

INTERFERENCIAS Y OPTIMIZACIÓN DEL ESPACIAMIENTO ENTRE POZOS HORIZONTALES EN LA FORMACIÓN VACA MUERTA MEDIANTE EL EMPLEO DE ALOCACIÓN GEOQUÍMICA

Silvina Chiappero¹, Martín Fasola², Ana Marlats³, Sergio Cuervo⁴

1: YPF S.A. silvina.chiappero@ypf.com

2: YPF S.A. martin.fasola@ypf.com

3: YPF S.A. ana.l.marlats@ypf.com

4: Chevron. sergio.cuervo@chevron.com

Palabras Clave: shale, Vaca Muerta, geoquímica, interferencias

ABSTRACT

One of the great challenges facing the development of unconventional reservoirs by drilling horizontal wells in factory mode is defining the optimum spacing between wells and stimulation design that allow maximizing the volume of hydrocarbon recovered while minimizing development cost.

To answer this challenge, there is a need to develop low-cost and a simple logistics methodologies that allow the analysis of interference between wells and thus, contribute to the understanding of the optimal spacing with a given stimulation design.

Faced with this problem, an oil geochemistry study was performed in a group of wells located in the Embayment sector of the Neuquén basin where a comparison between reservoir geochemistry and production allocation studies against other monitoring techniques like microseismic, tracers, etc.

Thus, 43 oil samples belonging to 7 wells that navigate 3 productive levels were analyzed by oil gas chromatography technique and the oil fingerprints patterns allow us to characterize oils from each navigation level and their subsequent use in interferences between them and thus be able to establish an optimal spacing between wells. The study allowed to observe that the wells do not have significant interferences.

INTRODUCCIÓN

Uno de los grandes desafíos que enfrenta el desarrollo de reservorios no convencionales mediante la perforación de pozos horizontales en modo factoría es, la definición del espaciamiento entre pozos y el diseño de estimulación óptimos que permitan maximizar el volumen de hidrocarburo recuperado minimizando el costo desarrollo. Para dar respuesta a este desafío, surge la necesidad de desarrollar metodologías de bajo costo y mínima logística operativa, que permitan analizar la interferencia entre pozos y así contribuir al entendimiento del espaciamiento óptimo

con un determinado diseño de estimulación. Ante esta problemática, se analizaron tecnologías innovadoras como es la geoquímica del petróleo, que permite mejorar el entendimiento de las características de los petróleos producidos de cada nivel de navegación.

Este trabajo se enmarca en una locación ubicada en un yacimiento que se encuentra en el centro del engolfamiento de la Cuenca Neuquina (Fig. 1), los pozos que la componen navegan a tres de los niveles de interés de Vaca Muerta: Cocina (C), Orgánico Inferior (OI) y Orgánico Superior (OS). Consistió en identificar las características propias de cada nivel a través de la alocación de producción geoquímica y la comparación de los resultados con los obtenidos por otras técnicas de monitoreo (microsísmica, trazadores) con el objetivo de analizar las interferencias entre los distintos niveles de navegación de la Formación Vaca Muerta, y determinar su influencia en el espaciamiento de pozos.

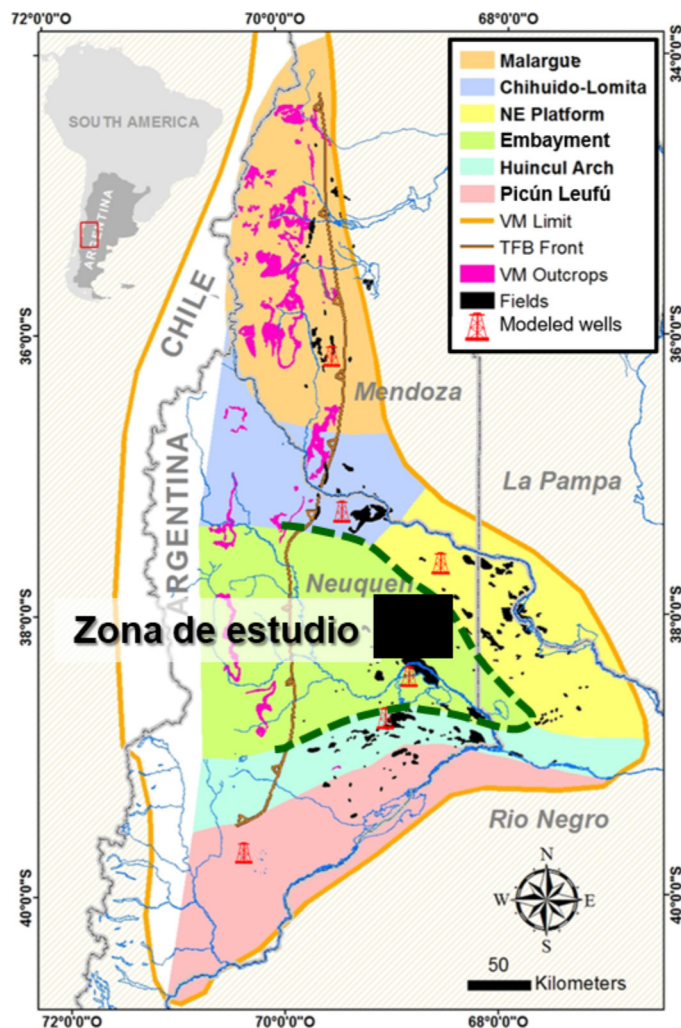
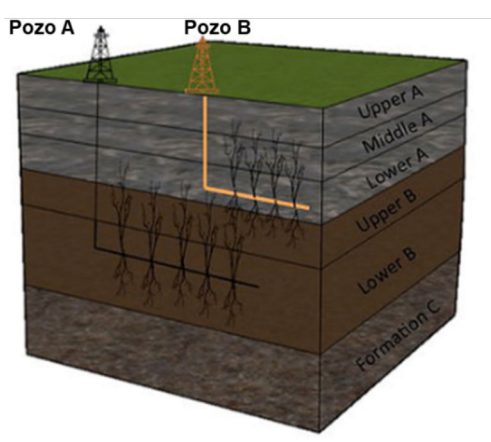


Figura 1. Mapa de ubicación de la zona de estudio. Mapa extraído de Brisson et. al. (2020)

La geoquímica del petróleo como área de conocimiento nace con la industria del petróleo asociada a la exploración de hidrocarburos. Pero a partir de los años '80 y '90 comienzan a desarrollarse aplicaciones de la geoquímica en el desarrollo de reservorios y producción.

