

## **ESTIMACIÓN DE INTERFERENCIAS Y ALTURA DE DRENAJE EN POZOS HORIZONTALES DE LA FORMACIÓN VACA MUERTA MEDIANTE EL ESTUDIO DE CORONAS Y PETRÓLEOS EMPLEANDO LA METODOLOGÍA DE ALOCACIÓN GEOQUÍMICA**

Martín E. Fasola<sup>1</sup>, Héctor J. Villar<sup>2</sup>, Daniel Kolodziejczyk<sup>2</sup>, Jennifer J. Adams<sup>3</sup>,  
Mark McCaffrey<sup>3</sup>, María J. Rodríguez<sup>1</sup> y Brian Espíndola<sup>1</sup>

1: YPF S.A. martin.fasola@ypf.com, maria.j.rodriguez@ypf.com, brian.espindola@ypf.com

2: GeoLab Sur S.A. hector.villar@geolabsur.com.ar, daniel.kolodziejczyk@geolabsur.com

3: Stratum Reservoir, Houston. jennifer.adams@stratumreservoir.com, mark.mccaffrey@stratumreservoir.com

**Palabras clave:** Geoquímica, Formación Vaca Muerta, Interferencias, Alocación, Altura Efectiva de Drenaje

### **ABSTRACT**

Production allocation by geochemistry is a non-disruptive and low-cost method to assess the mobility of fluids in a reservoir using natural tracers present in oils. The first step of the methodology is identification of representative fluids of geochemical flow units. Those samples, called "end members", are then analyzed by high-resolution gas chromatography (HRGC) to create chromatographic fingerprints diagnostic of those flow units. The fingerprints of the end members are used to calculate the proportion of fluid coming from each end member ("allocation") in the commingled samples.

In this study, several production time-series oil samples from three producing horizontal wells in intervals C, Oi and Os from the Vaca Muerta Formation were allocated by using a set of oil end members extracted from cores from the section of interest (155 m) spanning the zones called Upper Organic (Os), Middle Organic (Om), Lower Organic (Oi), Regressive (Rg) and Cocina (C). From this study, we concluded that no interference (frac-induced lateral or vertical connectivity) exists among the target zones produced by these wells. Wells targeting the Os and C zones produce predominantly from the landing zone targeted by the well and the well landed in the Oi produced initially from three intervals (Oi, Om and Rg), with variable contributions from each zone. Then over the following a year, the drained rock volume shrank, such that production fluids were derived only from the Oi landing zone.

Additionally, an effective drainage height was estimated for each well based on the geochemical production allocation.

### **INTRODUCCIÓN**

Uno de los grandes desafíos que enfrenta el desarrollo de reservorios no convencionales tipo shale mediante la perforación de pozos horizontales en modo factoría es la definición del

espaciamiento óptimo entre pozos y el diseño de estimulación apropiado que permitan maximizar el volumen de hidrocarburo recuperado minimizando el costo de desarrollo.

La Formación Vaca Muerta en la Cuenca Neuquina es considerada un *play* no convencional tipo shale donde se ha comprobado la producción económica de hidrocarburos mediante la perforación y estimulación de pozos horizontales.

Con el objetivo de cuantificar las interferencias verticales entre pozos horizontales que navegan diferentes niveles de interés y estimar la altura de drenaje de los mismos, se realizó un estudio geoquímico de caracterización de rocas, petróleos producidos y extractos de petróleos de las coronas que se integraron en una evaluación de asignación de producción.

Desde la década del 80 se han utilizado aproximaciones geoquímicas para la resolución de problemas de reservorios y de producción (Larter *et al.* 1994, Larter y Aplin 1995). Estas aplicaciones se conocen como Geoquímica de Reservorios y Producción (asignación) y están basadas en el reconocimiento de diferencias composicionales significativas entre los fluidos correspondientes a cada una de las capas productoras (heterogeneidades verticales) o en diferentes zonas del reservorio (heterogeneidades laterales). En las principales cuencas productivas del mundo se han documentado casos de estudios con estas aplicaciones y localmente se ha aplicado satisfactoriamente la metodología de asignación geoquímica en los yacimientos Chihuidos de la Sierra Negra – Lomitas, Señal Cerro Bayo y Volcán Auca Mahuida de la cuenca Neuquina (Labayén *et al.* 2004 y 2005) y en las áreas de Manantiales Behr, Cañadón La Escondida, Cañadón Perdido, Zona Central y Los Perales de la Cuenca del Golfo de San Jorge (Fasola *et al.* 2005 y 2008). Sin embargo, para reservorios no convencionales tipo shale existen antecedentes publicados sólo en plays de Estados Unidos (McCaffrey *et al.* 2011 y 2016; Liu *et al.* 2017; Jweda *et al.* 2017; Kornacki *et al.* 2017, entre otros).

La zona de estudio del presente trabajo se encuentra en el Engolfamiento de la Cuenca Neuquina, sector donde está concentrado el desarrollo de este play. La evaluación involucró el estudio de una corona de un pozo vertical y muestras de petróleos de tres pozos horizontales, producidos de los niveles de interés denominados Cocina (C), Orgánico Inferior (Oi) y Orgánico Superior (Os) de la Formación Vaca Muerta (Fig. 1).

## METODOLOGÍA

Una de las observaciones más sorprendentes de la geoquímica de reservorios es que todos los fluidos (agua, gas, petróleo) son composicionalmente heterogéneos, tanto en sentido vertical como lateral (Larter y Aplin 1995, Baskin *et al.* 1995). A través del análisis de estas heterogeneidades es posible entender los mecanismos de su migración y entrapamiento y utilizar este conocimiento para mejorar las estrategias de producción y desarrollo. Horstad y Larter (1997) propusieron una clasificación geoquímica jerárquica de petróleos (Población y Familia) que permite discriminarlos

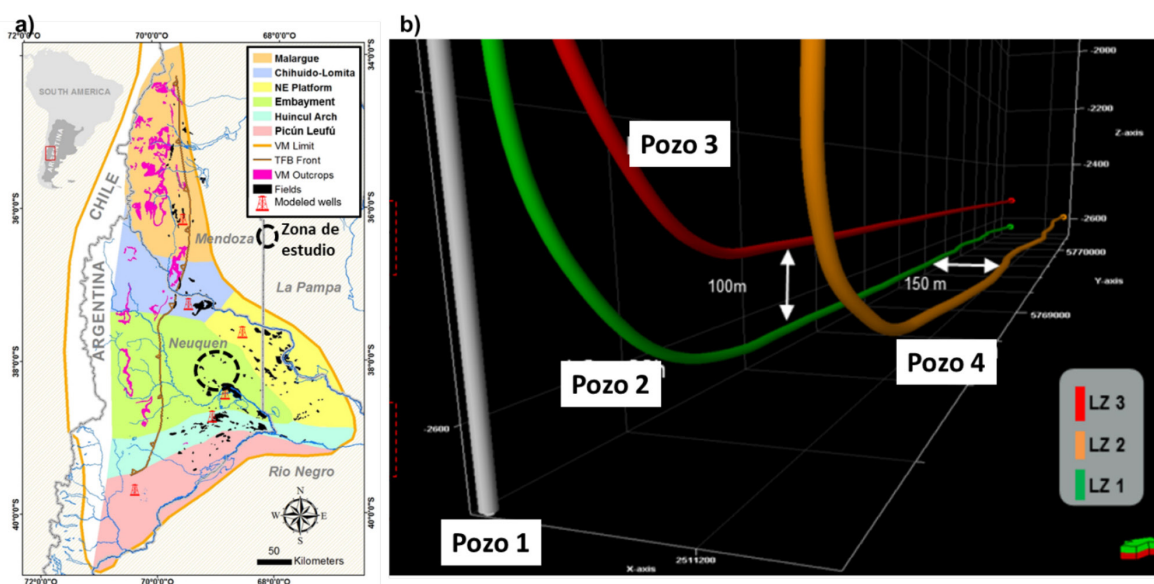


Figura 1. a) Ubicación de la zona de estudio (Modificado de Brisson *et al.* 2018). b) Esquema de pozos de los diferentes niveles de navegación en la Formación Vaca Muerta.

sobre la base de su origen geológico y sus transformaciones posteriores en subsuelo.

Como los petróleos son mezclas homogéneas complejas, la técnica analítica por excelencia que permite conocer su composición es la cromatografía gaseosa capilar, la cual permite reconocer pequeñas diferencias composicionales entre los petróleos y es una herramienta analítica muy útil para diferenciar las familias de petróleos determinadas por diferentes condiciones de generación, migración y entrapamiento.

El análisis de petróleo total (*Whole Oil*) mediante esta técnica permite obtener la distribución de componentes de cada muestra de acuerdo con el número de átomos de carbono y las características estructurales de los compuestos (hidrocarburos normales o n-parafinas y ramificados o iso-parafinas).

Los fingerprints geoquímicos o cromatogramas basados en la composición molecular de muestras de petróleo y/o extractos de coronas pueden utilizarse para diferenciar zonas o compartimentos de reservorios y para asignar o alocar los fluidos mezcla producidos provenientes de dos o más reservorios (Kaufman *et al.* 1987, 1990). Esta tecnología es más efectiva si se emplean muestras de petróleo representativos de los reservorios o End Members. Sin embargo, las muestras de una única zona del yacimiento en un pozo vertical hidráulicamente fracturado son poco frecuentes y muy complejo de obtener sin que sea ella misma una combinación de varias zonas.

