

CARACTERIZACIÓN DE NIVELES DE NAVEGACION Y ALOCACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE GEOQUÍMICA EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES

Romina Milicich¹, Lara Fernandez Kavanagh¹, Fabián Brea¹, Martín E. Fasola² e Inés Labayén³

1: YPF Tecnología S.A. romina.milicich@ypftecnologia.com, lara.kavanagh@set.ypf.com,

fabian.a.brea@ypftecnologia.com

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

3: Inés Labayén S.R.L. ilabayen@inlab.com.ar

Palabras clave: Formación Vaca Muerta, geoquímica, alocación

ABSTRACT

Over last decades, organic geochemistry has been used as a technique for petroleum characterization and production allocation in conventional reservoirs. This work presents the application of geochemistry as a discipline for the study of Vaca Muerta Formation in three producing oil fields in Neuquén Basin.

The main objective of the study consisted in the characterisation of produced oils from different levels of Vaca Muerta formation during 12 months of production. A total of 99 fluids corresponding to 18 wells from different landing zones: Kitchen and Organic (Lower and Upper) were sampled every two months and analysed in the laboratory.

The methodology is based on the analysis of the oils by gas chromatography as well as determination of physical properties, definition of parameters and geochemical ratios - that may allow the origin and the possible primary and secondary alterations of oils -, multivariate analysis and production allocation.

The results obtained allowed to discriminate different productive levels of Vaca Muerta Formation, both vertically and laterally and determine the variation of oil composition over time. Thus, the most appropriate endmembers were selected to perform the production allocation and according to the contribution results, to estimate possible interferences between different production levels at the time of well start-up.

These approaches in combination with other studies, would enable the enhancement of vertical and horizontal spacing of unconventional wells.

INTRODUCCIÓN

Durante las últimas décadas se ha utilizado a la geoquímica orgánica como técnica para la caracterización de petróleos con el fin de resolver problemas de reservorio y de producción mediante la alocación geoquímica en *plays* convencionales.

YACIMIENTO A	YACIMIENTO B	YACIMIENTO C
 Pozo 1- #1- YAC A	 Pozo 1- #1- YAC B	 Pozo 1- #1- YAC C
 Pozo 2- #1- YAC A	 Pozo 2- #1- YAC B	 Pozo 2- #1- YAC C
 Pozo 3- #1- YAC A	 Pozo 3- #1- YAC B	 Pozo 3- #1- YAC C
 Pozo 4- #1- YAC A	 Pozo 4- #1- YAC B	 Pozo 4- #1- YAC C
 Pozo 5- #1- YAC A	 Pozo 1- #2- YAC B	 Pozo 5- #1 YAC C
 Pozo 6- #1- YAC A	 Pozo 2- #2- YAC B	 Pozo 6- #1- YAC C
 Pozo 7- #1- YAC A	 Pozo 3- #2- YAC B	 Pozo 7- #1- YAC C
 Pozo 1- #2- YAC A	 Pozo 4- #2- YAC B	 Pozo 1- #2- YAC C
 Pozo 2- #2- YAC A	 Pozo 1- #3- YAC B	 Pozo 2- #2- YAC C
 Pozo 3- #2- YAC A	 Pozo 2- #3- YAC B	 Pozo 3- #2- YAC C
 Pozo 4- #2- YAC A	 Pozo 3- #3- YAC B	 Pozo 4- #2- YAC C
 Pozo 6- #2- YAC A	 Pozo 4- #3- YAC B	 Pozo 5- #2- YAC C
 Pozo 7- #2- YAC A	 Pozo 2- #4- YAC B	 Pozo 6- #2- YAC C
 Pozo 1- #3- YAC A	 Pozo 3- #4- YAC B	 Pozo 7- #2- YAC C
 Pozo 2- #3- YAC A	 Pozo 4- #4- YAC B	 Pozo 1- #3- YAC C
 Pozo 3- #3- YAC A	 Pozo 1- #5- YAC B	 Pozo 2- #3- YAC C
 Pozo 4- #3- YAC A	 Pozo 2- #5- YAC B	 Pozo 3- #3- YAC C
 Pozo 5- #3- YAC A	 Pozo 3- #5- YAC B	 Pozo 4- #3- YAC C
 Pozo 7- #3- YAC A	 Pozo 4- #5- YAC B	 Pozo 5- #3- YAC C
 Pozo 1- #4- YAC A	 Pozo 1- #6- YAC B	 Pozo 6- #3- YAC C
 Pozo 2- #4- YAC A	 Pozo 3- #6- YAC B	 Pozo 7- #3- YAC C
 Pozo 3- #4- YAC A	 Pozo 4- #6- YAC B	 Pozo 1- #4- YAC C
 Pozo 4- #4- YAC A		 Pozo 2- #4- YAC C
 Pozo 5- #4- YAC A		 Pozo 3- #4- YAC C
 Pozo 6- #4- YAC A		 Pozo 4- #4- YAC C
 Pozo 7- #4- YAC A		 Pozo 5- #4- YAC C
 Pozo 1- #5- YAC A		 Pozo 6- #4- YAC C
 Pozo 2- #5- YAC A		 Pozo 7- #4- YAC C
 Pozo 3- #5- YAC A		 Pozo 1- #5- YAC C
 Pozo 4- #5- YAC A		 Pozo 3- #5- YAC C
 Pozo 5- #5- YAC A		 Pozo 4- #5- YAC C
 Pozo 6- #5- YAC A		 Pozo 6- #5- YAC C
 Pozo 7- #5- YAC A		 Pozo 7- #5- YAC C
 Pozo 1- #6- YAC A		 Pozo 1- #6- YAC C
 Pozo 2- #6- YAC A		 Pozo 2- #6- YAC C
 Pozo 3- #6- YAC A		 Pozo 3- #6- YAC C
 Pozo 5- #6- YAC A		 Pozo 4- #6- YAC C
 Pozo 6- #6- YAC A		 Pozo 6- #6- YAC C
		 Pozo 7- #6- YAC C

Figura 1.a. Listado de muestras de petróleos estudiados de la Formación Vaca Muerta. Los yacimientos son identificados con las letras A, B y C. Los colores representan los distintos niveles orgánicos de la Fm. Vaca Muerta, a saber: verde (Cocina), rojo (Orgánico Inferior) y azul (Orgánico Superior); para el yacimiento C se muestran los subniveles 1 y 3 del Orgánico Superior con dos tonalidades de azul. El símbolo “#” identifica el número de muestreo, del 1 al 6.

En los últimos años, y con el desarrollo de los reservorios no convencionales, se pudo establecer que esta técnica también puede ser utilizada con el fin de ayudar a dar respuesta a problemas específicos que se presentan en este tipo de reservorios tales como: entender la distribución vertical y areal de los petróleos producidos en los diferentes niveles de navegación, evaluar la comunicación y mezcla de fluidos entre niveles navegados, analizar la interferencia entre pozos productores y pozos *infill* (pozos *paren-child*) así como monitorear la evolución de los fluidos en el tiempo.

En este trabajo se presenta el estudio geoquímico realizado sobre 99 muestras de petróleo (Fig. 1.a y b) de la Formación Vaca Muerta en tres yacimientos, denominados A, B y C, de la Cuenca Neuquina, con el objetivo de:

- Caracterizar geoquímicamente los petróleos producidos de los niveles Cocina, Orgánico Inferior y Orgánico Superior de la Formación Vaca Muerta en los distintos yacimientos.
- Comprobar existencia de diferencias geoquímicas entre dichos niveles a escala de yacimiento y entre yacimientos.
- Evaluar la evolución de los petróleos producidos a lo largo del tiempo.
- Aplicar la metodología de la alocación geoquímica de la producción, en caso de corroborarse algún tipo de evolución composicional de los fluidos, la presencia de interferencias o variaciones geoquímica notorias entre ellos.

METODOLOGÍA

Mediante el uso de análisis geoquímicos integrados, la geoquímica de reservorios permite llevar a cabo la caracterización y asignación de la producción de petróleos en reservorios convencionales y no convencionales. Este tipo de estudios fueron inicialmente desarrollados para resolver problemáticas de alocación de producción en reservorios convencionales (Fasola *et al.* 2005, 2008, 2010; Labayen *et al.* 2004, 2005, Milicich *et al.* 2016), pero en los últimos años fueron adaptados y mejorados a fin de aplicarlos en el desarrollo del *play* no convencional.

El trabajo inicia con la llegada de las muestras de petróleo al laboratorio, su registro, acondicionamiento y medición de propiedades físicas como contenido de

YACIMIENTO	PAD	POZOS
YAC A	PAD A	Pozo 4- Orgánico
	PAD B	Pozo 1- Cocina Pozo 2- Cocina Pozo 3- Cocina Pozo 5- Orgánico Pozo 6- Orgánico Pozo 7- Orgánico Sup
YAC B	Sin discriminación de PADs	Pozo 1- Cocina Pozo 2- Cocina Pozo 3- Orgánico Inf Pozo 4- Orgánico Sup
YAC C	PAD A	Pozo 1- Cocina Pozo 3- Orgánico Inf Pozo 4- Orgánico Inf
	PAD B	Pozo 2- Cocina Pozo 5- Orgánico Inf Pozo 6- Orgánico Sup 1 Pozo 7- Orgánico Sup 3

Figura 1.b. Asignación de PADs y pozos para los yacimientos A, B y C. Los colores representan los distintos niveles orgánicos de la Fm. Vaca Muerta, a saber: verde (Cocina), rojo (Orgánico Inferior) y azul (Orgánico Superior); para el yacimiento C se muestran los subniveles 1 y 3 del Orgánico Superior con dos tonalidades de azul.

agua y densidad. Posteriormente se realizan los distintos análisis geoquímicos, de los cuales el de mayor importancia es la cromatografía gaseosa capilar y puede complementarse con análisis de contenido elemental de metales y azufre, entre otros.

Como resultado del análisis cromatográfico se obtiene un cromatograma o fingerprint que representa la composición molecular de cada petróleo. Mediante el uso de un patrón interno, se logra identificar y cuantificar un conjunto de parámetros composicionales y relaciones geoquímicas características de cada muestra analizada. La existencia de diferencias composicionales significativas es la condición necesaria para discriminar los distintos niveles de interés y permiten seleccionar los endmembers y muestras problema objetivo de alocación.

Finalmente se procede a la alocación de la “muestra problema” a partir de los distintos niveles individuales, dando como resultado porcentajes de aporte cuantitativos que pueden ser monitoreados en el tiempo mediante la toma de nuevas muestras de producción conjunta.

Una vez caracterizados los diferentes fluidos es posible analizar las variaciones areales y verticales de los mismos, estudiar la variación composicional de los hidrocarburos producidos en el tiempo, cuantificar el aporte a la producción de los diferentes niveles estimulados y evaluar la interferencia entre niveles de navegación.

A continuación, se abordará en detalle cada etapa de la metodología desarrollada.

Determinaciones físicas

La medición de la gravedad en unidades °API contribuye a la caracterización de los crudos, siendo una determinación independiente y complementaria a la cromatografía gaseosa. Se utilizó el equipo marca Anton Paar, modelo DMA 5000 M. En las figuras 2.a, 2.b y 2.c se presentan tres gráficos, uno para cada yacimiento, en donde se plotean los petróleos estudiados según su gravedad API (se utiliza el parámetro C_{20+} como referencia, ver más adelante su definición).

Los 99 petróleos estudiados corresponden a petróleos livianos, pero con una clara variación de la densidad entre yacimientos. Los valores de gravedad API disminuyen desde el yacimiento A (YAC A) hacia el yacimiento C (YAC C) siguiendo las tendencias de madurez alcanzada por la Formación Vaca Muerta en la zona de estudio, con valores promedio de 43,2 °API, 40,5 °API y 36,2 °API para los YAC A, B y C respectivamente. Esta tendencia va acompañada por un aumento en el parámetro C_{20+} .