En reservorios, entre otras aplicaciones, se utiliza para ver la continuidad lateral de los fluidos y calibrar los modelos estáticos. Y para producción, en el caso de reservorios multicapas, para determinar cuánto aporte de la producción total proviene viene de cada intervalo (Fig. 2).



Geoquímica de Producción (Alocación)

Aplicaciones a Shale

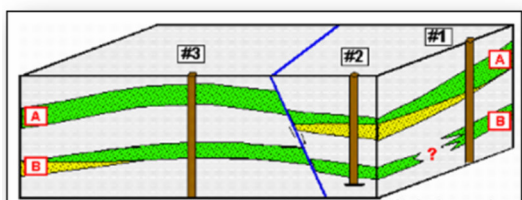
- Caracterización de reservorio (static):
 - Selección de las zonas para pozos hz (landing)
 - Variaciones areales y verticales de fluidos
 - Identificación de zonas drenadas
 - Evidenciar el crecimiento de fractura
- Monitoreo (dynamic):
 - Optimización del espaciamiento (vertical) entre pozos (en un nivels & apilamiento)
 - Interferencia entre pozos (pozos productores vs pozos infills)
 - Optimización del diseño de completacion
 - Predecir la performance del reservorio (monitoreo de la producción & de comunicación entre pozos)

Figura 2. Aplicación de la geoquímica del petróleo en la caracterización de reservorios y producción en reservorios shale. En el dibujo de la izquierda se puede observar cómo los pozos A y B navegan a distintos niveles de interés.

En este trabajo vamos a aplicar la geoquímica de reservorio y producción para caracterizar los petróleos de cada nivel de navegación y estimar la posible interferencia entre los petróleos pertenecientes a diferentes niveles de navegación (Fig. 3).

Áreas de aplicación

Geoquímica de Reservorios



Geoquímica de Producción (Alocación)

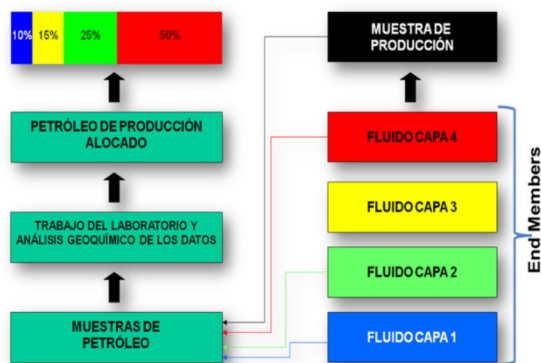


Figura 3. Aplicaciones de la geoquímica en reservorios (izquierda) y producción (derecha) en reservorios tipo shale. Izquierda: se puede observar la continuidad o no de los reservorios A y B. Derecha: Alocación de la producción de un pozo de las distintas capas que lo componen a través del estudio de estas.

METODOLOGÍA DE TRABAJO

Metodología analítica

Los petróleos son una mezcla homogénea compleja de hidrocarburos y la única técnica analítica que nos permite conocer su composición es la cromatografía gaseosa capilar. Esta técnica es ampliamente empleada en la caracterización de petróleos, en los trabajos de Mark A. McCaffrey, (2021) están descriptos todos los fundamentos y aplicaciones, que se describirán a continuación resumidamente (Fig. 4):

- El análisis de un petróleo total por cromatografía permite obtener la distribución de componentes de cada muestra de acuerdo con el número de átomos de carbono y a las características estructurales de los compuestos (hidrocarburos normales o n-parafinas y ramificados o iso-parafinas).
- Posteriormente se selecciona un rango de hidrocarburos para estudiar y se seleccionan aquellos ratios geoquímicos que muestran diferencias entre las muestras de los distintos reservorios.
- Se grafican y realizan análisis geoestadísticos para ver las agrupaciones de los petróleos, identificar fenómenos de mezclas y petróleo representativos de cada nivel navegado (end members).
- Si los fenómenos de mezclas existen, se pueden generar mezclas sintéticas y realizan estudios de alocación para cuantificar las mezclas.

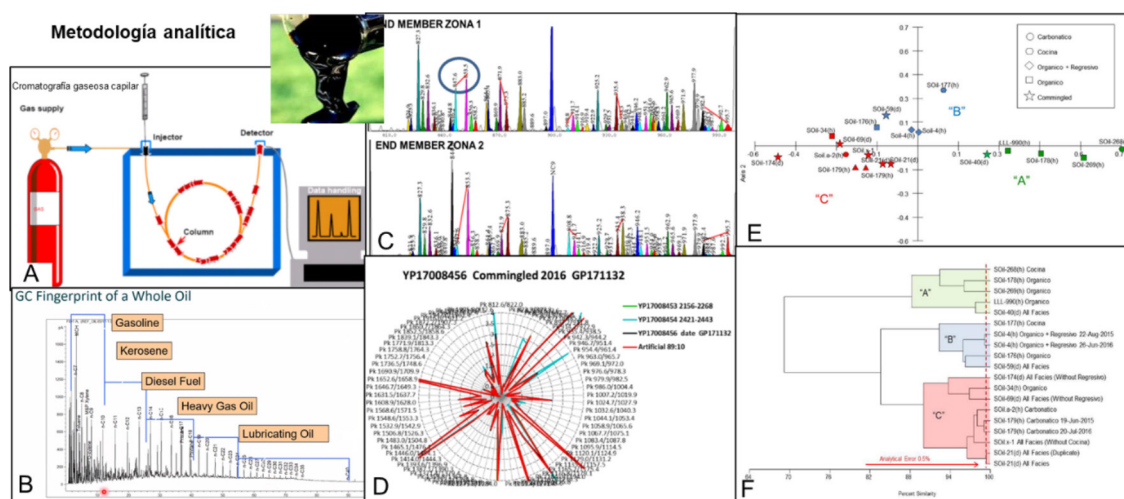


Figura 4. Ejemplos de la metodología de alocación de producción. A: Esquema de cromatógrafo GC-FIT, B: ejemplo de cromatograma de un petróleo, C: Ampliación de un rango cromatográfico, por ej C-9/ C-10, D: Diagrama de estrellas para visualización de los datos, E - F: Tratamiento estadístico del dato, E: Dendograma, F: Análisis de componentes principales.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Diseño de muestreo

Con el objetivo de entender las variaciones composicionales en el tiempo y para identificar el petróleo representativo de cada nivel navegado se implementó un flujo de trabajo que involucró equipos de YPF y contratistas (Fig. 5). En función de esto se muestreó durante un año cada pozo, tomando una muestra mensual luego de la puesta en marcha (PEM) de los pozos. Luego que todas las muestras fueron coleccionadas se procedió a su análisis e interpretación en laboratorio. En la figura 5 también se puede observar los niveles de navegación a los que navegó cada uno de los pozos.