Hay dos posibles alternativas al desafío de qué “End Members” considerar en reservorios no convencionales tipo shale:

1) Los fluidos producidos por pozos con una historia de producción importante (aprox. > 2 años) en zonas cercanas a la zona de perforación de los nuevos pozos que se desean alocar. Asumiendo de antemano que estos pozos están produciendo exclusivamente desde su zona de

fractura, es decir, el volumen de roca drenada se ha restringido a una pequeña zona alrededor del pozo.

2) Los extractos de coronas o testigos laterales rotados próximos a las muestras de petróleo producidas en pozo horizontales. Esta opción es mejor si el objetivo es delinear la extensión vertical de roca drenada o Altura de Drenaje (AdD) y/o los fluidos producidos para la alocación se encuentran en un área nueva donde no se cuenta con pozos con historia como en la opción 1. En este caso, el petróleo extraído con solvente de muestras de coronas obtenidas de yacimientos no convencionales se puede usar como “End Member” (Liu *et al.* 2017; Jweda *et al.* 2017; Kornacki *et al.* 2017).

Desde el punto de vista del tratamiento de las muestras en sí, los hidrocarburos de la roca se obtuvieron a partir de 3 g. de testigo corona ligeramente triturados y se extrajeron usando sulfuro de carbono (CS<sub>2</sub>) en un vial cerrado durante 48 horas. Las muestras de petróleos y extractos en vial cerrado se analizaron conjuntamente por cromatografía gaseosa de alta resolución con detector de ionización de llama (HRGC-FID).

Para cumplir con los objetivos planteados, se procedió primero a analizar y caracterizar los petróleos de producción, luego los petróleos o extractos de la corona y posteriormente se integraron ambas caracterizaciones mediante un estudio de alocación de producción para estimar interferencias entre los niveles de navegación y la definición de Altura Efectiva de Drenaje (AEeD). Finalmente se los interpretó en conjunto con datos geológicos, geomecánicos y de navegación de pozos.

## RESULTADOS

### Diseño de muestreo

A partir de la puesta en marcha (PEM) de los pozos, se procedió al muestreo de petróleos de producción durante el periodo de un año. La cantidad de muestras por pozos y la distribución temporal de las mismas se resume en la Figura 2.

Una vez realizado la toma de las muestras de petróleo, se acondicionaron y almacenaron en un laboratorio local de Neuquén y finalmente se enviaron al Archivo Técnico de YPF en Avellaneda (ATA) en la provincia de Buenos Aires, donde se conservaron en frío hasta el momento de realizar el estudio.

En lo que respecta a la corona del pozo vertical, se procedió a la preservación en parafina en el campo, tomando 30 centímetros cada 2 metros de corona para realizar estudios especiales. Posteriormente, estos trozos también se enviaron a ATA y se preservaron en frío hasta la ejecución del estudio. Debido a condicionantes temporales y presupuestarios, se seleccionó un grupo de muestra de la corona y se focalizó en los intervalos navegados por los pozos horizontales (C, Oi

y Os) y en otros niveles de interés presentes en el pozo vertical: Regresivo, Orgánico Medio y Catriel (Fig. 3).

Con el objetivo de eliminar/minimizar los efectos de contaminación asociados al lodo base petróleo (OBM) empleado en la perforación se realizó el siguiente estudio en la corona:

- 1 - Selección de algunas muestras (5) preservadas para realizar un estudio de prefactibilidad.
- 2 - Obtención de muestras o *plugs* de coronas a diferentes profundidades desde el exterior hasta el centro de la misma.
- 3 - Realización de mediciones de riqueza orgánica (%COT) y pirólisis en muestras de roca con el objetivo de evidenciar contaminación por el lodo.
- 4 - Las muestras de extractos en vial cerrado se analizaron conjuntamente por cromatografía gaseosa de alta resolución (HRGC-FID).
- 5 - Este estudio de prefactibilidad evidenció que las muestras obtenidas del centro de la corona no estaban afectadas por el lodo de perforación, lo que llevó a estudiar toda la corona con la obtención de *plugs* directamente del centro de la misma.

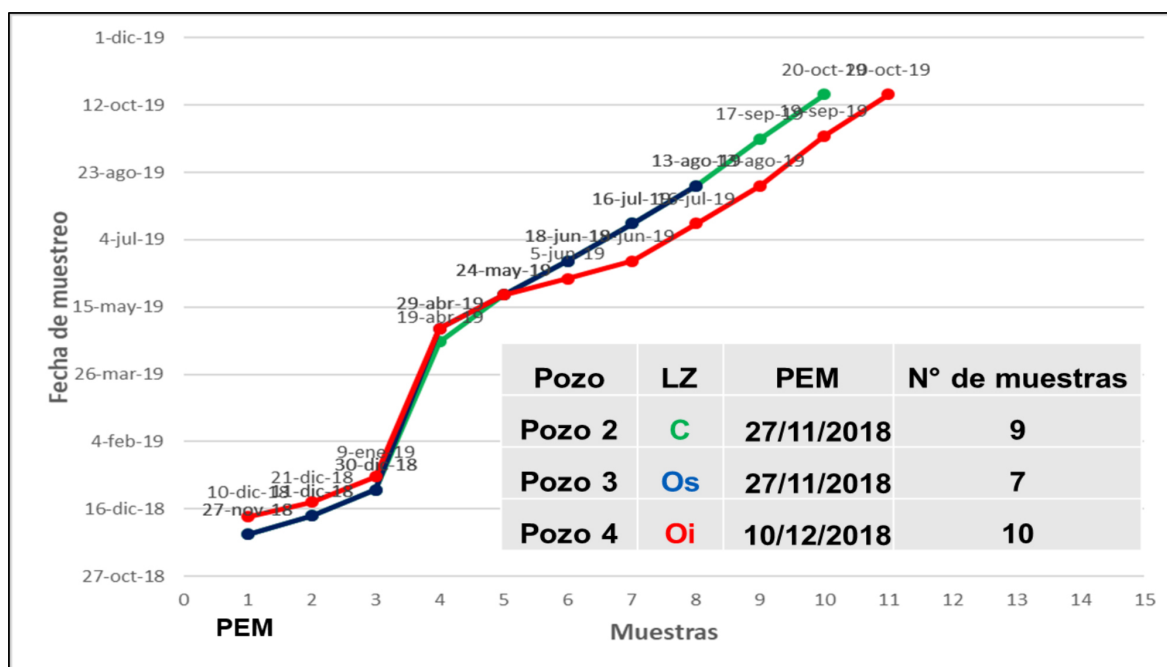


Figura 2. Diseño de muestreo para los tres pozos y número de muestras de petróleos. Cada nivel productivo se identifica con un color: Verde – Cocina, Rojo - Orgánico Inferior y Azul - Orgánico Superior.

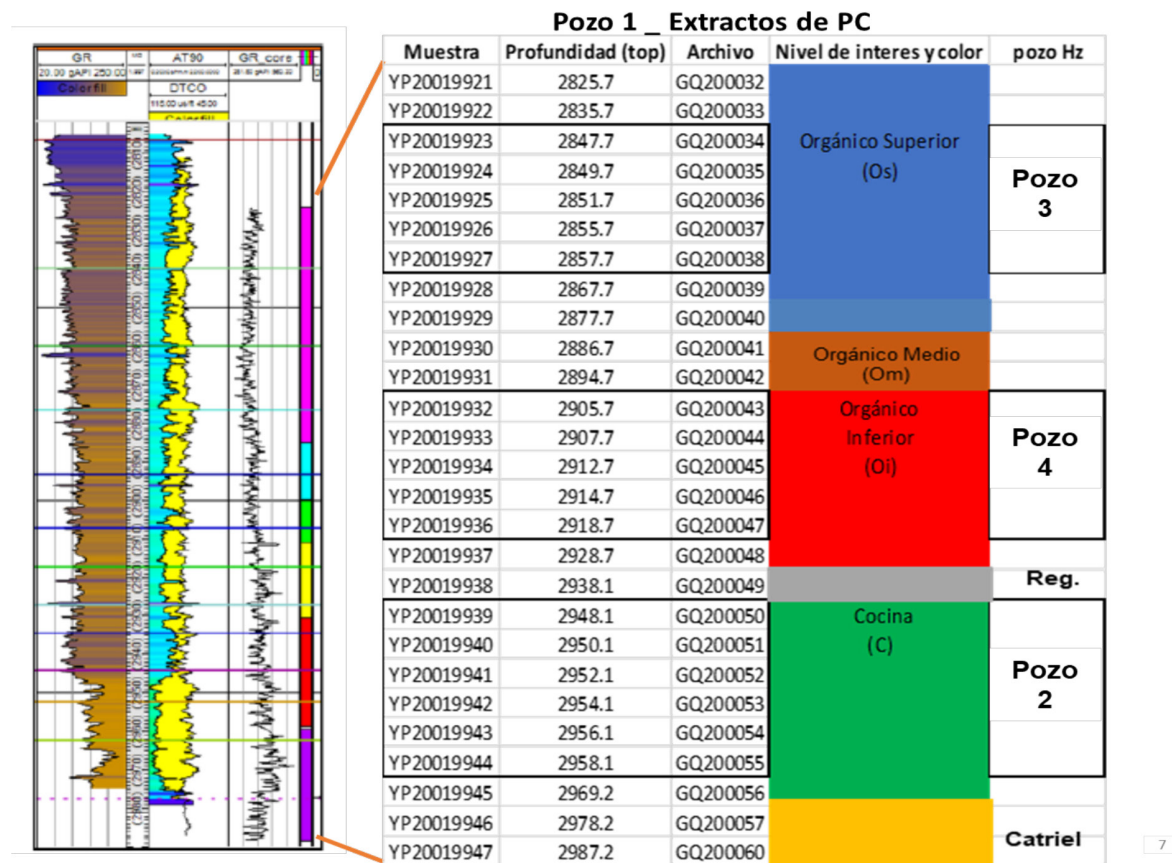


Figura 3. Diseño de muestreo de la corona del Pozo 1. Las muestras seleccionadas para el estudio de alocación de la producción (resaltadas en color verde en la columna central de la figura) abarcan las profundidades de los niveles navegados por los pozos 2, 3 y 4 sumado a otros niveles intermedios de interés.

