

APLICACIÓN DE LA GEOQUÍMICA EN UN YACIMIENTO DE CRUDOS PESADOS

Martín Fasola¹, Mauricio Federici¹

1: YPF S.A., martin.fasola@ypf.com, mauricio.federici@ypf.com

Palabras claves: Geoquímica, Alocación, Llanqueto, Crudos Pesados

ABSTRACT

Application of geochemistry in a heavy oil field

The Llanqueto Field is located in the northern sector of the Neuquén basin, in the province of Mendoza, 37 km south of the city of Malargüe. Due to the characteristics of reservoirs and reservoir production conditions, it was decided to use oil geochemistry to observe areal and vertical variations of the fluids and quantify the amount of oil that each reservoir contributes to the total production and to correlate this data with the quality and quantity of the reservoirs contacted. For this reason, a selection and geochemical characterization of the samples taken from wells that produce of a single formation was carried out, to compare with the mixtures produced by the rest of the wells. Through the integration of data from reservoirs and geochemistry, we concluded that oil geochemistry is a tool that contributes to the development of reservoirs since it allows to understand the areal and vertical oils characteristics and to know the contribution of each of the zones to the joint production of the wells.

INTRODUCCIÓN

El Yacimiento Llanqueto se encuentra ubicado en el sector norte de la cuenca Neuquina, en la provincia de Mendoza, a 37 km al sur de la ciudad de Malargüe, al sur del Cerro “El Trapal”, próximo al margen oeste de la laguna Llanqueto, vecino al “Área Natural Protegida Laguna Llanqueto” (Ley 7824), ocupando esta área un 75% del Bloque. La superficie total del Bloque de concesión es de 98 km² (Fig. 1).

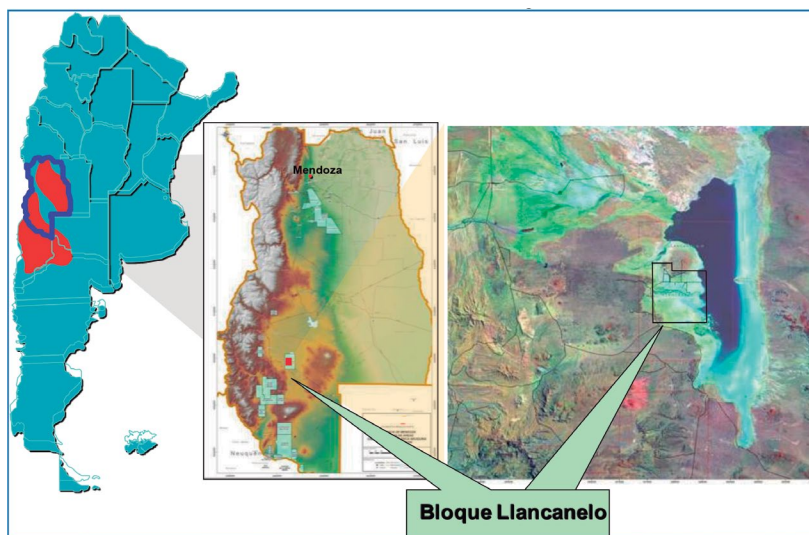
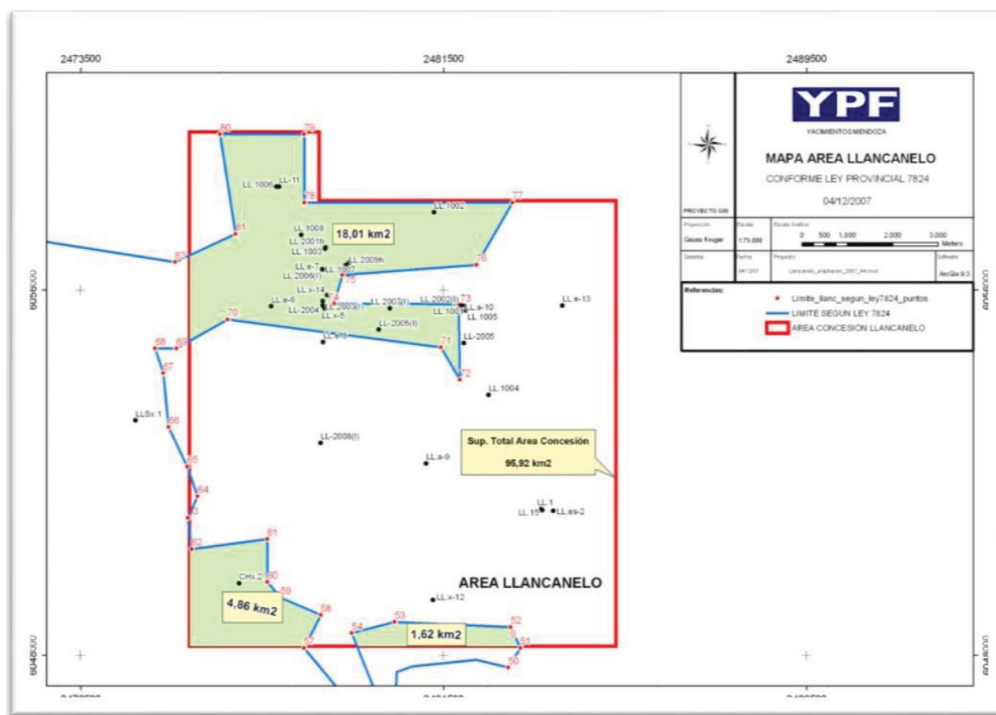


Figura 1. Ubicación del Yacimiento Llanqueto-Cuenca Neuquina

En el área de Llanquanelo manifestaciones superficiales de petróleo, aguas sulfurosas y gas combustible han sido reconocidas desde épocas remotas. Los primeros proyectos exploratorios se iniciaron en los años '30, habiéndose perforado los dos primeros pozos en 1937, LL-1 y LL-2 quienes comprobaron la existencia de petróleo en niveles del Terciario indiferenciado. En 1965 Y.P.F. perfora el pozo YPF.Md.NLL.x-5 siendo el pozo descubridor para el Grupo Neuquén; hasta 1977 Y.P.F. perforó 13 pozos en el área de explotación y 3 pozos exploratorios fuera de la misma. En enero de 1981 la concesión es otorgada bajo contrato de riesgo (N° 21486) a un consorcio integrado por Union Oil Co (50%) el cual sería su operador e Inalruco (50%), a partir de febrero de 1981 Inalruco asigna sus intereses a Alianza Petrolera SA (APASA). Entre 1981 y 1985 se perforaron ocho (8) pozos verticales engravados a los fines de la implementación del proyecto de inyección de vapor de agua. A partir de 1993 APASA obtiene el 100 % de la concesión y comienza a explotar los pozos verticales perforados por Union con bombas PCP y sin aporte de energía térmica. El petróleo producido se vendía como asfalto a compañías cordobesas. En 1998 se estableció un acuerdo entre YPF y APASA, por el mismo YPF S.A. ingresa a la UTE como operador, se compromete a realizar un estudio sobre el procesamiento y la comercialización de los hidrocarburos del área y a perforar un pozo horizontal para evaluar la explotación en frío. Tras ocho años de litigios entre la ONG OIKOS y el gobierno provincial por cuestiones medioambientales, el 31 de enero de 2008 se publica en el boletín oficial la ley 7824 en la cual se definen los nuevos límites del Área Natural Protegida “Laguna de Llanquanelo” (ANP), que destraba el conflicto judicial. Dentro de los límites del ANP no está permitida la actividad petrolera, además



de la restricción en superficie, la ley contempla una restricción en profundidad por la cual se prohíbe realizar actividad física hasta los 600 m de profundidad. En julio del año 2010 se reinicia la actividad de perforación en el área y a la fecha se han completado 31 sondeos adicionales, 30 de los cuales son horizontales y uno vertical en la zona sur del yacimiento.

Debido a las restricciones mencionadas anteriormente, es necesario el empleo de tecnologías que no afecten las operaciones propias del yacimiento, por lo que la geoquímica del petróleo surge como una herramienta alternativa para conocer las características y variaciones de los fluidos en el reservorio y en la producción.

La geoquímica del petróleo aplicada a reservorios y producción requiere el reconocimiento de diferencias composicionales significativas entre los fluidos correspondientes a cada uno de los reservorios de interés. Si se observan estas diferencias, es posible emplear esta técnica para asignar la producción en pozos abiertos en ambos reservorios y observar variaciones tanto laterales como en la vertical de los petróleos dentro del yacimiento.

Marco Geológico

El Yacimiento Llancanelo se encuentra dentro del ámbito norte de la Cuenca Neuquina, en una posición de borde; la columna estratigráfica tipo para la zona del yacimiento se detalla en la Figura 3. En el área del yacimiento la columna estratigráfica se inicia con las vulcanitas permo-triásicas del Grupo Choiyoi, las que constituyen el basamento económico de la cuenca. Sobre ellas se depositan los niveles clásticos y carbonáticos del Grupo Cuyo y Grupo Mendoza, al que le preceden los niveles de la Fm. Diamante + Huitrín (Grupo Rayoso) sobre el que apoyan discordantemente las areniscas y conglomerados matriz soportados del Grupo Neuquén, de edad Cenomaniana-Campaniana (94 a 80 M.a.), los cuales tienen un espesor promedio en el área de unos 200 metros aproximadamente. Mediando una discordancia se encuentran depósitos de yeso, calizas, margas, arcillitas y limolitas arenosas del Grupo Malargüe, representado por la Fm. Loncoche y Roca, con un espesor promedio de unos 70 m. La columna sedimentaria culmina con depósitos espesos continentales terciarios que alcanzan una potencia máxima de 1.000 m. Asimismo, en diferentes secciones de la secuencia se intercalan algunos cuerpos basálticos de edad terciaria, principalmente el denominado Basalto Inferior, de unos 40 m de espesor ubicado entre 70 y 100 m por encima del tope del Grupo Malargüe, junto con un Basalto Superior terciario-cuatrnario de unos 30 m de espesor, ubicado unos 20 m por debajo del nivel del terreno.