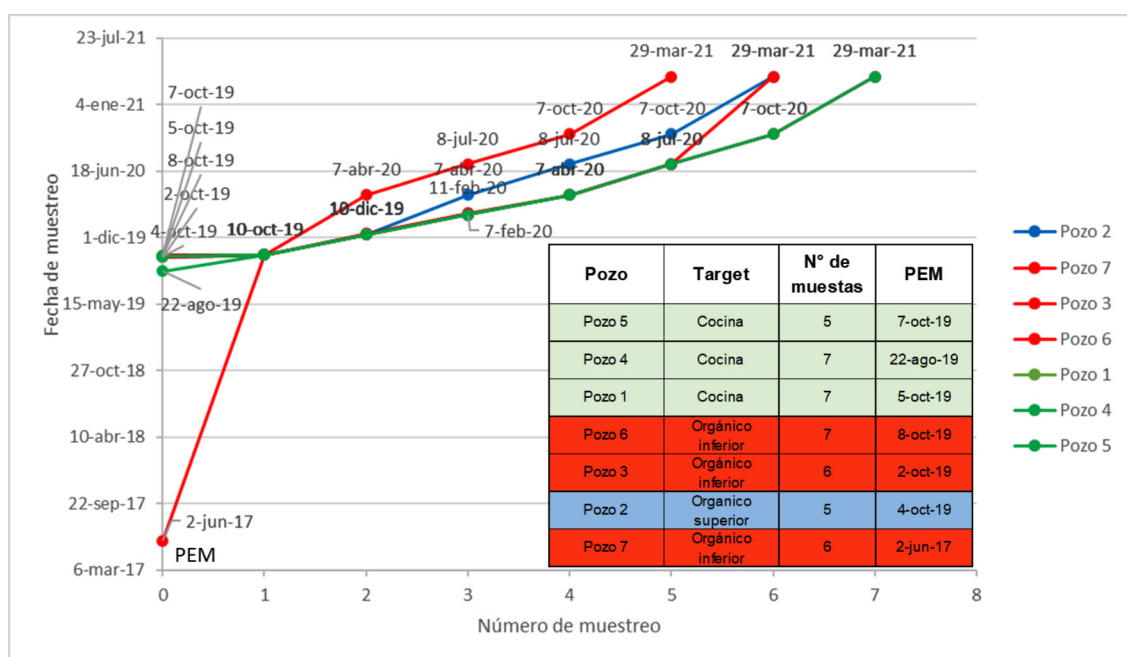


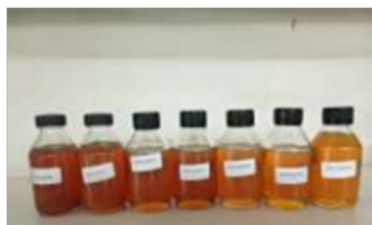
Figura 5. Muestreo de cada pozo desde la puesta en marcha (PEM), en la tabla se puede observar los niveles de navegación, el número de muestras por pozo y la fecha de puesta en marcha.

Caracterización de petróleos

Los cromatogramas obtenidos a partir de cada nivel muestran que son petróleos enteros, bien conservados, sin procesos de alteración, son petróleos negros y de densidad meda, que presentan una configuración cromatográfica muy similar entre sí, propio de pertenecer a la misma roca generadora o roca madre.

En las figuras 6, 7 y 8 se pueden observar cromatógrafos cromatogramas representativos de cada nivel, y las propiedades físicas como densidad y color.

COCINA



°API 42-44.5

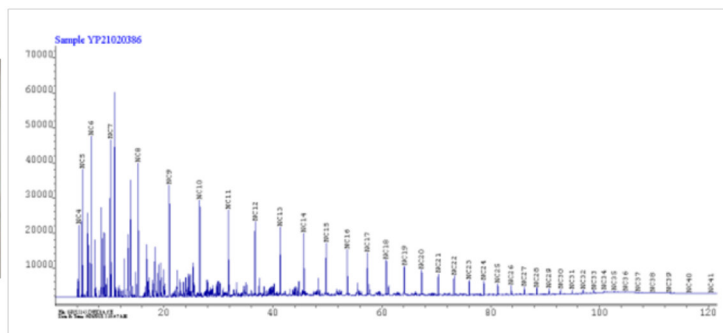


Figura 6. Fotografía, propiedades físicas (°API) y cromatografía del petróleo de producción de un pozo para el nivel de navegación Cocina.

ORGÁNICO INFERIOR



°API 42-46.5

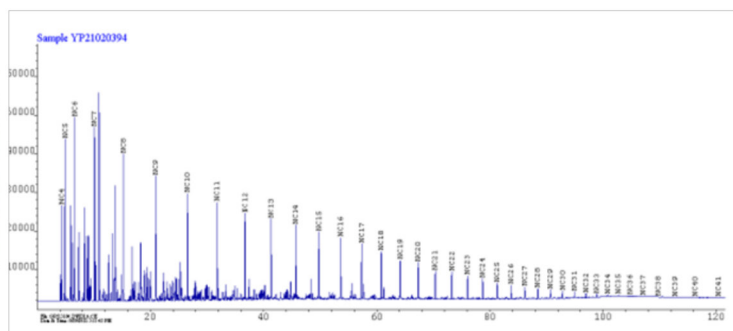


Figura 7. Fotografía, propiedades físicas (°API) y cromatografía del petróleo de producción de un pozo para el nivel de navegación Orgánico Inferior.