## Caracterización geoquímica de petróleos y extractos de coronas

Desde ATA, las muestras de petróleo fueron enviadas al laboratorio de geoquímica donde se procedió a la realización de los estudios cromatográficos (fingerprints) por HRGC (Figura 4).

Los cromatogramas registran pequeñas variaciones dentro de perfiles que son típicos de petróleos marinos normales enriquecidos en n-alcanos livianos y de rango medio, sin alteraciones significativas, mostrando un componente ceroso C20+ limitado. La relación Pristano/Fitano (Pr/Ph) varía levemente, desde 1.24 en Os hasta 1.1 en C, sugiriendo condiciones de depositación más anóxicas para el nivel Cocina. La densidad API aumenta desde 44 °API en Os a 48 °API en C, clasificando a los petróleos como medianos a livianos, en línea con el color de los mismos.

La distribución de n-alcanos e isoprenoides regulares acíclicos en el rango de C12 a C35 (Fig. 5) muestra un patrón similar en todos los petróleos, denotando una misma fuente orgánica y también una agrupación por nivel de navegación (Cocina vs. Orgánicos).

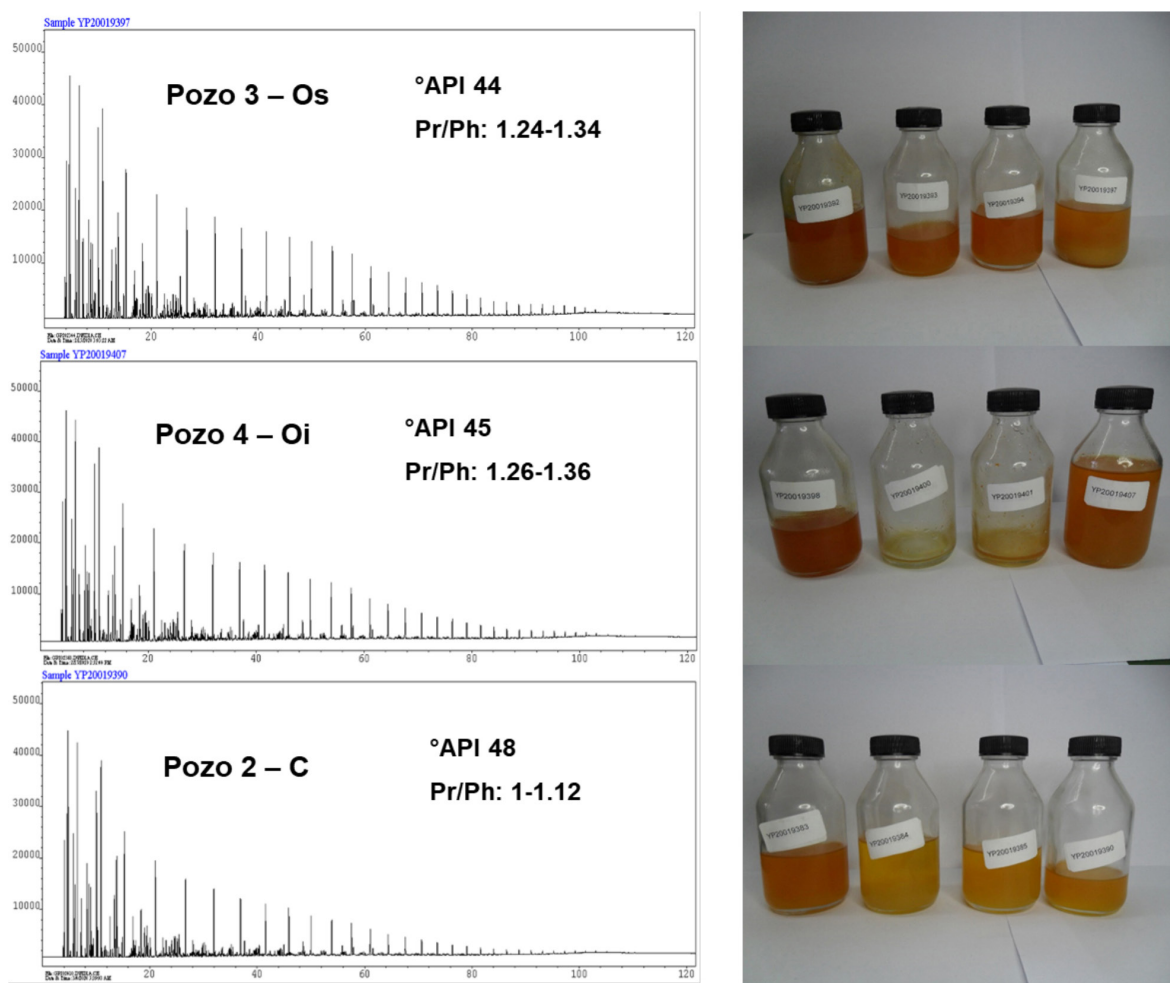


Figura 4. Fingerprints y fotos en viales de muestreo de los petróleos representativos de cada nivel de navegación (Cocina-C, Orgánico Inferior-Oi y Orgánico superior-Os). Adicionalmente, se indican los valores de densidad °API y la relación Pristano/ Fitano (Pr/Ph).

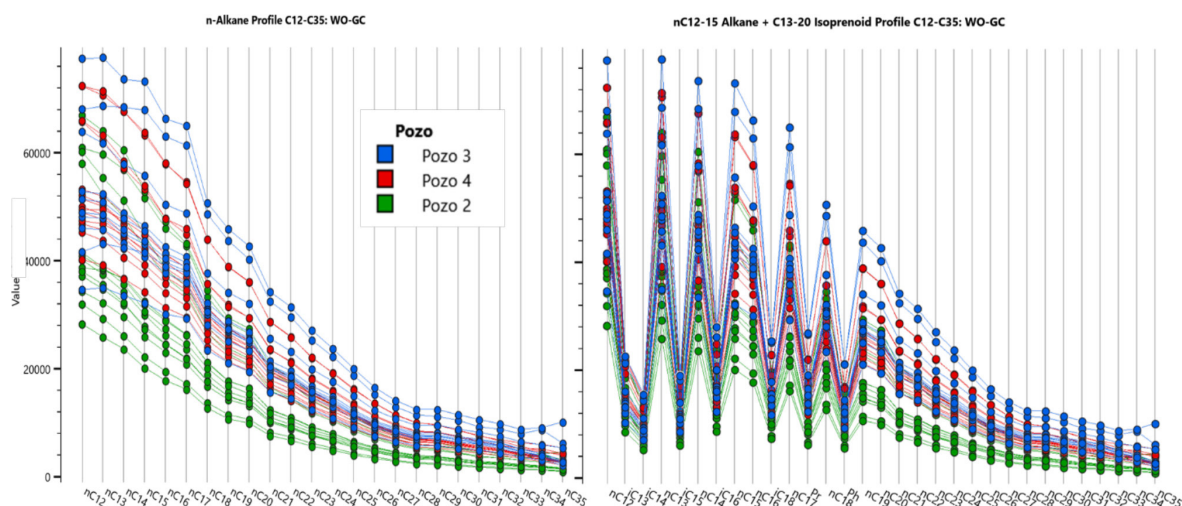


Figura 5. Distribución de n-alcenos e isoprenoides regulares acíclicos en el rango de C12 a C35 para los petróleos estudiados.

Una evaluación más detallada de los hidrocarburos livianos mediante gráficos geoquímicos asociados a fenómenos de alteración (Thompson 1983) muestra que los petróleos de los tres niveles de navegación son similares, normales y no alterados (Fig. 6).