Las areniscas y conglomerados del Grupo Neuquén constituyen los principales reservorios del yacimiento, entendiéndolo como una unidad netamente fluvial, que desarrolla pequeños abanicos aluviales en la zona de borde oriental. En esta zona de borde, es donde se amalgaman varias de las discordancias estratigráficas internas mejor evidenciadas en posiciones más internas de la cuenca de Grupo Neuquén. En esta unidad se han reconocido al menos tres electrosecuencias de

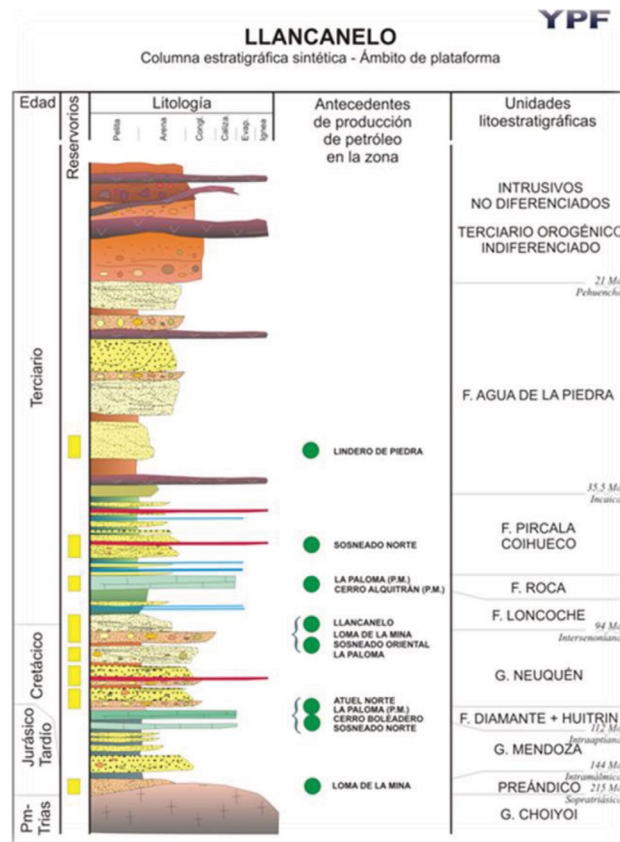


Figura 3. Columna estratigráfica para el Área de Llacanelo

carácter grano-estrato decreciente denominadas de abajo arriba: Azul, Oliva y Verde. En muchos pozos la electrosecuencia Azul presenta una sección basal ligeramente grano-creciente que ha sido denominada Sub-Azul. La secuencia Azul + Sub-Azul se apoya directamente sobre las vulcanitas del Grupo Choyoi y en ocasiones sobre el Grupo Mendoza en el sector occidental del yacimiento, y posee un espesor que oscila entre 37 m y 290 m, mostrando un espesamiento progresivo hacia el sur oeste; toda la secuencia está integrada por areniscas gruesas y conglomerados cuyas porosidades promedian el 18%. El arreglo grano-decreciente de las electrofacies y su distribución espacial de espesores sugieren que los sedimentos se habrían depositado en un ambiente de abanico aluvial de alta energía en borde de cuenca, con un alto estructural local que habría actuado como zona de aporte del material. Las electrosecuencias superiores (Oliva y Verde), de mayor interés petrolero, muestran un claro sentido progradante marcado por un arreglo grano-estrato decreciente, las que a su vez pueden subdividirse internamente en sub-ciclos también grano-estrato-decrecientes. Cada ciclo individual comienza en su base con niveles de areniscas finas con abundante matriz arcillosa que lo limita con el ciclo subyacente, culminando en el techo con areniscas gruesas a medianas mal a moderadamente seleccionadas y conglomerados matrix-soportados, generalmente con abundante cemento calcáreo. Los espesores individuales oscilan entre 30 m y 70 m con porosidades del orden

de los 16 al 23%. A su vez cada ciclo individual de mayor orden (Verde, Oliva, Azul) ha sido dividido en sub-ciclos grano-decrecientes con niveles generalmente cementados hacia el techo, lo que representarían eventos depositacionales de menor orden dentro de cada secuencia identificada en el yacimiento; se asume que estos sub-ciclos podrían corresponderse con unidades de flujo individuales. En un ambiente depositacional de alta energía con arreglo de abanicos aluviales sería de esperar reservorios en algunos casos amalgamados y probablemente interconectados lateralmente de manera aleatoria.

Desde el punto de vista estructural, el área está dominada por un anticlinal fallado ligeramente asimétrico cuyo eje tiene un rumbo aproximado NW-SE. Con igual sentido y paralelo al eje del anticlinal existe una falla inversa de aproximadamente 70 m de rechazo. Sobre el NW de la estructura se desarrolla un sistema de fallas antitéticas y sintéticas de alto ángulo; el modelo de entrapamiento es definido como de tipo estratigráfico-estructural, conformando la trampa el anticlinal asimétrico fallado que define un bloque elevado al W y un bloque hundido hacia el E, con los niveles del Grupo Neuquén que se acuñan y adelgazan hacia el E contra el alto estructural. El modelo tipo Paired Bend explica el alto de Llacanelo y Cerro Pozo como una zona localmente compresiva y el bajo de la Laguna Llacanelo en una zona localmente extensiva, generadas por una falla de rumbo con movimiento dextral y geometría curva. La falla sería paralela a los límites de la Laguna y se extendería hacia el Norte.

Desarrollo del yacimiento

Los primeros pozos en documentar producción acumulada del yacimiento fueron los perforados en la década del '80. Estos sondeos atravesaban las formaciones Verde y Oliva, se ensanchaban y luego se engravaban. La producción aportada era en conjunto de ambas formaciones y en general se medían viscosidades promedio, a temperatura de formación, de 3.000 cp. El primer pozo horizontal en el área fue tipo slant, atravesando ambas formaciones y produciendo un crudo de similares características a las aportadas por los verticales.

A partir del reinicio de las actividades en el yacimiento en el año 2010, los pozos fueron diseñados para drenar cada reservorio en forma independiente, por tanto, los primeros se construyeron solamente dentro de la secuencia Verde u Oliva según correspondiera. La información aportada por estos nuevos sondeos muestra la desvinculación hidráulica de las dos secuencias principales, tanto por los contactos de agua independientes como por la reología de los crudos producidos. En este sentido, la secuencia Verde tiene un contacto estructuralmente más alto que la secuencia Oliva y el hidrocarburo producido una viscosidad tres veces mayor que la de la secuencia más profunda.

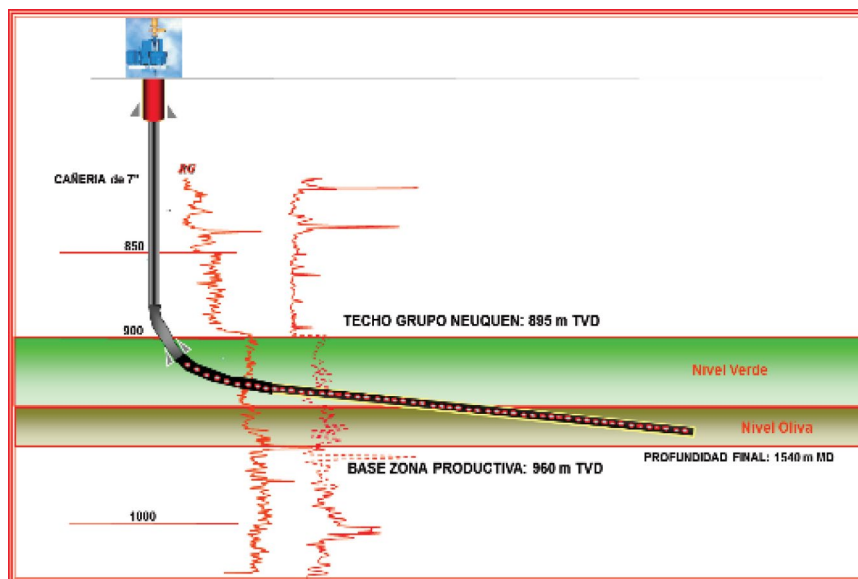


Figura 4. Esquema del pozo tipo slant

La productividad de los pozos quedó fuertemente condicionada por la viscosidad de los reservorios contactados, como así también, por la cantidad de metros en facies reservorios que el pozo atravesara. Los pozos que navegan la secuencia Verde están condicionados en su productividad por la alta viscosidad de esta formación y favorecidos por una mayor permeabilidad y continuidad lateral, mientras que los pozos a la formación Oliva, cuya viscosidad es sensiblemente menor, están condicionados por la alta heterogeneidad tanto horizontal como vertical.