ORGÁNICO SUPERIOR



°API 42-43.5

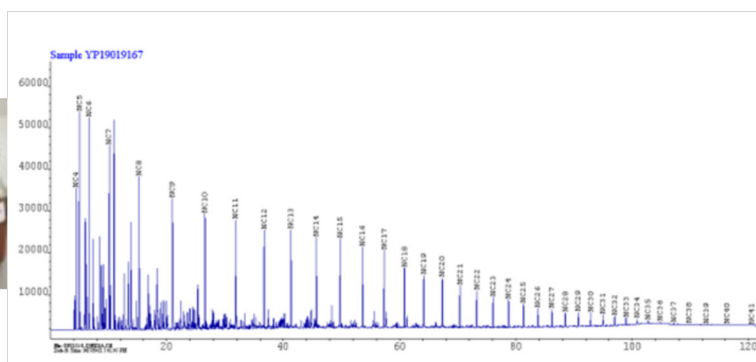


Figura 8. Fotografía, propiedades físicas (°API) y cromatografía del petróleo de producción de un pozo para el nivel de navegación Orgánico Superior.

En función de distintos gráficos y diagramas triangulares bases, se puede identificar el grado de madurez y el ambiente en el que fueron generados. A partir de estos estudios se pudo determinar lo siguiente:

En cuanto a procesos (Fig. 9):

- Petróleos normales sin alteraciones
- Se observa agrupación por niveles de navegación

Y en cuanto a madurez y ambiente (Fig. 10):

- Petróleos generados en una etapa madurez termal avanzada, mostrando una segregación por nivel de navegación asociados a madurez de generación (evolución normal de madurez: $C > OI > OS$).
- Petróleos generados a partir de una materia orgánica (MO) con diferentes grados de anoxia ($C > OI > OS$). Segregación por niveles de navegación.

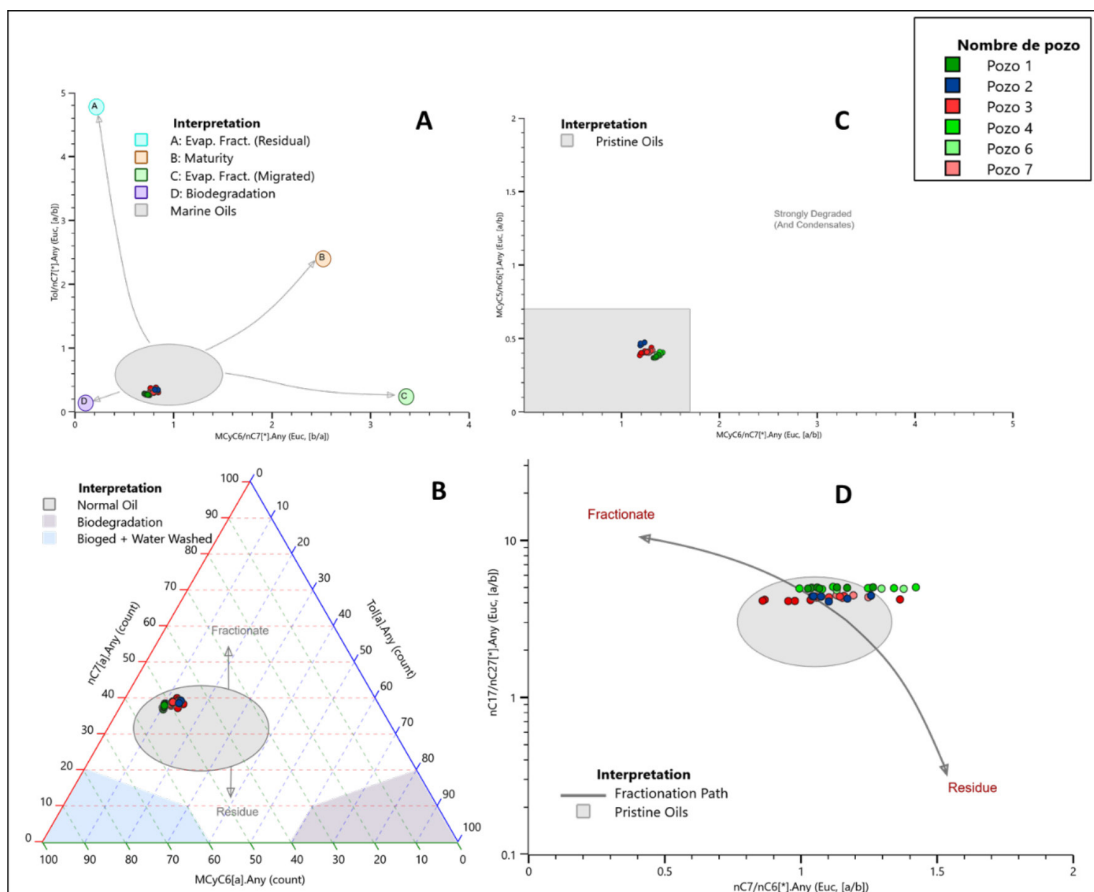


Figura 9. Diagramas donde se puede observar que los petróleos son normales y sin alteraciones representada por las zonas grises. A: Diagrama Thompson B-F, B: Tri-plot de la alteración de las gasolinas C7, C: Relación MCyC6/nC7 vs MCyC5/nC6, D: Relación nC7/nC6 vs nC17/nC27

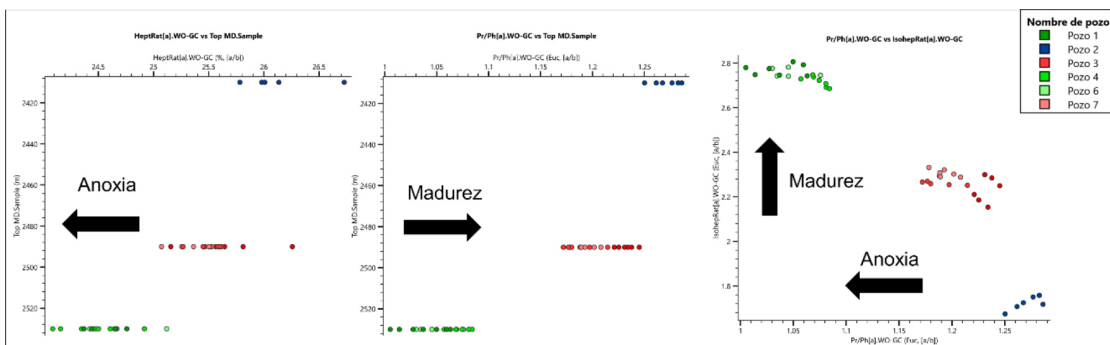


Figura 10. Diagramas donde se observan la segregación según niveles de navegación por madurez y anoxia.