Mediante el uso del equipo Karl Fisher (método de titulación potenciométrico), se procede a la determinación del contenido de humedad, el cual es utilizado para realizar el cálculo de composición en base seca. Además, permite identificar posibles interferencias en el análisis cromatográfico, ya que el agua no se resuelve con el detector FID, generando alteraciones/deterioro de la columna cromatográfica y variaciones en las asignaciones de las pesadas de crudo. El modelo utilizado es el Volumetric KF Titrator V30S - Mettler Toledo.

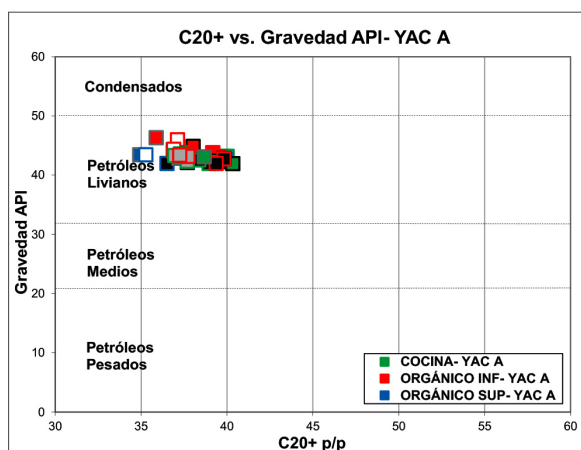


Figura 2.a. C_{20+} vs. Gravedad API Yacimiento A.

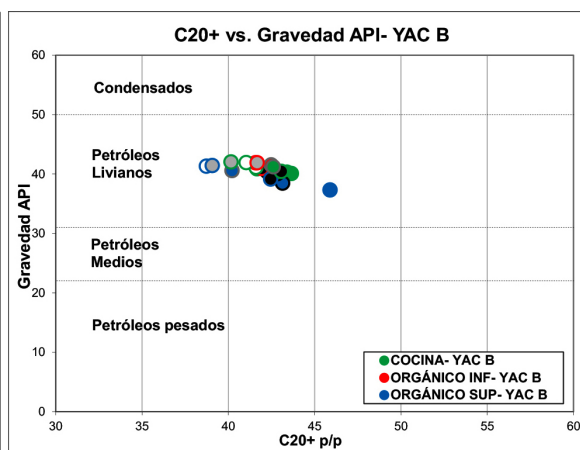


Figura 2.b. C_{20+} vs. Gravedad API Yacimiento B.

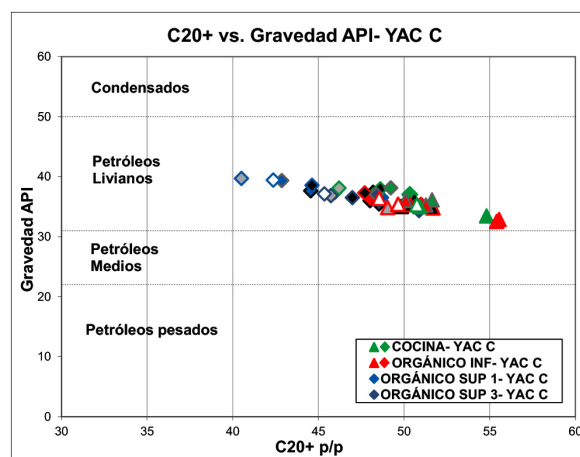


Figura 2.c. C_{20+} vs. Gravedad API Yacimiento C.

Los valores de agua medidos fueron bajos en los tres yacimientos, presentando valores medios de 0,19%, 0,1% y 0,06% para los yacimientos A, B y C respectivamente. Los valores máximos de contenido de agua fueron 2,68%, 0,98% y 1,04% en cada uno de los yacimientos y se detectaron en petróleos correspondientes al primer muestreo.

Cromatografía gaseosa

La cromatografía gaseosa capilar en crudo total permite caracterizar petróleos en base a la distribución de componentes según el número de átomos de carbono y la estructura química de los mismos.

Cada cromatografía da como resultado una imagen denominada *fingerprint* (Fig. 3); este *fingerprint* se considera

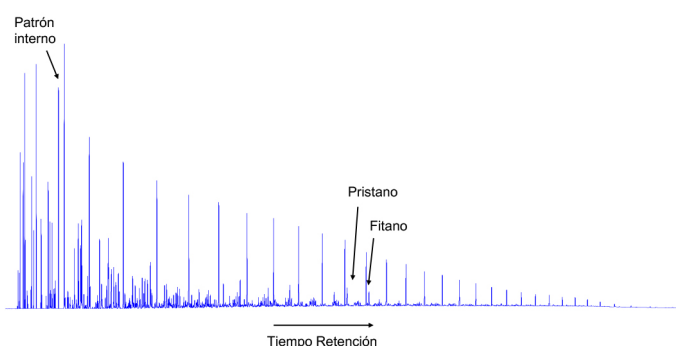


Figura 3. *Fingerprint* cromatográfico de petróleo.

una huella digital ya que es característica de cada muestra de petróleo y está constituido por más de 500 picos y hombros diferenciables, de los que sólo una pequeña proporción es identificada por correlación con patrones. Las características del detector de ionización de llama (FID) determinan que, para cada compuesto, el área que queda delimitada por la señal cromatográfica y la línea de base es proporcional a la masa del compuesto correspondiente.

El análisis cualitativo individual de cada fingerprint y la comparación entre ellos permite inferir el origen de los fluidos e identificar posibles alteraciones que pudieran haber sufrido los petróleos durante su migración y/o permanencia en el reservorio. Sin embargo, para comparar cuantitativamente las distintas muestras, es necesario que cada señal cromatográfica sea integrada y transformada en un conjunto de parámetros composicionales y relaciones geoquímicas. El análisis cuantitativo de los petróleos se realiza mediante el agregado de una sustancia química de composición y tiempo de retención conocidos, denominada patrón interno (en este caso, Bromuro de Etilo). Conociendo la cantidad de patrón agregado y la masa de petróleo analizada, puede calcularse la proporción en peso de cada componente de la muestra de petróleo. Todos los compuestos geoquímicos presentados en este trabajo han sido calculados como %p/p.

CARACTERIZACIÓN DE PETRÓLEOS

A partir del análisis de las propiedades físico- químicas (Agua (%), Densidad (°API), C_{20+} y C_8-C_{15}) y la distribución de n-parafinas, iso-parafinas, isoprenoides y otros parámetros y relaciones geoquímicas se resuelve, en primera instancia, la composición de cada petróleo, para poder luego compararlos entre ellos y aplicar en, última instancia, la metodología de alocación geoquímica de la producción. A continuación, se realizará una introducción a cada uno de estos parámetros con el objetivo de entender su uso como discriminantes geoquímicos.

El parámetro C_{20+} es un parámetro geoquímico utilizado para cuantificar la fracción no-volátil o parcialmente volátil del petróleo cuya cuantificación directa no es posible mediante la cromatografía gaseosa con patrón interno. Está comprobado que la cuantificación de petróleo es correcta hasta el compuesto normal C_{20} , de modo que se calcula la masa de los compuestos hasta n- C_{20} (desde n- C_3 hasta n- C_{20}) y se obtiene por diferencia, entre dicha masa y la masa de petróleo total, lo que denominamos parámetro C_{20+} . Se espera que el C_{20+} aumente cuanto más pesado es un petróleo y, por lo tanto, tiende a aumentar con la disminución de la gravedad API (figuras 2.a, 2.b y 2.c). El YAC A presenta los valores de C_{20+} más bajos, entre 35 y 40%, los valores para el YAC B varían entre 39 y 46%, mientras que para el YAC C la variación va de 40 a 55% de C_{20+} .

Las parafinas (o alcanos) son hidrocarburos de fórmula general C_nH_{2n+2} . Poseen enlaces simples entre los átomos de carbono. Incluyen las cadenas lineales o normal- parafinas como propano y hexano, y ramificadas, como iso-butano y Pristano.

Las normal-parafinas (n-parafinas) son definidas como cadenas lineales de enlaces C-H. Se nombran en base al número de átomos de carbono que posean, incrementándose en una unidad, desde las normal-parafinas livianas (nC_1 , nC_2 , nC_3 , etc.) hasta las más pesadas (nC_{30} , nC_{40} , etc.). En un petróleo típico, hay un número limitado de estos compuestos, generalmente menos de 80 átomos de C ($n=1$ a 80). Este ordenamiento por masa y su abundancia relativa hace que sean los compuestos más fácilmente identificados en un petróleo.

En las figuras 4.a, 4.b y 4.c se presentan las distribuciones de n-parafinas para los yacimientos A, B y C. Para cada uno de los yacimientos se observa una distribución similar de n-parafinas, pudiendo discriminar en cada caso un comportamiento diferencial para los distintos niveles estudiados de la Formación Vaca Muerta. Además, mediante un análisis detallado, pueden identificarse variaciones entre muestreos, principalmente mediante la observación de las fracciones livianas (menores a nC_{12}).

El concepto de iso-parafina es utilizado para representar los compuestos con menor abundancia que aparecen entre una normal-parafina determinada y la normal-parafina anterior; es decir, que la iso-parafina de 20 átomos de carbono hará referencia a todos los compuestos del petróleo que eluyen entre las normal-parafinas de 20 y 19 átomos de carbono y se denominará iso- C_{20} . Las figuras 5.a, 5.b y 5.c incluyen las distribuciones de iso-parafinas para los tres yacimientos estudiados. Se observa una variación en el contenido de iso-parafinas entre yacimientos (ver eje Y de los gráficos de distribución de iso-parafinas), siendo más abundantes para el YAC A, con máximos de 7%, intermedios para el YAC B, con valores máximos de aproximadamente 5%, y menores para el YAC C, donde el contenido máximo de iso-parafinas es menor a 5%.

A fines prácticos, las relaciones normal parafinas versus iso-parafinas resultan útiles como relaciones geoquímicas para la descripción de muestras de petróleo. Dicho parámetro recibe el nombre $n/iso-C_x$, siendo x el número de átomos de carbono de la normal parafina considerada. En las figuras 6.a, 6.b y 6.c se representan las relaciones n/iso -parafinas para los tres yacimientos estudiados.

En los gráficos presentados se observan distintas series de n/iso -parafinas para cada yacimiento que agrupan las muestras según el nivel productivo. Los valores de n/iso -parafinas aumentan desde los niveles Cocina hacia los niveles Orgánico Inferior y Superior.

Los isoprenoides son compuestos biológicos derivados de los terpenoides, presentes en todos los organismos vivos. Se trata de una serie homóloga de hidrocarburos ramificados, comunes en la mayoría de los petróleos, fácilmente identificables en un fingerprint cromatográfico respecto de las posiciones de las n-parafinas entre 13 y 20 átomos de carbono.

Las diferencias en la concentración de los isoprenoides pueden utilizarse para rastrear variaciones genéticas entre los distintos petróleos y/o posibles alteraciones secundarias que hayan sufrido los mismos en el reservorio.

Los isoprenoides de 19 y 20 átomos de carbono, denominados Pristano y Fitano

respectivamente, son los que se utilizan en la mayoría de los gráficos por ser los compuestos más abundantes de toda la serie.

Se presentará la distribución de isoprenoides (% en peso) de las distintas muestras estudiadas (Fig. 7.a, 7.b y 7.c) y los gráficos que comparan la relación de los isoprenoides Pr y F con sus respectivos normales (Fig. 8.a, 8.b y 8.c).

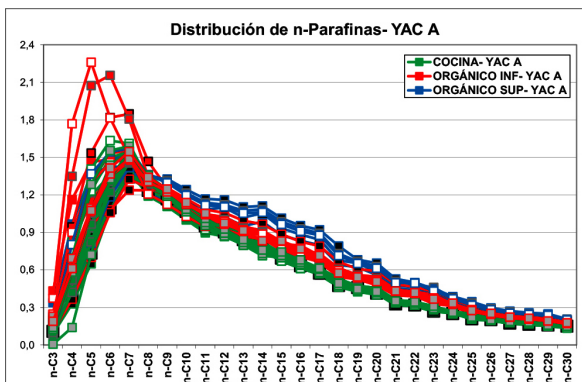


Figura 4.a. Distribución de n-parafinas yacimiento A.