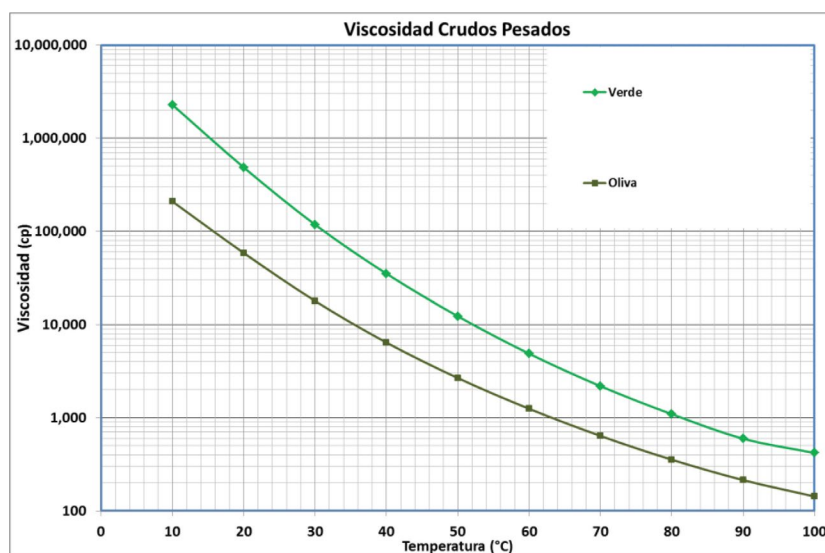


Figura 5. Correlación viscosidad vs. temperatura

Para minimizar estos riesgos se cambió de estrategia de explotación y se pasó a perforar pozos que atravesaran ambas formaciones tanto desde arriba hacia abajo como a la inversa (Fig. 6). Cada uno de estos pozos producen crudos que son mezclas de los dos reservorios lo cual se puede inferir cualitativamente en función de los ensayos de viscosidad medido.

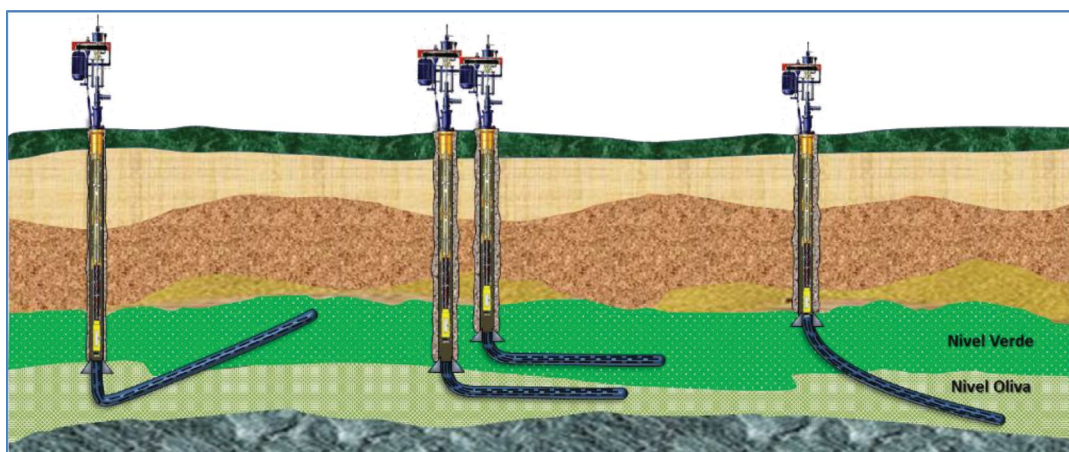


Figura 6. Diseño de pozos que atraviesan ambos niveles

Debido a la nueva estrategia de desarrollo de este yacimiento, el desafío del empleo de la geoquímica es tratar de cuantificar la cantidad de petróleo que aporta cada formación a la producción total y poder correlacionar este dato con la calidad y cantidad de los reservorios contactados. Adicionalmente, se correlacionaron los petróleos para evidenciar variaciones laterales.

Antecedentes y marco conceptual de estudios de geoquímica en petróleos

En la literatura especializada se presentan diversas aplicaciones de la Geoquímica de Petróleos para la resolución de problemas en reservorios y producción. Se pueden mencionar los trabajos de Kaufman (1987 y 1995) y de Rajasingam *et al.* (2004) en el Golfo de México, Horstad y Larter (1995) en el Mar del Norte, Baskin *et al.* (1995) en el Delta del Níger, Callejón-Jiménez (1995) y Kaufman (1996) en Venezuela y Kaufman (1997) en el Sudeste asiático. Localmente se ha desarrollado una metodología para discriminar el aporte de petróleo de capas individuales a la producción en el Yacimiento Chihuido de la Sierra Negra – Lomitas. La misma se ha aplicado satisfactoriamente en YPF S.A. en los yacimientos de Señal Cerro Bayo y Volcán Auca Mahuida de la cuenca Neuquina y en las áreas de Manantiales Behr, Cañadón Vasco, Cerro Guadal Norte y Los Perales de la Cuenca del Golfo de San Jorge. En el área de estudio, solo existen estudios regionales de filiación de los petróleos con sus rocas generadoras (Rosso, M. y Labayén, I. 1991.; Wavrek, *et al.* 1994.; Villar, H. 2001.; Villar, H., *et al.*, 2008.; Villar, H., *et al.* 2011-2014.; Fasola, M. 2015 y 2016.

Las aplicaciones tradicionales de la geoquímica en la industria del petróleo han tenido fundamentalmente fines exploratorios a través de la identificación de rocas con capacidad generadora de petróleo, la evolución de su madurez con el tiempo geológico y la estimación de los volúmenes de petróleo generados. Desde 1985 se encuentran en la bibliografía especializada ejemplos de aplicaciones de la metodología geoquímica que ayudan a la resolución de problemas de producción y reservorios. La diferencia más evidente entre un estudio exploratorio y el análisis de reservorios es la escala de muestreo. Los estudios exploratorios generalmente son regionales y se seleccionan muestras de petróleos y/o rocas que representan los diferentes sistemas petroleros, logrando determinar las tendencias de madurez y las relaciones genéticas entre petróleos y rocas madres. En los estudios geoquímicos de caracterización de reservorios se realiza un muestreo detallado por capas productoras en un yacimiento o en una porción del mismo.

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. 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 que permite discriminarlos sobre la base de su origen geológico y sus transformaciones posteriores en subsuelo (Fig. 7). Una población de petróleos se define como el conjunto de petróleos (o gases) que pueden diferenciarse de otros petróleos (o gases) en una provincia geológica sobre la base de propiedades geoquímicas relacionadas con su origen. Para ser agrupados en la misma población los petróleos deben haberse generado en la misma roca

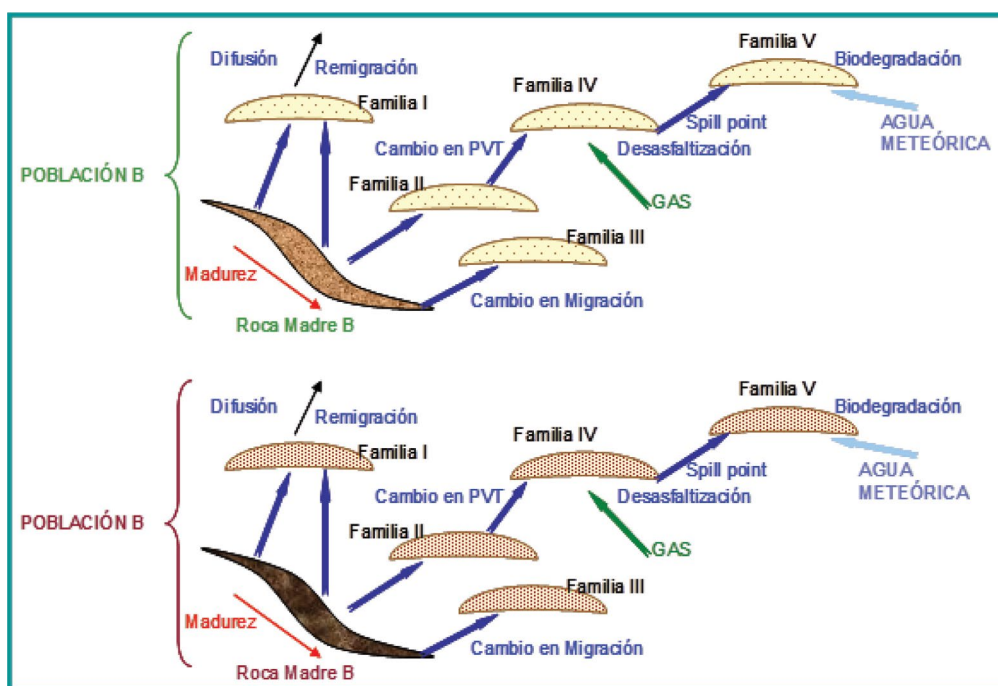


Figura 7. Poblaciones y Familias de petróleos (modificado de Horstad y Larter, 1997).

madre, aunque pueden tener diferentes tiempos de generación y expulsión o niveles de madurez. Las familias de petróleos se definen como subgrupos de una población de petróleos con diferentes propiedades químicas o físicas. De esta forma cada población de petróleos puede estar representada por varias familias con diferencias composicionales debido a aquellas Alteraciones Primarias relacionadas con la cinética de la generación (madurez, tiempo de generación y expulsión) o a alteraciones secundarias, que ocurren en el reservorio y están asociadas a procesos de maduración, biodegradación, lavado con agua, fraccionamiento de fases durante la migración o por pérdidas del sello, las cuales están relacionadas con modificaciones en las condiciones PVT de los fluidos.

La metodología analítica nos permite observar las alteraciones primarias y secundarias que sufren los petróleos es la cromatografía gaseosa capilar con detector de ionización de llama (GC-FID).

La asignación o alocación de producción mediante geoquímica tiene la ventaja de evitar detener la producción del pozo, es independiente de la producción de agua, se puede emplear como una herramienta de monitoreo para entender cambios en la producción en el tiempo y además, el costo de la aplicación de esta técnica es mucho menor (~10%) si lo comparamos con los perfiles de producción (PLT). La alocación de producción es un dato invaluable para mejorar la calidad de modelos dinámicos y de sus pronósticos y también tienen un correlato inmediato en la optimización de la producción del pozo, dado que nos permite identificar que capa produce más agua que la otra pudiendo tomar decisiones operativas de cementar o bajar tapón. En forma complementaria a la alocación, es posible determinar las características de los petróleos presentes en cada reservorio y establecer correlaciones laterales y verticales de los mismos.

