mecanismo de migración se considera mayormente por difusión desde acumulaciones de hidrocarburos a través de microfracturas (Schumacher 1996, 1999, 2009). En muchos casos, la detección de alguna anomalía puede ser altamente distorsionada por las características litoestratigráficas y estructurales del subsuelo (Horvitz 1939; Rosso *et al.* 1997). La anomalía geoquímica en superficie representa el final del camino de migración, que pudo ser corta y vertical o larga y lateral (Thrasher *et al.* 1996). Por lo tanto, se asume que la anomalía puede ser relacionada con una acumulación de hidrocarburos en profundidad (Schumacher 2003). Una ventaja de esta metodología es que su aplicación es de forma rápida y económica.

En el año 2019, se perforó el tercer pozo exploratorio del área con objetivo principal las areniscas basales de la Fm. Lajas, y como objetivo secundario investigar a la Fm. Quintuco y las litologías del Precuyano, perforando casi 400 m de dichas rocas. El pozo alcanzó los 3.900 m de profundidad y, al igual que los otros pozos, no contactó rocas generadoras.

En el presente trabajo se muestra cómo la integración de técnicas tradicionales brinda información valiosa para identificar potenciales prospectos y reducir los riesgos exploratorios.

## ESTRATIGRAFÍA DEL ÁREA CERRO MANRIQUE

El relleno sedimentario en este sector de la cuenca tiene un espesor mayor a 4.000 m, aumentando de este a oeste (Fig. 2 A y B).

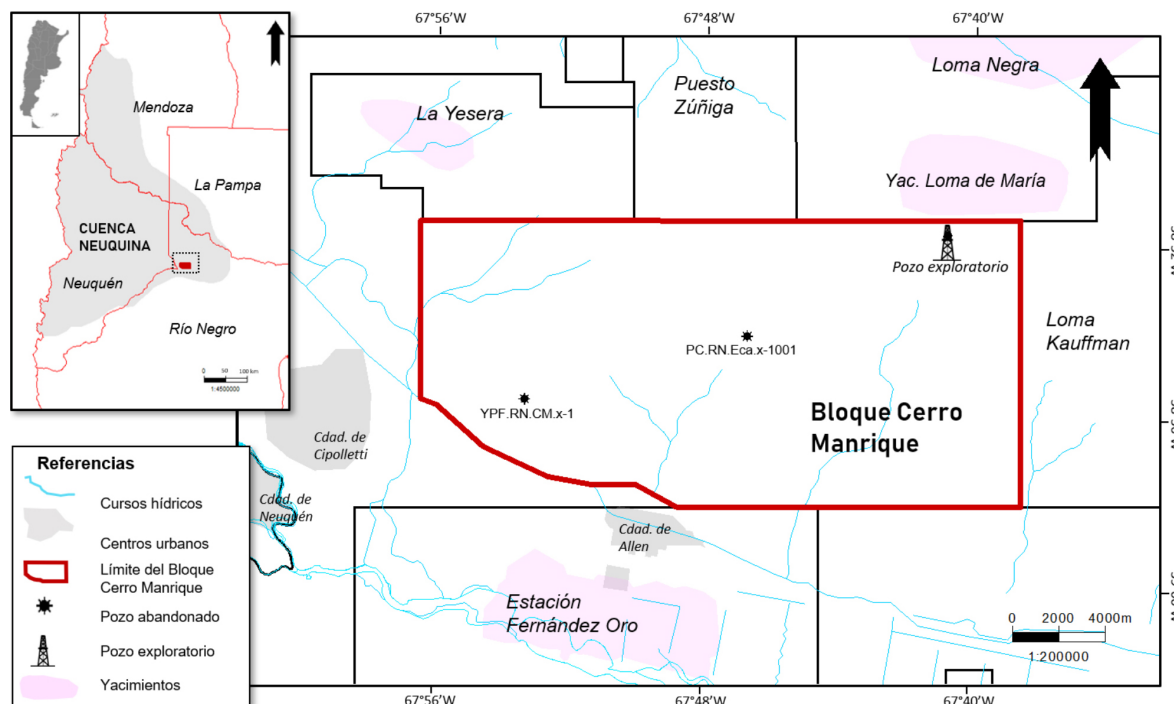


Figura 1. Ubicación del bloque Cerro Manrique y los tres pozos exploratorios perforados.

Sobre el basamento de rocas ígneas y metamórficas del Gr. Choiyoi, se apoyan los depósitos de syn rift del Ciclo Precuyano (Carbone *et al.* 2011) compuesto principalmente por sedimentos volcanoclásticos. En algunos sectores de la cuenca se comprobó la presencia de lutitas negras con facies rica en materia orgánica de origen lacustre con características de roca generadora de petróleo, como se ve en Estancia Vieja y Loma Negra (Legarreta *et al.* 2008).