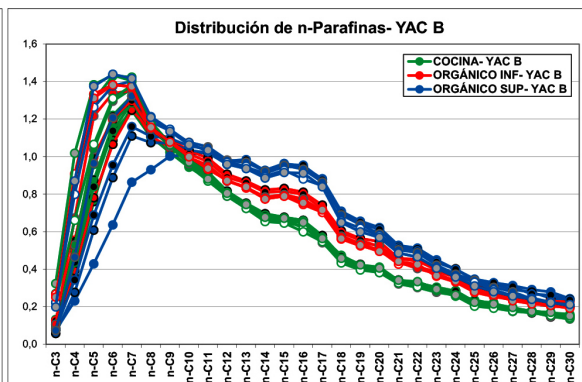


Figura 4.b. Distribución de n-parafinas yacimiento B.

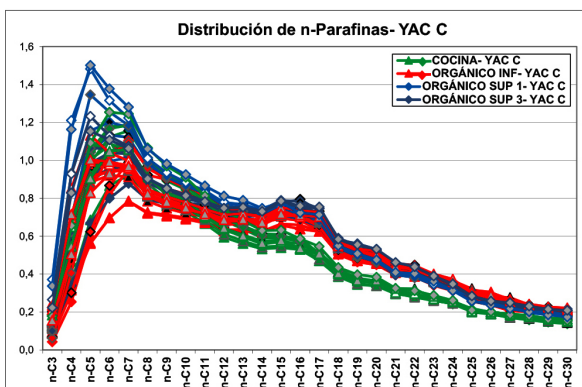


Figura 4.c. Distribución de n-parafinas yacimiento C.

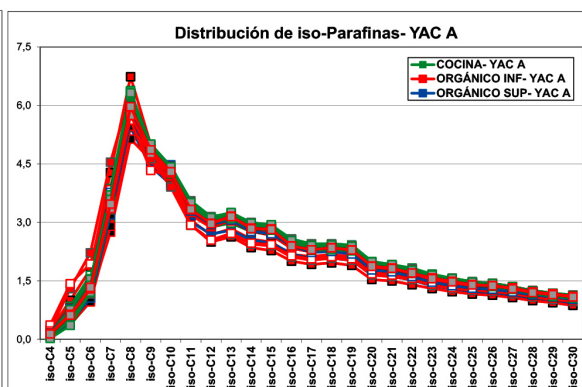


Figura 5.a. Distribución de iso-parafinas yacimiento A.

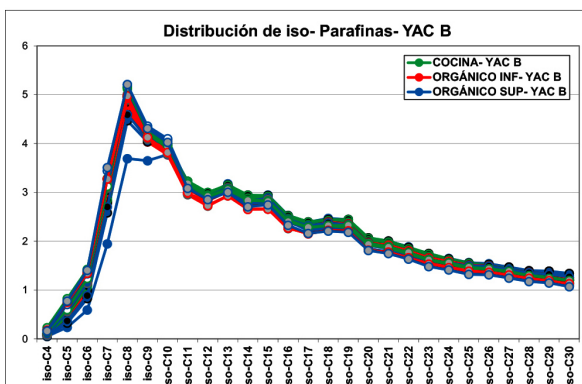


Figura 5.b. Distribución de iso-parafinas yacimiento B.

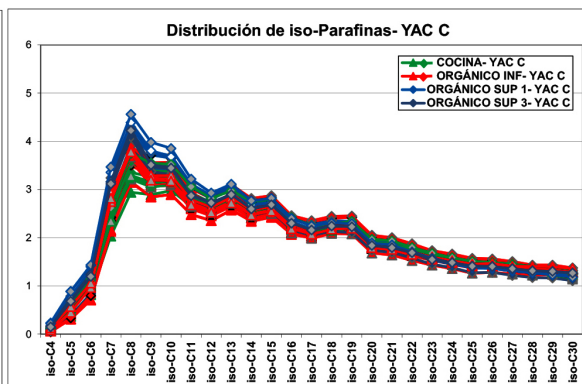


Figura 5.c. Distribución de iso-parafinas yacimiento C.

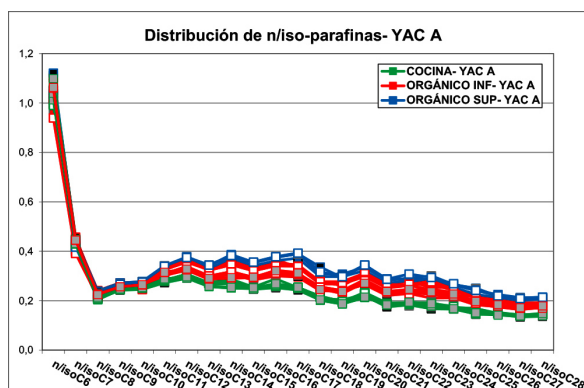


Figura 6.a. Distribución de n/iso-parafinas yacimiento A.

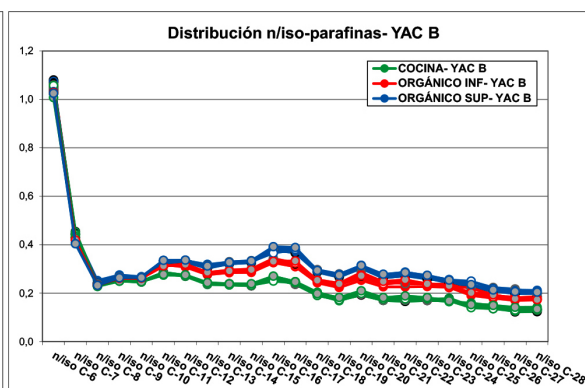


Figura 6.b. Distribución de n/iso-parafinas yacimiento B.

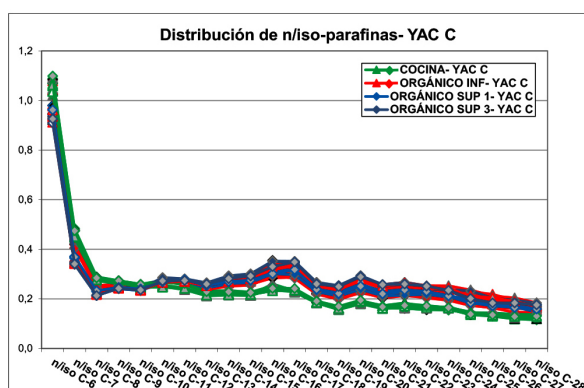


Figura 6.c. Distribución de n/iso-parafinas yacimiento C.

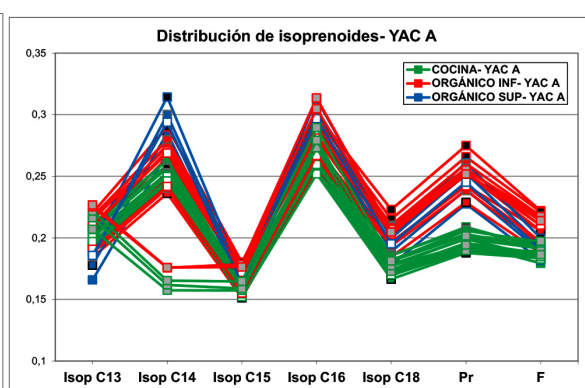


Figura 7.a. Distribución de isoprenoides yacimiento A.

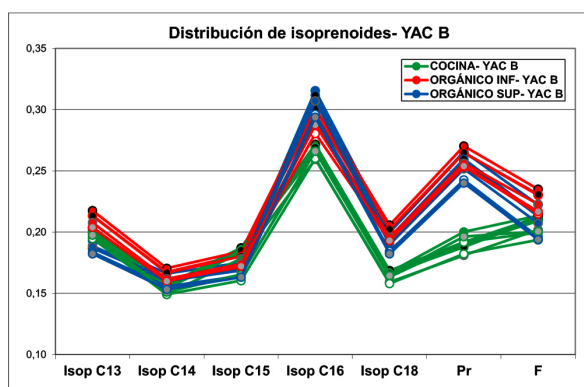


Figura 7.b. Distribución de isoprenoides yacimiento B.

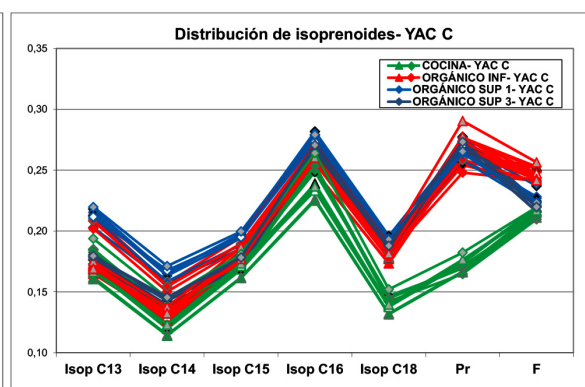


Figura 7.c. Distribución de isoprenoides yacimiento C.

En las figuras 7.a, b y c se pueden observar variaciones menores en los contenidos porcentuales de los distintos isoprenoides para un mismo yacimiento y, además, entre yacimientos. Debe hacerse la aclaración que para el YAC A el Isop C₁₄ tiene valores mayores a 0,2% en los petróleos de los muestreos 1 a 5, mientras que el muestreo 6 tiene valores cercanos a 0,15; esta variabilidad está asociada a un cambio analítico en la resolución de picos cromatográficos al usar cromatógrafos diferentes. Los petróleos de los YAC B y C fueron analizados junto al muestreo 6 del YAC A, por lo cual el Isop C₁₄ también tiene valores menores a 0,2%. Cabe destacar que este es el único

compuesto de los casi 90 compuestos estudiados que presenta una variación inevitable al cambiar el sistema cromatográfico. Esta validación fue realizada con el análisis de más de 20 muestras testigo. Los valores de Pristano son menores para los niveles Cocina en todos los yacimientos, mientras que el Fitano es algo más variable respecto de los niveles. La relación entre los isoprenoides Pristano y Fitano indica variaciones en las características del tipo de materia orgánica y en el ambiente de depositación de la roca generadora. El nivel cocina, presenta valor menor a 1 en los YAC B y C, y cercano a 1 en el YAC A, mientras que en el nivel orgánico la relación es mayor a 1 (presentando un mayor valor en el Orgánico Superior respecto al Inferior), por lo que se lo considera un parámetro discriminante entre los distintos niveles.

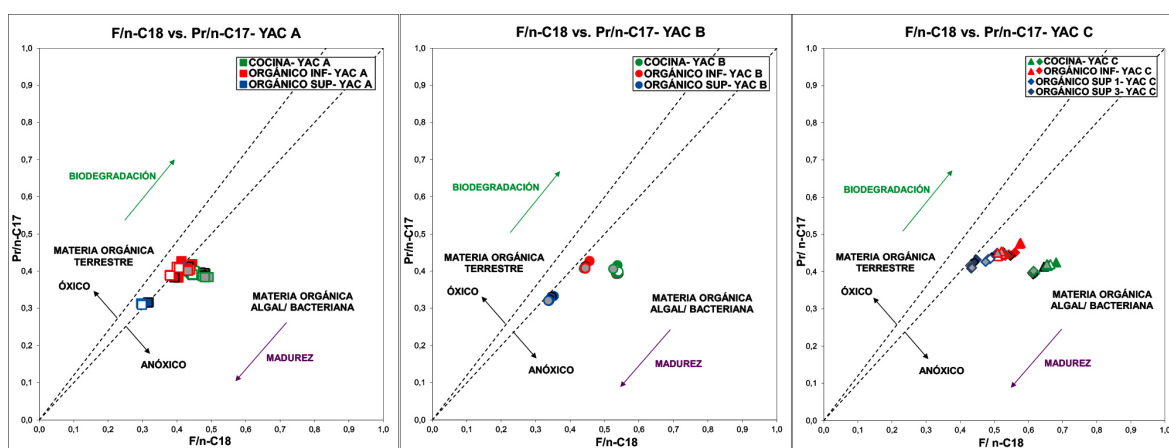


Figura 8. F/n-C₁₈ vs. Pr/n-C₁₇ para los Yacimientos A, B y C respectivamente.