METODOLOGÍA DE ESTUDIO

Para cumplir con este objetivo, se procedió al muestreo y análisis de petróleos de ocho pozos pertenecientes a capas individuales de las secuencias Verde y Oliva del Grupo Neuquén y petróleos de producción en conjunto.

Sobre estas muestras se procedió a la determinación de densidad, viscosidad, % de azufre (%S) y cromatografía gaseosa con detector de ionización de llamas (GC-FID). El detalle de las muestras y las determinaciones realizadas se resumen en la Fig. 8.

Para identificar las características y procesos de alteración presentes en los petróleos, se empleó la técnica de cromatografía gaseosa capilar con detector de ionización de llama (GC-FID). Esta es una técnica analítica ampliamente aplicada para el estudio de mezclas complejas, como es el caso de los petróleos, y permite obtener la distribución de componentes de cada muestra de acuerdo con el número de átomos de carbono y a las características estructurales de

Pozo	Reservorio	Tipo de muestra	Año	Determinaciones Analíticas			
				Densidad °API	Viscosidad cP	S %	GC-FID
Pozo A (13)	Secuencia Verde	Petróleo	2013	10,7	9300	2,34	X
Pozo A (14)	Secuencia Verde	Petróleo	2014	12,6	4314	2,46	X
Pozo B	Secuencia Oliva	Petróleo	2014	13	1144	2,62	X
Pozo C	Producción en conjunta	Petróleo	2014	13	2384	2,48	X
Pozo D	Producción en conjunta	Petróleo	2014	12,5		2,58	X
Pozo E	Secuencia Verde	Petróleo	2015	11,3			X
Pozo F	Secuencia Verde	Petróleo	2015	12,7	5950		X
Pozo G	Secuencia Oliva	Petróleo	2015	12,7	3650		X
Pozo H	Secuencia Oliva	Petróleo	2015	12,9	2250		X

Figura 8. Lista de pozos, reservorios, periodos de muestreo y estudios realizados

los compuestos (hidrocarburos normales o parafinas y ramificados o isoparafinas), Fig. 9. Esta técnica analítica permite reconocer pequeñas diferencias composicionales en los petróleos, por lo que es una herramienta muy útil para diferenciar las familias de petróleos determinadas por diferentes condiciones migratorias y de entrapamiento. Todos los fundamentos de esta técnica y el desarrollo analítico se puede consultar el trabajo de Fasola *et al* (2010).

Como resultado de estas aplicaciones se puede evaluar la continuidad de reservorios, identificar problemas de producción en pozos y asignar las cantidades relativas producidas en intervalos específicos, como complemento de las herramientas tradicionales de la geología de reservorios y de la ingeniería de producción.

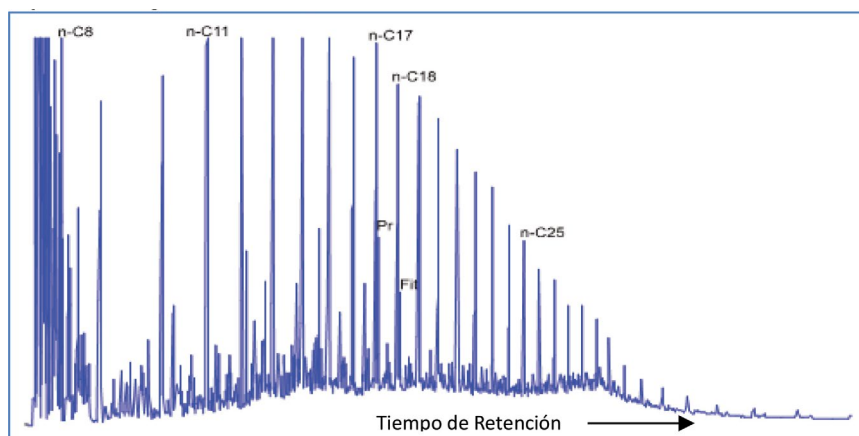


Figura 9. Cromatograma gaseoso o fingerprint de un petróleo total

Cuando en un pozo se presentan varias capas productoras suele ser muy complejo determinar el aporte de cada una y su variación con el tiempo de producción. Los métodos comparativos de caracterización geoquímica de petróleos permiten determinar el porcentaje de aporte de cada una de ellas. Para este fin se emplea el análisis de los petróleos correspondientes a cada capa y del petróleo de producción. La reproducibilidad de la técnica cromatográfica ha demostrado ser tan buena que permite comparar los fingerprints cromatográficos de los punzados y el petróleo de producción inicial con nuevas muestras de producción analizada mucho tiempo después. Como parte del método de análisis se controlan las variaciones analíticas para minimizar su incidencia en los resultados y además se conservan las muestras en condiciones adecuadas para repetir análisis periódicamente.

En este trabajo se aplicó la metodología desarrollada por McCaffrey *et al.* 1996 y 2012, donde, la asignación de la producción se logra mediante la identificación de diferencias químicas entre petróleos denominados “*end members*” (muestras de petróleos de cada una de las zonas de interés de un pozo o de corrientes de producción que son producidas con posterioridad en conjunto). Los parámetros que reflejan estas diferencias de composición se miden en los “*end members*” y en el petróleo de producción en conjunto. Los datos se utilizan luego para expresar matemáticamente la composición del petróleo producción en función de las contribuciones de los “*end members*”. Utilizando un modelo de mezcla simple, una única diferencia geoquímica entre los petróleos de los dos reservorios es suficiente para asignar la producción mezclada de esas dos unidades (por ejemplo, Kaufman y col. 1990). Mediante el uso de los datos provenientes de varias relaciones de pico de un cromatograma, se pueden obtener varias soluciones independientes para resolver la alocación. Utilizando las concentraciones (no las proporciones) de varios compuestos geoquímicos, la producción mezclada de varias capas (o varios campos) puede ser asignada a las unidades discretas

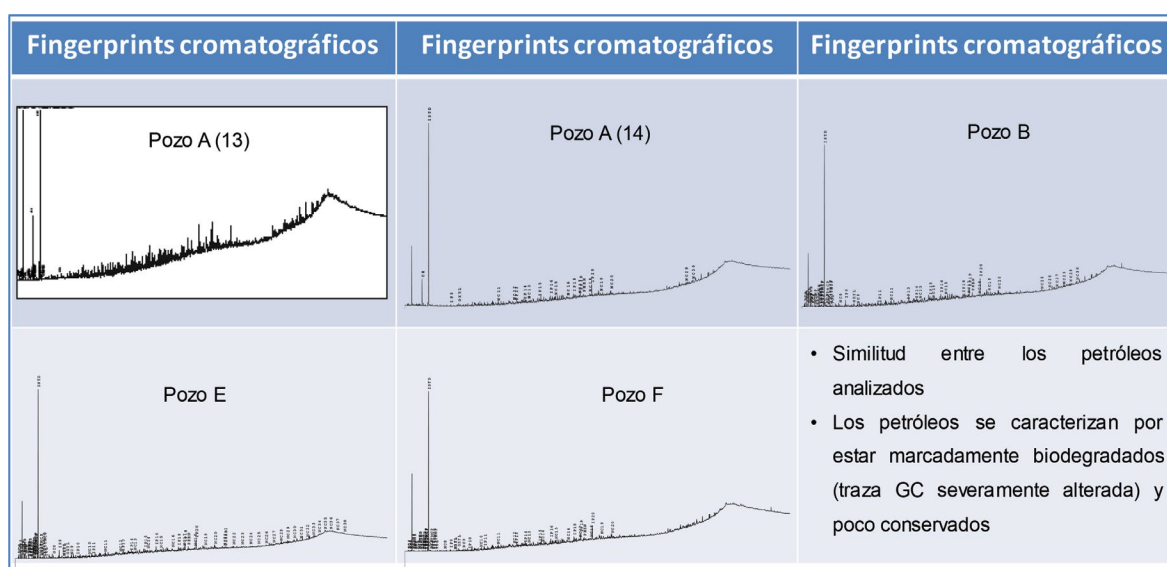


Figura 10. Fingerprint de las cromatografías de las muestras analizadas

usando un enfoque de álgebra lineal. Para este estudio, los datos cromatográficos se procesaron utilizando un software de asignación de producción geoquímica, OilUnmixer™ v. 4.01.

Los resultados analíticos de los petróleos presentaron perfiles cromatográficos o fingerprints similares, evidenciando génesis y procesos de alteraciones comunes a todas las muestras. En general, se observan fingerprints donde los hidrocarburos están pocos conservados y con un patrón de alteración avanzada (Fig. 10 y 11).

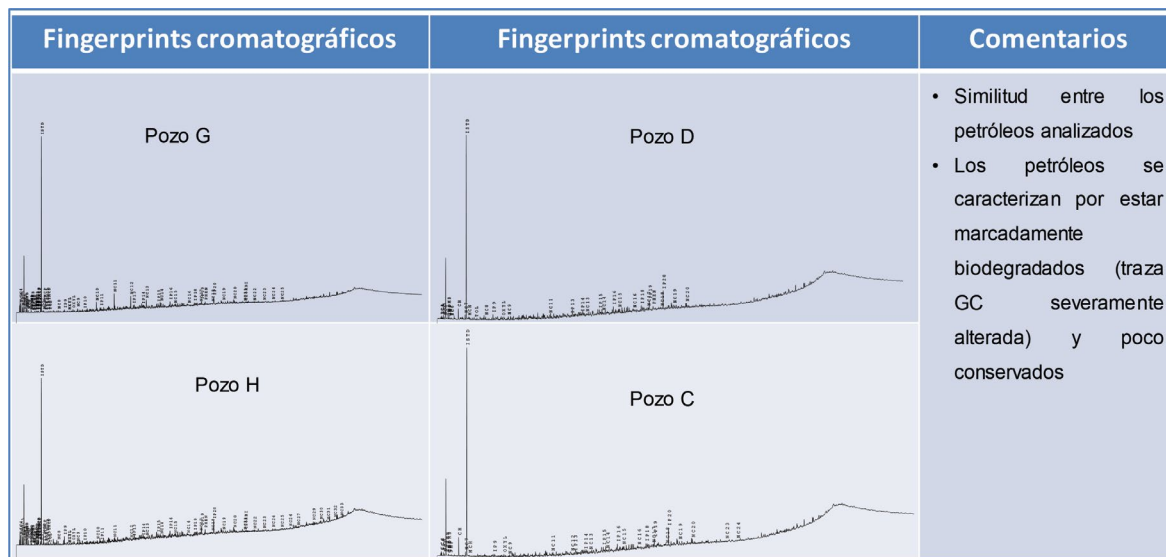


Figura 11. Fingerprint de las cromatografías de las muestras analizadas

RESULTADOS

Características geoquímicas de los petróleos

En función de las observaciones visuales y de los resultados analíticos, se caracterizó a todos los petróleos como de color negro y generalmente, no son móviles a temperatura ambiente.