Por encima, se depositó la primera transgresión marina de la cuenca representada por el Gr. Cuyo (Arregui *et al.* 2011). Los depósitos de pelitas de ambientes marinos profundos se encuentran rellenando depocentros, tal como se interpreta en el sector oeste del bloque. Hacia el este, se encuentran depósitos subácueos de transición continental marino somero, donde se acuñan hacia el alto del Precuyano (Fig. 2 C). Se reconocen areniscas desde conglomerádicas a finas, con intercalaciones de limolitas calcáreas y limoarcilitas, correspondientes a la Fm. Lajas en la base y la Fm. Punta Rosada hacia arriba la cual muestra un mayor grado de somerización de los depósitos. En el área donde se realizó la exploración de geoquímica de superficie, en el sector este del bloque, los depósitos distales marinos de la Fm. Los Molles se encuentran con muy poco espesor y sin capacidad de roca generadora.

Sobre el Gr. Cuyo, se encuentran los depósitos del Gr. Lotena, constituido por conglomerados y areniscas continentales.

El Gr. Mendoza tiene en la base areniscas correspondientes a la Fm. Tordillo. La suprayace la Fm. Quintuco con calizas, limoarcilitas calcáreas y areniscas calcáreas correspondientes

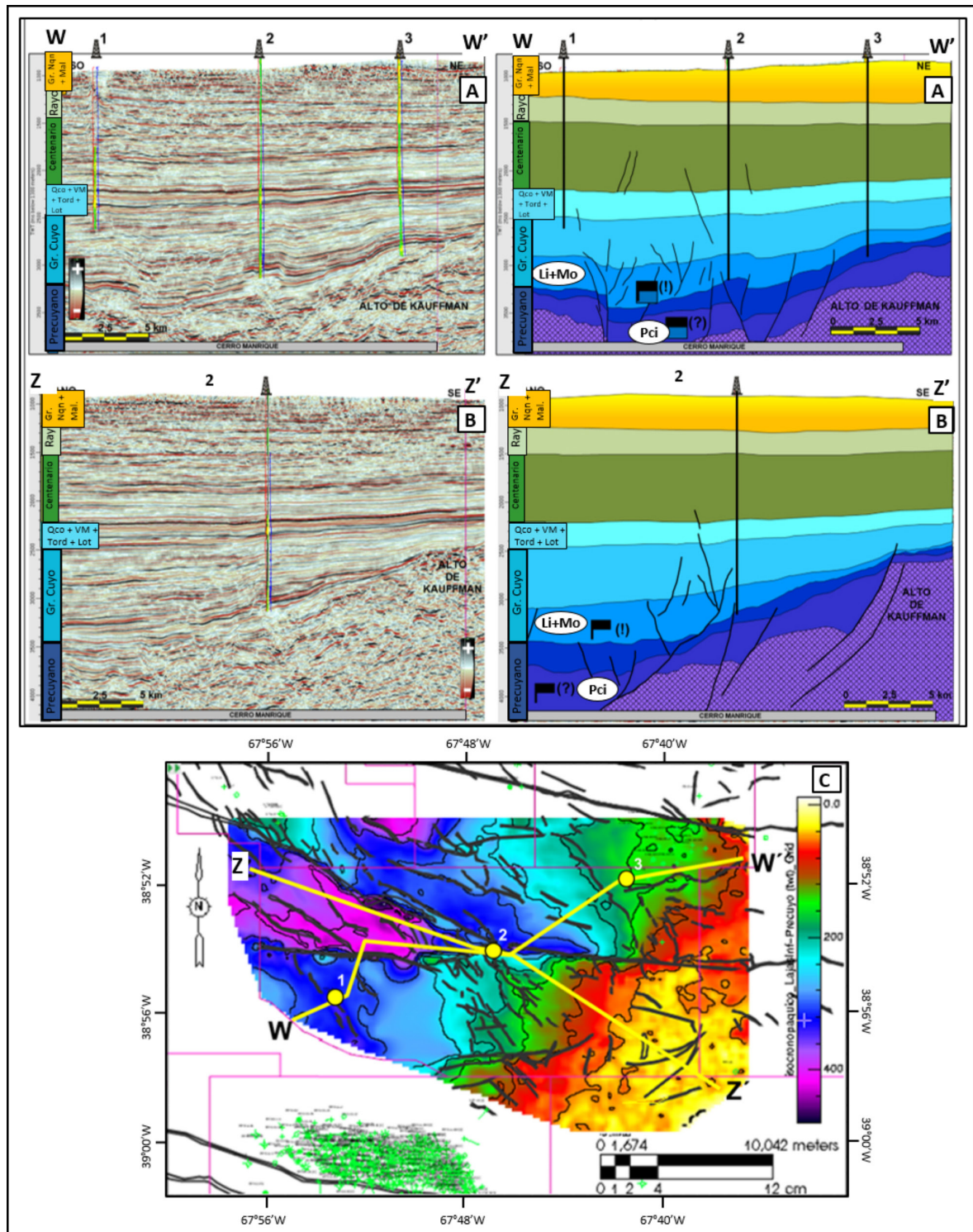


Figura 2. A) sección sísmica W-W'. B) sección sísmica Z-Z'. C) Mapa de espesor (ms, twt) de la secuencia Lajas Inferior + Los Molles (Li+Mo). En ambas secciones se puede observar el acuñamiento de la secuencia Lajas Inferior + Los Molles contra el Alto de Kauffman. Li+Mo=Lajas Inferior + Los Molles; Pci= Precuyo Inferior; 1= pozo Cerro Manrique; 2= pozo El Carrizo; 3= pozo exploratorio 2019.