Estos parámetros geoquímicos asociados a anoxia y madurez nos permiten diferenciar los petróleos de cada nivel de navegación, los cuales están controlados por las características geoquímicas de la roca generadora (Fig. 11).

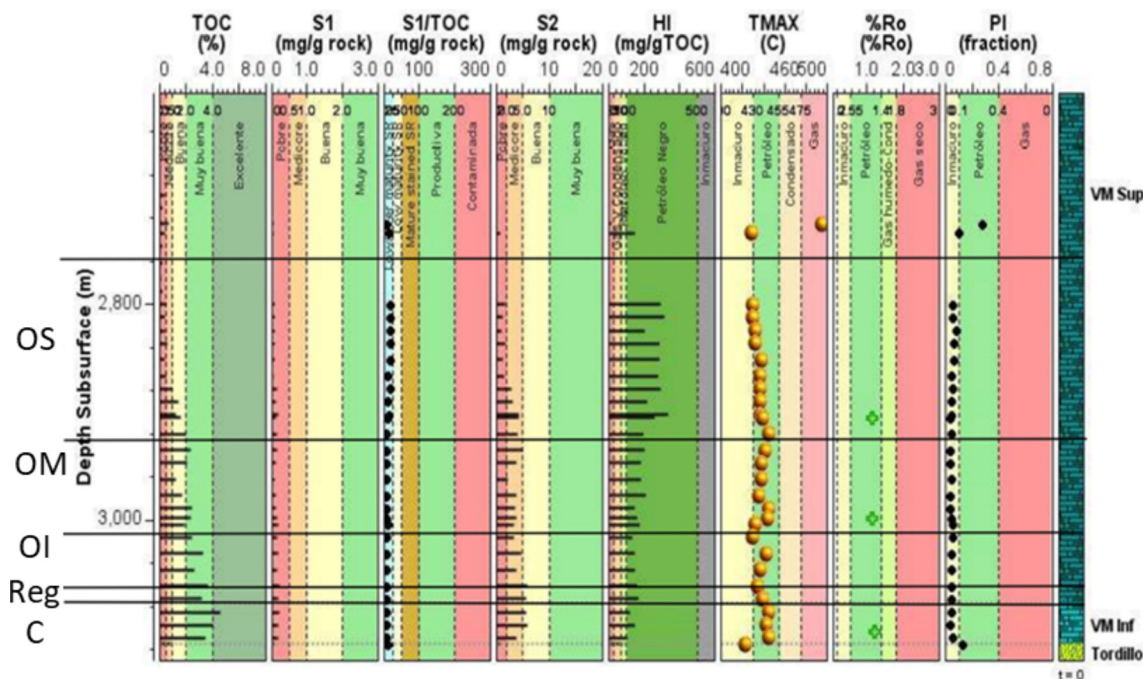


Figura 11. Perfil geoquímico de un pozo vertical en la zona de estudio en la formación Vaca Muerta donde se identifican los principales parámetros de una roca generadora (riqueza orgánica, tipo y calidad de querógeno y madurez) y los diferentes niveles de interés (C: Cocina, Reg: Regresivo, OI: Orgánico Inferior, OM: Orgánico Medio, OS: Orgánico Superior).

Estudios de interferencias

Para evaluar interferencias entre pozos, se consideran las mayores diferencias posibles entre las muestras de petróleo. En este estudio se seleccionaron picos (alturas y ratios) entre C8-C20 estadísticamente más significativas. Estas relaciones utilizan para comparar las diferencias porcentuales e identificar los petróleos representativos de cada nivel o *end members* a través de diagramas estrellas, dendogramas y análisis de componentes principales (PCA, por sus siglas en ingles) para complementar.

El diagrama estrella de la figura 12 muestra las diferencias absolutas de composición entre los petróleos según los 12 picos estadísticamente más diferentes. Cada eje del diagrama muestra los valores de un parámetro geoquímico diferente medido en las muestras.

El diagrama estrella muestra muy bien los agrupamientos logrados por horizonte. Las muestras de petróleo de cada una de estas tres zonas presentan patrones totalmente distinguibles uno de otro, observándose un parecido mayor entre el Orgánico Inferior y la Cocina. Los pozos del OI