Los valores de densidad permitieron caracterizarlos como petróleos pesados, observándose una densidad similar para todas las muestras, con valores promedio de 13° API (Fig. 12). El análisis de composicional por fracciones muestra una abundancia de la fracción de Asfaltenos y NSO (55%), sobre la de Saturados (20%) y Aromáticos (25 %).

La correlación de la densidad y la viscosidad (a 56°C) evidenció que para valores de °API muy similares se observan cambios importantes en los valores de viscosidad. Siendo la muestra Pozo A la de mayor viscosidad y la Pozo B la de menor (Fig. 13). Estos cambios de viscosidad, sin cambios mayores de densidad, pueden ser explicados por la presencia de una fracción liviana en los petróleos. Como se verá más adelante en la sección de cromatografía, el petróleo del pozo B muestra mayor preservación de esta fracción liviana.

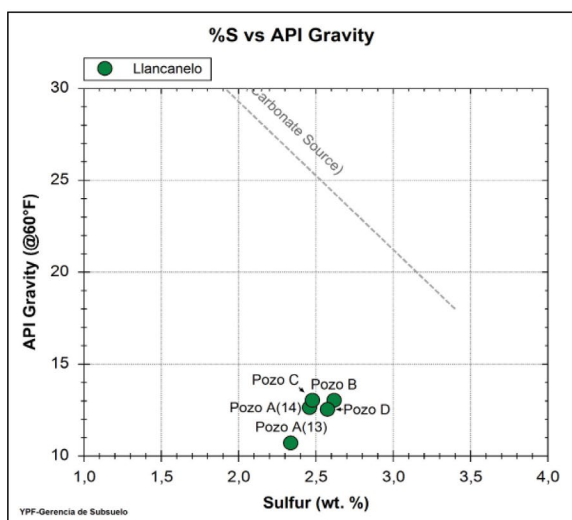


Figura 12. Gráfico de Densidad vs. %S

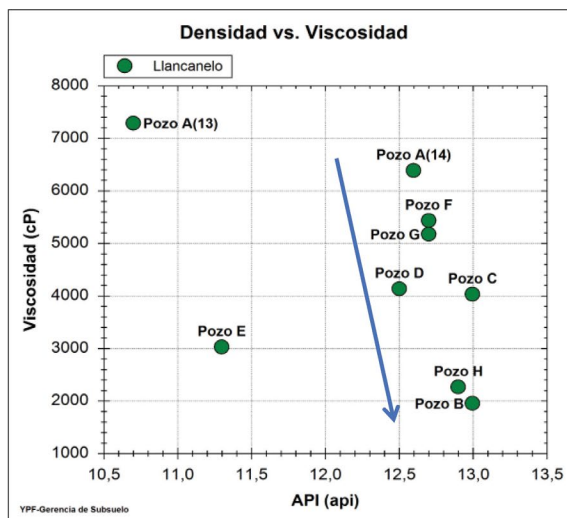


Figura 13. Correlación de densidad y viscosidad

En lo que respecta a los contenidos de azufre, todos los petróleos poseen un contenido alto en azufre (prom.: 2,5%), Fig. 12. Estos altos valores se pueden explicar por las características depositacionales de la roca generadora o por procesos de alteración en reservorio (biodegradación). De acuerdo con los estudios de filiación, todos estos petróleos se asocian genéticamente a la Formación Vaca Muerta, la cual es de origen marino, con querógeno Tipo II a IIS y que generan petróleos con valores de %S>1. En lo que respecta procesos de alteración en el reservorio, se reconoce a la biodegradación como uno de los principales procesos que generan la alta presencia de %S. Este proceso de alteración secundaria es el principal causante de la presencia de petróleos pesados. Un subproducto de la generación de este tipo de petróleos es el aumento de los % de S. La biodegradación es la oxidación microbiana de los hidrocarburos y otros compuestos heteroatómicos por procesos metabólicos anaeróbicos. En este proceso, los microorganismos destruyen los componentes más importantes del petróleo, causando cambios en la composición molecular, lo cual impacta directamente en las propiedades de los fluidos (°API, viscosidad, %S, acidez, etc.). De ambos procesos, se considera a la biodegradación como el principal proceso en la presencia de altos valores de %S en los petróleos estudiados.

Los análisis cromatográficos de los petróleos (Figs. 10 y 11) y los parámetros geoquímicos más importantes mostraron características muy similares entre sí. Esto habla de la similitud tanto en el origen como en los procesos de alteración (biodegradación) ocurridos en el reservorio. Primeramente, los petróleos se caracterizan por estar marcadamente biodegradados (traza GC severamente alterada) y poco conservados. De acuerdo con la escala de Peters y Moldowan, 1993, estos petróleos sufrieron una biodegradación importante, con desaparición casi total de n-alcanos, isoprenoides, esteranos y parte de hopanos.

La distribución de n-parafinas o alcanos (Fig. 14) muestra una mínima concentración de HC

para todo el rango analizado en todas las muestras, caracterizándose por una pérdida total de los hidrocarburos más livianos y la presencia de una moda entre C10-C21. Además, las dos muestras del Pozo A son similares y se pueden observar pequeñas diferencias entre los petróleos de ambas secuencias formacionales (Verde y Oliva), donde los petróleos de la secuencia Oliva se hayan mejor preservado. En lo que respecta a los petróleos de producción, Pozos C y D, ambos presentan un comportamiento similar. En la fracción más pesada de este rango cromatográfico se observa una tendencia coincidente de las muestras, con un predominio de las parafinas de número impar; esto evidencia un origen común de las muestras asociado a un aporte marino en la materia orgánica sedimentada.

La distribución de isoprenoides, Fig. 15, muestra similitud de comportamiento para las muestras, demostrando que poseen una misma filiación genética y que sufrieron o no los mismos procesos de alteración en el reservorio. Sin embargo, se observó una mínima concentración de HC para todo el rango analizado, aumento de las concentraciones a medida que aumenta en N° de Carbono (IP 19 y 20) y una mayor diferenciación entre las muestras de ambas secuencias (verde y oliva). Además, se observó una similitud composicional entre los petróleos de producción (Pozos C y D), quedando ambos comprendidos entre los “*end members*”, porque estos parámetros geoquímicos pueden ser empleados para realizar la alocación de producción.

Los parámetros geoquímicos derivados del rango gasolinas (isómeros de C6 y C7), que sirven para evidenciar alteraciones de los petróleos vinculadas a evaporación, lavado con agua, biodegradación, etc., muestran para todas las muestras pequeñas diferencias geoquímicas (Fig. 16). Se observa una mínima concentración de HC's para todo el rango analizado, con aumento relativo de las concentraciones a medida que aumenta en N° de carbono. La mayor diferencia geoquímica se observa entre las muestras de ambas secuencias o “*end members*”, mientras que los petróleos de producción son muy similares entre sí. El grafico del rango Gasolinas (Tol/n-C7 vs. n-C7/MCH, Fig. 17) muestra procesos diferentes sufridos por los petróleos y en general, todas las muestras están alteradas, presentando menor grado la muestra Pozo B. Las muestras más biodegradadas son las Pozos E y H, mientras que la Pozo D presenta procesos de lavado con agua. Esto está en concordancia con el grafico de Mango, Fig. 18, que muestra procesos similares.