a un ambiente proximal de una plataforma mixta carbonática silicoclástica, y hacia el oeste se encuentran pequeños niveles de margas correspondientes a depósitos más distales equivalentes a la Fm. Vaca Muerta, sin embargo, estas litologías no tienen capacidad de generación en la zona. Con la presencia de la Fm. Loma Montosa culmina la sucesión de sedimentos marinos con transición a continental, constituida por areniscas conglomerádicas y limoarcilitas hacia el techo. Luego, se encuentran los depósitos de areniscas y limoarcilitas de la Fm. Centenario.

La columna estratigráfica se completa con el Gr. Neuquén, Gr. Malargüe y sedimentos cuaternarios con un espesor de 800 m en total.

En los bloques aledaños existen diversos yacimientos en producción, donde los principales se encuentran en rocas reservorios del Precuyano (La Yesera, Loma Negra), la Fm. Lajas (Estación Fernández Oro, Loma de María, Loma Negra), Fm. Punta Rosada (Loma Negra, EFO), y algunos en el Gr. Mendoza como Fm. Tordillo (EFO) y Fm. Quintuco (Loma Negra, EFO).

## MARCO ESTRUCTURAL DEL ÁREA

El bloque Cerro Manrique se encuentra ubicado en el sector Oriental de la dorsal Neuquina, como lo define Silvestro y Zubiri (2008).

La característica principal es el fallamiento transcurrente a nivel del Precuyano que atraviesa a toda el área, generando una estructura principal sinclinal con dirección ESE-ONO. Los rasgos principales de esta estructura precuyana se observan condicionando a toda la columna sedimentaria tanto en distribución de facies como en espesores, tal como se ve en la Figura 2, en las secciones sísmicas y esquemas.

Hacia el este, se destaca el levantamiento del alto de Kauffman, el cual genera truncamiento de los depósitos del Gr. Cuyo, dentro de la zona de estudio la Fm. Lajas inferior, con rocas Precuyanas (Fig. 2).

## METODOLOGÍAS DE ESTUDIO

### Sísmica 3D

Como parte de los compromisos asumidos en la licitación del área, se realizó la registración de sísmica 3D en la segunda mitad del año 2018, con una cobertura de 455 km<sup>2</sup>.

El procesamiento de los datos sísmicos fue realizado in house por especialistas de YPF S.A. Se realizaron procesamientos para obtener cubos PSTM (*Pre Stack Time Migration*) y PSDM (*Pre Stack Depth Migration*), cómo así también un cubo de Inversión Acústica con objetivo en el Gr. Cuyo inferior.



La evaluación de la nueva sísmica 3D, en integración con cubos vecinos, nos permitió hacer un refinamiento del modelo estructural del área. Se han elaborado mapas a detalle del techo del Precuyano y niveles reservorios basales del Gr. Cuyo, donde se han identificado los principales *Plays* de la región.

También se han refinado los mapas estructurales a nivel de la Fm. Quintuco, donde se encuentran los objetivos de interés secundarios conformando otros prospectos exploratorios.

### Geoquímica de superficie

La campaña de prospección geoquímica de superficie se realizó a comienzos de 2019. Se programó un muestreo de suelo cubriendo un área de 180 km<sup>2</sup>, con un mallado regular de 750 m entre muestras sobre la mitad oriental del área y con una extensión de 21 km<sup>2</sup> hacia el norte para cubrir parte del yacimiento en desarrollo de Loma de María. Además, se incluyeron 2 transectas de 23 km en total, también con muestras cada 750 metros (Fig. 3) para tener cobertura representativa del sector occidental del bloque. El diseño de la grilla regular fue teniendo en cuenta la configuración estructural interpretada y los estudios previos del área, de manera que la densidad de muestreo tuviera correlación con los datos de subsuelo. En total se recolectaron 398 muestras. Las transectas fueron ubicadas de acuerdo con los principales rasgos estructurales a nivel del Precuyano. La transecta A-A' se posicionó sobre el eje longitudinal del sinclinal y la transecta B-B' se ubicó perpendicular al mismo atravesando al pozo YPF.RN.CM.x-1, primer pozo perforado del área.

La exploración geoquímica de superficie realizada contempló el análisis de biogeoquímica (crecimiento de colonias de bacterias degradadoras de hidrocarburos), gases adsorbidos y análisis de propiedades físicas (pH, salinidad y conductividad). Estos estudios fueron complementados con el análisis de isótopos estables de Carbono en los gases de hidrocarburos presentes en el suelo.

### RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN GEOQUÍMICA DE SUPERFICIE

En la Figura 3 se puede observar en el mapa los resultados de los análisis microbiológicos expresados en EHMI UFC/g (*Exploration Hydrocarbon Microbiology*, UFC/g – Unidades Formadoras de Colonias / gramo). Los colores corresponden a la escala de valores según análisis estadístico, realizado por el laboratorio DTP (2019), donde se han calculado los valores anómalos sobre la población de fondo (Tabla 1). Los agrupamientos anómalos geoquímicos identificados indican cuatro áreas potencialmente prospectivas, por lo tanto, deben ser correlacionadas con el resto de la información geológica disponible.

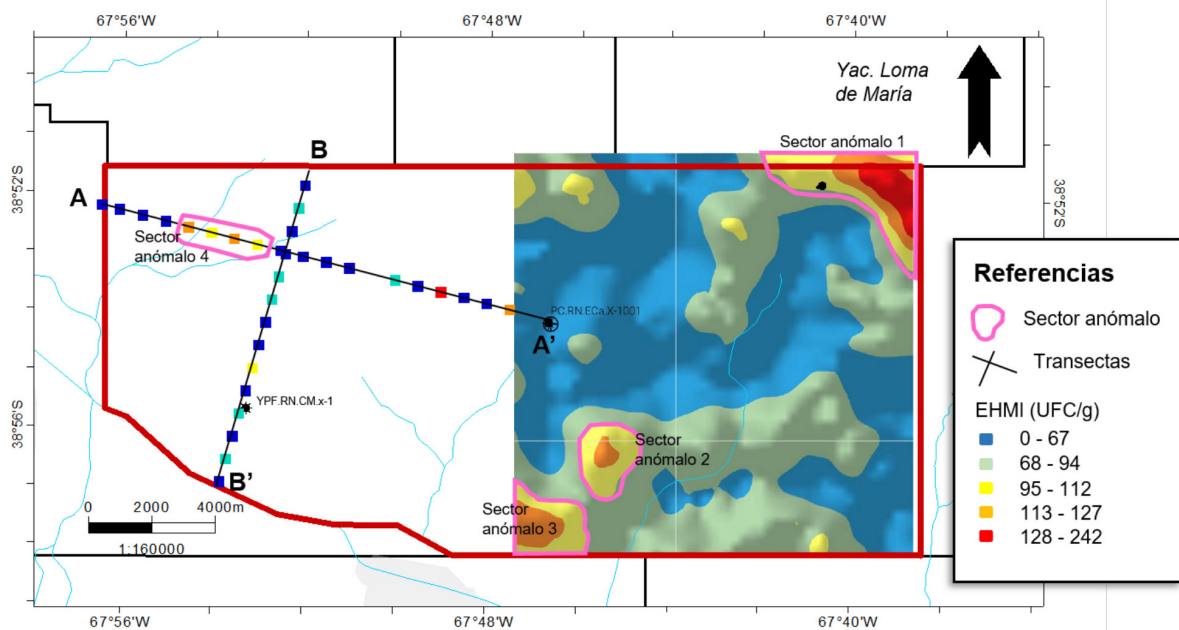


Figura 3. Mapa del bloque Cerro Manrique con los resultados de los análisis microbiológicos y las anomalías detectadas. La mitad oriental tiene una cobertura total mediante una grilla de 750 m x 750 m, la zona oeste del área fue evaluada sólo con dos transectas muestreando cada 750 metros.

| Clasificación de valores | Rangos (percentiles) | N° de Muestras |
|--------------------------|----------------------|----------------|
| ↑ Fondo                  | mín - p50            | 199            |
|                          | p50 - p70            | 80             |
| ↓ Anómalo                | p70 - p80            | 41             |
|                          | p80 - p90            | 39             |
|                          | p90 - máx            | 39             |

Tabla 1. Clasificación de los resultados EHMI según análisis estadístico.

Por otro lado, se procesaron 398 muestras de suelo en las cuales se analizaron los hidrocarburos gaseosos adsorbidos, en el rango del metano al pentano (C1 a C5). Para poder evaluar dichos resultados, utilizamos las relaciones entre gases para independizarnos de las concentraciones individuales. De esta forma se puede distinguir familias de hidrocarburos genéticamente relacionados (Schumacher 1996, 1999, 2009; Klusman 1993, 1996; Jones y Drozd 1983). Estas relaciones son útiles para establecer límites cuantitativos entre una región productiva de petróleo y otras de condensado o gas. En la Figura 4 se puede observar que los resultados obtenidos muestran una dispersión entre dos familias de fluidos, petróleo liviano y gas y otra de petróleo.

Estas relaciones pueden ser estudiadas también por cómo se concentran en el espacio. En la Figura 4 B) se muestra la distribución de cada muestra identificada con una composición de hidrocarburo determinada por las relaciones cromatográficas previamente analizada. En el mapa se puede distinguir claramente tres zonas de fluidos. Hacia el noreste las relaciones de gases muestran una fuente asociada principalmente a petróleo liviano y gas, en el centro en una franja con dirección noroeste-sureste presenta una relación asociada a una fuente de petróleo y, por último, hacia el suroeste la relación de los gases adsorbidos indica una fuente de petróleo liviano y gas nuevamente. Cualitativamente, se observa una tendencia similar sobre las transectas.