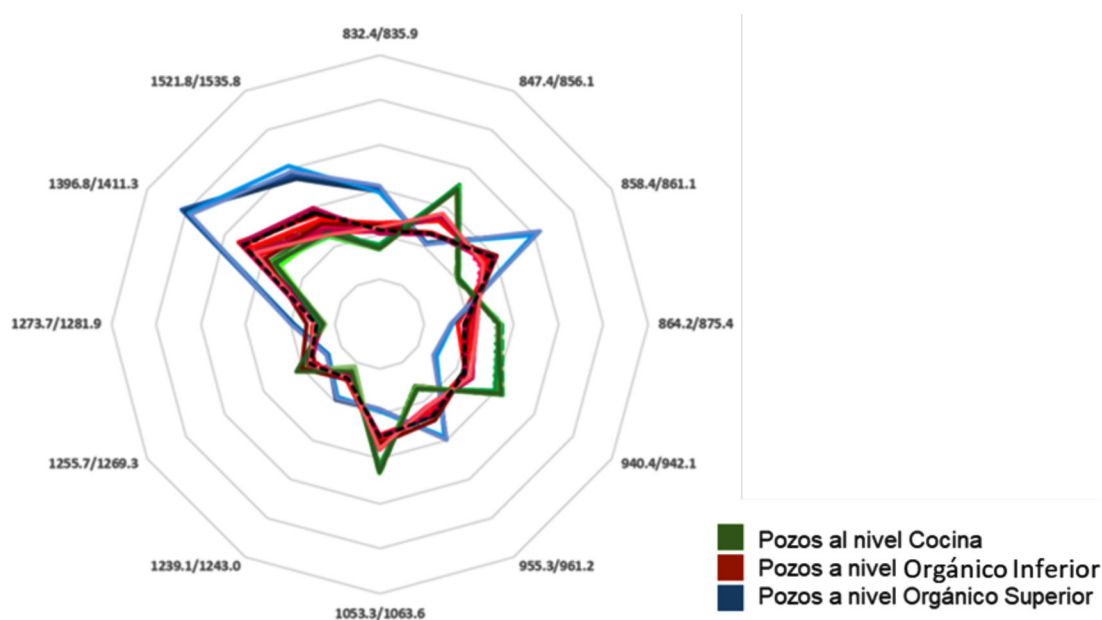


Figura 12. Diagrama estrella de los 12 picos estadísticamente más significativos para los petróleos de este estudio.

tienen valores intermedios para la mayoría de las proporciones de altura de pico, entre el OS y C sugiriendo una tendencia en cuanto a la madurez térmica o tipo de querógeno.

Otra forma de discernir las diferencias y posibles agrupamientos es a partir del empleo de dendrograma (Fig. 13). Éste muestra una gráfica unidimensional de la similitud y disimilitud de composición relativa entre muestras de fluidos sobre la base de las relaciones C8-C20. En general, cuanto menor sea la distancia vertical que une dos muestras cualesquiera en este diagrama, más similares son en composición.

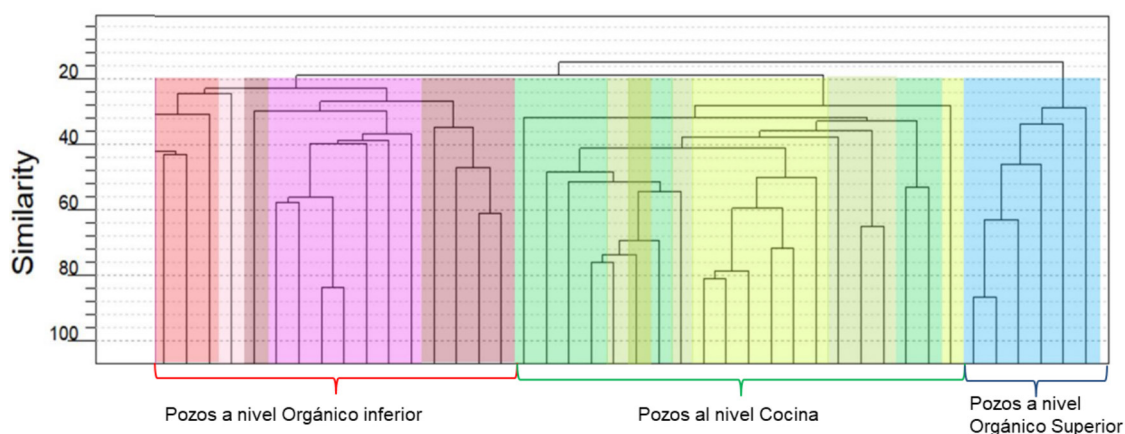


Figura 13. Dendrograma basado en el método del vecino más cercano que muestra similitud relativa entre todas las muestras del proyecto. Este diagrama se basa en 12 picos (alturas y ratios) estadísticamente más diferentes en el rango de C8 a C20.

La figura 13 refuerza la agrupación lograda en el diagrama estrella. Las muestras de los tres horizontes se agrupan en tres grandes familias, C y OI uniéndose antes en el gráfico que con el horizonte OS. Las muestras de la Cocina aparecen intercaladas dentro del propio *cluster* sin distinguirse ningún tipo de patrón o constante. También destacar que las distancias verticales a las cuales se unen las muestras de la Cocina son menores (más similares entre sí) que las del Orgánico Inferior.

Los resultados de un análisis de componentes principales (PCA) pueden ayudar a identificar potenciales *end members* y poder así reconocer posibles interferencias. En este caso el PCA, basado en las mismas 12 proporciones estadísticamente más significativas que abarcan C8-C20, muestra las mismas tendencias registradas en los diagramas estrella y dendograma. Las muestras de cada horizonte aparecen agrupadas denotando que tienen composiciones muy similares y cada grupo está lo suficientemente alejado del otro como para pensar que existe una interacción o mezcla entre los petróleos producidos de los diferentes niveles de navegación. Los pozos que corresponden al horizonte C y OS plotean conjuntamente en el diagrama como un todo (Fig. 14), mientras que en el caso de OI, se pueden distinguir cierta dispersión la cual puede ser explicada por cambios verticales de las zonas de aporte de producción o areales (distanciamiento máximo entre pozos de 900 metros).

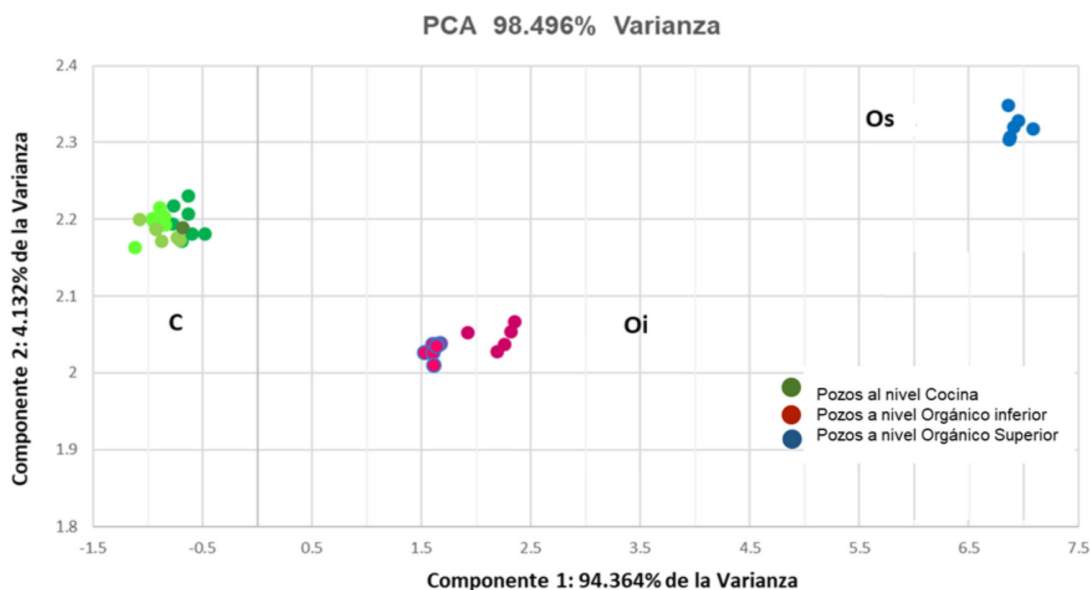


Figura 14. Representación gráfica de los dos componentes principales para todas las muestras de petróleos de los 7 pozos, utilizando las 12 proporciones entre C8 y C20.