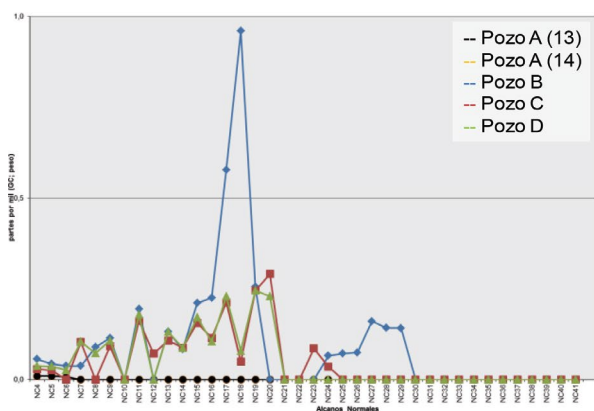


Figura 14. Distribución de n-parafinas

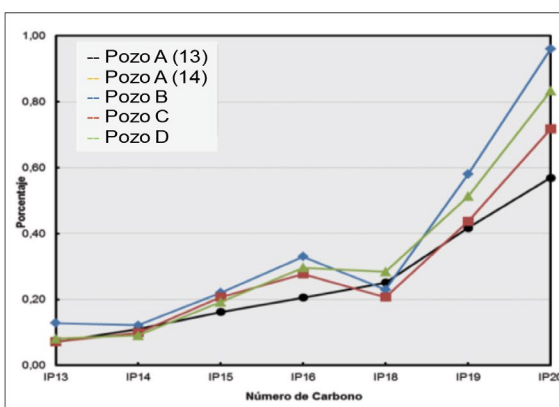


Figura 15. Distribución isoprenoides

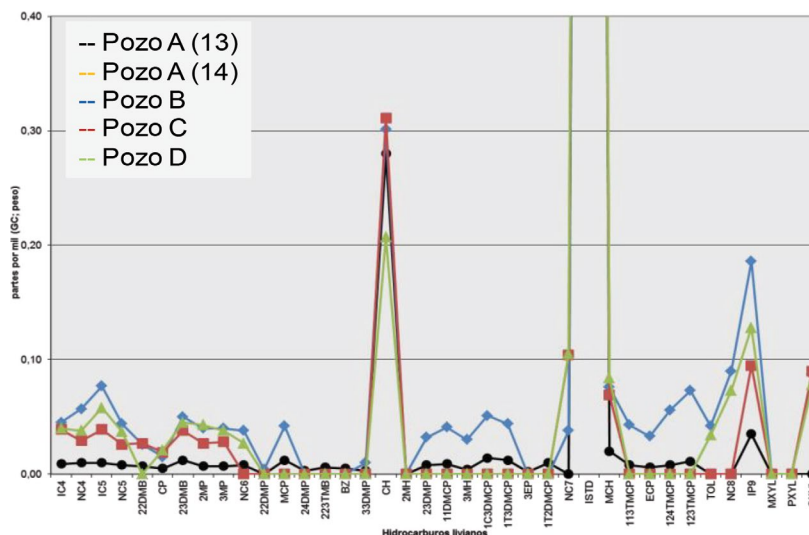


Figura 16. Distribución de hidrocarburos livianos (Rango Gasolina: C6-C7)

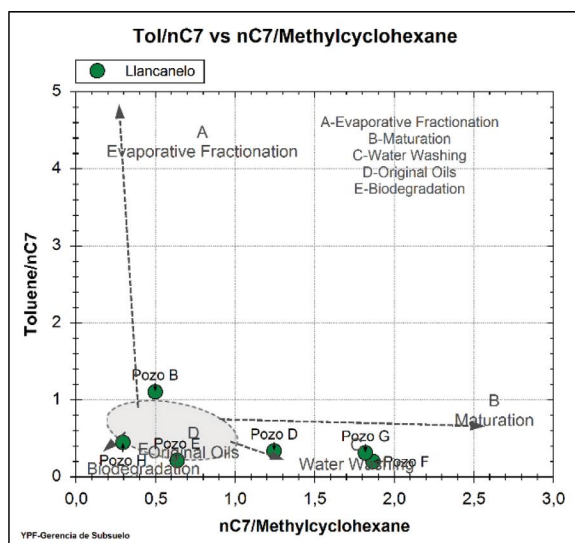


Figura 17. Gráfico rango Gasolinas (Tol/n-C7 vs. n-C7/MCH)

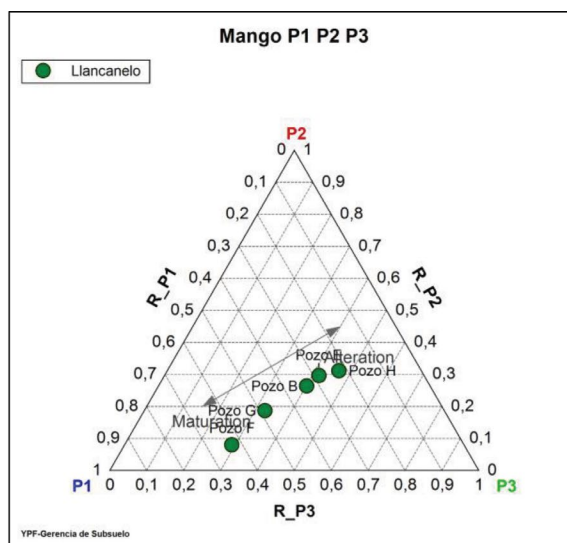


Figura 18. Gráfico de Mango (P1-P2-P3)

En lo que respecta al origen, los diagramas de Halpern (C1 a C5) y Mango (P3, P4 y P5), Figs. 19 y 20, muestran un origen similar para todas las muestras analizadas. La relación Pristano/nC17 vs. Fitano/nC18 muestra también una similitud en las características de los petróleos, Fig. 21. Del análisis de este gráfico, se pueden interpretar que todos los petróleos fueron generados a partir de una roca generadora, asociada a un querógeno tipo II y que todas evidencian procesos de biodegradación.

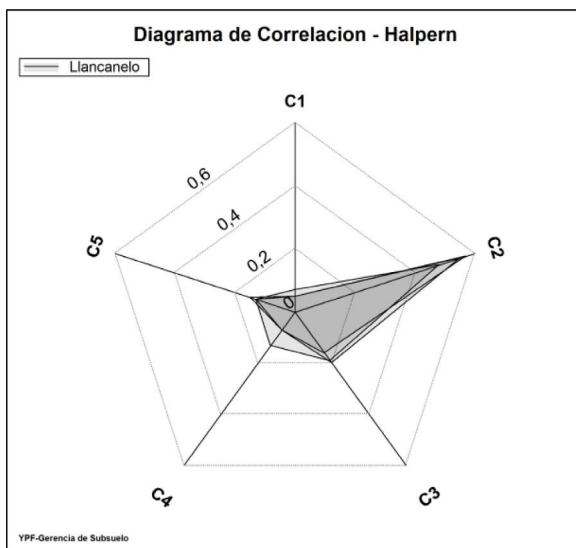


Figura 19. Gráfico de Halpern (C1-C5)

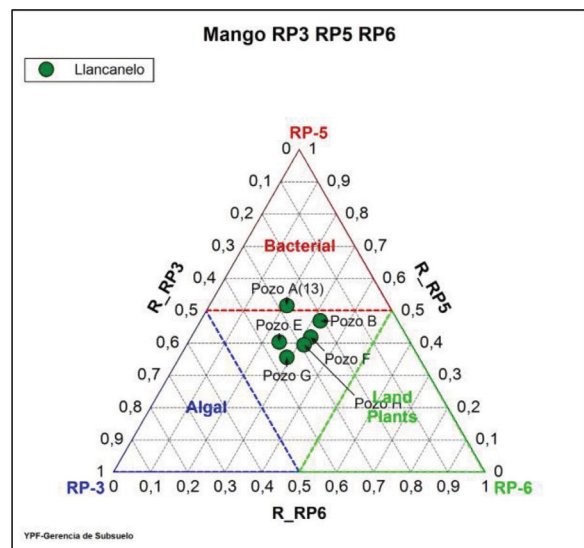


Figura 20. Gráfico de Mango (P3, P5 y P6)

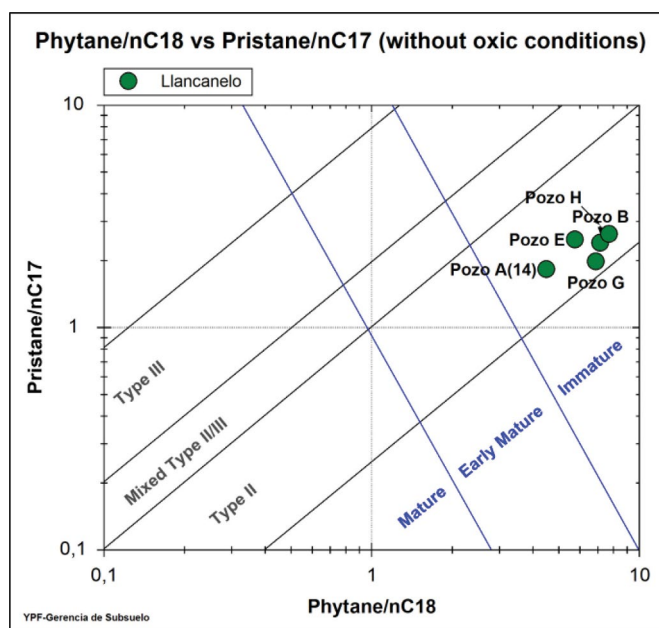


Figura 21. Gráfico Pristano/nC17 vs. Fitano/nC18

Variación lateral de los petróleos

En función de los resultados analíticos y las observaciones geoquímicas realizadas en las muestras de petróleo, más la integración con el modelo geológico del yacimiento, se decidió emplear la geoquímica del petróleo para observar variaciones areales y verticales los fluidos.

Con el objetivo de observar variaciones laterales en las propiedades de los petróleos analizados y pertenecientes a cada una de las secuencias del grupo Neuquén (Fig. 22), se procedió

a mapear algunas propiedades. Como las características físicas y cromatográficas de los petróleos analizados son muy similares, fue difícil encontrar tendencias areales claras en las propiedades de los petróleos. En lo que respecta a la biodegradación, se analizaron una serie de parámetros geoquímicos provenientes de la cromatografía del petróleo y en especial lo del rango gasolina. En las Fig. 23 y 24 se muestran como varía la biodegradación lateralmente y el los pozos analizados y por secuencia analizada. Como se puede observar, en ambas secuencias la biodegradación aumenta de oeste a este.

Con la idea de conocer de qué secuencia está produciendo el Pozo E, se procedió a la revisión, comparación y combinación de una serie de parámetros geoquímicos. De este análisis se observó que el Pozo E tiene en común muchos parámetros geoquímicos con los petróleos de la Secuencia Oliva y en especial con el Pozo H (Figs. 25 y 26). No se poseen datos viscosidad de Pozo E, pero de acuerdo con los datos geoquímicos este pozo debería compartir valores en el rango de los pozos B y H.