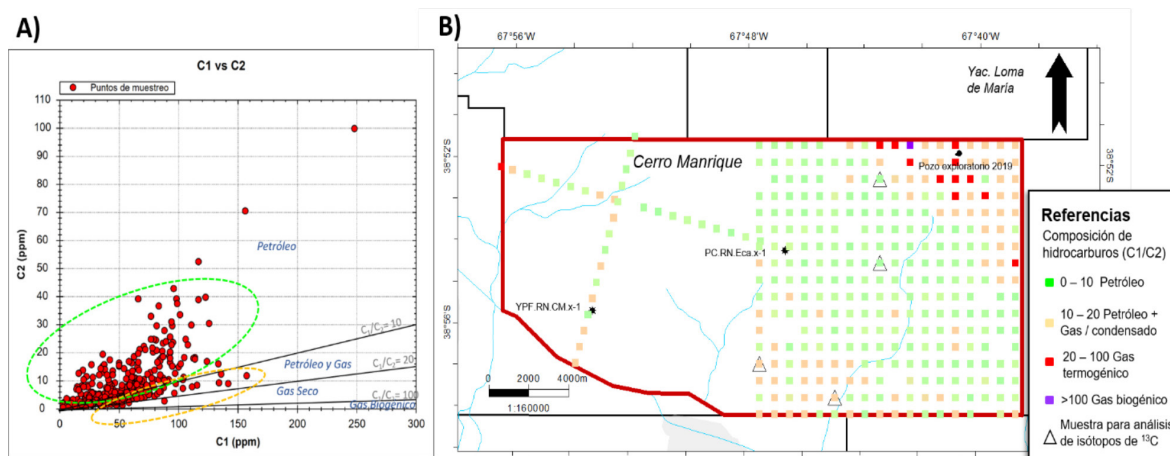


Figura 4. A) Gráfico de correlación de Metano ( $C_1$ ) vs Etano ( $C_2$ ) para la identificación de familias de hidrocarburos. B) Mapa con la relación  $C_1/C_2$  para el área y transectas investigadas.

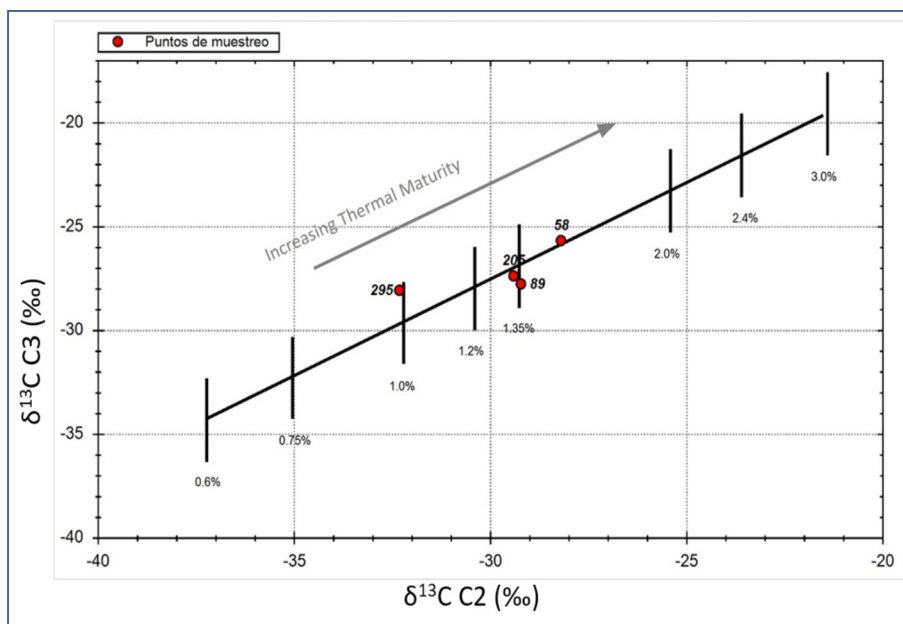


Figura 5. Diagrama de correlación  $\delta^{13}C\ C_3 - \delta^{13}C\ C_2$  para inferir rangos de madurez termal. Las muestras se ubican en un rango entre 1 – 2 %Ro.



Una vez evaluados los resultados de los gases adsorbidos fueron seleccionadas 4 muestras, las cuales se ubican según se muestra en la Figura 4, para el análisis de los isótopos estables del Carbono del metano, etano y propano. De las 4 muestras analizadas solo 1 presentó evidencia de aporte biogénico de hasta 20 %, En el siguiente gráfico de correlación (Fig. 5) se pudo inferir un rango de madurez termal para el conjunto de muestras siendo entre 1 y 2 %Ro. Por último, en el diagrama de Bernard modificado por Whiticar (1994) se observa que las muestras provienen de una fuente termogénica asociada a un querógeno tipo III en su mayoría (Fig. 6).