En el gráfico 8 se observan dos alineaciones diferentes, una para el nivel Cocina y otra para el Orgánico. El nivel Cocina presenta los mayores valores de F/n-C₁₈, el Orgánico Inferior comparte valores similares de Pr/n-C₁₇ con la Cocina, pero menores de F/n-C₁₈, y el Orgánico Superior presenta los menores valores de Pr/n-C₁₇ y de F/n-C₁₈. Estas relaciones permiten discriminar niveles Cocina de Orgánicos producto de las características geoquímicas de la materia orgánica que los generó.

El Valor Heptano (VH), relación entre el n-heptano y todos los compuestos ramificados y cíclicos que eluyen entre el Ciclohexano y Metilciclohexano, disminuye considerablemente con los procesos de biodegradación debido a su dependencia con el n-alcano de 7 átomos de carbono. Ante la presencia de microorganismos que favorezcan la biodegradación de los petróleos, los compuestos normales son degradados con mayor facilidad y, por lo tanto, el Valor Heptano disminuye. El Valor Iso-Heptano (VIsoH) se calcula como la relación entre los metilhexanos y los ciclopentanos metilados y sólo disminuye con una biodegradación severa. El Valor Heptano y el Valor Iso-Heptano son conocidos en conjunto como Índices de Parafina de Thompson (Thompson, K.F.M, 1983) y aumentan con la madurez. En las figuras 9.a, b y c se grafican los

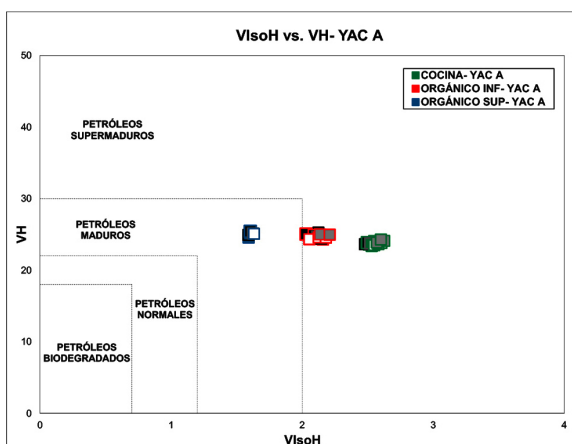


Figura 9.a. VISOH vs. VH yacimiento A.

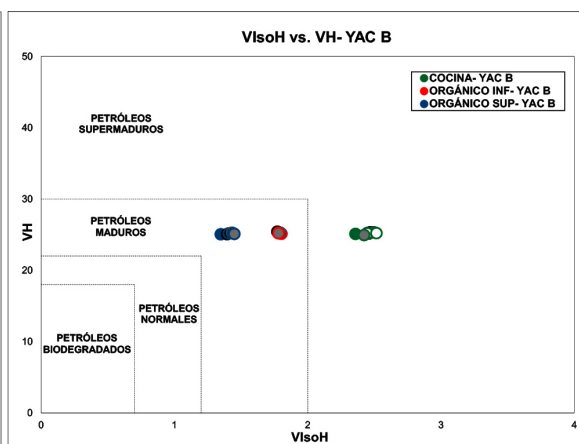


Figura 9.b. VISOH vs. VH yacimiento B.

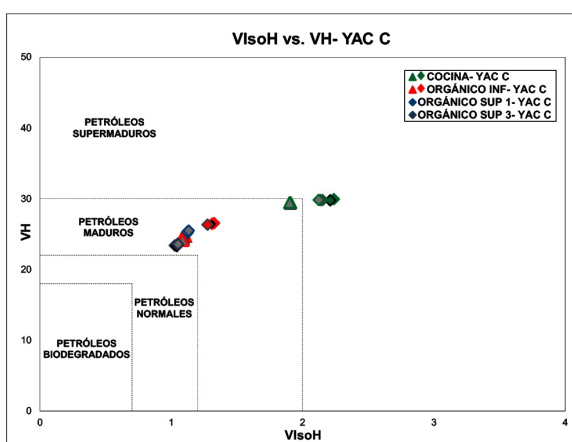


Figura 9.c. VISOH vs. VH yacimiento C.

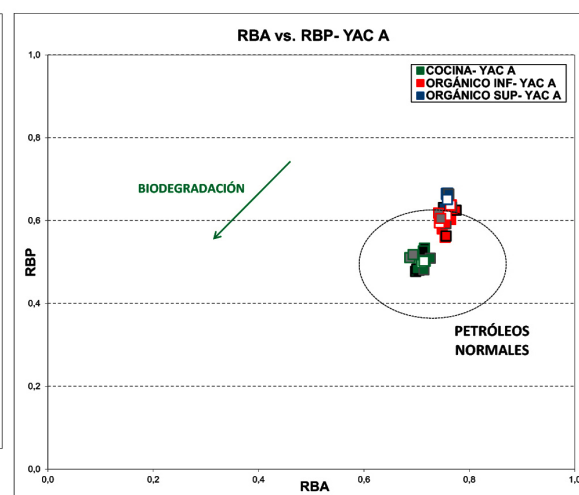


Figura 10.a. RBA vs. RBP yacimiento A.

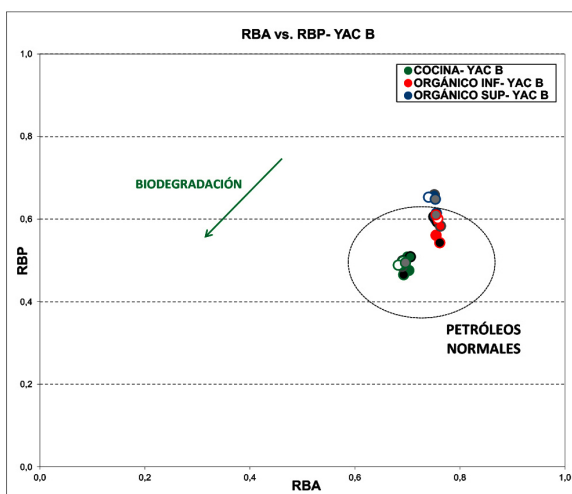


Figura 10.b. RBA vs. RBP yacimiento B.

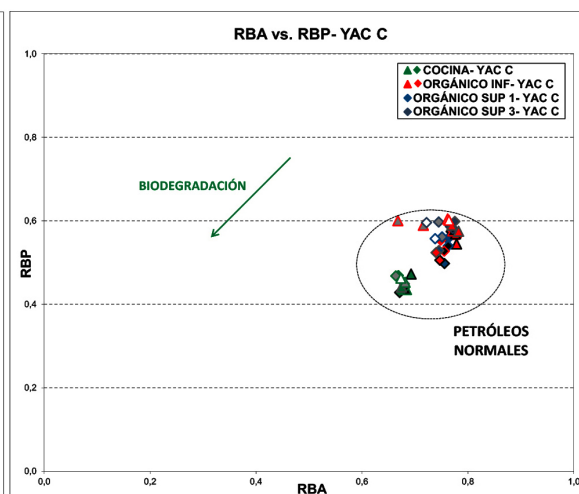


Figura 10.c. RBA vs. RBP yacimiento C.

valores Heptano e Iso-Heptano en función de la madurez. De este modo, se puede analizar la evolución de la madurez de los distintos niveles de la Fm. Vaca Muerta, discriminando inclusive los distintos subniveles del Orgánico y PADs. Es importante observar que para los YAC A y B el VH se mantiene prácticamente constante en todos los niveles, mientras que para el YAC C el mismo aumenta hacia la Cocina, esta diferencia podría estar asociada al crackeo secundario in situ para los YAC A y B, cuestión que deberá ser abordada en trabajos futuros.

Los parámetros RBA y RBP miden la proporción de fondo cromatográfico en distintas zonas del fingerprint, por lo que se asocian a diferentes grados de biodegradación. La Relación de Biodegradación de Acíclicos (RBA) es la relación entre el pico de Pristano respecto de éste medido con el fondo correspondiente. Se considera dependiente de la biodegradación ya que, cuando han desaparecido los compuestos normales, comienzan a biodegradarse los isoprenoides. El otro parámetro, RBP, es una relación similar entre las n-parafinas en el rango C_{27} a C_{31} y es aplicable especialmente en mezclas con petróleos paleo-biodegradados. Las dos relaciones presentan valores máximos en los petróleos normales no alterados y disminuyen con los procesos de biodegradación. Este gráfico (Fig. 10.a, b y c), desarrollado para entender variaciones en los fluidos vinculadas a la biodegradación (Fasola *et al.*, 2008), fue utilizado a modo comparativo teniendo en cuenta el comportamiento del Pr y las fracciones de n-parafinas 27 a 31 respectivamente. Sin embargo, estas variaciones son consideradas producto de su origen y no vinculadas a alteraciones de los fluidos en reservorio. Hecha esta aclaración de su uso, los parámetros RBA y RBP permiten discriminar los niveles Cocina y Orgánico, y entender diferencias entre los fluidos vinculadas con las fracciones más pesadas. Estas últimas justificarán luego algunas sutilezas en los agrupamientos estadísticos.

Análisis estadísticos

Con el fin de comparar numéricamente los petróleos estudiados se realizó el análisis multivariado de la información disponible.

Los métodos utilizados para realizar el análisis estadístico fueron:

DENDROGRAMA

El dendrograma de coeficientes de distancia (Fig. 13 y Fig. 14) es utilizado como una herramienta estadística que permite entender el agrupamiento de las muestras en base a sus características geoquímicas. Para su confección se utilizaron 87 parámetros geoquímicos.

El Coeficiente de distancia es un parámetro estadístico que representa la distancia geométrica entre las distintas muestras en un hiperespacio con tantos ejes como parámetros se utilicen. Este coeficiente puede tomar cualquier valor mayor o igual a cero; al comparar las muestras, el valor

mínimo (cero) significa que son muestras idénticas y los valores mayores se interpretan como indicadores de mayores diferencias.

ANÁLISIS DE COMPONENTES PRINCIPALES

El análisis de componentes principales (PCA) permite describir el comportamiento del conjunto de muestras en términos de nuevas variables (componentes principales) a partir de las 87 dimensiones que representan los parámetros y relaciones geoquímicas. Se utilizan loading plots, mapas de muestra y diagramas estrella.

En los casos de estudio 1, 2 y 3, se presentarán los resultados de análisis estadísticos realizados sobre el conjunto de muestras (para un yacimiento, entre yacimientos y para un mismo pozo respectivamente) teniendo en cuenta todos los parámetros composicionales sin livianos (nC_9 inclusive) + relaciones discriminantes.

Alocación geoquímica de la producción

La metodología de asignación de la producción por geoquímica consiste en encontrar, mediante el cálculo numérico, la composición del petróleo de producción en función de los petróleos de capas individuales.

La metodología desarrollada puede aplicarse a cualquier conjunto de petróleos pertenecientes a capas individuales (yacimientos multicapas), a petróleos de producción conjunta y a mezclas sintéticas, en los que se reconozcan diferencias composicionales significativas.

El caso tradicional de aplicación de la metodología (Fasola *et al.*, 2010) es aquel en el que se disponen las muestras de los petróleos obtenidos en todos los ensayos de capas individuales y del petróleo de producción conjunta de un mismo pozo. Sin embargo, es posible también aplicar la metodología al comparar petróleos de diferentes pozos, debiendo comprobar primero que las capas individuales presentan características diferentes entre sí y muy poca o ninguna heterogeneidad lateral. En este contexto, se puede adaptar esta metodología a los reservorios no convencionales, considerando como muestra problema a la muestra más cercana a la puesta en marcha del pozo y como endmembers a las muestras más representativas de cada nivel productivo.