Pozo	Reservorio
Pozo A	Secuencia Verde
Pozo B	Secuencia Oliva
Pozo C	Producción en conjunta (Secuencia Oliva+Verde)
Pozo D	Producción en conjunta (Secuencia Oliva+Verde)
Pozo E	Secuencia Oliva
Pozo F	Secuencia Verde
Pozo G	Secuencia Verde
Pozo H	Secuencia Oliva

Figura 22. Lista de muestra analizadas

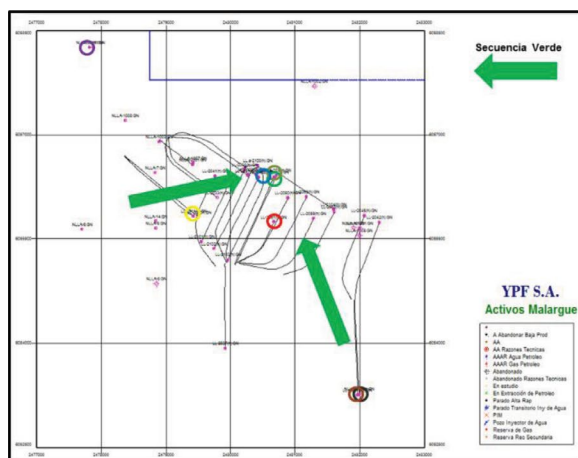


Figura 23. Variación lateral de la biodegradación en la Secuencia Verde

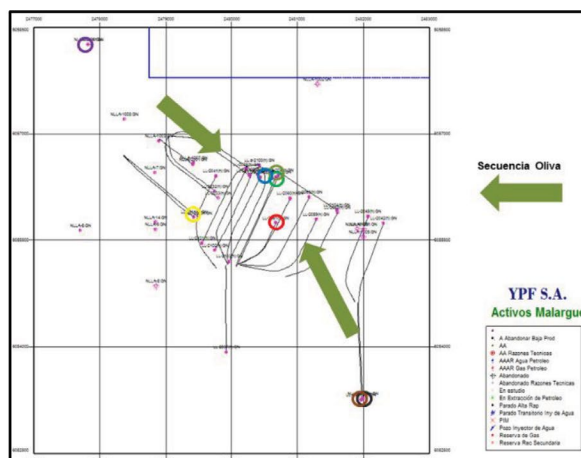


Figura 24. Variación lateral de la biodegradación en la Secuencia Oliva



Los petróleos de producción en conjunto en los cuales se realizó la asignación geoquímica y los “*end members*” representativos de cada una de las secuencias de interés en el Grupo Neuquén del Yacimiento Llanquanelo se presentan en la Figs. 26 y 27.

The map displays several oil fields and infrastructure in Malaga province. Key features include:

- Oil Fields:** A. Alexander Sea Prod, AA, AA Agua Petrol, AAAA Gas Petrol, Abandono Reservas Petrol, En estudio, Ex Extension de Petrol, Falso Alto Rio, Paredo Transito Iry de Agua Pot, Pozo Inyector de Agua, Reserva de Gas, Reserva No Secundaria.
- Infrastructure:** Pipelines connecting various fields, storage tanks, and processing units.
- Legend:** A. Alexander Sea Prod, AA, AA Agua Petrol, AAAA Gas Petrol, Abandono Reservas Petrol, En estudio, Ex Extension de Petrol, Falso Alto Rio, Paredo Transito Iry de Agua Pot, Pozo Inyector de Agua, Reserva de Gas, Reserva No Secundaria.

Figura 27. Ubicación de los pozos de estudios de la alocación.

472

los pozos de producción en conjuntos de los pozos C y D.

Posteriormente se realizó el estudio de alocación mediante cromatografía de alta resolución de los pozos de interés (*end member* y petróleos de producción en conjunto, Fig. 28), donde se observaron diferencias sutiles en el rango de n-alcános e isoprenoides entre las muestras de ambas secuencias (Verde: Pozo A y Oliva: Pozo B). Posteriormente, se procedió a la identificación de todos los compuestos comprendidos entre dos n-alcános, por ej. nC8 y nC9, Fig. 29, y finalmente se realizó un reconocimiento de aquellos picos que son diferentes entre los petróleos de los “*end members*”. Así, fue posible identificar 65 picos cromatográficos que fueron empleados para realizar la alocación de producción de los Pozos C y D.

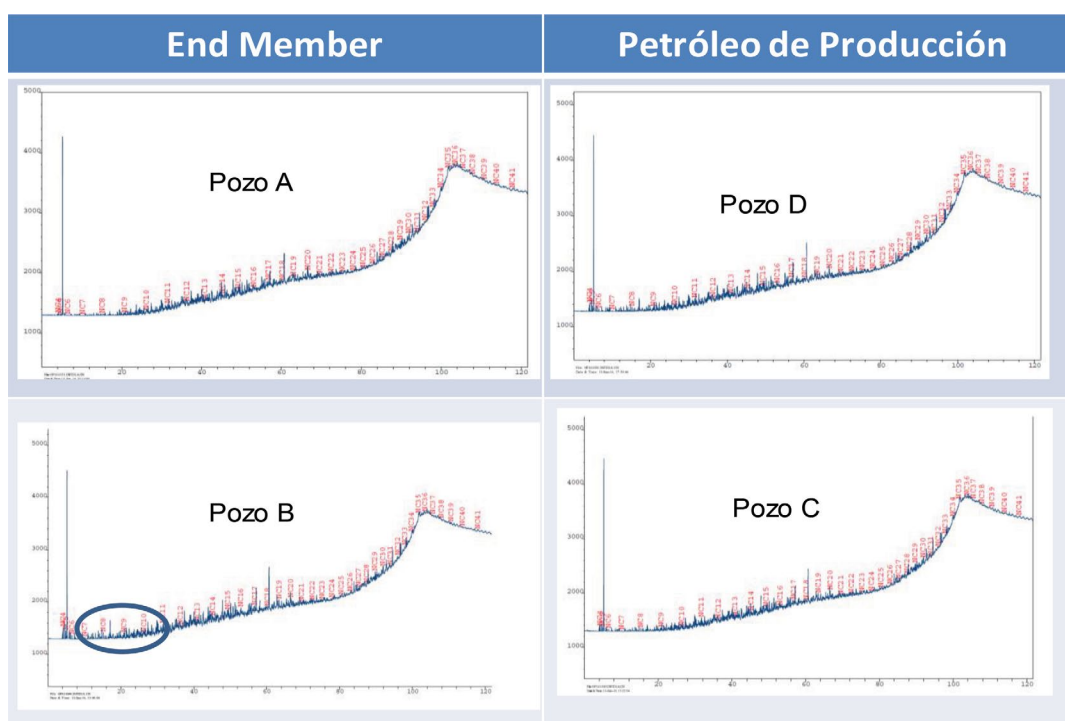


Figura 28. Cromatografía de alta resolución de los petróleos estudiados para alocación

La alocación de producción se realizó mediante el empleo del software OilUnmixer, arrojando los siguientes resultados:

Petróleo de Producción	Sección Verde	Sección Oliva
Pozo D	61 %	39%
Pozo C	36%	64%

Estos resultados corroboraron cuantitativamente lo que se estimaba de forma cualitativa con los valores de viscosidad, por lo que la geoquímica colabora en la estimación de la producción de los niveles de productivos.

Para comprobar los resultados, se procedió a graficar los diagramas de correlación (diagrama estrellas) y la generación de cromatogramas comparativos entre las muestras estudiadas. Además, se generó de una mezcla artificial (petróleo de producción) con los porcentajes de alocación de cada pozo en cuestión (Pozos D y C) y se las comparó con las características geoquímica de los petróleos de estos pozos. El objetivo de este procedimiento es ver que predictivo es la técnica de alocación geoquímica para resolver petróleos de producción en conjunto. Los resultados se muestran en las Figuras 32 a 35, donde se puede observar una muy buena resolución en la alocación en los Pozos D y C. Donde el petróleo artificial coincide exactamente con el petróleo de producción en conjunto.

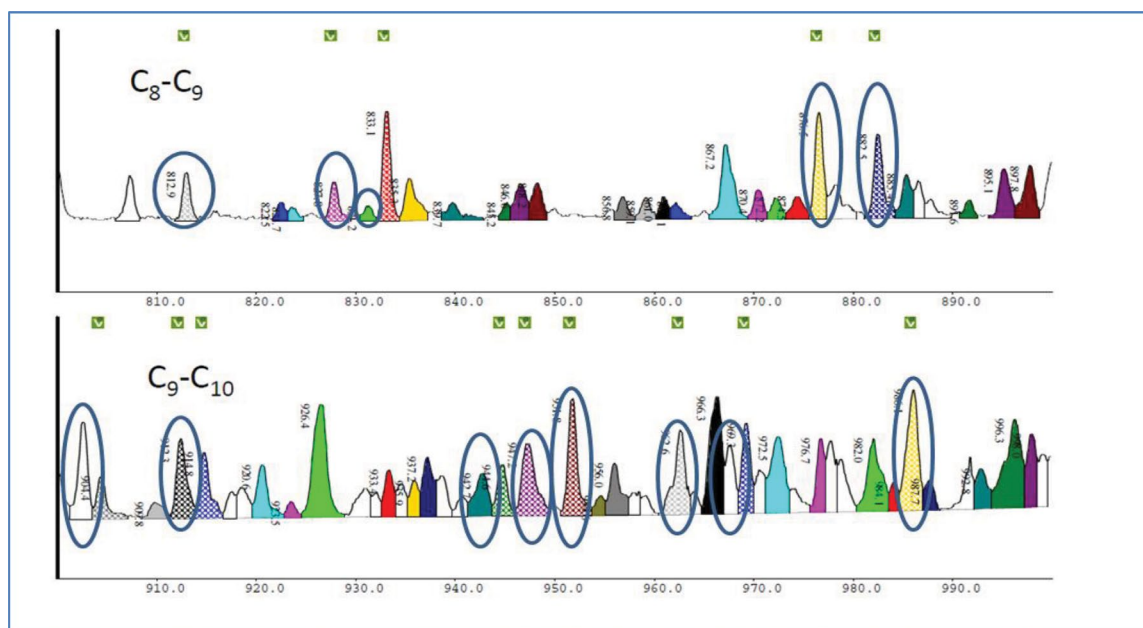


Figura 29. Vista expandida del rango n-C8 a n-C10 e identificación de los compuestos empleados para la alocación de producción