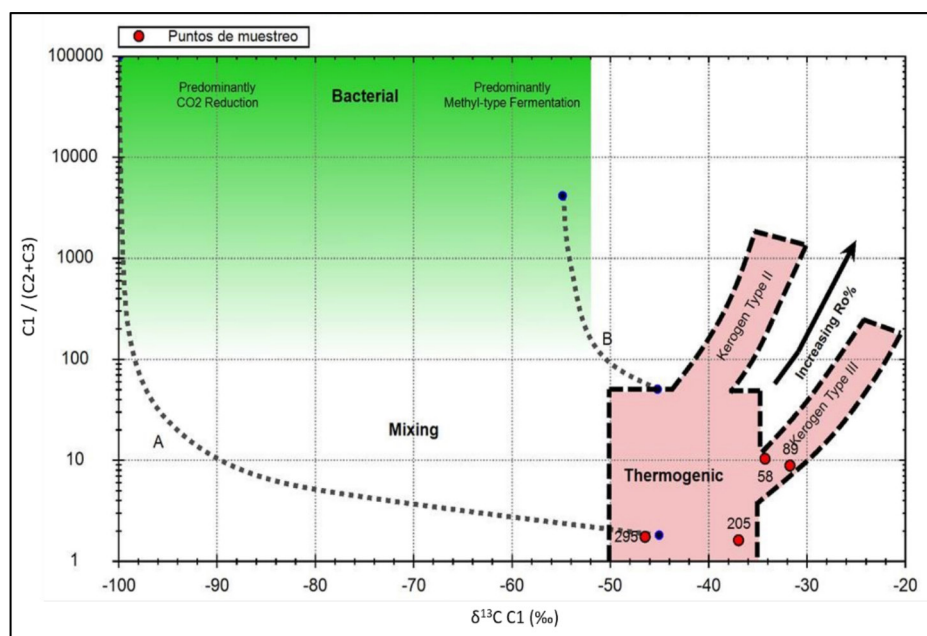


Figura 6. Diagrama de Bernard (Whiticar 1994) para la clasificación de los gases, siendo de origen termogénico asociados a un querógeno tipo III.

## DISCUSIONES

La asunción de la exploración geoquímica de superficie es que los hidrocarburos que son generados y entrapados en subsuelo migran hacia la superficie en cantidades detectables pudiendo generar anomalías (Schumacher 2009). Este fenómeno pudo ser comprobado a partir de los resultados obtenidos por el método indirecto de actividad bacteriana, en donde los valores anómalos localizados al noreste de Cerro Manrique (sector anómalo 1) tendría continuidad hacia el yacimiento Loma de María, donde el *Play* Lajas está probado y en producción actualmente.

Además, como se observa en la Figura 7, el sector anómalo 1 que se encuentra en el norte, tiene una buena correlación con el mapa estructural al techo del Precuyano, área donde los niveles basales de la Fm. Lajas inferior se acuñan hacia el alto de Kauffman, conformando la trampa para

los hidrocarburos, donde se ubicó el principal prospecto exploratorio para el bloque. La presencia de hidrocarburos en esta zona en los reservorios basales de la Fm. Lajas ha sido confirmada con la perforación del último pozo exploratorio, resultando descubridor de gas y condensado.

Los sectores anómalos 2 y 3, también podrían explicarse por correlación con la estructura donde se observa en ascenso hacia el sureste con acuñamiento de los niveles basales del Gr. Cuyo (Fig. 2 y Fig. 7), además de una mayor intensidad de fallamiento en la zona.

Sobre la transecta A-A' (Fig. 3 y Fig. 7), se observa un conjunto de muestras anómalas, en esta zona se encuentra el mayor espesor de roca generadora de Fm. Los Molles, donde probablemente existan microfugas de hidrocarburos hacia la superficie por las fallas interpretadas. Por otro lado, sobre la transecta B-B' no se observan valores geoquímicos anómalos, esto se condice con los resultados conocidos en el pozo YPF.RN.CM.x-1 perforado en 1979, estéril al menos hasta la profundidad perforada de la Fm. Lotena.