El principal requisito para la aplicación de la metodología es el reconocimiento de diferencias geoquímicas significativas entre las muestras de cada capa. Diferencias significativas son aquellas que no pueden ser derivadas de la metodología analítica o del muestreo. Los parámetros geoquímicos empleados deben ser elegidos entre aquellos que, por la robustez de la técnica analítica, se vean poco afectados por mínimas variaciones, como cambios de operador, de reactivos o de fecha de análisis.

La metodología desarrollada requiere utilizar parámetros composicionales en peso respecto del peso de petróleo total, ya que sólo los pesos son magnitudes aditivas y permiten resolver numéricamente los cálculos de alocación. Como unidades de medida para los datos cromatográficos o el azufre se utilizan los porcentajes (%p/p) y para los elementos traza, partes por millón (ppm). También puede usarse cualquier relación geoquímica como Pristano a Fitano, valor heptano, RBA o relación de biodegradación de acíclicos, corroborando previamente la linealidad de la regla de mezclas utilizada en el cálculo numérico para cada una de ellas.

La aplicación de la alocación geoquímica de la producción en mezclas sintéticas, tiene como objetivo validar un conjunto de parámetros discriminantes elegidos. Si se logra resolver satisfactoriamente una mezcla sintética de laboratorio, de la cual se conoce el porcentaje de aporte de cada “*endmember*”, será posible resolver fluidos de producción, utilizando el mismo conjunto de parámetros discriminantes.

En el caso de estudio 4 se presentará en detalle un caso de alocación geoquímica y validación de la metodología con mezclas sintéticas.

RESULTADOS

La discusión inicial de los resultados obtenidos se abordará mediante distintos casos de estudios y aplicaciones de la geoquímica de petróleos para la resolución de distintas problemáticas de los reservorios no convencionales.

Casos de estudios/ aplicaciones

➤ CASO 1: VARIACIÓN VERTICAL DE PETRÓLEOS ENTRE LANDING ZONES

El primer objetivo del análisis geoquímico de los petróleos producidos de la Formación Vaca Muerta radicó en corroborar la existencia de diferencias geoquímicas significativas entre los distintos niveles productivos en cada uno de los tres yacimientos estudiados. Este constituye el primer paso metodológico y es la condición necesaria para aplicar, luego, la alocación geoquímica de la producción.

Se presentarán a continuación, a modo de ejemplo, los resultados para el YAC A. En el YAC A, se estudiaron un total de 38 muestras de petróleo de producción correspondientes a seis muestreos de siete pozos a lo largo de un año. Los niveles navegados fueron Cocina (3 pozos), Orgánico Inferior (3 pozos) y Orgánico Superior (1 pozo).

Los niveles Cocina, Orgánico Inferior y Orgánico Superior lograron discriminarse a partir de parámetros geoquímicos (Fig. 11).

LANDING	COCINA	ORGÁNICO INF	ORGÁNICO SUP
n-parafinas medias y pesadas (a partir de n-C8)	<	>	>>
n/iso-parafinas (a partir de n/iso-C10)	<	>	>>
Pr/F	<	>	>>
Valor IsoHeptano	>	<	<<

Figura 11. Parámetros geoquímicos discriminantes para el YAC A.

El nivel Cocina está caracterizado por menores contenidos de n-parafinas intermedias y pesadas respecto del Orgánico. El Orgánico Superior tiene mayor concentración de n-parafinas e iso-parafinas respecto de los niveles Cocina y Orgánico Inferior (Fig. 5 y Fig. 6).

La relación de los isoprenoides Pristano y Fitano también permite discriminar los distintos niveles productivos de la Formación Vaca Muerta, aumentando desde la Cocina hasta el Orgánico Superior, en una evolución coherente con la posición en la vertical de las facies (Fig. 7 y Fig. 8). Del mismo modo, el Valor Iso-Heptano resulta discriminante, presentando valores más altos para la Cocina y menores hacia el Orgánico Superior (Fig. 9).

Adicionalmente, se observaron variaciones de los fluidos a lo largo del tiempo de producción, siendo la primera muestra de cada pozo la que presentó mayor densidad y valores de C₂₀₊ (Fig. 2). El último muestreo de cada pozo presentó los menores valores de C₂₀₊, en concordancia con la disminución de la densidad, siendo estos los fluidos más livianos (aumento de la concentración de compuestos livianos e intermedios). Esta variación temporal se superpone a la variación composicional por landings antes descripta, por lo cual ambos factores deben tenerse en cuenta y serán fundamentales para la aplicación de los cálculos de alocación de la producción.

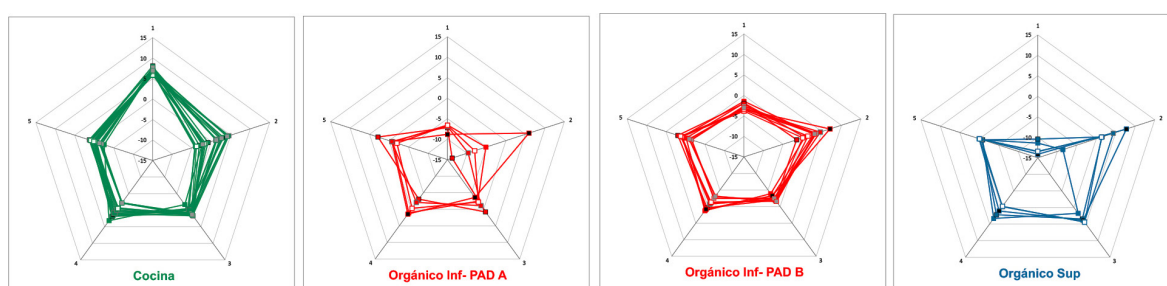


Figura 12. Diagramas estrella para el YAC A.

La distribución estadística de los compuestos y relaciones geoquímicas ratificaron las diferencias composicionales observadas y permitieron establecer agrupamientos en base a los distintos niveles productivos de la Formación Vaca Muerta.

Los diagramas estrella (Fig. 12) permitieron comparar gráficamente el comportamiento de las cinco componentes principales definidas para cada muestra. Se presenta un gráfico para cada nivel productivo estudiado para facilitar su análisis.

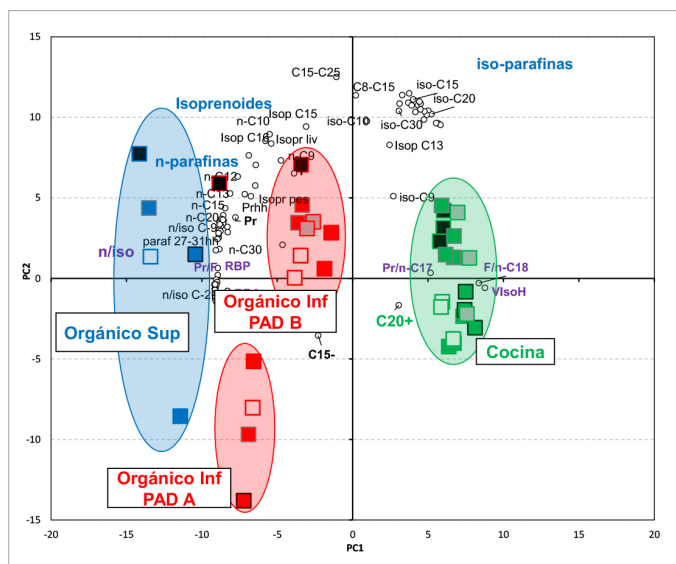


Figura 13. PC1 vs. PC2 del YAC A.

En base a esto, se puede observar que la mayor variabilidad entre las muestras analizadas de un mismo nivel ocurre en la PC2, por lo cual los parámetros que controlen el comportamiento de esta explicarán en gran medida las diferencias o similitudes entre las muestras en cuestión. Además, la forma que adquieren las distribuciones de las componentes principales en los diagramas estrellas son distintivas al comparar los niveles Cocina y Orgánico.

Los mapas de muestra que se obtienen al graficar la PC1 en relación a las demás componentes, permite agrupar las muestras de acuerdo a estas variables y analizar, a su vez, los parámetros y relaciones geoquímicas que las explican (Fig. 13). En este caso, la PC1 separa las muestras correspondientes a los niveles Orgánico (PC1 negativa, mayor para el Orgánico Superior) respecto de la Cocina (PC1 positiva). La PC2 ubica a las muestras de acuerdo, en parte, a su contenido de compuestos livianos.

Para el nivel Orgánico Inferior se discrimina el Pozo 4 (PAD A) respecto de los pozos 5 y 6 (PAD B), ya que el Pozo 4 se utilizó como referencia inicial de la composición del *landing* Orgánico Inferior; el diagrama estrella, de hecho, evidencia esta diferencia, siendo diferentes las distribuciones de componentes principales en ambos casos.

Este tipo de herramientas permite identificar rápidamente la componente principal en la que haya mayor variabilidad y así colaborar en la defi-

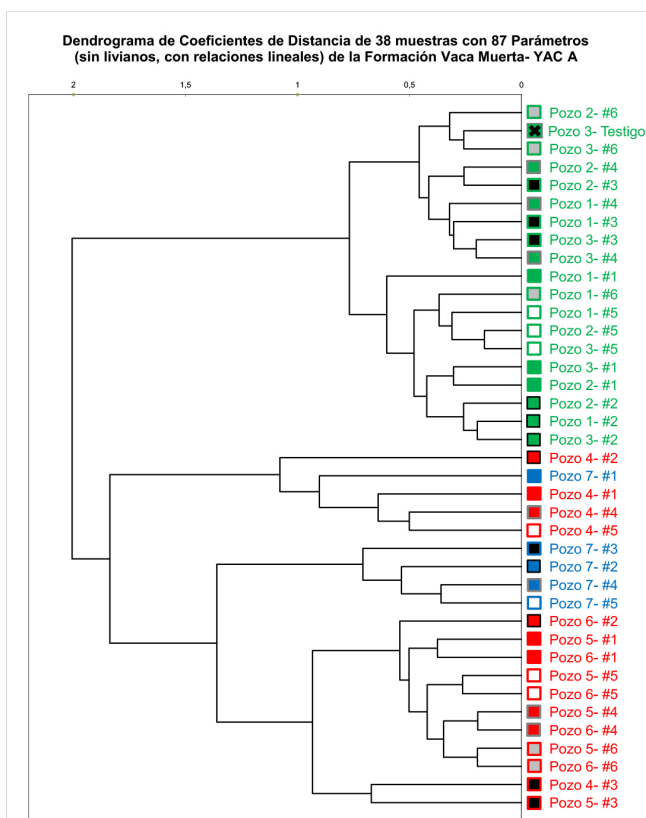


Figura 14. Dendrograma del YAC A.

Finalmente, este mismo análisis se vuelca en un dendrograma, en donde se observan las asociaciones entre muestras con un grado de detalle mayor pudiendo, inclusive, analizar las distribuciones vinculadas a las distintas fechas de muestreo (Fig. 14).

Las variables que controlan los agrupamientos de las muestras son:

- Similitud en densidad y C_{20+} .
- Contenido de n- e iso-parafinas en los rangos livianos, intermedios y/o pesados.
- Concentración de isoprenoides, principalmente Pr y F, y su relación con los compuestos normales anteriores.
- Alteración en la fracción liviana, ya sea por evaporación o incorporación de compuestos livianos.

De este modo, se corrobora y resume las diferencias composicionales de los distintos landing zones para el YAC A. Este mismo análisis fue desarrollado y validado para los yacimientos B y C.