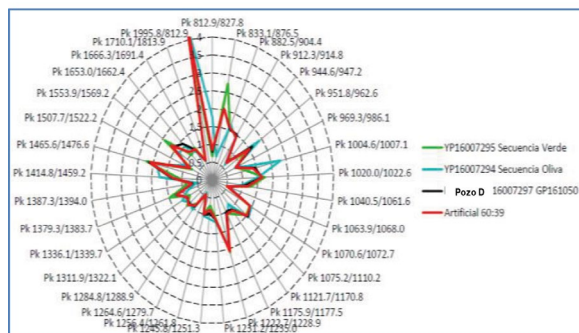


Figura 30. Diagrama estrella para el pozo D

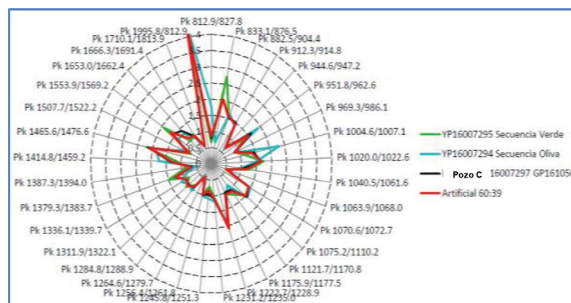


Figura 32. Diagrama estrella para el pozo C

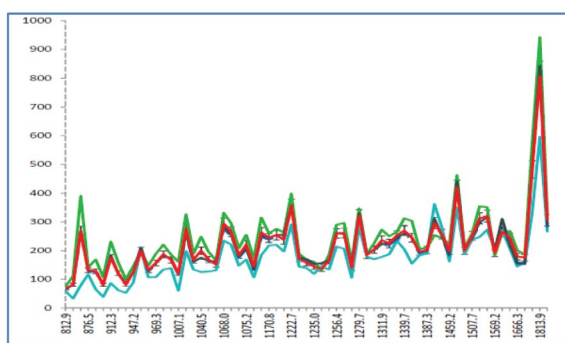


Figura 31. Cromatogramas para el pozo D

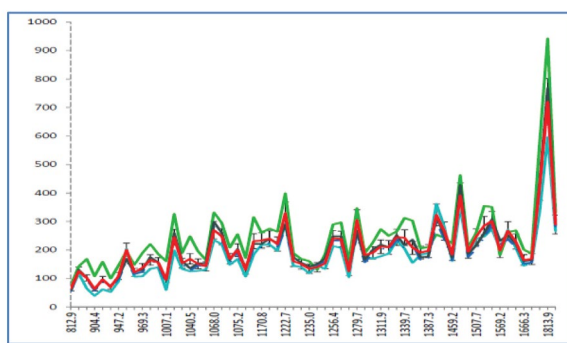


Figura 33. Cromatogramas para el pozo C

CONCLUSIONES

En función de los resultados analíticos obtenidos en las muestras de petróleo de los pozos del yacimiento Llancanelo y los objetivos de este estudio, concluimos en este estudio que la geoquímica del petróleo es una herramienta que colabora en el desarrollo de los yacimientos ya que permite entender las características laterales y verticales de los petróleos y conocer el aporte de cada una de las zonas a la producción en conjunto de los pozos.

AGRADECIMIENTOS

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

REFERENCIAS

- Baskin, D. K., Hwang, R.J. & 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.
- Blanc, Ph. & Connan, J. (1993). Crude Oils in Reservoirs: The Factors Influencing their Composition, in Applied Petroleum Geochemistry M. L. Bordenave (ed) De. Technip, p.149-174.
- Callejón-Jiménez, A.F. (1995), Reservoir Geochemistry in the Pato Field, Eastern Venezuela Basin, in Organic Geochemistry: Developments and Applications to Energy, Climate, Environment and Human History, Grimault, J.O. & Dorronsoro, C. (eds.) Selected papers from 17th Intern. Meeting on Organic Geochemistry, 4th- 8th September 1995, pp 343-344.
- Curiale, J.D., Cameron D. & Davis, D.V. (1985), Biological Marker distribution and Significance in oils and rocks of the Monterey Formation, California. Geochim. et Cosmochim. Acta, Vol 49, p. 271-288.
- Fasola, M.E., Labayén, I., Lema, M. & 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. & 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
- Fasola, M.E., Labayén, I., Maselli, G., Potas, G. & 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), Alocación de la producción conjunta en reservorios multicapa mediante técnicas geoquímicas”, Petrotecnica.
- Fasola, M. Reporte interno. 2015. Caracterización geoquímica y correlación con la RM del petróleo del pozo LVo.a-9
- Fasola, M. Reporte interno 2016. Caracterización de hidrocarburos en el pozo Los Alpatacos x-1, Bloque Cajón de los Caballos Sur, Mendoza, Argentina
- George, S.C., Volk, H. & Ahmed, M. (2005), Recognizing oil mixing using maturity parameters from different molecular weight fractions of oils, in Organic Geochemistry: Challenges for the 21st Century (Vol 1), from 22nd Intern. Meeting on Organic Geochemistry, Seville Spain September 2005, pp 62-63.
- Horstad, I. & Larter, S.R. (1997), Petroleum Migration, Alteration, and Remigration within Troll Field, Norwegian North Sea. AAPG Bull.V.81, N° 2, p. 222-248.
- Hunt, J.M. (1996) Petroleum Geochemistry and Geology W.H. Freeman and Co.
- Kaufman, R.L., Ahmed, A.S. & 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.
- Kaufman, R.L., Ahmed, A.S. & Hemphins, 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., Dashti, H., Kabir, C.S., Pederson, J.M., Moon, M.S., Quttainah, R. & Al-wael, H. (2002) Characterizing the greater Burgan Field: Use of geochemistry and oil fingerprinting, SPE 78129, p 190-196.
- Labayén, I. L., Fasola, M., Del Monte, A. and 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. and 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.
- Larter, S.R. & 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. & Ementon, N. (1994), Reservoir Geochemistry: a Link between Reservoir Geology and Engineering? SPE 28849, p 441-450.
- Leythaeuser, D., Mackenzie, A., Schaefer, R.G. & Bjoroy, M. (1984), A Novel Approach for Recognition and Quantification of Hydrocarbon Migration Effects in Shale-Sandstone Sequences. AAPG Bull.V.68, N°2, p. 196-219.
- Lorincevich, E., Fasola, M.E y Labayén, I. (2007) Applications of Organic Geochemistry in Rayoso Formation Characterization: Chihuido De La Sierra Negra - Lomita Field, Neuquina Basin, Argentina SPE 107869-PP. Presentado en el V LALPEC, 14-18 de Abril, Buenos Aires, Argentina.
- Marteau, V., C. Groba, W. Romera, I. L. Labayén, M. Crotti y S. Bosco (2002), Utilización de la Geoquímica de Reservorios para determinar la heterogeneidad de los petróleos de producción de la Fm. Rayoso, Cuenca Neuquina, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina 29 de Octubre/ 2 de Noviembre, 2002.
- McCaffrey, M.A., Legarre, H.A. & Johnson, S.J. (1996) Using Biomarkers to Improve Heavy Oil reservoir Management: An Example From the Cymric Field, Kern County, California. AAPG Bull.V.80, N°6, p. 898-913.
- Nederlof, P.J., van der Veen, F.M. & van den Bos, G.A. (1995), Application of Reservoir Geochemistry in Oman, in Organic Geochemistry: Developments and Applications to Energy, Climate, Environment and Human History, Grimault, J.O. & Dorronsoro, C. (eds.) Selected papers from 17th Intern. Meeting on Organic Geochemistry, 4th- 8th September 1995, pp 329-331.
- Peters, K. E., Walters, C. C. & Moldowan, J. M. (2005). The Biomarkers Guide, Second Edition, V1 p 103.
- Rajasingam, D.T. & Freckelton, T.P. (2004), Subsurface Development Challenges in the Ultra Deepwater Na Kika Development, OTC 16699.
- Schiuma M., Hinterwimmer G., Vergani G. Rocas reservorio de las cuencas productivas de argentina. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, 2002, pp. 585-604.C
- Rosso, M. y Labayén, I., 1991. Aplicaciones de la geoquímica orgánica al problema de la correlación de petróleos y rocas madres. Boletín de Informaciones Petroleras, Tercera Época, n° 26, p. 78-90.
- Wavrek, D.A., J.C. Quick J.C., J.W. Collister, N.F. Dahdah, G. Laffitte y S. Del Vó, 1994. Neuquén Basin, Argentina. An integrated geochemical study. v: 2, Organic Geochemistry. ESRI Technical Report 94-08-422.
- Villar, H., 2001. Informe geoquímico interno. Caracterización de petróleos crudos de Co. Divisadero, Los Cavaos, Malal del Medio y Pampa Palauco - Área Valle del Río Grande - Cuenca Neuquina
- Villar, H.J., G.A. Laffitte, L. Legarreta, C. Haring y R. Varadé, 2008. Las facies orgánicas no marinas de la Cuenca Neuquina: su caracterización a partir de registros geoquímicos de pelitas querogénicas y petróleos. XVII Congreso Geológico Argentino, S.S. Jujuy, Actas.
- Villar, H., Legarreta, L., Laffitte, G., Haring, C. Y Varadé, R. 2011-2014. Facies orgánicas no marinas de la cuenca neuquina: Ambiente geológico y caracterización geoquímica de petróleos y rocas generadoras.



**10° CONGRESO DE
EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS**

Energía y Sociedad
aliados inseparables
Mendoza 2018