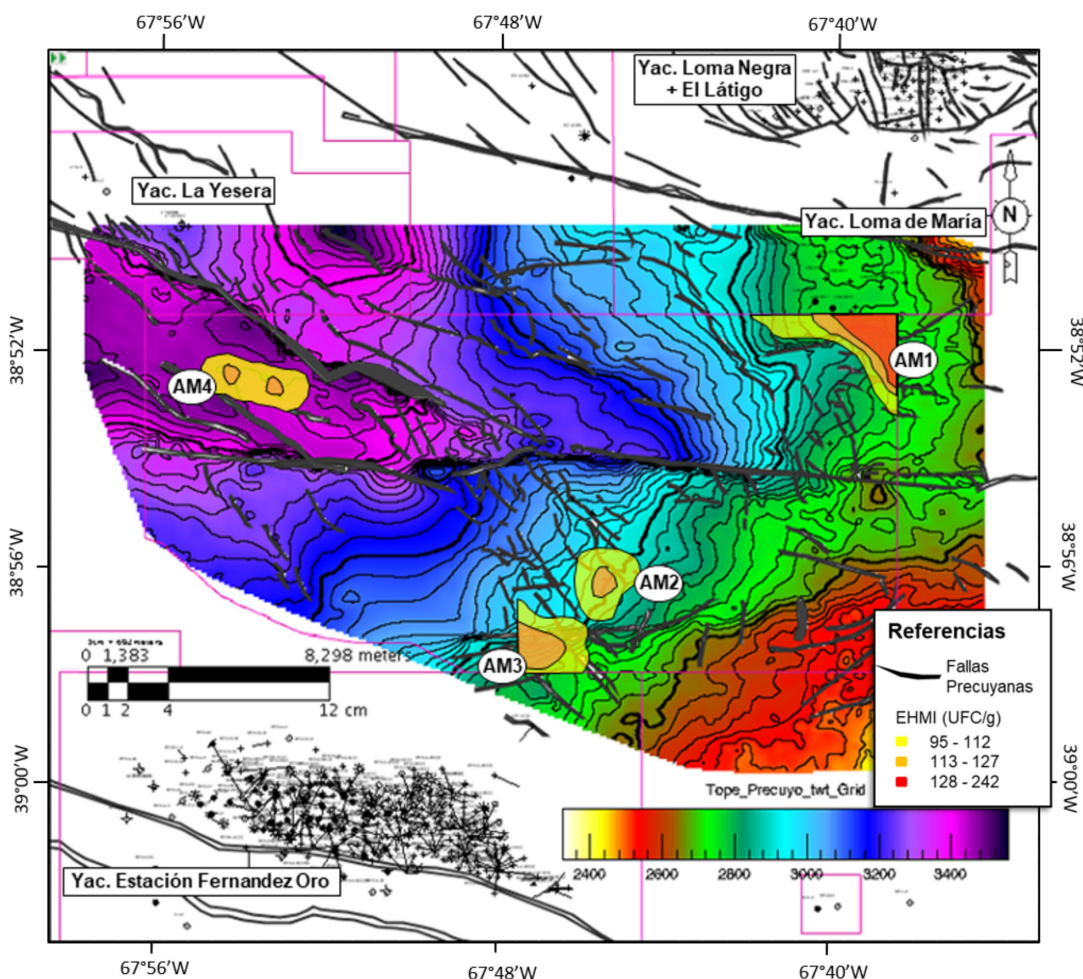


Figura 7. Mapa estructural al techo del Precuyano (ms, twt) con las anomalías microbianas identificadas. AM1: sector anómalo 1; AM2: sector anómalo 2; AM3: sector anómalo 3; AM4: sector anómalo 4.

A partir del estudio de las composiciones de los gases adsorbidos y de sus relaciones isotópicas, se concluye que se trata de gases de origen termogénico, asociados a petróleo y gas y generados a una madurez de fines de la ventana de petróleo a gas húmedo y condensado. Una vez que las relaciones de gases fueron mapeadas se pudo observar claramente una sectorización de los resultados como se mencionó anteriormente, evidenciando dos familias de hidrocarburos, una de petróleo en la región central de la prospección y otra de petróleo liviano y gas en las zonas aledañas. Si se tiene en cuenta que las principales rocas generadoras en la región son la Fm. Los Molles, presente en la mitad oeste del bloque (discutido en la sección Estratigrafía), con rocas con querógeno del tipo II/III precursora de gas y condensado, y las rocas lacustres del Ciclo Precuyano, con querógeno tipo I precursor de petróleo (Legarreta *et al.* 2008; Legarreta y Villar 2012), se interpreta que la distribución de los hidrocarburos presentes deriva de fuentes generadas por ambas rocas. Una de generación local (Precuyano) y la otra con migración lateral desde el oeste (Fm. Los Molles) (Fig. 2 A y B), lo que explica las diferencias en madurez observadas.

La sísmica 3D ha permitido mapear el depocentro Precuyano relacionado a la apertura de la cuenca y realizar algunos modelos sedimentarios, sin embargo, con las perforaciones existentes no se ha podido caracterizar por completo el relleno sedimentario en el área. Con todos estos datos se infiere la presencia de una potencial roca generadora en el depocentro del bloque Cerro Manrique, que pudo haber generado localmente hidrocarburos asociados a petróleo.

## CONCLUSIONES

- Los resultados de la prospección geoquímica han mostrado la presencia de al menos 4 importantes anomalías de actividad microbiana. El sector anómalo 1 está en correlato con el principal *Play* propuesto para el área, reservorios de la Fm. Lajas con una trampa combinada con cierre de *pinch out* contra el alto del Precuyano hacia el este y estructural contra falla hacia el sur. En este sector ha sido comprobada la presencia de hidrocarburos con la perforación del pozo exploratorio.
- La interpretación de la nueva sísmica 3D y el refinamiento de todos los mapas estructurales, muestra una buena correlación de las anomalías microbianas de superficie con rasgos estructurales de subsuelo, a nivel Precuyano y Gr. Cuyo.
- La composición de los gases adsorbidos evidencia una fuente termogénica y se observa una sectorización de fluidos en la distribución en el campo, siendo al norte y sur una composición asociada al gas y condensado y la zona central una composición de petróleo.
- De los estudios de la composición y relaciones isotópicas de los gases se concluye que los tipos de fluidos observados corresponderían a rocas madres distintas. La Fm. Los Molles para Gas y condensado y Precuyano para petróleo.