Sin embargo, el diagrama típico de clasificación de Thompson (1983) de la Figura 7a muestra una separación de los petróleos por nivel de navegación con una transición de “Petróleos Alifáticos” a “Petróleos Aromáticos” que está definido por cambios en las facies orgánicas generadoras y en la madurez térmica de generación de los petróleos. Así, las muestras de la Cocina presentan una madurez mayor que los petróleos de ambos Orgánicos, tendencia que también se vislumbra en la relación isoheptano de Thompson (Fig. 7b). Otros parámetros geoquímicos que diferencian los petróleos presentes en cada nivel de navegación y que se obtienen de las cromatografías, son las relaciones asociadas al ambiente de depositación y condiciones rédox. El diagrama pristano/nC17 versus fitano/nC18 de la Figura 7c, el cual refleja paleoambiente y contribución orgánica de la roca generadora Vaca Muerta, pone en evidencia las condiciones más reductoras para el nivel Cocina. A su vez, la relación Pr/Ph refuerza esta segregación por grado de anoxicidad (Fig. 7d).

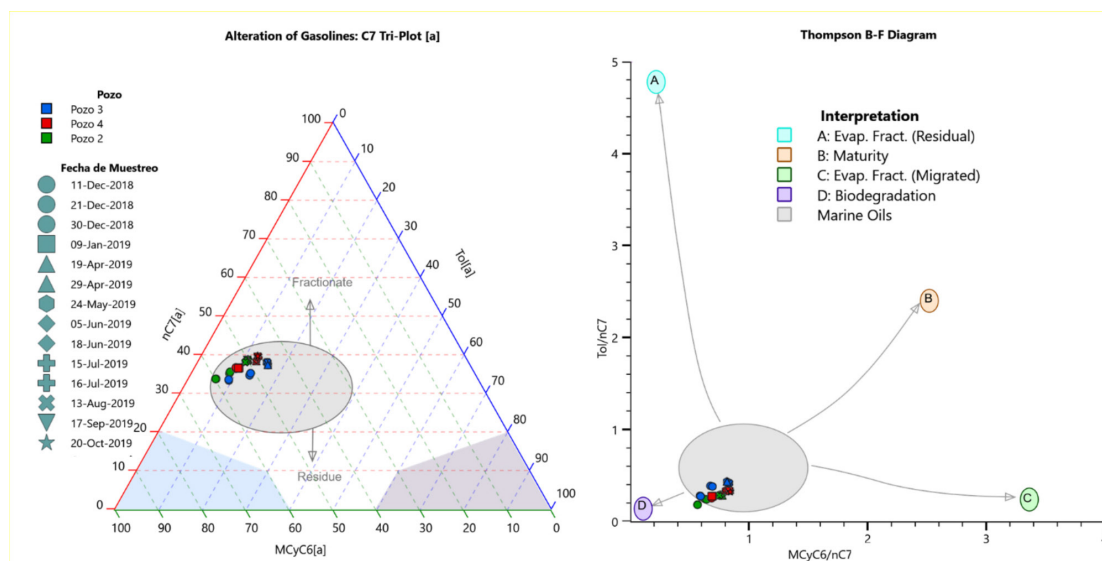


Figura 6. Gráficos de hidrocarburos livianos para los petróleos de los tres pozos horizontales según la frecuencia de muestreo. nC7 = heptano, Tol = tolueno, MC = metilciclohexano, C6 = hexano.



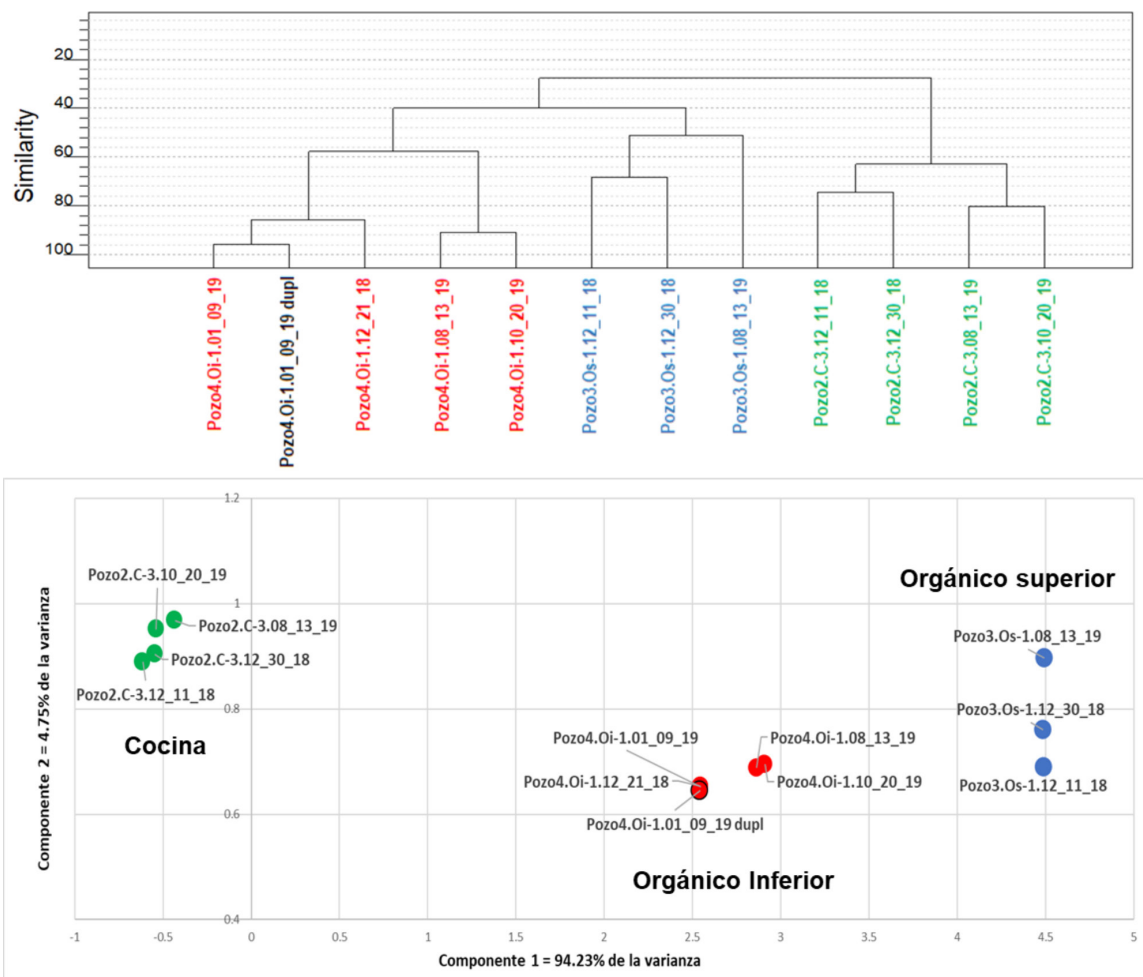


Figura 9. Dendogramas y Análisis de Componentes Principales (PCA) obtenidos del estudio de Continuidad de Reservoirio para las muestras de petróleos involucradas.

Sobre la base de las anteriores diferenciaciones y con el objetivo de identificar variaciones en los petróleos en cada nivel de navegación, se realizó posteriormente un estudio geoquímico de continuidad de reservorios. Del análisis de HRGC se identificaron 19 proporciones de altura de pico estadísticamente más diferentes entre las muestras (las de mayor desvío estándar) en el rango C8-C20 que se visualizan mejor mediante diagramas estrella (Fig. 8). En función de las variaciones que sufrieron los petróleos a lo largo del periodo de muestreo evidenciadas en los fingerprints (Time Lapse Geochemistry -TLG), se seleccionaron 4 muestras por nivel de navegación (las más diferentes entre sí de cada nivel), con los cuales se realizaron análisis estadísticos como Dendogramas y Análisis de Componentes Principales (Fig. 9) donde se identificaron los petróleos característicos y las variaciones de éstos en el tiempo, así como las agrupaciones entre ellos.

De este estudio se seleccionó una muestra de petróleo para la Cocina y una para el Orgánico Superior, ya que no presentaron variaciones composicionales significativas durante el periodo de

muestreo, y dos muestras para el Orgánico Inferior, las cuales sí mostraron diferencias significativas respecto de las demás en la misma temporalidad.

En lo que respecta a los extractos de coronas realizados en el pozo vertical Pozo 1 (Fig. 3), los mismos fueron sometidos al mismo protocolo analítico que los petróleos y se realizó la misma caracterización geoquímica. De este estudio se pudo observar también que los parámetros asociados a madurez y a grado de anoxia permiten diferenciar los hidrocarburos presentes en los diferentes niveles de interés del pozo vertical: Orgánicos, Regresivo, Cocina y Catriel (Fig. 10) y que los mismos están condicionados por las características geoquímicas de la materia orgánica en la Formación Vaca Muerta (Fig. 11).

Esta diferenciación geoquímica observada avaló la realización de un estudio geoquímico de continuidad de reservorios similar al realizado con las muestras de petróleo colectado, con el objetivo de identificar los petróleos característicos de cada intervalo para su posterior empleo en la identificación de interferencias verticales entre los niveles navegados por los pozos y estimar la altura de drenaje para cada uno. Como se puede observar en la Figura 12, en este caso se emplearon 20 proporciones de altura de pico estadísticamente más diferentes medidas a partir de los cromatogramas de HRGC en el rango C8-C20 donde en el Dendograma y gráfico de Análisis de Componentes Principales se identificaron las muestras del pozo vertical pertenecientes a los niveles de interés: Cocina, Regresivo, Orgánicos Inferior y Medio y dos familias para el Orgánico Superior.