OTRAS TÉCNICAS DE MONITOREO APLICADAS EN EL PAD

Microsísmica

La microsísmica es un parámetro crítico para el entendimiento de la geometría de las fracturas y evaluación de niveles de navegación adicionales en esta zona, como lo es el orgánico superior. Se

monitorearon los 5 pozos que navegan al norte. Los resultados que se pudieron obtener asociado a interferencias son los siguientes (Fig. 15):

- Los pozos que navegan al nivel cocina registraron mayor cantidad de eventos que los pozos navegados al nivel orgánico inferior
- Se observa cierta interacción entre niveles cocina y orgánico inferior durante la estimulación.
- El Pozo 2 muestra menor dispersión de eventos en la horizontal que el resto de los pozos. Mayor intensidad de fractura en la vertical que en los otros niveles (por zonas depletadas).
- No se interpreta influencia del plano de falla en la distribución de eventos.
- Y como conclusión principal se puede decir que las mayores extensiones verticales, magnitudes e intensidades se concentran alrededor de las zonas depletadas asociadas a los pozos verticales, esto se puede ver claramente en la figura 15.

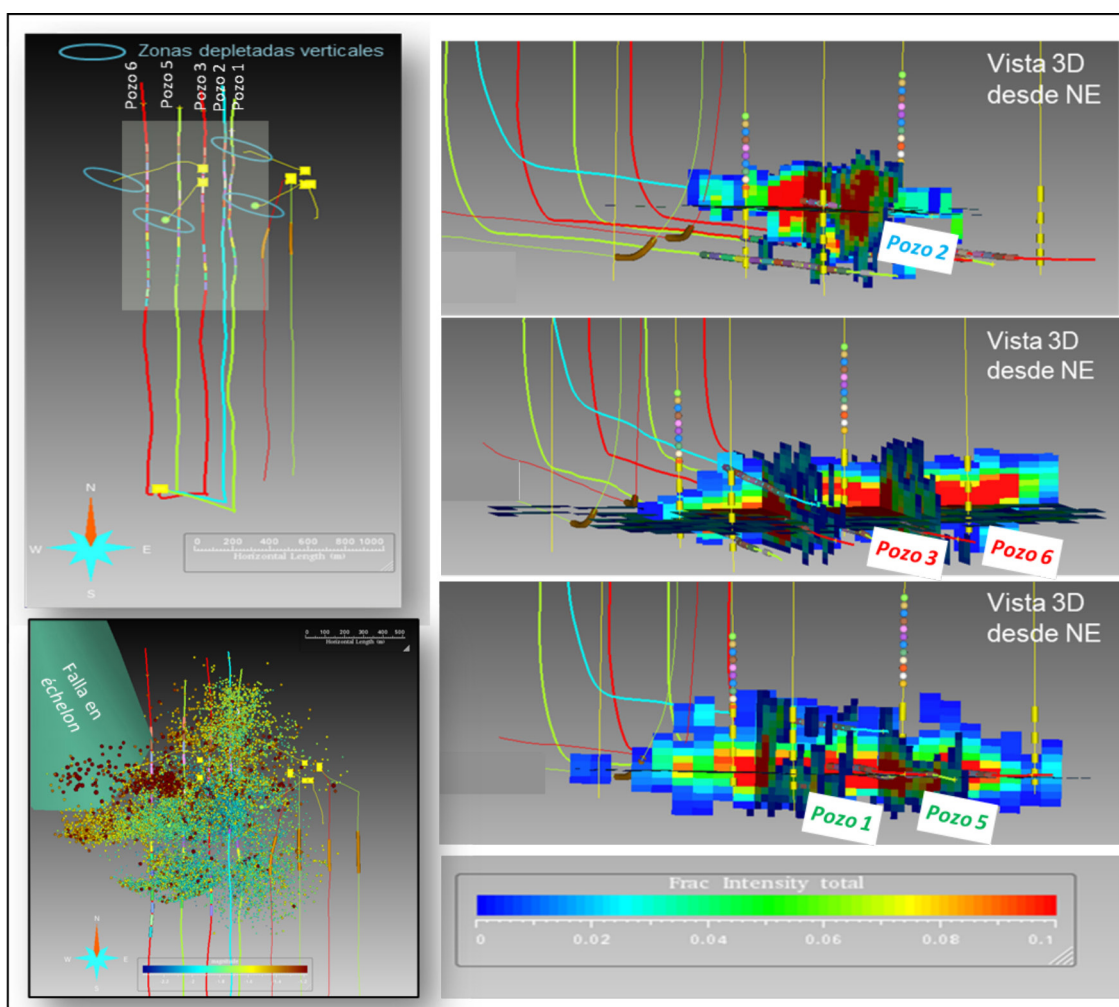


Figura 15. Análisis areal y vertical de eventos de microsísmica para cada uno de los intervalos de interés de la zona de estudio. Izquierda arriba: Vista en planta de los pozos analizados, Izquierda abajo: Dispersión de eventos microsísmicos. Derecha: Dispersión vertical y horizontal en cada nivel de navegación.

Trazadores

Los trazadores son fluidos que se inyectan durante la estimulación del pozo y tiene la propiedad de comportarse de manera ideal e igual al fluido que se va a estudiar, teniendo interacción nula con la roca y por lo tanto nos permite estudiar el comportamiento del fluido en el medio poroso y en este caso para observar la comunicación entre pozos.