- La distribución de fluidos se explica con la generación local de petróleo a partir del Precuyano y gas y condensado de la Fm. Los Molles con depocentro al oeste del bloque.
- Mediante una buena correlación entre anomalías geoquímicas y acumulaciones de hidrocarburos en el área Cerro Manrique ayudará a definir zonas más prospectivas y con menor riesgo geológico.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar su agradecimiento a los revisores del trabajo por sus aportes, a YPF S.A. por permitir la publicación de este trabajo y al Geofísico Ariel Galarza por haber sido parte del equipo y por sus ideas.

## REFERENCIAS CITADAS

- Arregui, C., O. Carbone, R. Martínez, 2011. El Grupo Cuyo (Jurásico Temprano-Medio) en la Cuenca Neuquina. En: Actas de XVIII Congreso Geológico Argentino (Eds. Leanza, Franchini, Impiccini, Pettinari, Sigismondi, Pons y Tunik), pp. 77 – 89. Neuquén, Argentina.
- Carbone, O., Franzese, J., Limeres, M., Delpino, D. y Martinez, R., 2011. El Ciclo Precuyano (Triásico Tardío – Jurásico Temprano) en la Cuenca Neuquina. En: Actas de XVIII Congreso Geológico Argentino (Eds. Leanza, Franchini, Impiccini, Pettinari, Sigismondi, Pons y Tunik), pp. 63 – 76. Neuquén, Argentina.
- DTP, 2019. Relevamiento Geoquímico de Superficie, Cerro Manrique. Provincia de Río Negro. YPF. Informe inédito.
- Horvitz L., 1939. On Geochemical Prospecting-I. Geophysics Vol. 4, p. 149 -230.
- Jones III VT, y Drozd RJ., 1983. Predictions of Oil or Gas Potential By Near-Surface Geochemistry. American Association of Petroleum Geologists Bulletin 67:932-952.
- Klusman RW., 1993. Soil gas and related methods for natural resource exploration. Wiley. (Ed.):
- Klusman RW, y Saaed MA., 1996. Comparison of light hydrocarbon microseepage mechanisms. En: Schumacher, Dietmar and Michael A. Abrams, Eds., Hydrocarbon Migration and its Near-surface Expression. Vol. 66. American Association of Petroleum Geologists, p. 157-168. Disponible en: <http://search.datapages.com/data/specpubs/memoir66/12/0157.htm>
- Legarreta, L., Villar, H. J., Cruz, C. E., Laffitte, G. A. y Varadé, R., 2008. Revisión integrada de los sistemas generadores, estilos de migración - entrapamiento y volumetría de hidrocarburos en los distritos productivos de la Cuenca Neuquina, Argentina. En: Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas (Eds. Cruz, Rodríguez, Hechem y Villar), IAPG, pp. 79-109.
- Legarreta, L. y Villar, H. J., 2012. Las facies generadoras de hidrocarburos de la Cuenca Neuquina. Petrotecnia, pp. 14 – 39. Buenos Aires.
- Rosso, M., Labayen, I. y Hernaez, S., 1997. Gas detection using surface geochemical prospection methods. SPE 38235.

- Schumacher, D., 1996. Hydrocarbon-induced alteration of soils and sediments. In D. Schumacher and M. A. Abrams, Eds., Hydrocarbon migration and its nearsurface expression: AAPG, Memoir 66, p. 71-89.
- Schumacher, D., 1999. Surface geochemical exploration. In T. Beaumont and N. Foster, eds., Exploring for oil and gas traps: AAPG, p. 18-1-18-27.
- Schumacher, D., 2009. Geochemical exploration for oil and gas: Strategies for success. AAPG Annual Convention, Pre-Convention Short Course.
- Silvestro, J. y Zubiri, M., 2008. Convergencia oblicua: Modelo estructural alternativo para la Dorsal Neuquina (39°S) – Neuquén. Revista de la Asociación Geológica Argentina, 63(1), p. 49 – 64. Buenos Aires.
- Thrasher, J., Fleet, A. J., Hay, S. J., Hovland, M. and Dueppenbecker, S., 1996. Understanding geology as the key to using seepage in exploration: the spectrum of seepage styles. In: Hydrocarbon Migration and its Near-surface Expression (Eds. Schumacher, D. y Abrams, A.), Vol. 66. American Association of Petroleum Geologists, pp. 223-242.
- Whiticar, M. J., 1994. Correlation of natural gases with their sources. In: Magoon, J. and Dow, W. G. (eds). The Petroleum system - from source to trap. AAPG Memoir 60, pp. 261-183.