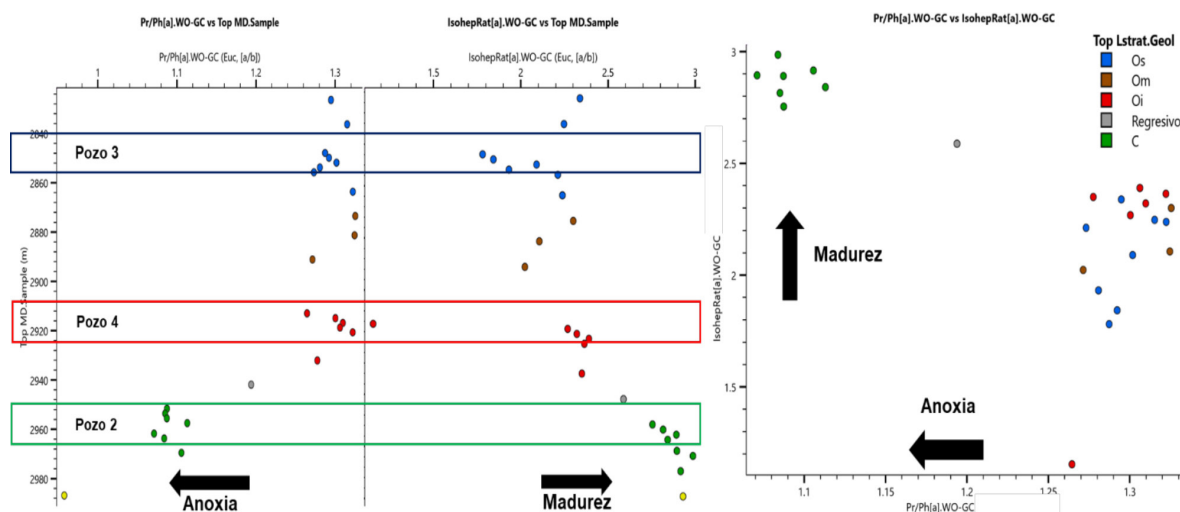


Figura 10. Gráficos geoquímicos de grados de anoxicidad (relación Pr/Ph) y madurez (Relación Isoheptano) para los extractos que permiten diferenciar los intervalos analizados en la corona del pozo vertical (Pozo 1).

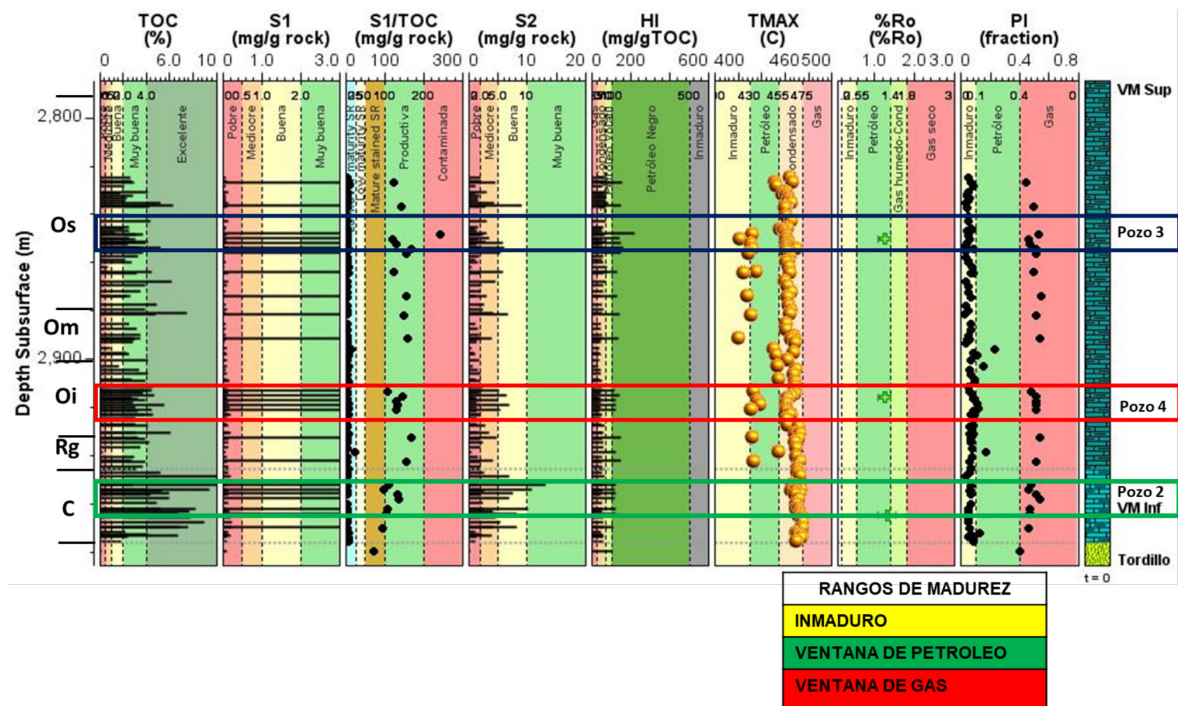


Figura 11. Perfil geoquímico del Pozo 1 con la identificación de los niveles de navegación que evaluaron los Pozos 2, 3 y 4 y patrones geoquímicos de riqueza orgánica (%TOC) y madurez (HI; Tmax y %Ro) que caracterizan a cada uno.

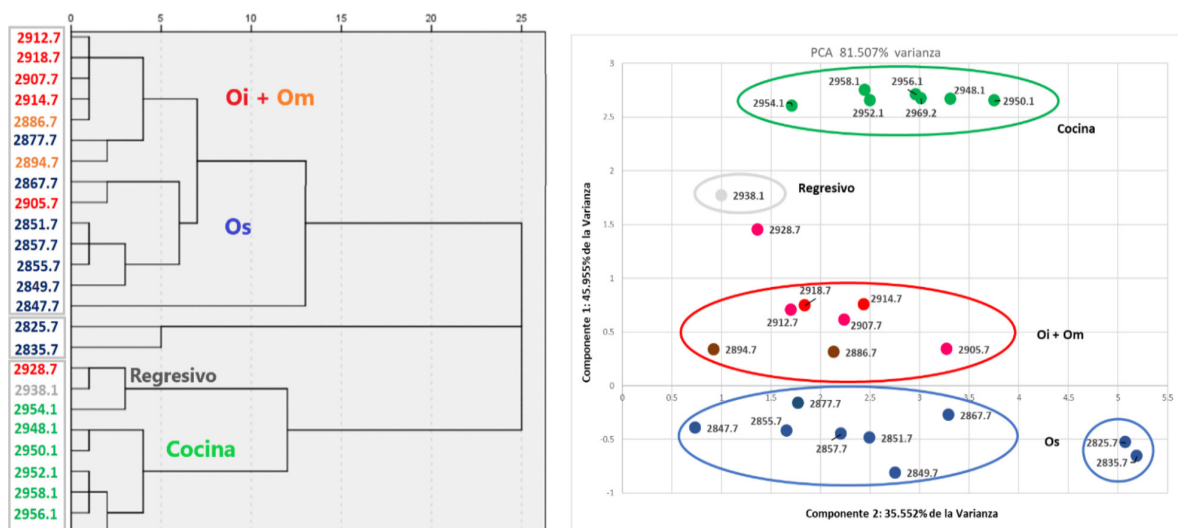


Figura 12. Identificación de las zonas características en los diferentes niveles de interés presentes en el pozo vertical Pozo 1. Aproximación realizada con Dendograma y PCA.

## Estudios de asignación de producción

A partir de la identificación de las muestras de petróleos de producción característicos para cada nivel evaluado (C, Oi y Os) y de los extractos de coronas representativos de cada nivel de interés presentes en el pozo vertical, se realizó un estudio de asignación geoquímica de producción con el objetivo de ver interferencias entre los niveles navegados y estimar la Altura Efectiva de

Drenaje (AEdD) de cada pozo. Adicionalmente, se incorporó en este estudio una muestra del lodo empleado en la perforación del pozo vertical para verificar su impacto en los análisis.

Para realizar este estudio se procedió de la siguiente manera:

- 1 - Las muestras de petróleos, lodo y extractos en vial cerrado se analizaron conjuntamente por cromatografía gaseosa de alta resolución (HRGC-FID). Varias muestras se analizaron por duplicado para permitir la determinación de la incertidumbre analítica (Fig. 13).
- 2 - Los cromatogramas se procesaron inicialmente para luego calcular las proporciones de altura de picos interparafina o relaciones geoquímicas en la zona C10-C18 utilizando un software específico, y así poder realizar la comparación estadística de todas las muestras en su conjunto (Fig. 14).
- 3 - Esto permitió medir el impacto del lodo de perforación en las muestras y hacer un diagnóstico de los posibles End Members (extractos de corona que se toman como tal a fin de alocar la producción). El análisis estadístico permite distinguir agrupaciones o familias de hidrocarburos (Fig. 14).
- 4 - Se seleccionaron minuciosamente las señales cromatográficas a utilizar (la región de trabajo de los cromatogramas) a fin de sortear efectos de evaporación y fraccionamiento. También es de considerar el hecho de que se conjugan petróleos líquidos móviles con hidrocarburos extraídos de roca, donde la fracción de bitumen no móvil en este último también se extrae y forma parte de la muestra.
- 5 - Generación de gráficos estrellas, Dendogramas y Análisis de Componentes Principales para la selección de End Members (Fig. 14, B, C y D).
- 6 - Una vez establecidos los extractos que oficiaron de End Members, se procedió a la realización de un estudio de alocación geoquímica mediante un software específico el cual usó más de 200 alturas de picos interparafina en la zona C11-C19 (McCaffrey *et al.* 2011), con los que se determinaron matemáticamente las contribuciones de las diferentes zonas evaluadas (representadas por los extractos de los testigos corona) a cada petróleo de producción en base a las composiciones (Fig. 15).