➤ CASO 2: VARIACIÓN AREAL DE PETRÓLEOS POR LANDING ZONES

Luego de corroborar la discriminación de niveles productivos en cada yacimiento se procedió a realizar una comparación entre los tres yacimientos para entender las posibles variaciones composicionales entre los mismos e intentar asociarlas con las características orgánicas y de madurez de la Formación Vaca Muerta.

De este modo, se analizaron en conjunto las 99 muestras de petróleo y se identificaron aquellos parámetros y relaciones que mejor representaran las diferencias composicionales entre los yacimientos.

Inicialmente, se confeccionó un dendrograma de coeficientes de distancia a partir de 87 parámetros y relaciones geoquímicas. La Figura 15 muestra el dendrograma resultante, donde se utiliza nuevamente la referencia de colores asociada a cada nivel de la Formación Vaca Muerta y se incorpora en el nombre de cada muestra analizada el yacimiento al que pertenecen.

En primera instancia, se pueden observar dos grandes grupos, por un lado, las muestras de la Cocina de los tres yacimientos estudiados y, por otro, los petróleos pertenecientes a los distintos subniveles Orgánico. A su vez, esta herramienta permite analizar agrupamientos menores, los cuales tienen la capacidad de discriminar, por ejemplo, los niveles Cocina de cada uno de los yacimientos- YAC C, YAC A y YAC B según la aparición en el dendrograma-, separar distintos PADs en el caso del YAC C y discernir por muestreos en los casos en los que se observe una variación composicional significativa entre los mismos- YAC A y YAC B. En el caso de los niveles Orgánico también se observan agrupamientos que responden a los distintos yacimientos, PADs y posible evolución temporal, pero también se observa la vinculación entre distintos niveles pertenecientes a yacimientos diferentes, como por ejemplo el agrupamiento del Orgánico Superior del YAC B con Orgánico Superior del YAC A, y también entre distintos niveles para un mismo

yacimiento, como el primer muestreo de los niveles Orgánico Inferior y Superior del YAC C.

Finalmente, también se observan muestras que se ha decidido dejarlas por fuera de los distintos grupos definidos ya que su composición geoquímica es diferente respecto a las del pozo o nivel correspondiente; estas diferencias pueden estar vinculadas a cambios en las condiciones de producción- por ejemplo inyección de *gas lift*, evaporación de fracción liviana durante muestreo o preservación, etc.

Todos los agrupamientos encuentran su justificación en la composición geoquímica de cada una de las 99 muestras de petróleo. Por lo tanto, el uso del dendrograma se postula como una herramienta rápida y predictiva para el análisis de petróleos de la Formación Vaca Muerta a partir de una selección apropiada de parámetros y relaciones geoquímicas, aunque se debe evaluar en detalle las posibles variables que condicionan los agrupamientos resultantes.

El análisis de componentes principales también colabora a la definición de agrupamientos de los distintos petróleos de la Formación Vaca Muerta, permitiendo establecer los parámetros y relaciones geoquímicas que explican el comportamiento de cada componente principal para, luego, en base a la combinación de las distintas componentes principales entre sí, justificar las distribuciones obtenidas. En este caso se presenta como ejemplo un mapa de muestras considerando como variables las componentes principales 1 y 2 (Fig. 16), aunque el análisis se replicó teniendo en cuenta las componentes principales 3, 4 y 5.

Los parámetros y relaciones geoquímicas de mayor peso en el comportamiento de estas componentes principales son:

PC1 positiva (+): F/n-C₁₈, iso-parafinas mayores a iso-C₂₀, VIsoH, Pr/n-C₁₇

PC1 negativa (-): n/iso-C₁₅ a n/iso-C₂₅, n-C₁₇ a n-C₂₂, RBP, Pr/F, parafinas 27 a 31

PC2 positiva (+): iso-C₉ a iso-C₁₇, C₈-C₁₅, n-C₉ a n-C₁₂, VIsoH, F/n-C₁₈

PC2 negativa (-): C₂₀₊, F, iso-C₂₈ a iso-C₃₀, Pr/n-C₁₇, F/n-C₁₈

De este modo podemos observar que el nivel Cocina para cada yacimiento se separa de los niveles restantes por presentar valores de PC1 positiva, la cual aumenta en valor desde el YAC A hacia el YAC C, asociada con una variación de la madurez. Además, la Cocina del YAC A y YAC B tienen valores positivos de la PC2 debido a que son petróleos con mayor contenido de fracción liviana respecto de los del YAC C. Este mismo análisis se realiza para el nivel Orgánico.

A continuación, se presenta otra manera de visualización de la información proporcionada por las componentes principales. En la Figura 17 se compilan los distintos diagramas estrellas discriminados por yacimiento, nivel orgánico y PAD. El análisis en detalle de cada uno de ellos permitiría observar diferencias entre pozos e inclusive variaciones temporales en la composición de un mismo pozo. Sin embargo, a los objetivos del presente caso de estudio, se propone utilizar los diagramas estrella como una “foto” de la caracterización geoquímica de cada nivel, pudiendo utilizarse para entender rápidamente las diferencias entre los distintos niveles y yacimientos en base a la distribución de 5 componentes principales.

En conclusión, este análisis de la variación areal de petróleos por *landing zones*, a partir del uso de

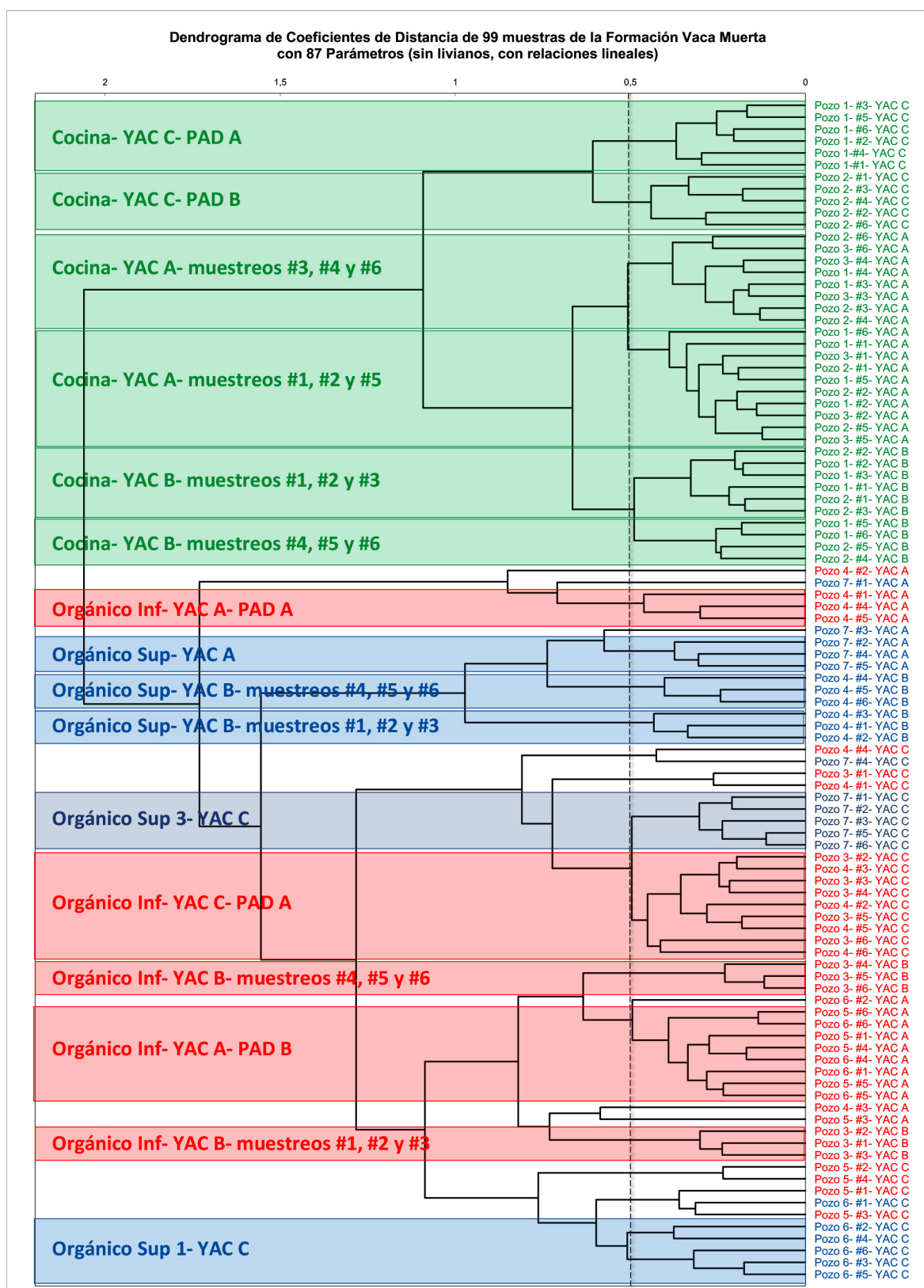


Figura 15. Dendrograma y discriminación de agrupamientos para los Yacimientos A, B y C.

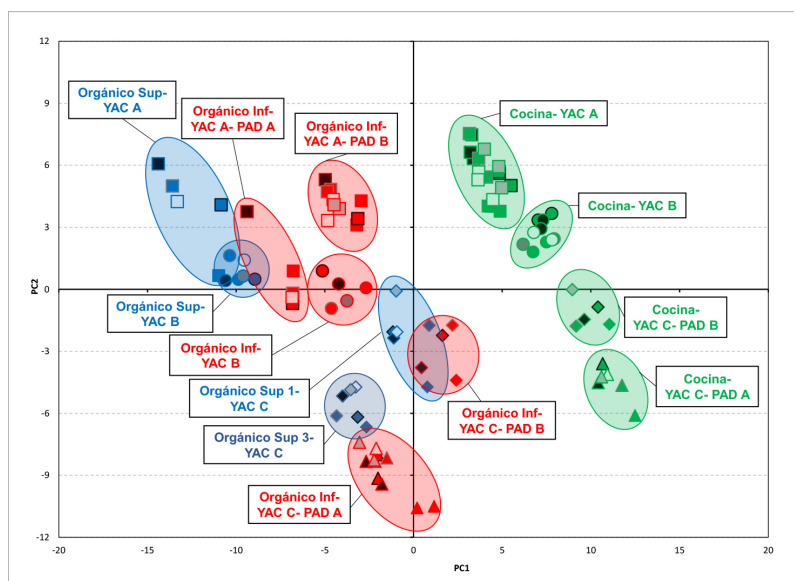


Figura 16. PC1 vs. PC2 y discriminación de agrupamientos para los Yacimientos A, B y C.