Los trazadores se inyectaron en uno de los pozos que navegan al orgánico inferior (pozo 3) y se recolectaron muestras de los dos pozos que navegan al nivel cocina (Pozo 1 y pozo 5) y del pozo que navega al nivel orgánico inferior restante (Pozo 6), y un pozo *offset* (Pozo 7). Los resultados que se pudieron obtener asociado a interferencias son los siguientes (Fig. 16):

- Comunicación leve con pozos que navegan a nivel cocina
- Baja interferencia mismo nivel de navegación (orgánico inferior)

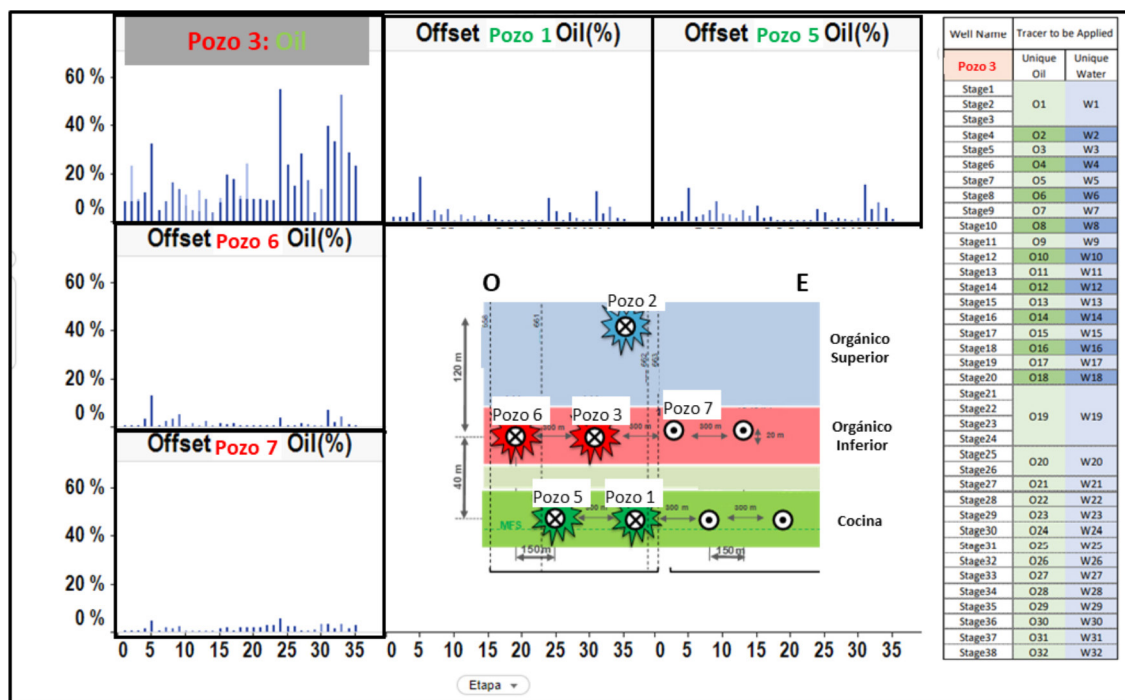


Figura 16. En esta imagen se puede ver cómo fue la recuperación de los trazadores de petróleo en el pozo donde fueron inyectados y en los pozos del resto de la locación. Un diagrama de la ubicación de los pozos y una tabla con los distintos tipos de trazadores inyectados en cada etapa del Pozo 3

CONCLUSIONES

- Los petróleos estudiados son normales y sin alteraciones. Solo se reconocen diferencias geoquímicas asociadas a madurez y anoxia de la materia orgánica que los generó.
- Los petróleos estudiados poseen características geoquímicas particulares que permiten diferenciarlos entre cada nivel de navegación.

- Las variaciones composicionales de los petróleos en el Orgánico inferior se pueden explicar por cambios verticales de las zonas de aporte de producción o areales.
- No se observa comunicación/interferencia marcada entre los niveles de navegación evaluados por los pozos en el periodo de estudio.
- A través de la integración de la geoquímica con otras metodologías de estudio podemos concluir que es una técnica adecuada para evaluar interferencias entre diferentes niveles de navegación para reservorios No Convencional tipo shale.
- Las ventajas de esta técnica es que tiene bajo costo, una mínima logística operativa, y no necesita interrumpir la producción.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecemos a YPF S.A. por la autorización de la publicación de este trabajo y en especial a Karina Anis por sus aportes en la sección de geofísica.

BIBLIOGRAFIA

- Brisson, I., Fasola, M., Villar, H., 2020, Organic geochemical patterns of the Vaca Muerta Formation, in Daniel Minisini, Manuel Fantín, Iván Lanusse Noguera, and Héctor Leanza, eds., Integrated geology of unconventional: The case of the Vaca Muerta play, Argentina: AAPG Memoir 121, p. 297–328
- Fasola, M. E., Labayén, I., Lema, M. y Baz, A., 2005, “Alocación de producción mediante el empleo de la Geoquímica Orgánica en el Yacimiento Los Perales, Cuenca del Golfo San Jorge”, VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina, Noviembre (CD).
- Fasola, M., Labayén, I., Maselli, M., Potas G., Ferreira, M., 2008. La biodegradación como herramienta para entender la distribución de fluidos en el Yacimiento Cañadón Vasco, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina, Trabajo ganador del Congreso CONEXPLO 2008, pp. 34-50
- Labayén, I. L., M. Fasola, A. Del Monte y R. Castelo, 2004, “Alocación de producción mediante el empleo de la geoquímica orgánica en el Yacimiento Chihuido de la Sierra Negra-Lomitas, Cuenca Neuquina”, INNOTEC, Buenos Aires, 14-17 de septiembre de 2004 (CD).
- Mark A. McCaffrey, 2021, SPE, Weatherford Laboratories; Danielle H. Ohms, SPE, BP Exploration (Alaska) Inc.; Michael Werner, ConocoPhillips Alaska, Inc.; Christopher Stone, SPE, BP Exploration (Alaska) Inc.; David K. Baskin, Brooks A. Patterson, Weatherford Laboratories, 2021, Geochemical Allocation of Commingled Oil Production or Commingled Gas Production; SPE 144618 pp. 1-19