Como resultado del estudio de alocación geoquímica se obtiene que la producción en el nivel Orgánico Superior (Pozo 3) proviene principalmente de la zona navegada (80%). En tanto, en la Cocina (Pozo 2) el mayor aporte está dado por la zona más profunda (60%) y el resto proviene de la zona navegada e incluso por arriba de ésta. El Orgánico Inferior (Pozo 4) produce de los niveles Oi, Om y Rg y el aporte de cada uno varía temporalmente. En el primer mes luego de la puesta en marcha del pozo, la producción es principalmente del Om (80%) y luego cambia proviniendo principalmente del nivel navegado para este pozo (Oi, 50-60%).

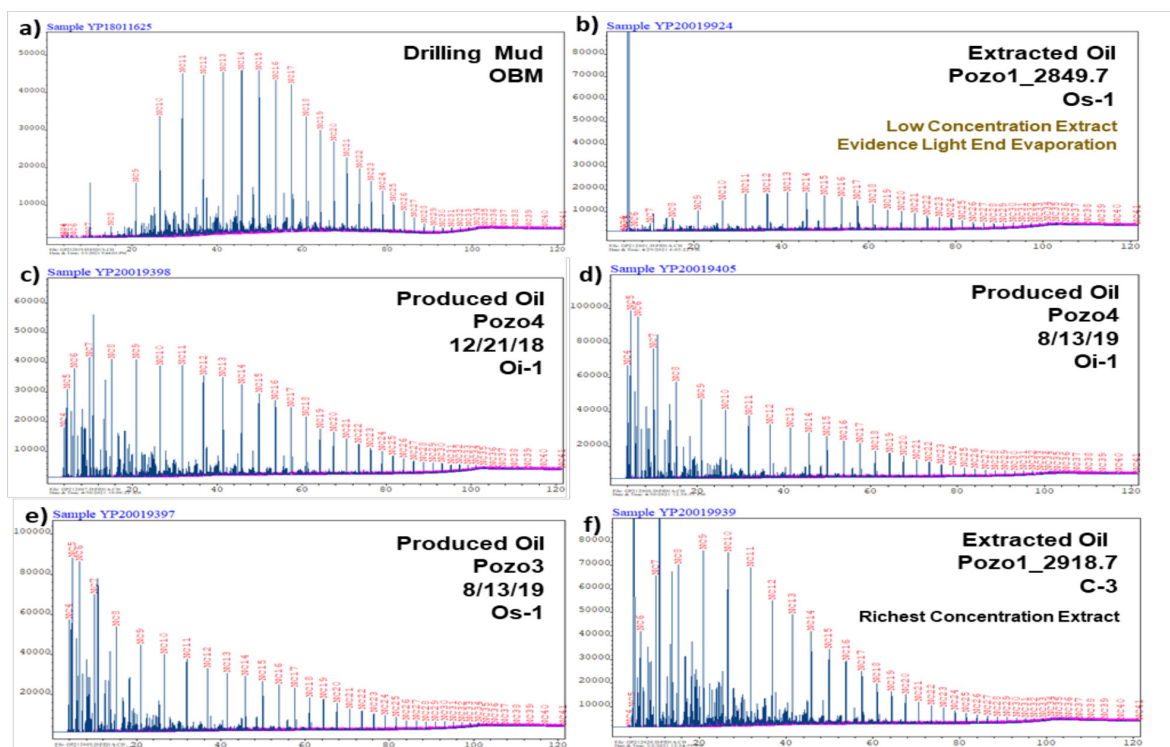


Figura 13. Cromatogramas, donde se muestra la distribución de componentes de acuerdo con el número de átomos de carbono, representativos para los diferentes tipos de muestras involucradas en el estudio de alocación: a) lodo; c), d) y e) petróleos de producción; b) y f) extractos de corona.

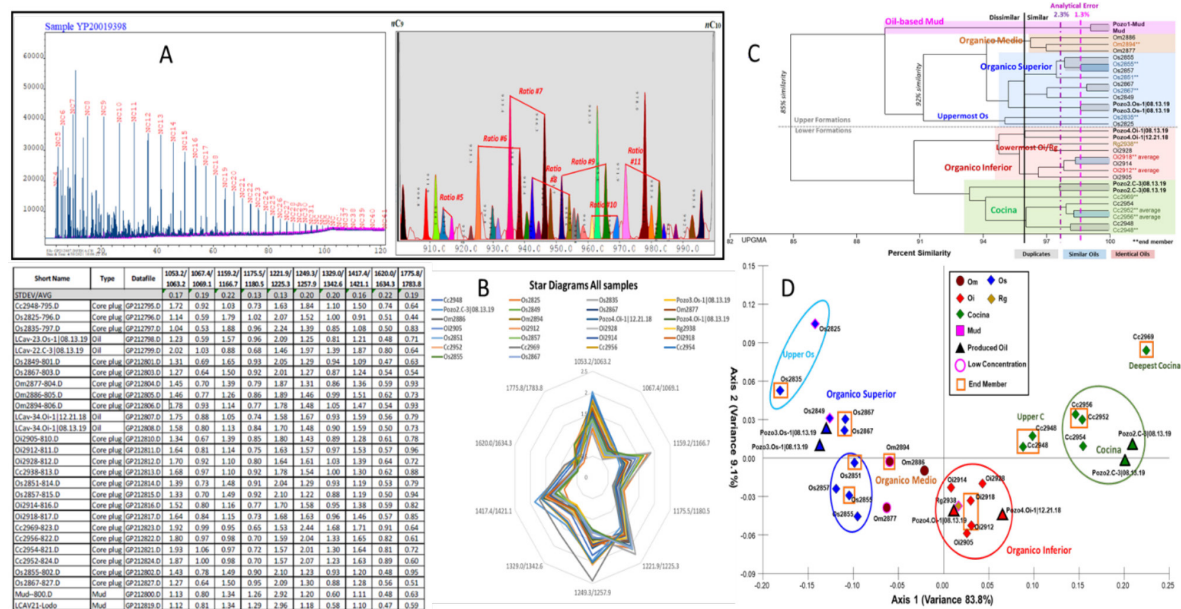


Figura 14. Metodología de estudio para la selección de End members en extractos de coronas, análisis de efecto del lodo y caracterización de los petróleos de producción. Primero se realiza el análisis-HRGC, del cual se toman proporciones de señales interparafina (A) para cada muestra, como lo exhibe la tabla, y a partir de estos datos se realizan las evaluaciones estadísticas: diagramas estrella para visualizar diferencias (B), clustering o dendogramas (C) y análisis de componentes principales (D).

| Well                                               |        | Pozo3<br>Os    | Pozo3<br>Os    | Pozo4<br>Oi    | Pozo4<br>Oi    | Pozo2<br>C     |
|----------------------------------------------------|--------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Sampling Date                                      |        | 8/13/2019      | 8/13/2019      | 12/21/2018     | 8/13/2019      | 8/13/2019      |
| Carbon Range                                       |        | C11-C19        | C11-C19        | C11-C19        | C11-C19        | C11-C19        |
| Impact (%)                                         |        | 2.5            | 2.5            | 1              | 2.5            | 2.5            |
| E<br>n<br>d<br><br>M<br>e<br>m<br>b<br>e<br>r<br>s | Os2835 |                | 17.7%<br>±3.6% |                |                |                |
|                                                    | Os2851 | 76.8%<br>±5.2% |                |                |                |                |
|                                                    | Os2855 |                | 82.3%<br>±3.5% |                |                |                |
|                                                    | Os2867 | 23.2%<br>±5.2% |                |                |                |                |
|                                                    | Om2894 |                |                | 77.9%<br>±3.0% | 37.7%<br>±2.7% |                |
|                                                    | Oi2912 |                |                | 22.1%<br>±3.0% | 62.3%<br>±2.7% |                |
|                                                    | Oi2928 |                |                |                |                |                |
|                                                    | Rg2938 |                |                |                |                | 24.5%<br>±1.9% |
|                                                    | Cc2952 |                |                |                |                | 15.0%<br>±4.3% |
|                                                    | Cc2969 |                |                |                |                | 60.5%<br>±5.0% |

Figura 15. Resultados de la asignación de producción con las contribuciones de las diferentes zonas evaluadas por los extractos de la corona a cada petróleo de producción. En los recuadros de color se marcan las zonas navegadas por los pozos horizontales.