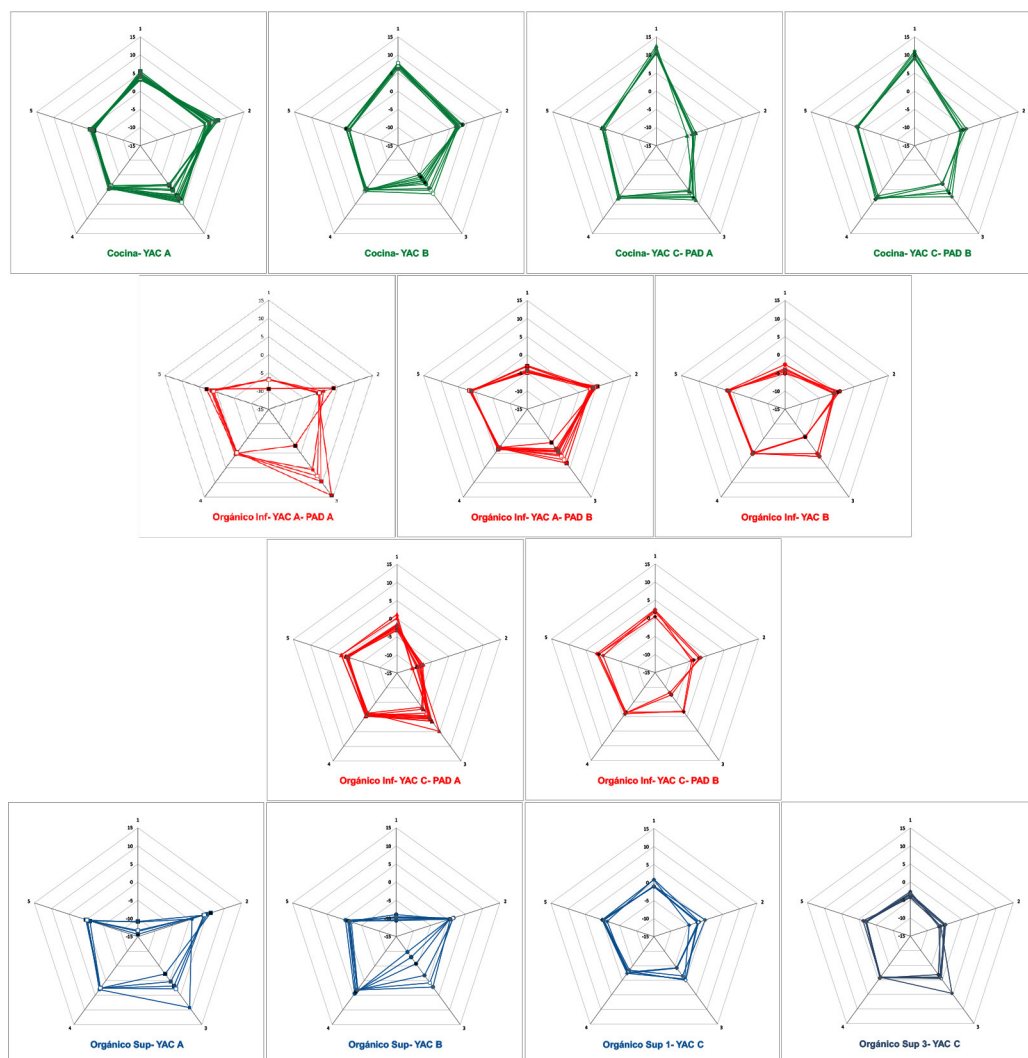


Figura 17. Diagramas estrella discriminado por nivel para los Yacimientos A, B y C.

distintas herramientas estadísticas, y sus conclusiones serviría como referencia para otros proyectos y/o yacimientos. La caracterización de facies a partir de fluidos producidos podría extrapolarse a otras posiciones de la cuenca teniendo en cuenta, entre otros factores, contenido y madurez de la materia orgánica.

➤ CASO 3: EVOLUCIÓN TEMPORAL DE PETRÓLEOS

La composición de los tres yacimientos fue estudiada mediante el análisis de muestras de petróleo tomadas cada dos meses durante un año de producción (2019-2020). El objetivo principal radicó en corroborar la existencia de diferencias geoquímicas entre los distintos niveles de navegación en la Formación Vaca Muerta y evaluar la evolución de los fluidos a lo largo del tiempo. En caso de existir diferencias composicionales a lo largo de los muestreos, que pudieran ser asociadas a potenciales interferencias entre niveles productivos, se aplicaría la metodología de asignación geoquímica de la producción con el objetivo de cuantificar esos aportes.

Presentaremos como caso de estudio un pozo del yacimiento B, donde se analizaron 6 petróleos

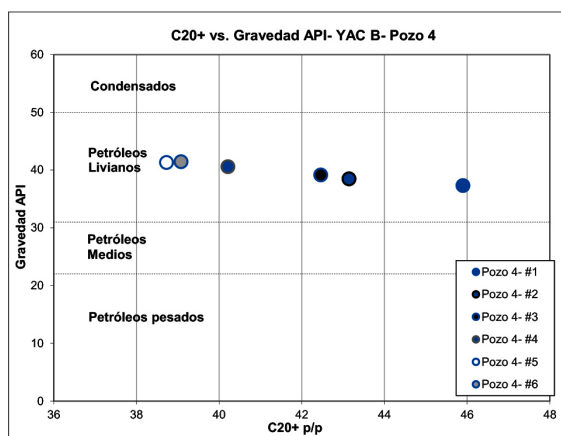


Figura 18. C20+ vs. Gravedad API para las muestras del Pozo 4 del YAC B.

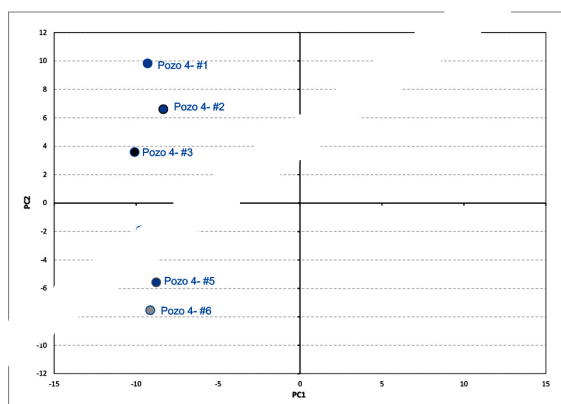


Figura 20. Mapa de muestras del Pozo 4 del YAC B.

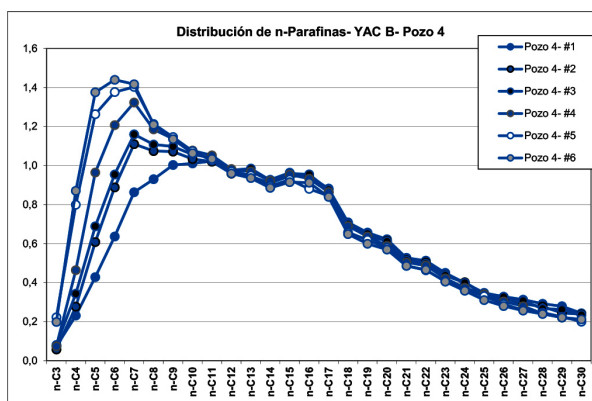


Figura 19. n-parafinas para las muestras del Pozo 4 del YAC B.

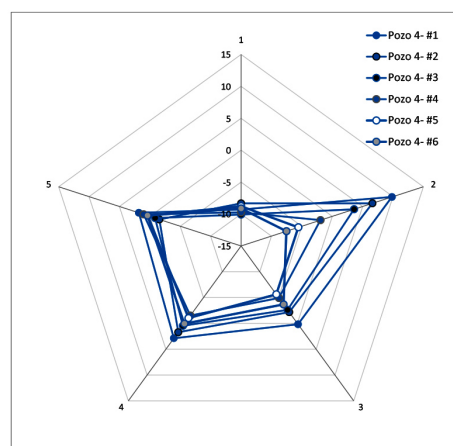


Figura 21. Diagrama estrella de muestras del Pozo 4 del YAC B.

correspondientes a muestreos realizados cada dos meses aproximadamente. A continuación, se revisan en detalle los parámetros y relaciones geoquímicas que evidencian la evolución temporal de la composición de los petróleos.

Todos los petróleos analizados son livianos según sus valores de densidad API. Se observa un aumento de los valores de densidad API desde el primer hacia el último muestreo. Ya que este valor numérico varía inversamente con la densidad, se concluye que los fluidos se van haciendo más livianos desde el primer muestreo al último, a lo largo de un año de seguimiento de la producción. Esta tendencia está acompañada por la variación del contenido de fracción pesada, resumida por el parámetro C_{20+} ; a menor valor de C_{20+} , los petróleos son más livianos. En la Figura 18 se observa que los valores de C_{20+} varían de 46% en el 1er muestreo del Pozo 4 a aproximadamente 39% en los muestreos quinto y sexto. Se debería analizar en muestreos posteriores si esta tendencia continúa evolucionando o se estabiliza la composición geoquímica del nivel Orgánico Superior.

Esta misma evolución se puede observar, por ejemplo, en la variación en la fracción liviana de las normal parafinas (Fig. 19), siendo los fluidos del quinto y sexto muestreo los que presentan una mayor concentración en dicha fracción ($<n-C_{11}$). A partir de la posición $n-C_{11}$, la distribución de n -parafinas se mantiene relativamente constante para todas las muestras.

El mapa de muestras obtenido al graficar la PC1 vs. PC2 (Fig. 20) permite visualizar las muestras del Pozo 4 del YAC B respecto del conjunto de los 87 parámetros y relaciones geoquímicas estudiados. La PC1 tiene valores negativos y con poca variabilidad, mientras que la PC2 ubica hacia valores más negativos las muestras con mayor contenido de livianos, apareciendo en este campo los muestreos cuarto, quinto y sexto, mientras que los primeros tres muestreos tienen valores de PC2 positivos. El mismo análisis se realizó con las PC 3, 4 y 5.

El diagrama estrella para el Orgánico Superior del YAC B (Fig. 21) permite comparar gráficamente el comportamiento de las cinco componentes principales definidas para cada petróleo. En este caso, la mayor variabilidad entre las muestras analizadas ocurre en las PC2, PC3 y PC4, que siguen el comportamiento ya descripto en el mapa de muestras anterior.

El análisis de la variación de la composición de los fluidos resulta fundamental para evaluar posibles interferencias al momento de la puesta en marcha de los pozos y en los primeros meses de producción.

En este caso, se puede decir que el nivel Orgánico Superior del YAC B presenta una variación composicional significativa desde el primer al sexto muestreo.

➤ CASO 4: ALOCACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Este caso de estudio pretende resumir el flujo de trabajo seguido al aplicar estudios de asignación de la producción como herramienta para discriminar aportes o interferencias entre los distin-

tos niveles productivos de la Formación Vaca Muerta. Es importante recordar en este punto, que la condición necesaria inicial para aplicar esta metodología es corroborar la existencia de diferencias geoquímicas significativas entre los distintos niveles de interés y, además, encontrar el conjunto apropiado de parámetros geoquímicos discriminantes.

Mezclas sintéticas	Yacimiento	Niveles y Porcentaje estimativo de Preparación (%)	Pozos
Mezcla 1	A	30% Cocina + 70% Orgánico Inf	Pozo 2 + Pozo 6
Mezcla 2	A	50% Cocina + 50% Orgánico Inf	Pozo 2 + Pozo 6
Mezcla 3	A	70% Cocina + 30% Orgánico Inf	Pozo 2 + Pozo 6
Mezcla 4	A + C	50% Cocina + 50% Cocina	Pozo 2 + Pozo 1
Mezcla 5	A	50% Cocina + 50% Orgánico Inf	Pozo 2 + Pozo 4
Mezcla 6	A	50% Cocina + 50% Orgánico Inf	Pozo 3 + Pozo 6
Mezcla 7	A	50% Cocina + 50% Orgánico Inf	Pozo 1 + Pozo 5
Mezcla 8	C	50% Orgánico Inf + 50% Orgánico Sup	Pozo 5 + Pozo 7
Mezcla 9	C	50% Cocina + 50% Orgánico Inf	Pozo 2 + Pozo 5
Mezcla 10	C	80% Cocina + 20% Orgánico Inf	Pozo 2 + Pozo 5
Mezcla 11	B	50% Orgánico Inf + 50% Orgánico Sup	Pozo 3 + Pozo 4
Mezcla 12	B	50% Cocina + 50% Orgánico Inf	Pozo 2 + Pozo 3

Figura 22. Resumen de las mezclas sintéticas elaboradas con petróleos de la Formación Vaca Muerta.

- Mezclas sintéticas

El uso de mezclas sintéticas tiene como objetivo validar un conjunto de parámetros elegidos como discriminantes. Si se logra resolver satisfactoriamente una mezcla sintética de laboratorio, de la cual se conoce el porcentaje de aporte de cada endmember, será posible resolver fluidos de producción, utilizando el mismo conjunto de parámetros discriminantes.