## Interferencias entre niveles de navegación

La integración de los resultados del estudio de asignación geoquímica con la geología de la zona estudiada y el diseño de los pozos horizontales (distancia entre pozos y diseño de estimulación) que producen de los niveles de interés permitió concluir que no se observan interferencias verticales entre ellos (Fig. 16). La producción de los pozos Pozo 3-Os y Pozo 2-C proviene del nivel de navegación evaluado. En cambio, el Pozo 4 (Oi) produce de tres intervalos (Om, Oi y Regresivo) donde el aporte de cada uno cambia en el tiempo. Durante el primer mes de la puesta en marcha de este pozo, la principal producción la aportó el Om, y a partir del segundo mes y hasta la finalización del muestreo (1 año), el principal aporte fue asignado a la zona navegada por el pozo (Oi). Las variaciones temporales en composición observadas en los petróleos de Pozo 4 (Oi) se explican justamente por variaciones temporales en los aportes de los niveles contactados en el pozo.

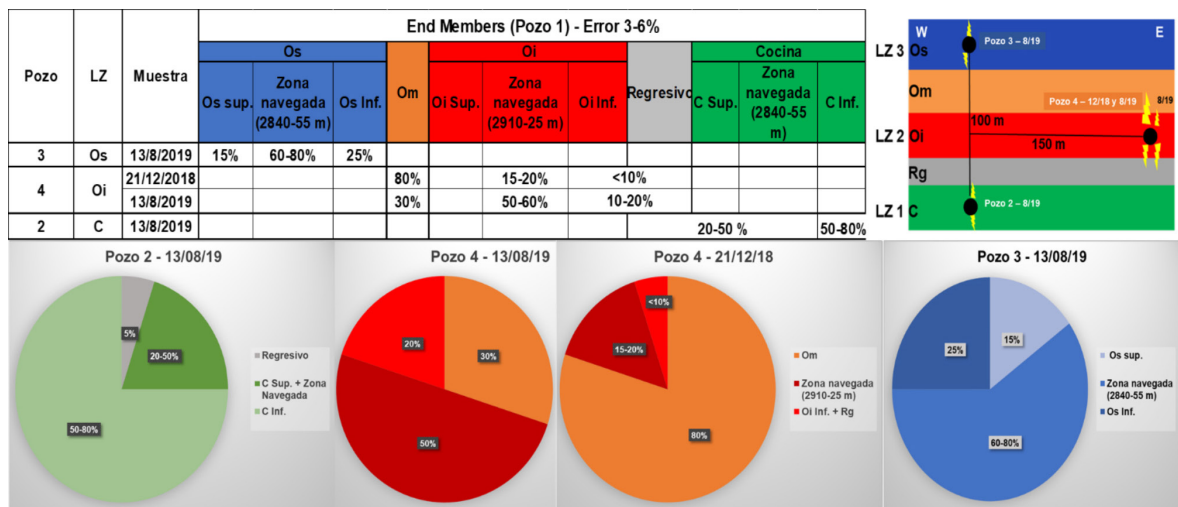


Figura 16. Esquema de interferencias entre los niveles de navegación y estimación de aportes a cada pozo en función de los resultados del estudio de alocaación geoquímica de la producción.

### Estimación de la Altura Efectiva de Drenaje

Para realizar esta determinación se integraron datos de perfiles, pases de los diferentes niveles presentes en el pozo vertical Pozo 1, ubicación de las muestras de los extractos de corona (Fig. 3) y el grado de navegación en zona de los pozos (los tres pozos navegaron en zona >95%). Esta

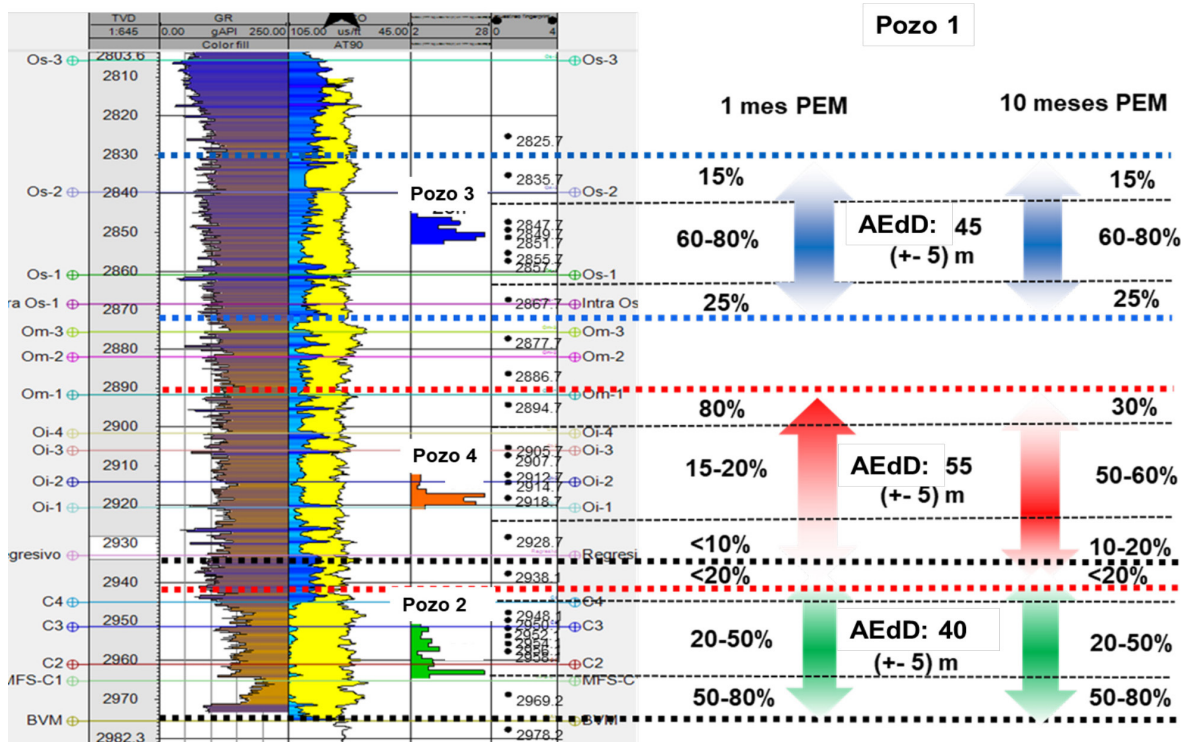


Figura 17. Integración de los datos perfiles, niveles de interés presentes en el pozo vertical Pozo 1 y los porcentajes de geonavegación en zona de los pozos horizontales. Se indican además, las muestras de los extractos de corona y la estimación de la Altura Efectiva de Drenaje (AEdD) para los pozos horizontales a diferentes estadios de producción (1 y 10 meses de la PEM).

información se asoció con los resultados del estudio de alocación de la producción mediante geoquímica realizado entre los petróleos de producción de los pozos 2, 3 y 4 y los extractos de la corona del pozo 1 (Fig. 16).

En función de la producción alocada para cada pozo horizontal (Fig. 15 y Fig. 16) y su correspondencia con el pozo vertical Pozo 1, se estima una AEdD de 45 ( $\pm 5$ ) m. para el Os, de 55 ( $\pm 5$ ) m para el Oi y de 40 ( $\pm 5$ ) m para C (Fig.17).

Adicionalmente, la distribución vertical de los aportes hacia los pozos horizontales (Pozos 2, 3 y 4) muestra que la AEdD no es simétrica para cada nivel de interés y prefiere crecer en una dirección determinada (Fig.17). Para la C y en el periodo de muestreo (1 año aprox.), hay una preferencia en producir de la zona inferior de la zona navegada (65% promedio) y, por lo tanto, la producción resulta asimétrica. Para el Os hay preferencia en producir de la zona navegada (70% promedio) y el resto en forma simétrica tanto de la parte superior como inferior del pozo. Para el Oi, en cambio, durante el primer mes luego de la PEM la producción es preferentemente de la zona superior (80%) y el resto de la zona navegada. Luego del segundo mes de la PEM, la producción proviene principalmente de la zona navegada y el resto de forma simétrica tanto de la parte superior como inferior. En este pozo al Oi, se observa que la producción es asimétrica durante el primer mes de la PEM y luego cambia a simétrica hasta la finalización del estudio (1 año).

### **Integración con otras metodologías**

Con el objetivo de comparar los resultados de AEdD e interferencias entre pozos horizontales obtenidos del estudio de alocación geoquímica con las barreras más importantes para el crecimiento de las fracturas, se integró este estudio con el modelo geomecánico para el pozo vertical Pozo 1 (Fig. 18). Este modelo fue realizado con las propiedades elásticas y de resistencia calibradas con datos de laboratorio disponibles en el campo, con las calibraciones de los esfuerzos a partir de los resultados de DFITs y las interpretaciones de los rasgos de la pared del pozo o breakouts procedentes de los registros de imágenes. En este modelo, se pueden observar algunas barreras mecánicas entre los Orgánicos y en el Regresivo y no se observan en la Cocina. Con respecto a la anisotropía, se espera un crecimiento de fractura menor para la Cocina (menor anisotropía) y mayor en los Orgánicos.