Mezclas sintéticas	Petróleos individuales (endmembers)	Fm. Vaca Muerta	Porcentajes de Preparación (%)	Porcentajes Calculados (%)
Mezcla 1	Pozo 2- #2- YAC A	Cocina	31	27
	Pozo 6- #2- YAC A	Orgánico Inferior	69	73
Mezcla 4	Pozo 2- #2 - YAC A	Cocina	50	53
	Pozo 1- #1- YAC C	Cocina	50	47
Mezcla 8	Pozo 5- #4- YAC C	Orgánico Inferior	51	50
	Pozo 7- #4- YAC C	Orgánico Superior	49	50

Figura 23. Resolución de tres casos ejemplo de mezclas sintéticas.

Se elaboraron 12 mezclas sintéticas a partir de petróleos de los distintos niveles productivos de la Formación Vaca Muerta para los tres yacimientos estudiados. Se definieron porcentajes de preparación estimativos de: 30%-70%, 50%-50%, 70%-30% y 80%-20%.

En la Figura 22, se detalla la totalidad de las mezclas sintéticas elaboradas, indicando yacimientos, niveles y pozos involucrados.

Se muestra a modo de ejemplo la resolución de tres de estas mezclas sintéticas (Fig. 23). En

este set de datos se resuelve la Mezcla 1: 30%-70% entre dos niveles distintos, Cocina y Orgánico Inferior, del mismo yacimiento (YAC A), la Mezcla 4: 50%-50% del mismo nivel Cocina en los YAC A y C, por último, la Mezcla 8: 50%-50% de Orgánico Superior y Orgánico Inferior del mismo yacimiento (YAC C). Estos porcentajes mencionados son estimativos, en la tabla con los resultados se menciona el porcentaje real de preparación (en base a las pesadas en laboratorio al momento de preparación de la mezcla) y el porcentaje en peso de aporte calculado con la metodología de asignación de la producción.

Mediante la resolución de mezclas sintéticas se validó un conjunto de 87 parámetros geoquímicos discriminantes de los niveles Cocina y los distintos subniveles del Orgánico de la Formación Vaca Muerta para los tres yacimientos estudiados, incluyendo parámetros composicionales y relaciones geoquímicas de comportamiento lineal respecto de la regla de mezclas. Los resultados obtenidos están dentro del rango de error propuesto para la técnica, con un error absoluto promedio de ± 3 puntos.

- Resolución de casos reales

Luego de obtener una resolución satisfactoria de las mezclas sintéticas, se procedió a realizar la asignación en casos reales. Se tomaron como casos problema los primeros muestreos de los pozos en los que se había verificado una variación de su composición geoquímica a

lo largo del tiempo. Los petróleos de muestreos posteriores (segundo/ tercer muestreo) también podrían incorporarse como muestras problema con el objetivo de evaluar la evolución de las interferencias a medida que avanza la producción. El criterio de selección de muestras problemas y endmembers se basa en asumir una mayor probabilidad de existencia de interferencias entre los distintos niveles productivos durante los momentos más cercanos a la puesta en marcha del pozo, las cuales deberían disminuir con el paso del tiempo, configurándose en última instancia los endmembers tipo de cada nivel productivo.

El endmember tipo que debiera utilizarse es aquel que represente geoquímicamente cada nivel productivo y cuyas características geoquímicas no varíaran en un rango de tiempo determinado. Esta situación no se cumple estrictamente para el intervalo de tiempo estudiado

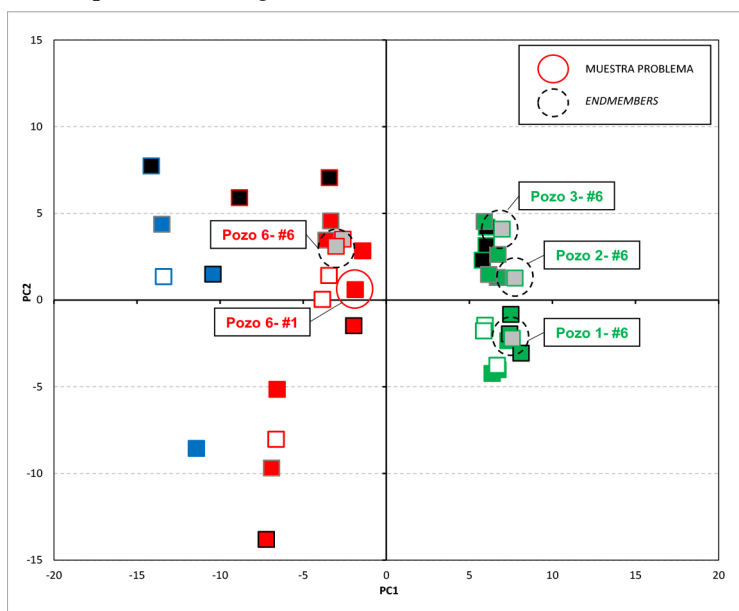


Figura 24. Mapa de muestras para la selección de endmembers.

en el presente trabajo (1 año) ya que se observa una variación de la composición inclusive en los últimos muestreos. Sin embargo, a fines de validar el uso de la metodología se seleccionaron los mejores endmembers disponibles dentro de los petróleos estudiados. Su uso deberá ser validado con futuros muestreos.

Es importante tener en cuenta que la composición geoquímica de los fluidos analizados condicionará los resultados de alocación. Cualquier tipo de variaciones en la composición de los petróleos debido a factores externos al reservorio podrían generar modificaciones en los resultados de alocación obtenidos. Variaciones en las fracciones livianas, posiblemente vinculadas a maniobras de producción y/o al estacionamiento desde la toma de muestra hasta su llegada al laboratorio podrían generar variaciones que deben ser tomadas en cuenta al momento de la selección de parámetros y relaciones geoquímicas para los cálculos de alocación.

Se presenta un ejemplo para el Yacimiento A, donde se seleccionó como muestra problema el primer muestreo del Pozo 6 del Orgánico Inferior. Esta selección está basada en la caracterización geoquímica realizada (caso de estudio 1) y en las posiciones de las muestras en los agrupamientos del análisis estadístico de componentes principales (Fig. 24). Los endmembers seleccionados son los más adecuados dentro del conjunto de muestras estudiadas, en este caso, serán los fluidos del último muestreo (6to) de los niveles Cocina y Orgánico Inferior del pozo en cuestión.

La resolución de la alocación de la muestra “Pozo 6- #1”, perteneciente al Orgánico Inferior, se pretende explicar en base al aporte de los fluidos de los últimos muestreos de los pozos 1, 2 y 3 de la Cocina y el propio Pozo 6 del Orgánico Inferior. El resultado (Fig. 25) indica que, al momento del primer muestreo la composición del Pozo 6 puede explicarse por un aporte del 89% del nivel Orgánico Inferior, con una participación del nivel Cocina del 11%. Esto podría estar indicando una leve interferencia del nivel Cocina sobre el nivel Orgánico Inferior en los estadios iniciales de producción. Estos resultados deberán validarse con otras metodologías disponibles y según datos de producción, condiciones de pozo, etc.

Muestra Problema: Pozo 6- #1		
Endmembers	Fm. Vaca Muerta	Alocación (% p/p)
Pozo 6- #6	Orgánico Inferior	89
Pozo 1- #6	Cocina	0
Pozo 2- #6	Cocina	11
Pozo 3- #6	Cocina	0

Figura 25. Resultados de alocación de la muestra “Pozo 6- #1” (Orgánico Inferior).

CONCLUSIONES

Mediante el análisis de 99 muestras de petróleo de producción:

- Se lograron caracterizar los niveles productivos de la Formación Vaca Muerta a lo largo de un año de producción en tres yacimientos productivos de la Cuenca Neuquina.

Los petróleos de la Formación Vaca muerta son petróleos livianos. Los valores de Gravedad API disminuyen desde el YAC A hacia el YAC C siguiendo las tendencias de madurez alcanzadas por la Formación Vaca Muerta en las zonas de estudio; esta tendencia va acompañada por un aumento en el parámetro C_{20+} , variaciones en las proporciones de n e iso-parafinas y de parámetros geoquímicos (Pr, F, VH y VIsoH) que reflejan las condiciones de madurez de la roca.

- La metodología geoquímica resulta útil para el entendimiento de las características de los petróleos en cada nivel de navegación y permite discriminarlos entre sí para un mismo yacimiento e inclusive entre PADs y/o yacimientos.

Los niveles Cocina, Orgánico Inferior y Orgánico Superior lograron discriminarse a partir de parámetros geoquímicos, los más importantes fueron: n- e iso-parafinas intermedias y pesadas, isoprenoides, Valor Heptano e Iso-Heptano, RBA y RBP, entre otros, los cuales responden a características geoquímicas de la materia orgánica para cada landing y el grado de madurez alcanzado por los mismos. Estos mismos compuestos y relaciones geoquímicas permiten discriminar los mismos niveles productivos en cada uno de los distintos yacimientos. Los petróleos se hacen más livianos hacia el YAC C, especialmente en el PAD A.

- Se observaron variaciones en la composición de los petróleos durante un año de producción. Los petróleos se hacen más livianos hacia los últimos muestreos. Esta situación podría estar vinculada a un fraccionamiento de tipo cromatográfico en la roca donde a medida que baja la presión del reservorio se producirían preferencialmente las fracciones de hidrocarburos más livianas respecto de las más pesadas, haciendo que los petróleos sean más livianos respecto de los primeros muestreos. Asimismo, de haber interferencias entre los distintos niveles productivos, se espera que sea más probable durante los primeros meses de producción y sus efectos se podrían superponer a la variación temporal por efectos de fraccionamiento cromatográfico.

- La alocaión de la producción permitió resolver cuantitativamente tanto la composición de petróleos problema como de mezclas sintéticas. Se seleccionaron un conjunto de parámetros y relaciones geoquímicas que permitieron realizar estos cálculos con un error absoluto promedio de 3 puntos.

En conclusión, los resultados permitieron, en cada yacimiento, evaluar la caracterización geoquímica de cada nivel productivo y discriminarlos entre sí, analizar la evolución en el tiempo de la composición de los hidrocarburos y realizar cálculos de alocaión de la producción que permitieran inferir posibles interferencias al momento de la puesta en marcha de los pozos. Estas aproximaciones permitirían, combinadas con otros estudios, mejorar el entendimiento de la

Formación Vaca Muerta y aportar información que permita optimizar el distanciamiento vertical y horizontal de los pozos no convencionales.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece a Y-TEC e YPF la posibilidad de publicación de este trabajo y al equipo técnico de laboratorio que llevaron a cabo los ensayos geoquímicos: Griselda Valenti, Raúl Guanco, Verónica López, Santiago Orduna y Branco Navarro.

REFERENCIAS CITADAS

- 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, 2005.
- Fasola, M. E., Labayén, I., Maselli, G., Potas, G. y Ferreira, M. L. (2008). "La biodegradación como herramienta para entender la distribución de fluidos en el yacimiento Cañadón Vasco-Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina", VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina, noviembre, 2008.
- Fasola, M. E., Labayén, I., Maselli, G. y Kuriss, A. (2010). "Asignación de la producción conjunta en reservorios multicapas mediante técnicas geoquímicas", Congreso de producción del Bicentenario, Salta, Argentina, 18 al 21 de mayo, 2010.
- Labayén, I. L., Fasola, M., Del Monte, A. y Castelo, R. (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.
- Labayén, I., Fasola, M. E., Del Monte, A. y Castelo, R. (2005). "Alocación de producción in Organic Geochemistry Challenges for the 21st Century (Vol 1), from 22nd Intern. Meeting on Organic Geochemistry, Seville Spain September 2005, pp. 62-63.
- Milicich R., Labayen, I., Palacio M., De Battista (2016). Caracterización geoquímica y alocación de producción de petróleos en Yacimiento Cañadón Amarillo (Mendoza), 6° Congreso de producción y desarrollo de reservas, Buenos Aires, octubre 2016.
- Thompson, K.F.M., 1983. Classification and thermal history of petroleum based on light hydrocarbons. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 47, p. 303-316.