Resulta interesante destacar la muy buena correlación entre los resultados del estudio geoquímico de interferencias entre los niveles testeados por los pozos y la presencia de las principales barreras geomecánicas. Además, las AEdD estimada para cada pozo concuerdan con los resultados de anisotropía del modelo geomecánico.

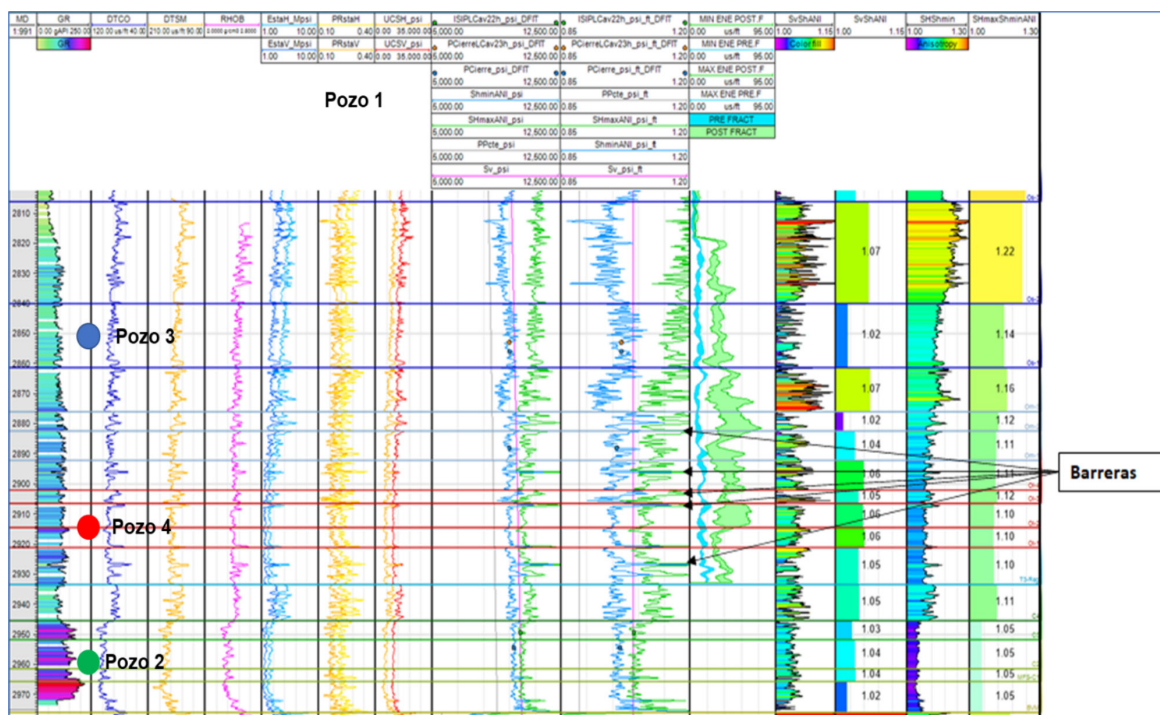


Figura 18. Modelo geomecánico para el pozo vertical Pozo 1 con identificación de las principales barreras y ubicación de los pozos horizontales (Pozo 2, 3 y 4)

## CONCLUSIONES

En análisis y caracterización geoquímica de petróleos de producción de pozos horizontales y extractos de corona de la formación Vaca Muerta ha permitido su empleo para cuantificar las interferencias verticales entre pozos horizontales y estimar la altura de drenaje de los mismos

Los petróleos de los tres pozos horizontales estudiados son normales, livianos, térmicamente maduros y sin alteraciones. Sólo se reconocen diferencias geoquímicas asociadas a madurez y niveles de anoxia en el ambiente de depositación de la roca madre que los generó.

Los extractos de corona pertenecientes al pozo vertical poseen características geoquímicas similares a las observadas en los petróleos (madurez y grados de anoxia) y se identificaron características geoquímicas propias (End members) para los intervalos del Orgánico Superior (Os), Orgánico Medio (Om), Orgánico Inferior (Oi), Regresivo (Rg) y Cocina (C) de la Formación Vaca Muerta y también para la Formación Catriel. Estas diferenciaciones respaldaron los estudios de reservorios y alocación geoquímica para identificar interferencias verticales entre los niveles navegados por los pozos y estimar la altura efectiva de drenaje.

Los estudios de alocación geoquímica de producción realizados entre petróleos de producción de los pozos horizontales, el lodo empleado para la perforación y los extractos de la corona del pozo vertical (Pozo 1) evidenciaron que no se observan interferencias verticales entre los niveles de interés evaluados por los pozos horizontales (Pozos 2, 3 y 4). Además, no se observa

interferencia del Pozo 2 (C) con la Fm. Catriel, confirmando que la producción del pozo se restringe a la Cocina. La producción de los Pozos 2 (C) y 3 (Os) proviene principalmente de los intervalos evaluados (C y Os), el Pozo 4 (Oi) produce de tres intervalos (Om, Oi y Rg) cuyo aporte cambia con el tiempo. Durante el primer mes de la puesta en marcha de este pozo, la principal producción la aportó el Om, y a partir del segundo mes y hasta la finalización del muestreo (1 año), el principal aporte fue asignado a la zona navegada por el pozo (Oi).

Se estima una altura efectiva de drenaje (AE<sub>DD</sub>) de 45 m para el Pozo 3-Os, de 55 m para el Pozo 4-Oi y de 40 m para el Pozo 2-C. Además, la AE<sub>DD</sub> no es simétrica en todos los pozos y crece preferencialmente en una cierta dirección dependiendo de cada nivel de navegación.

Existe una correspondencia entre la AE<sub>DD</sub> estimada en los 3 pozos horizontales y los resultados de anisotropía obtenidas en el modelo geomecánico del pozo vertical (Pozo 1). Además, las barreras definidas en este modelo para ver el crecimiento de las fracturas avalan la ausencia de interferencias entre los niveles navegados por los pozos horizontales.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecemos a YPF S.A. por la autorización de la publicación de este trabajo.

## REFERENCIAS CITADAS

- Baskin, D. K., Hwang R. J. y Purdy R., 1995, Predicting Gas, Oil, and Water Intervals in Niger Delta Reservoirs Using Gas Chromatography. AAPG Bull. V.79, N°3, p. 337-350.
- Brisson, I. E., Fasola M. E. y Villar H.J., 2018, Organic geochemical patterns of the Vaca Muerta Formation, in D. Minisini, M. Fantín, I. Lanusse Noguera y H. 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, 2005 (CD)
- 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 (CD)
- Horstad, I. y Larter S. R., 1997, Petroleum Migration, Alteration, and Remigration within Troll Field, Norwegian North Sea. AAPG Bull. V.81, N° 2, p. 222-248.
- Jweda, J., Michael E., Jokanola, O., Hofer, R., and Parisi, V., 2017, Optimizing field development strategy using time-lapse geochemistry and production allocation in Eagle Ford. URTeC #2671245, p. 1-17.
- Kaufman, R.L., Ahmed A.S. y Hemphkins W.B. (1987), A New Technique for the Analysis of Commingled Oils and its Application Calculations. in

- Proceedings Indonesian Petroleum Association, Sixteenth Annual Convention, October 1897
- Kaufman, R.L., Ahmed A.S. y Elsinger R.J., 1990, Gas Chromatography as a Development and Production Tool for Fingerprinting Oils from individual Reservoirs: Applications in the Gulf of Mexico, in D. Schumaker and B. F. Perkins (Eds.), Proceedings of the 9th annual research conference of the Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, p 263- 282.
- Kornacki, A. S., Westrich, J. T., Gong, C., Rodriguez, L., and Etienne, J. S., 2017, Applying HC fingerprinting technology to determine the amount of oil produced from hydraulically-fractured Wolfcamp reservoirs using petroleum samples extracted from conventional core *plugs*. URTeC #2670968, p. 1-14.
- 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 (CD).
- Labayén, I., Fasola M., 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, p 62-63.
- Larter, S.R. y Aplin A.C., 1995, Reservoir Geochemistry: methods, applications and opportunities, in The Geochemistry of reservoirs, Cubbit, J.M. & England, W. A. (Eds), Geological Society Special Publication N° 86, pp 5-32.
- Larter, S.R., Aplin A.C., Corbett P. y Ementon N., 1994, Reservoir Geochemistry: a Link between Reservoir Geology and Engineering? SPE 28849, p 441-450Macafre.
- Liu, F., Michael E., Johansen, K., Brown, D., and Allwardt, J., 2017, Time-lapse geochemistry (TLG) application in unconventional reservoir development. URTeC #2670186, p. 1-16.
- McCaffrey, M. A., Ohms D. H., Werner M., Stone C., Baskin D. K., y Patterson B. A., 2011, Geochemical allocation of commingled oil production or commingled gas production. Society of Petroleum Engineers Paper Number 144618. p 1-19
- McCaffrey, M. A. y Baskin K., 2016, Applying Oil Fingerprinting to Unconventional Reservoirs in the Permian Basin for Characterization of Frac Height and Quantification of the Contribution of Multiple Formations to Commingled Production. URTeC #2460348, p. 1-11.
- Thompson, K.F.M., 1983. Classification and thermal history of petroleum based on light hydrocarbons. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 47, p. 303-316.